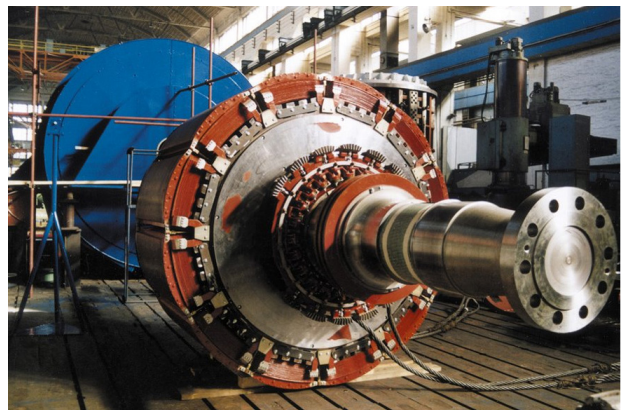


В. В. Тептя, В. В. Кулик

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. В. Тептя, В. В. Кулик

**ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

Електронний конспект лекцій
комбінованого (локального та мережного) використання

Вінниця
ВНТУ
2021

УДК 621.316(075)

T43

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 16 від 25 червня 2021 р.)

Рецензенти:

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

В. В. Черкашина, доктор технічних наук, доцент

С. В. Матвієнко, кандидат технічних наук

Тептя, В. В.

T43 Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах : електронний конспект лекцій комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / В. В. Тептя, В. В. Кулик. – Вінниця : ВНТУ, 2021. – 183 с.

ISBN 978-966-641-872-5

В конспекті лекцій розглядаються загальні питання електромеханічних перехідних процесів та стійкості електричної системи. Наведено практичні методи розрахунку статичної та динамічної стійкості системи. Конспект підготовлено відповідно до вимог стандарту «Стійкість енергосистем» та типової програми дисципліни «Перехідні процеси».

Конспект лекцій призначено для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей. Може бути корисним експлуатаційному персоналу електричних станцій, систем та мереж.

УДК 621.311(075)

ISBN 978-966-641-872-5

© ВНТУ, 2021

ЗМІСТ

Передмова	6
Перелік умовних позначень	8
1 Основні поняття і означення	9
1.1 Основні терміни та означення	12
1.2 Загальні припущення під час вивчення електромеханічних перехідних процесів.....	15
1.3 Задачі розрахунку стійкості електроенергетичної системи.....	16
1.4 Кутова характеристика простої електропередачі	16
1.5 Дослідження векторної діаграми простої електропередачі.....	21
2 Поняття стійкості електричної системи.....	23
2.1 Загальні поняття статичної стійкості	23
2.2 Загальні поняття динамічної стійкості.....	26
2.3 Резульгуюча стійкість.....	30
3 Диференціальне рівняння електромеханічного перехідного процесу.....	34
3.1 Система відносних одиниць.....	34
3.2 Час.....	34
3.3 Кут.....	34
3.4 Швидкість	35
3.5 Потужність і обертовий момент	37
3.6 Прискорення	38
3.7 Рівняння відносного руху ротора генератора	39
4 Характеристика передаваної потужності простої електропередачі з різними типами генераторів і різними системами автоматичного регулювання збудження.....	43
4.1 Системи збудження і автоматичного регулювання збудження електричних машин.....	43
4.2 Параметри синхронного генератора	43
4.3 Складання схеми заміщення і розрахунок параметрів електричної мережі.....	47
4.4 Розрахунок і побудова векторних діаграм простої електричної мережі з турбогенератором і гідрогенератором.....	50
4.4.1 Векторна діаграма електричної мережі з турбогенератором	50
4.4.2 Векторна діаграма електричної мережі з гідрогенератором	52
4.5 Характеристика активної потужності простої електричної мережі з турбогенератором і гідрогенератором.....	54
5 Характеристики потужності у випадку складного зв'язку віддаленої станції з шинами приймальної системи.....	57
5.1 Розрахунок власних і взаємних провідностей.....	62
5.2 Кутові характеристики потужності генератора за складного зв'язку з системою	63

5.3 Приклад розрахунку коефіцієнта запасу статичної стійкості у випадку складного зв'язку віддаленої станції з шинами приймальної системи	67
6 Дослідження методів розрахунку статичної стійкості	72
6.1 Призначення розрахунків	72
6.2 Практичні критерії статичної стійкості	74
6.2.1 Прямий критерій статичної стійкості простої системи	75
6.2.2 Вторинні критерії статичної стійкості простої системи	77
6.3 Метод малих коливань (малих відхилень) під час розв'язання диференціального рівняння електромеханічного перехідного процесу	81
6.4 Застосування методу малих коливань до розв'язання диференціального рівняння електромеханічного перехідного процесу в простій електричній мережі з урахуванням демпферних обмоток	87
6.5 Метод стійкості за Ляпуновим	90
6.6 Математичні критерії статичної стійкості	90
6.6.1 Критерій Гурвіца	91
6.6.2 Критерій Рауса	92
6.6.3 Критерій Михайлова	93
6.7 Дослідження статичної стійкості електроенергетичної системи	95
6.7.1 Основні елементи ЕЕС з огляду на забезпечення стійкості та окремі рівняння їх стану	95
6.7.2 Прямий метод дослідження нелінійної системи за малих збурень	100
6.7.3 Особливості формування характеристичних рівнянь для дослідження стійкості ЕЕС	101
6.7.4 Приклади застосування алгебраїчних критеріїв для дослідження стійкості ЕЕС	105
6.7.5 Виділення областей стійкості. Метод D -розбиття	114
7 Дослідження динамічної стійкості електричної мережі	125
7.1 Загальні положення і основні припущення під час дослідження динамічної стійкості	125
7.2 Застосування графічного методу для аналізу динамічної стійкості простої електричної мережі (метод площин)	127
7.3 Схеми заміщення і характеристики потужності під час короткого замикання	131
7.4 Застосування правила площин для визначення граничного кута відключення короткого замикання	135
7.5 Застосування правила площин для визначення ефективності автоматичного повторного включення (АПВ) ліній електропередач	137
7.6 Аналіз динамічної стійкості електричної мережі за трифазного короткого замикання	139
7.7 Розв'язання рівняння руху ротора генератора методом послідовних інтервалів	142

7.8 Приклад розрахунку перехідного процесу, викликаного відключенням лінії електропередачі	145
8 Засоби підвищення стійкості електроенергетичних систем	152
8.1 Заходи, що покращують характеристики основних елементів систем	153
8.1.1 Вплив параметрів генераторів на стійкість системи	153
8.1.2 Вимикачі та захист	157
8.1.3 Лінії електропередачі	158
8.2 Заходи, що покращують характеристики додаткових пристроїв систем	159
8.2.1 Пристрої ліній змінного струму	159
8.2.2 Установки поздовжньої компенсації	160
8.2.3 Заземлення нейтралей трансформаторів через активний або індуктивний опори	161
8.2.4 Установки для електричного гальмування генераторів під час аварій	162
8.2.5 Пристрої регулювання турбін	163
8.3 Режимні заходи з підвищення стійкості	164
Глосарій	171
Список літератури	176
Додаток А Завдання на контрольну роботу	178

ПЕРЕДМОВА

Дисципліна «Перехідні процеси в електроенергетичних системах» складається з двох частин. Перша частина присвячена електромагнітним перехідним процесам. В другій частині розглядаються електромеханічні перехідні процеси.

Розуміння складних фізичних процесів, що відбуваються в електроенергетичних системах в нормальних і аварійних режимах, важливе для вибору засобів і заходів із підвищення надійності роботи систем.

В курсі «Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах» разом зі зміною електричних величин розглядається також механічний (обертальний) рух роторів електричних машин. Основна увага приділяється питанням стійкості спільного руху роторів цих машин, об'єднаних в паралельну роботу електричними зв'язками в електроенергетичних системах.

Метою цього конспекту лекцій є забезпечення студентів необхідними знаннями в галузі аналізу електромеханічних перехідних режимів під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем.

Під час дослідження проблем перехідних електромеханічних процесів в електричних системах важлива увага приділяється питанням стійкості. Тому в конспекті лекцій розглянуто основні поняття статичної та динамічної стійкості.

Конспект лекцій містить вісім розділів. В першому розділі наведено основні поняття, терміни і означення, причини виникнення перехідних процесів, їх наслідки, а також загальні припущення під час аналізу електромеханічних перехідних процесів.

Другий розділ присвячено загальним поняттям статичної, динамічної та результуючої стійкості систем.

В третьому розділі наведено основні фізичні величини, які використовують під час розрахунку електромеханічних перехідних процесів, і диференціальне рівняння відносного руху ротора генератора, що описує електромеханічний перехідний процес.

Четвертий розділ присвячено виведенню рівнянь характеристик активної потужності простої електричної мережі з турбо- і гідрогенератором.

В п'ятому розділі розглянуто методи розрахунку власних і взаємних провідностей та рівняння кутової характеристики потужності генератора за складного зв'язку з системою.

Основні методи дослідження та критерії статичної стійкості наведено в шостому розділі конспекту.

Сьомий розділ присвячено методам розрахунку динамічної стійкості систем.

У восьмому розділі роботи розглянуто заходи та засоби підвищення стійкості електроенергетичних систем.

В кінці кожного розділу для самостійної роботи наведено контрольні запитання, за якими студент може перевірити свої знання.

Конспект лекцій призначено для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка й електромеханіка» всіх форм навчання. Зміст конспекту лекцій відповідає робочій навчальній програмі дисципліни «Перехідні процеси». Матеріал посібника може бути корисний студентам для курсового і дипломного проектування, а також для виконання кваліфікаційних бакалаврських і магістерських робіт.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВР – автоматичне введення резерву;
АГП – автомат гасіння поля;
АЕС – атомна електрична станція;
АОЗН – автоматичне обмеження зниження напруги;
АОЗЧ – автоматичне обмеження зниження частоти;
АПВ – автоматичне повторне включення;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АРЗ ПД – автоматичне регулювання збудження пропорційної дії;
АРЗ СД – автоматичне регулювання збудження сильної дії;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ГАЕС – гідроакумулювальна електрична станція;
ГГ – гідрогенератор;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ЕМ – електрична мережа;
ЕРС – електрорушійна сила;
КЗ – коротке замикання;
КПК – керована поздовжня компенсація;
КШР – керований шунтувальний реактор;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НТАПВ – неуспішне трифазне автоматичне повторне включення;
ОАПВ – однофазне автоматичне повторне включення;
ОРПП – об'єднаний регулятор потоків потужності;
ПА – протиаварійна автоматика;
ПН – перетворювачів напруги;
ПП – перехідний процес;
ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача;
ПС – підстанція;
РУ – розподільна установка;
САРЗ – система автоматичного регулювання збудження;
СК – синхронний компенсатор;
СМ – синхронна машина;
СТК – статичний тиристорний компенсатор;
ТГ – турбогенератор;
ТАПВ – трифазне автоматичне повторне включення;
УАПВ – успішне трифазне автоматичне повторне включення;
ФП КПК – форсування пристроїв керованої поздовжньої компенсації;
ЧДА – частотна ділильна автоматика.

1 ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ І ОЗНАЧЕННЯ

Електроенергетична система є складним електротехнічним комплексом, до складу якого входять виробництво, транспортування та розподіл електричної енергії.

Об'єднана енергетична система – це сукупність електричних станцій, електричних і теплових мереж, споживачів та інших об'єктів електроенергетики, які пов'язані між собою спільним режимом і безперервними процесами виробництва, транспортування та розподілу електричної й теплової енергії за їх централізованого управління.

Електрична система – це умовно виділена частина електроенергетичної системи, в якій здійснюється виробництво, перетворення, транспортування та споживання електричної енергії.

Режим роботи системи – це сукупність процесів, які характеризують роботу електричної системи та її стан в будь-який момент часу. Параметри режиму (напруга, потужність, струм тощо) пов'язані між собою параметрами системи. Параметри системи – це опори, провідності, коефіцієнти трансформації, сталі часу тощо. Вони визначаються фізичними властивостями елементів. Розрізняють декілька видів режимів роботи електричних систем: усталені, післяаварійні та перехідні.

Усталений режим – режим, який характеризується незмінними параметрами.

Післяаварійний режим – усталений режим, який характеризується зниженими запасами стійкості та/або допустимими переобтяженням силового обладнання енергосистеми відносно нормального (доаварійного) режиму. Тривалість післяаварійного режиму визначається часом, необхідним диспетчеру для змінення режиму із забезпеченням нормативних запасів зі стійкості (як правило, не більшим ніж двадцять хвилин).

Перехідний режим – режим від початку збурення до закінчення електромеханічних процесів (як правило, до тридцяти секунд), викликаних цим збуренням, який протікає між нормальним та післяаварійним режимами [1].

В нормальному режимі роботи система має надійно забезпечувати споживача електричною (або тепловою) енергією відповідної якості. Оскільки в електроенергетичній системі відбуваються безперервні та випадкові зміни навантажень, то повністю усталеного режиму системи не існує. Отже, режим електроенергетичної системи – це низка перехідних процесів.

Навантаження в системі безперервно змінюється, відбуваються малі зміни кількості підключених споживачів та їх потужності. Крім цих «малих» відхилень часто відбуваються «великі зміни», пов'язані зі зміною величини генерувальних та споживаних потужностей, а також конфігурації системи (включення і відключення генераторів, ліній електропередачі, трансформаторів тощо). Такі зміни, тобто переходи від одного режиму до

іншого, під час нормальної роботи системи називаються *нормальними перехідними режимами*.

Іноді система піддається аварійним діям. Аварії виникають внаслідок порушення режиму системи або окремих її елементів. Стан системи під час аварій і наступний перехід до нового робочого стану називається *аварійним перехідним режимом*.

Під час розв'язання практичних задач перехідний процес вважають таким, який складається із низки процесів, що характеризують зміни певної групи параметрів. В одну групу виділяють електромагнітні перехідні процеси, а в іншу – електромеханічні перехідні процеси.

Під *електромеханічними перехідними процесами* в електроенергетичних системах розуміють процеси руху роторів генераторів та двигунів один відносно одного під дією механічних та електромагнітних моментів, діючих на їхніх валах. Під час руху роторів машин одночасно відбуваються зміни електричних величин, які характеризують режим електроенергетичної системи [2, 3].

Дуже важливо знати хід електромеханічних перехідних процесів для визначення характеру кінцевого режиму електроенергетичної системи (стійкий, нестійкий), а також для визначення електричних параметрів під час пуску, включення в мережу та зупинення електричних машин. Однією з важливих задач під час вивчення електромеханічних перехідних процесів є задача забезпечення стійкості режиму роботи електроенергетичної системи.

Стійкість режиму – це здатність електроенергетичної системи під час випадкових збурень її режиму зберігати допустимі значення параметрів у вузлових точках. Розрізняють статичну і динамічну стійкості.

Статична стійкість – це здатність системи поновлювати попередній (вихідний) або близький до попереднього режим після малих збурень.

Динамічна стійкість – це здатність системи повертатися у вихідний або близький до нього стан після великих збурень.

З огляду на виконання заданого графіка навантаження відбуваються синхронізація та включення в мережу генераторів електричних станцій, включення і відключення електроприймачів споживачів, включення і відключення трансформаторів, оперативні перемикання на підстанціях. Такі операції викликають невеликі дискретні зміни режиму (струму, потужності, напруги тощо). Ці зміни відбуваються в нормальних режимах роботи системи і називаються *малими збуреннями режиму*.

До *великих збурень* відносять [4 – 6]:

- короткі замикання в елементах електричної системи та відключення пошкодженого електрообладнання;
- скидання навантаження внаслідок пошкодження механічного обладнання;

- короткочасні перерви електропостачання споживачів у разі коротких замикань в живильній мережі з подальшим відключенням і роботою автоматичних пристроїв повторного включення та резервування;
- груповий запуск двигунів після короткочасної перерви живлення тощо.

Коли після великого збурення синхронний режим системи порушується, а потім після деякої перерви поновлюється, то говорять про результуючу стійкість. **Результуюча** стійкість – це здатність енергетичної системи поновлювати синхронну роботу після короткочасного, допустимого за умовами експлуатації, асинхронного режиму з допустимими показниками якості електричної енергії.

Порушення стійкості паралельної роботи електричних станцій в електроенергетичній системі може призвести до системних аварій: розділення об'єднаної системи на окремо працюючі частини, порушення електропостачання великої кількості споживачів, а в деяких випадках до повного порушення роботи частини системи та порушення електропостачання промислових районів. Тому забезпечення стійкості електроенергетичної системи є одним із важливіших питань під час проектування та експлуатації енергетичних об'єктів, а саме електричних станцій і крупних вузлів навантаження.

Під час вивчення стійкості електричної системи виконується аналіз реакції системи на «малі» та «великі» збурення. Розглядається поведінка електромеханічних перетворювачів енергії, а саме генераторів і двигунів. Саме їхні властивості і режими роботи визначають хід електромеханічного процесу.

Усталений режим роботи електричної системи має бути стійким. Для цього необхідно забезпечити запаси стійкості режиму відповідно до нормативних документів.

Виходячи із означення *статичної* стійкості системи можна сказати, що існує такий режим, за якого дуже мале збільшення навантаження викликає порушення його стійкості. Такий режим називають *граничним*, а навантаження системи *максимальними* або *граничними* навантаженнями за умовами статичної стійкості. Наприклад, пропускна здатність елемента системи – це найбільша потужність, яку можна передати через цей елемент з урахуванням всіх обмежувальних факторів (нагріву, стійкості, напруги у вузлах тощо).

Поняття пропускної здатності є справедливим і для динамічної стійкості. В цьому випадку говорять про *границю передаваної потужності* за умовами динамічної стійкості під час коротких замикань в будь-якій точці, відключення лінії тощо.

Режим, який настає після перехідного процесу має мати достатній запас стійкості, який перевіряється зміною якогось параметра.

Запас стійкості можна виразити коефіцієнтом запасу. Наприклад, запас стійкості за потужністю обчислюється за формулою:

$$k_3 = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} \cdot 100\%$$

або

$$k_3 = \frac{P_{max}}{P_0},$$

де k_3 – коефіцієнт запасу статичної стійкості;

P_0 – активна потужність, що передається в систему;

P_{max} – максимальне значення активної потужності, визначене із умови стійкості режиму з урахуванням дії автоматичного регулятора збудження генераторів.

1.1 Основні терміни та означення

В цьому підрозділі наведено основні терміни та означення згідно з існуючим законодавством України та нормативними документами [17–19].

Режим роботи енергосистеми – сукупність умов роботи енергосистеми за певний інтервал часу з урахуванням їхньої тривалості, послідовності, а також значень та характеру навантаження [17].

Параметри режиму роботи енергосистеми – показник, який характеризує режим системи і умови її роботи: потужність, напруга, перетоки по ЛЕП, частота нормального режиму роботи енергосистеми.

Режим роботи енергосистеми, за якого забезпечується постачання електроенергії належної якості всім споживачам [17].

Аварійний режим роботи енергосистеми – режим роботи енергосистеми за умови виникнення аварій [17].

Післяаварійний режим роботи енергосистеми – режим роботи енергосистеми, що визначає її стан безпосередньо після усунення аварійних умов.

Нормально-дефіцитний режим роботи енергосистеми – режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі.

Усталений режим роботи енергосистеми – режим роботи енергосистеми, за якого параметри режиму вважають незмінними.

Перехідний режим роботи енергосистеми – режим роботи енергосистеми, за якого швидкості змінення параметрів настільки значні, що їх необхідно враховувати, розв'язуючи конкретні практичні задачі.

Асинхронний режим роботи енергосистеми – перехідний режим, який характеризується асинхронним обертанням частини генераторів енергосистеми.

Коливний режим енергосистеми – режим роботи енергосистеми, параметри якого періодично змінюються без порушення синхронізму.

Стійкість енергосистеми – це здатність енергосистеми повертатися до сталого режиму роботи після різного роду збурень без переходу до асинхронного режиму.

Стійкість енергосистеми визначається статичною і динамічною стійкостями.

Статична стійкість – це здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму після малих збурень режиму, за яких зміни параметрів дуже малі проти їхніх середніх значень без переходу до асинхронного режиму [17].

Динамічна стійкість – це здатність енергосистеми повертатися до усталеного режиму після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівнюються із цим значенням цих параметрів без переходу до асинхронного режиму.

Стійкість енергосистеми (пропускна здатність перетину) для певної схеми та режиму роботи визначають:

– близькістю до граничного із статичної стійкості режиму, яка характеризується коефіцієнтами запасу з активної потужності в контрольованих перетинах та (або) напруги у вузлах навантаження і взаємних кутів їхніх векторів;

– динамічною стійкістю режиму в разі нормативних збурень.

Граничний із статичної стійкості режим визначають шляхом прийнятої траєкторії обваження, що є послідовністю усталених режимів, яка дає змогу досягти межі області статичної стійкості для певної схеми та режиму роботи енергосистеми.

Область стійкості енергосистеми – область значень параметрів режиму енергосистеми, за яких зберігається стійкість енергосистеми за певного збурення.

Критична напруга енергосистеми – граничне найменше значення напруги у вузлах енергетичної системи за умови збереження статичної стійкості.

Показник статичної стійкості енергосистеми – показник, який кількісно характеризує статичну стійкість енергосистеми за заданого режиму порівняно з її граничною стійкістю

Результуюча стійкість енергосистеми – здатність енергосистеми відновлювати синхронну роботу після виникнення асинхронного режиму

Автомат гасіння поля (АГП) – електричний апарат, призначений для комутації в колі обмотки збудження великих синхронних машин і машин постійного струму.

Автоматичне введення резерву; автоматичне включення резерву (АВР) – спосіб забезпечення резервним електропостачанням навантажень, підключених до системи електропостачання, що має не менше двох живильних вводів і спрямований на підвищення надійності системи електропос-

тачання. Полягає в автоматичному підключенні до навантажень резервних джерел живлення в разі втрати основного.

Автоматичне повторне включення (АПВ) – один із засобів релейного захисту, повторно включає вимикач, який відключився, через певний час; буває одноразової, дворазової і триразової дії.

Автоматичне регулювання збудження (АРЗ) – процес зміни за заданими умовами струму збудження електричних машин. Здійснюється на синхронних генераторах, потужних синхронних двигунах, синхронних компенсаторах, на генераторах і двигунах постійного струму і на інших спеціальних електричних машинах зміною напруги на обмотці збудження. За такої умови змінюється сила струму збудження електричної машини та, як наслідок, основний магнітний потік і ЕРС в обмотках якоря. АРВ синхронних генераторів здійснюється переважно з метою забезпечення заданої напруги в електричній мережі, а також для підвищення стійкості їх паралельної роботи на загальну мережу.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) – один з методів протиаварійної автоматики, спрямований на підвищення надійності роботи електроенергетичної системи шляхом запобігання утворення лавини частоти і збереження цілісності цієї системи. Метод полягає у відключенні найменш важливих споживачів електроенергії за раптового виникнення дефіциту активної потужності в системі.

Перетин (в електричній мережі) – сукупність одного чи декількох зв'язків, вимкнення яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язані частини.

Частковий перетин (в електричній мережі) – сукупність елементів мережі (частина перетину), відключення яких не призводить до розділення енергосистеми на дві електрично не пов'язані частини (наприклад, у разі паралельної роботи з єдиною енергосистемою Росії – перетин України – Центр тощо).

Контрольований перетин (в електричній мережі) – перетин, склад зв'язків і значення режимних параметрів елементів якого (насамперед, сумарний перетік активної потужності) контролюються.

Пропускна здатність перетину – максимальна активна потужність, яка може бути переданою через перетин за дотримання нормативних запасів стійкості, вимог допустимого струму елементів мережі, забезпечення динамічної стійкості в разі нормативних збурень та інших режимних умов.

Нормативні збурення – збурення, які необхідно враховувати під час розрахункової перевірки динамічної стійкості

Нормативний запас статичної стійкості – нормативний показник, що кількісно характеризує вимоги до близькості заданого режиму енергосистеми до межі області стійкості.

Коефіцієнт запасу (статичної стійкості) з активної потужності – числова характеристика близькості режиму до межі області стійкості, яка

може бути зумовлена аперіодичним чи коливальним порушенням стійкості і яку визначають за активною потужністю в перетинах енергосистеми.

Коефіцієнт запасу (статичної стійкості) з напруги – числова характеристика близькості режиму до межі області стійкості, яка може бути зумовлена аперіодичним порушенням статичної стійкості електродвигунів і яку визначають за значеннями напруг у вузлах навантаження.

Ресинхронізація – процес відновлення синхронної роботи генератора, електричної станції або частини енергосистеми після порушення синхронізму [18].

Зв'язок (в електричній мережі) – сукупність електрообладнання ліній електропередавання, трансформаторів, вимикачів, шинопроводів тощо, що безпосередньо з'єднує частини енергосистеми (електростанції з енергосистемою). Термін «зв'язок» може містити також проміжні електростанції й вузли навантаження.

Навантаження енергосистеми – активна, реактивна чи повна потужність, що генерується, передається чи розподіляється в енергосистемі.

Максимум навантаження енергосистеми – найбільше значення активного навантаження енергосистеми за повний період часу.

Контрольовані параметри – значення потужності, напруги, струму, частоти тощо, які характеризують режим роботи енергосистеми [18]

1.2 Загальні припущення під час вивчення електромеханічних перехідних процесів

Для аналітичного вивчення перехідних процесів необхідно скласти математичний опис електроенергетичної системи, створити її математичну модель. Параметри системи або режиму можуть змінюватись у разі зміни значень змінних нелінійно, в цих випадках система називається нелінійною.

Дуже складно створити таку математичну модель, яка б точно відображала всі властивості реального об'єкта. Під час розглядання фізичних процесів, які відбуваються в енергетичній системі після збурень, враховують явища, які відображають суть процесів. Наприклад, під час перехідних процесів в енергосистемі важливо прослідкувати зміни ЕРС, струмів, напруг, потужностей, кутових швидкостей роторів та механічних моментів обертових машин. Розрахунки, які дозволяють проаналізувати зміну цих величин за детального врахування всіх елементів електричної системи, дуже складні. Тому вводять деякі припущення, які дозволять значно спростити аналіз [4].

Основні припущення, які допускають під час аналізу електромеханічних перехідних процесів:

- передбачається, що зміни кутових швидкостей невеликі (2–3%), а це означає, що у відносних одиницях момент дорівнює потужності, тобто $M_* = P_*$;

- вважають, що зміна активної електричної потужності відбувається миттєво, тому не враховують періодичні складові струму і напруги в усіх елементах електричної системи;

- не враховують насичення сталі генераторів і трансформаторів;

- синхронні машини подаються в розрахунковій схемі заміщення у вигляді ЕРС E та індуктивного опору X ;

- дослідження динамічної стійкості під час несиметричних збурень виконується в схемі прямої послідовності. Вважається, що рух роторів генераторів і двигунів обумовлений моментами, які створюються струмами прямої послідовності [2, 4].

1.3 Задачі розрахунку стійкості електроенергетичної системи

Під час аналізу стійкості розв'язують такі задачі:

1. Вибір основної схеми системи і уточнення розміщення основного обладнання.

2. Визначення допустимих режимів системи. Розрахунок параметрів граничних режимів.

3. Вибір заходів щодо підвищення стійкості системи, а також засобів протиаварійної автоматики і параметрів їх налаштування.

4. Визначення параметрів налаштування системи регулювання і керування, релейного захисту, автоматичного повторного включення (АПВ) тощо.

5. Розроблення й уточнення вимог до основного обладнання системи релейного захисту, автоматики і систем регулювання за умовами стійкості [2].

1.4 Кутова характеристика простої електропередачі

Простою електропередачею (електричною системою) називається частина електричної системи, в якій потужність передається від станції чи від генератора через низку послідовних елементів (лінії, трансформатори) в систему нескінченної потужності, водночас опори всіх елементів схеми заміщення простої електропередачі визначаються через індуктивний опір X і відсутній проміжний відбір потужності (рис. 1.1).

Вважається, що сумарна потужність електричних станцій системи в рази перевищує потужність станції, що розглядається. Тому вважають напругу на шинах системи незмінною ($U = const$) в будь-яких режимах її роботи.

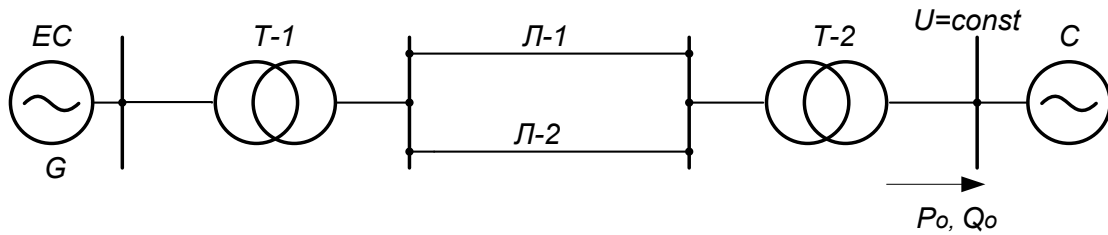


Рисунок 1.1 – Принципова схема простої електричної мережі

Розглянемо на рисунку 1.2 два основних агрегати теплової електричної станції: турбіну і генератор. Ротор турбіни обертається за допомогою розширення пари, що подається з котла. Обертювий момент турбіни залежить від кількості енергоносія.

Момент турбіни M_T в нормальному режимі врівноважується електромагнітним (гальмівним) моментом ротора генератора M_{em} , який створює активна потужність навантаження.

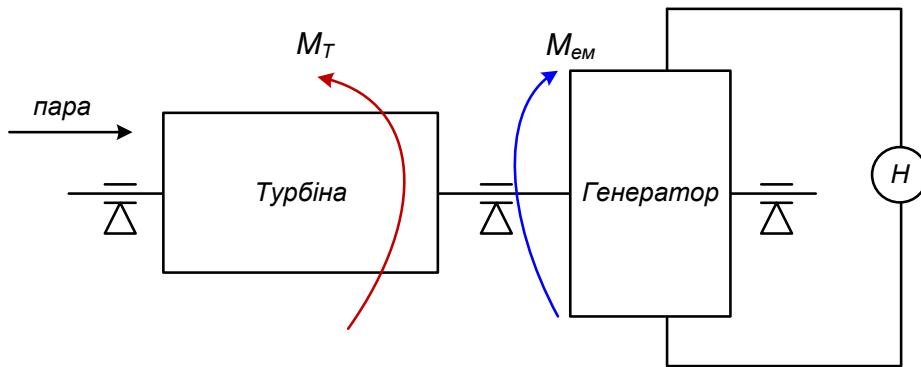


Рисунок 1.2 – Принципова схема блока турбіна–генератор

Розглянемо двополюсну синхронну машину, яка складається зі статора (нерухомої частини) та ротора (рухомої частини). Ротор такої машини має дві осі симетрії (рис. 1.3). Вісь, яка збігається з віссю полюсів, називається поздовжньою віссю ротора (вісь d). А вісь, перпендикулярна до неї, називається поперечною віссю ротора (вісь q).

Обмотка збудження, що знаходиться на роторі генератора, створює магнітний потік Φ , який зчіплюється з обмоткою статора та індукуює в ній електрорушійну силу E . Вектор магнітного потоку направлений по поздовжній осі d . Вектор ЕРС відстає від вектора магнітного потоку на 90° і жорстко прив'язаний до ротора генератора. З якою швидкістю обертається ротор генератора, з такою самою швидкістю буде рухатись вектор ЕРС E . Кут між ЕРС генератора і незалежною віссю, яка обертається з синхронною швидкістю, позначається δ . За незалежну вісь взято напругу системи нескінченної потужності. З урахуванням зазначеного вище потрібно вира-

зяти потужність турбіни і активну потужність генератора через кут δ (знайти залежності $P_T = f(\delta)$, $P = f(\delta)$).

Потужність турбіни не залежить від кута δ , а залежить від кількості пари (води), яка пропускається через турбіну. Тому характеристика турбіни в координатах P , δ має вигляд прямої (рис. 1.4).

Залежність потужності генератора від кута δ ($P = f(\delta)$) називається *характеристикою передаваної потужності* або *кутовою характеристикою* генератора.

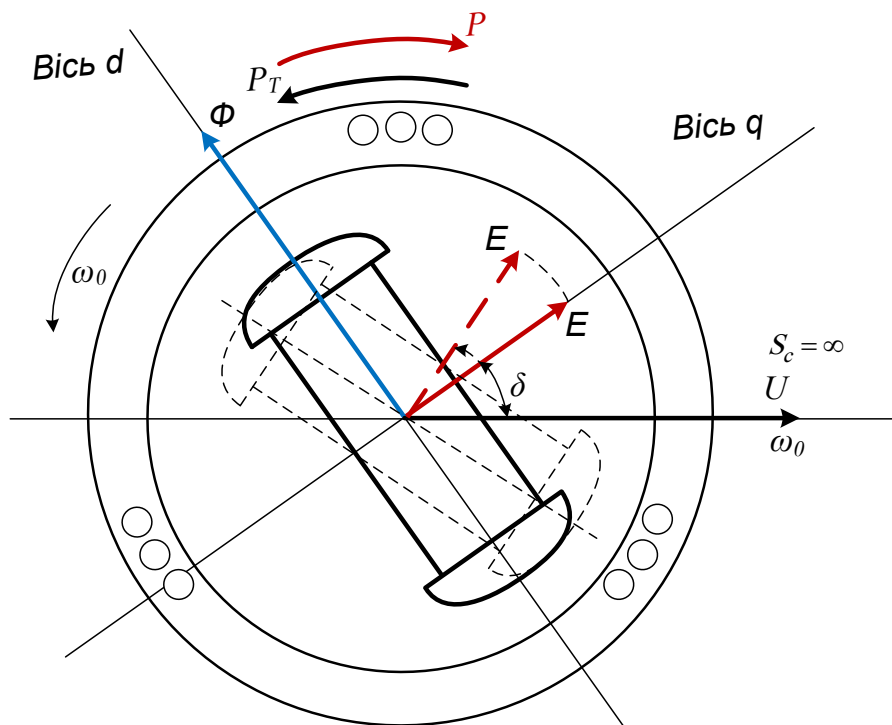


Рисунок 1.3 – Принципова схема синхронної машини

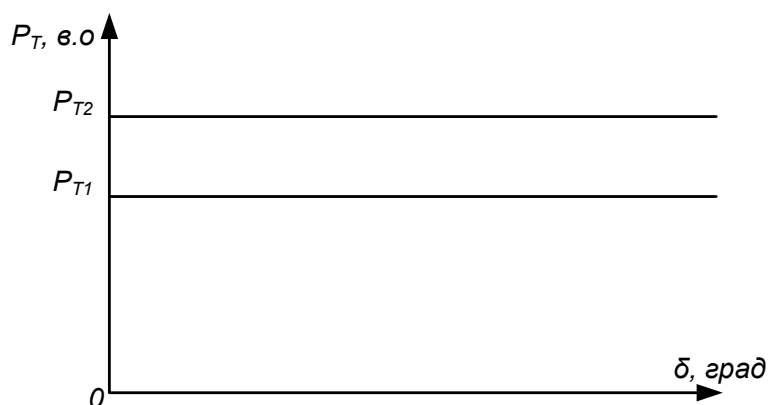


Рисунок 1.4 – Залежність потужності турбіни від кількості пропущеної пари (води)

Для отримання характеристики передаваної потужності побудуємо векторну діаграму простої електропередачі (рис. 1.6). Для цього складемо схему заміщення простої електричної мережі (рис. 1.5).

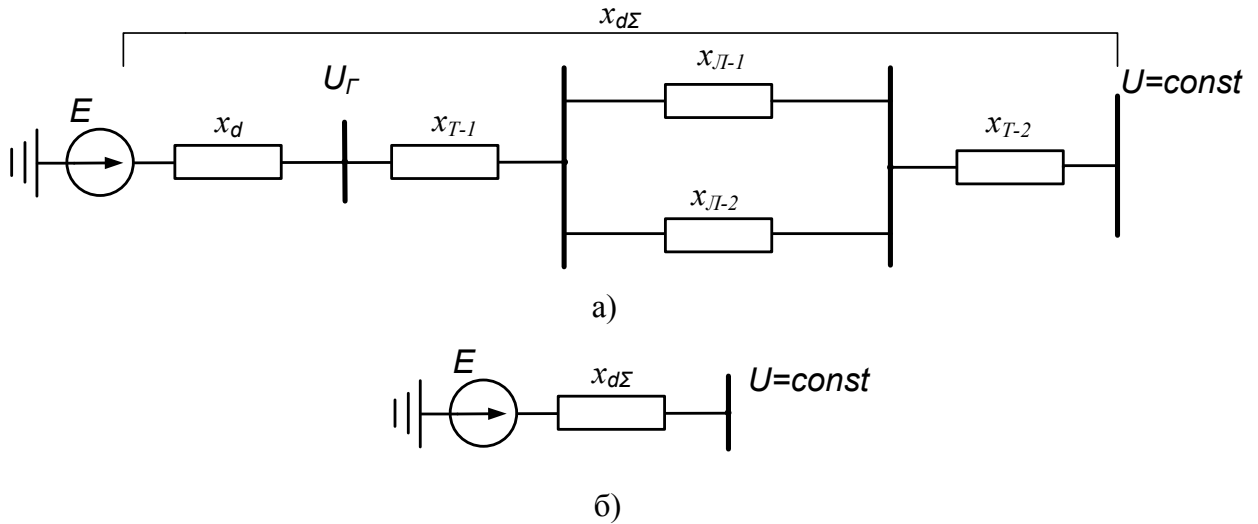


Рисунок 1.5 – Схема заміщення простої електричної мережі

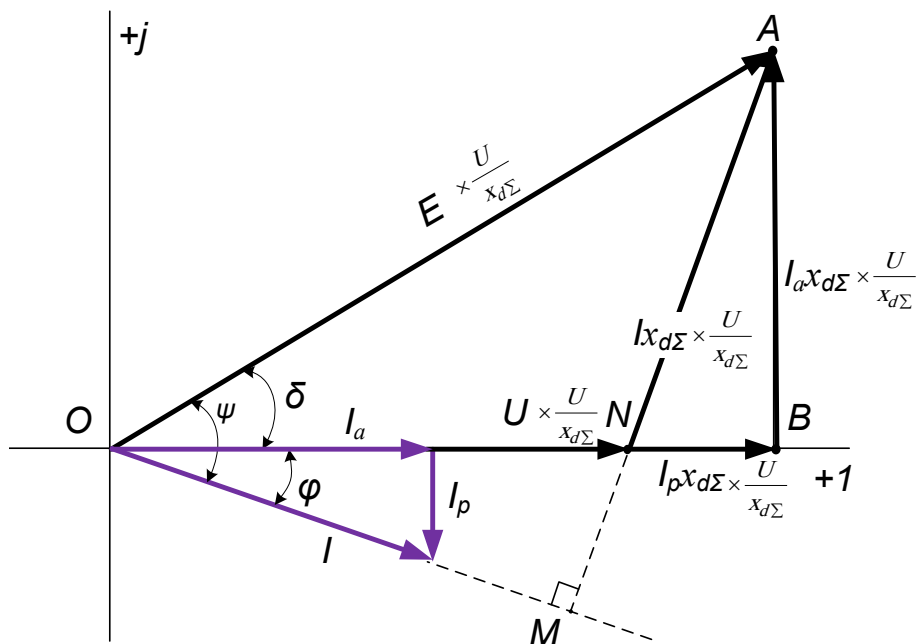


Рисунок 1.6 – Векторна діаграма для нормального режиму простої електричної мережі

Із векторної діаграми отримаємо вираз:

$$I_a \cdot x_{d\Sigma} = E \cdot \sin\delta, \quad (1.1)$$

де I_a – активна складова струму;

δ – кут зсуву ЕРС E відносно напруги U .

Помножимо обидві частини (1.3) на $\frac{U}{x_{d\Sigma}}$ і отримаємо:

$$U \cdot I_a = P = \frac{E \cdot U}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin \delta, \quad (1.2)$$

де P – активна потужність, що видається генератором, в.о.;

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_{T-1} + \frac{x_{L-1} \cdot x_{L-2}}{x_{L-1} + x_{L-2}} + x_{T-2} - \text{сумарний індуктивний опір схеми.}$$

Залежність (1.2) має синусоїдальний характер і називається *кутовою характеристикою* передаваної потужності генератора. За постійних ЕРС E генератора і напруги U кут зсуву δ генератора визначається тільки його активною потужністю, яка, так само, визначається потужністю турбіни.

Кут δ є координатою, яка визначає положення ротора машини, що розглядається, відносно вектора напруги шин системи нескінченної потужності [2 – 4].

Найбільша потужність, яка може бути передана в приймальну систему, називається *границею передаваної потужності* простої електричної системи $P_{гр} = P_{max}$. За певних постійних значень ЕРС E генератора і напруги системи U характеристика потужності має максимум, який визначається за формулою:

$$P_{max} = \frac{E \cdot U}{x_{d\Sigma}}. \quad (1.3)$$

У випадку прискорення генератора вектор ЕРС E на рис. 1.3 зміщується відносно обертового з незмінною кутовою швидкістю вектора напруги системи U . У цьому випадку кут δ зростає. Отже змінюється потужність генератора P до тих пір, поки вона не врівноважить зростаючу потужність турбіни. Таким чином, величиною, яка безпосередньо визначає значення активної потужності, що видається генератором приймачу, є кут δ . Як видно з (1.2), залежність потужності від кута δ має синусоїдальний характер (рис. 1.7). Отже, зі збільшенням кута δ потужність спочатку зростає, а потім, досягнувши максимального значення, починає спадати.

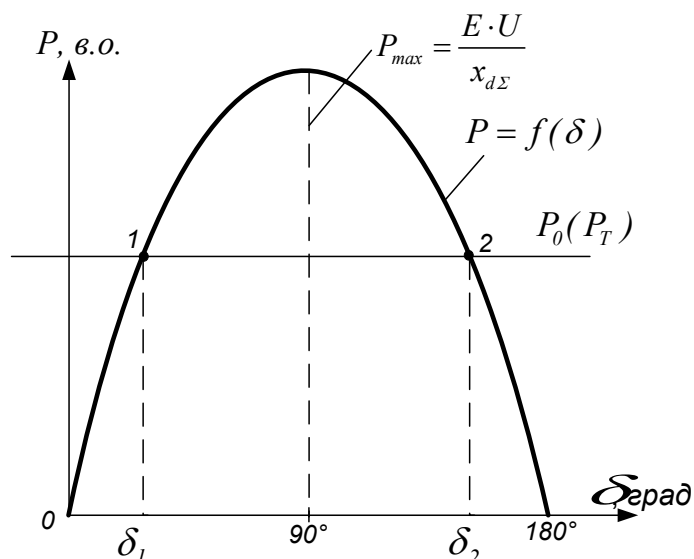


Рисунок 1.7 – Кутова характеристика потужності простої електропередачі

1.5 Дослідження векторної діаграми простої електропередачі

Активна і реактивна потужності, що виробляються генератором, визначаються за формулами:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi, \text{ [МВт]}; \quad (1.4)$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin\varphi \text{ [Мвар]}, \quad (1.5)$$

або у відносних одиницях

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi = U \cdot I_a, \text{ [в.о.]}; \quad (1.6)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi = U \cdot I_p \text{ [в.о.]}, \quad (1.7)$$

Розглянемо трикутник ΔOAB . Всі вектори помножимо на величину $\frac{U}{x_{d\Sigma}}$.

З трикутника ΔOAB : $AB = OA \cdot \sin\delta$, отже

$$P = \frac{E \cdot U}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin\delta; \quad P = P_{max} \cdot \sin\delta. \quad (1.8)$$

Знайдемо залежність $Q = f(\delta)$.

$$\text{З } \Delta OAB: OB = OA \cdot \cos\delta = \frac{E \cdot U}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos\delta.$$

$Q = OB - ON$, отже

$$Q = \frac{E \cdot U}{x_{d\Sigma}} \cdot \cos\delta - \frac{U^2}{x_{d\Sigma}}. \quad (1.9)$$

Визначимо величину ЕРС E і кута δ .

1. З трикутника ΔOAB :

$$|E| = \sqrt{(I_a \cdot x_{d\Sigma})^2 + (U + I_p \cdot x_{d\Sigma})^2} = \sqrt{\left(\frac{P}{U} \cdot x_{d\Sigma}\right)^2 + \left(U + \frac{Q}{U} \cdot x_{d\Sigma}\right)^2}. \quad (1.10)$$

Кут δ :

$$\delta = \arctg \frac{I_a \cdot x_{d\Sigma}}{U + I_p x_{d\Sigma}} = \arctg \frac{P \cdot x_{d\Sigma}}{U^2 + Q \cdot x_{d\Sigma}}. \quad (1.11)$$

2. З трикутника ΔOAM :

$$|E| = \sqrt{(U \cdot \cos\varphi)^2 + (U \cdot \sin\varphi + I \cdot x_{d\Sigma})^2}. \quad (1.12)$$

Кут $\psi = \delta + \varphi$:

$$\psi = \arctg \frac{U \cdot \sin\varphi + I \cdot x_{d\Sigma}}{U \cdot \cos\varphi}; \quad (1.13)$$
$$\delta = \psi - \varphi.$$

3. В полярній системі координат:

$$\bar{E} = \bar{U} + \bar{I} \cdot jx_{d\Sigma} = E \cdot e^{j\delta}. \quad (1.14)$$

Контрольні запитання

1. Назвіть припущення, які допускають під час аналізу електромеханічних перехідних процесів.
2. Задачі розрахунку стійкості електроенергетичної системи.
3. Характерні ознаки простої електропередачі.
4. Що відносять до малих і великих збурень?
5. Що таке кутова характеристика передаваної потужності?
6. Що таке границя передаваної потужності?
7. Нарисуйте векторну діаграму простої електропередачі.

2 ПОНЯТТЯ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

2.1 Загальні поняття статичної стійкості

Розглянемо поняття стійкості системи на прикладі простої механічної системи (рис. 2.1). З аналізу систем видно, що існують стани (режими), в яких системи після випадкового збурення намагаються поновити вихідний або близький до нього режим. В інших режимах випадкове збурення уводить систему від вихідного стану. В першому випадку (рис. 2.1, а) системи є стійкими, в другому – нестійкими (рис. 2.1, б) [3, 4].



Рисунок 2.1 – Стійкі (а) та нестійкі (б) стани механічної системи

Виходячи з положень механіки в проблемі стійкості електроенергетичних систем розрізняють *статичну* і *динамічну* стійкості.

В усталеному режимі системи завжди є малі збурення параметрів її режиму, за яких вона має бути стійкою.

Статичною стійкістю системи називають її здатність самостійно відновлювати вихідний режим роботи після «малих» збурень. Водночас елемент синусоїди, який характеризує кутову характеристику системи, можна замінити відрізком прямої, тобто вважати систему лінійною. Цей процес називається лінеаризацією системи [4, 5].

Поняття *динамічної стійкості* ввели для оцінювання поведінки електроенергетичної системи у разі різких (глибоких) змін режиму; в цьому випадку необхідно враховувати нелінійні елементи системи [7].

Для забезпечення статичної стійкості системи велике значення має запас статичної стійкості, який визначає допустимі границі погіршення режиму до порушення статичної стійкості. Запас статичної стійкості може характеризуватись кутами зсуву роторів генераторів і напруг у вузлових точках системи.

Розглянемо просту схему електропередачі, в якій генератор працює через трансформатори і лінію на шини нескінченної потужності (рис. 2.1).

Під час дослідження характеру перехідного процесу зручно користуватись кутовою характеристикою $P = f(\delta)$ (рис. 2.2).

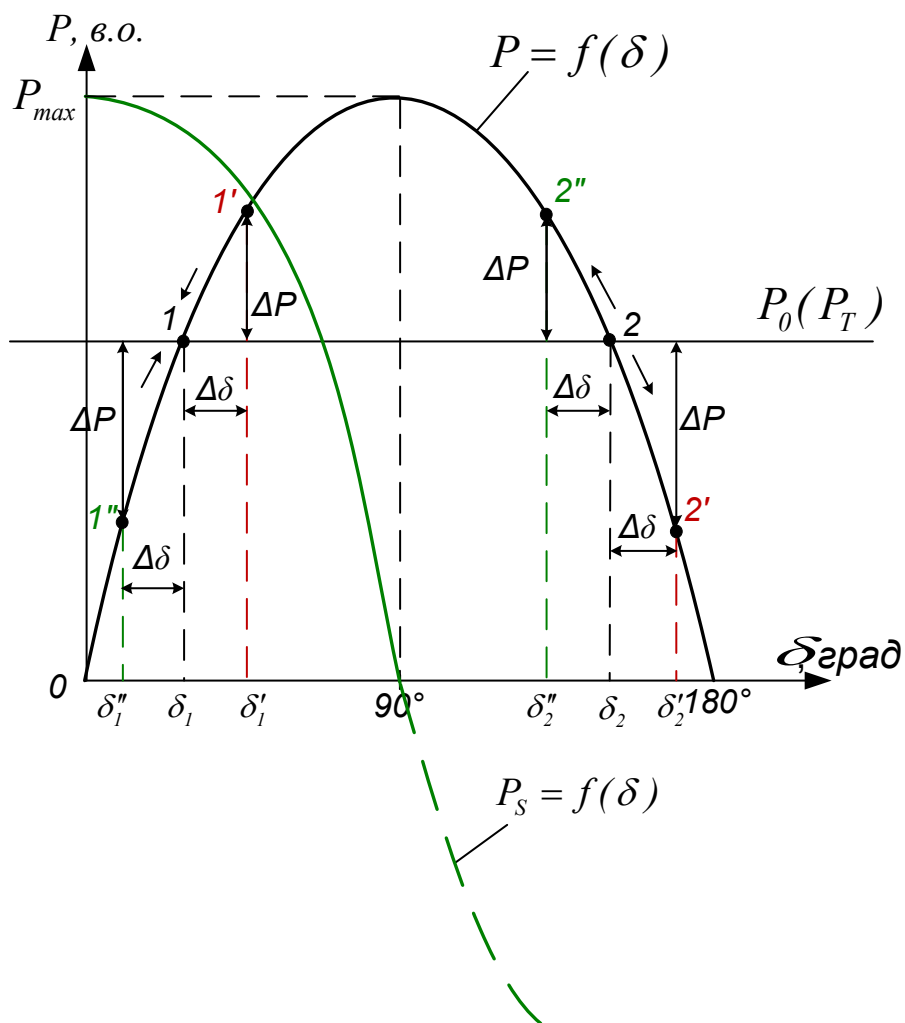


Рисунок 2.2 – Кутова характеристика потужності простої електропередачі

Побудуємо залежності моментів (потужностей) еквівалентного генератора і турбіни від кута δ .

Усталений режим (коли $P_T = P_{em}$) можливий в точках 1 і 2. Тобто, існує рівновага. За таких умов кожному значенню потужності турбіни P_0 відповідає дві точки рівноваги на кутовій характеристиці і два кути δ (δ_1 та δ_2), відповідно. Одночасно працювати з кутами δ_1 і δ_2 неможливо.

Розглянемо точку 1 (точка рівноваги між P_0 і P).

Припустимо, що внаслідок невеликого збурення кут δ_1 збільшився на $\Delta\delta$. Цьому випадку відповідає перехід робочої точки на кутовій характеристиці з точки 1 в точку 1' і збільшення потужності генератора на ΔP . Тобто, додатному приросту кута відповідає додатний приріст потужності.

В результаті збільшення потужності генератора за незмінної потужності турбіни порушується рівновага обертового і гальмівного моментів турбіни та генератора. На валу машини виникає гальмівний момент, під дією якого ротор генератора починає загальмовуватись. Це обумовлює перемі-

шення пов'язаного з ротором вектора ЕРС генератора \dot{E} в сторону зменшення кута δ . Зі зменшенням кута δ поновлюється вихідний режим в точці 1. Отже, такий режим системи є стійким.

Такий самий висновок можна зробити за від'ємного приросту кута δ (точка 1").

Розглянемо точку 2.

В точці 2 додатний приріст кута $\Delta\delta$ супроводжується від'ємною зміною потужності генератора ΔP (потужність зменшується). Зменшення потужності генератора викликає появу прискорювального моменту, під впливом якого кут δ не зменшується, а зростає. Зі збільшенням кута δ потужність генератора продовжує спадати, що обумовлює подальше збільшення кута δ . Отже, генератор випадає із синхронізму. Тобто, режим в точці 2 буде статично нестійким.

Отже, можна зробити такий висновок. Стан генератора, який відповідає точці 1 або будь-якій іншій точці на зростаючій частині синусоїдальної характеристики потужності буде *статично стійким*, а стан генератора, який відповідає точці 2 та всім точкам спадної частини характеристики є *статично нестійким*.

Звідси отримано *практичний критерій статичної стійкості* системи:

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} > 0 \quad \text{або} \quad \frac{dP}{d\delta} > 0. \quad (2.1)$$

Із (2.1) робимо висновок, що статична стійкість системи забезпечується, якщо приріст кута δ і потужності генератора мають однаковий знак.

Точка, що відповідає куту $\delta = 90^\circ$, називається *критичною точкою*, а кут δ називається *критичним кутом за статичною стійкістю*.

Похідну $\frac{dP}{d\delta} = P_S$ називають *синхронізувальною потужністю*.

Ця потужність характеризує реакцію генератора на збільшення кута зсуву ротора. Її додатний знак є критерієм статичної стійкості.

Якщо автоматичне регулювання збудження відсутнє, то синхронізувальна потужність визначається за формулою:

$$P_S = \frac{dP}{d\delta} \Big|_{E=const} = \frac{E \cdot U}{X_\Sigma} \cos\delta.$$

За $\delta < 90^\circ$ синхронізувальна потужність P_S позитивна і забезпечуються стійкі стаціонарні режими системи (див. рис. 2.1).

Кількісно статична стійкість характеризується коефіцієнтом запасу статичної стійкості, який визначається за формулою:

$$k_3 = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

або

$$k_3 = \frac{P_{max}}{P_0}, \quad (2.3)$$

де k_3 – коефіцієнт запасу статичної стійкості;

P_0 – активна потужність, що передається в систему;

P_{max} – максимальне значення активної потужності, визначене із умови стійкості режиму з урахуванням дії автоматичного регулятора збудження генераторів.

2.2 Загальні поняття динамічної стійкості

Динамічна стійкість – це здатність системи, станції або окремого генератора зберігати нормальний синхронний режим роботи під час виникнення сильних збурень (або здатність протидіяти сильним збуренням).

До сильних збурень відносять:

- різні види коротких замикань;
- включення або відключення лінії електропередачі, генераторів трансформаторів;
- зміни потужності крупного навантаження;
- втрата збудження будь-якого генератора;
- включення потужних двигунів тощо.

Одним із наслідків збурень, що виникають, є відхилення швидкостей обертання роторів генераторів від синхронної (кочення роторів генераторів системи).

Якщо після будь-якого збурення взаємні кути роторів набудуть певних значень (їх коливання затухнуть біля якихось нових значень), то вважається, що динамічна стійкість зберігається. В загальному випадку динамічну стійкість системи можна оцінювати за залежностями $\delta = f(t)$, отриманими в результаті сумісного розв'язання рівняння руху роторів генераторів.

Розглянемо основні положення динамічної стійкості на прикладі простої електропередачі. Припустимо, що сильне збурення викликано відключенням однієї лінії (Л-2). Схеми заміщення електропередачі в нормальному режимі і в режимі роботи з однією відключеною лінією наведено на рисунку 2.3.

Розглянемо нормальний режим (Л-1 // Л-2).

Генератор включають в схему заміщення опором x'_d і ЕРС E'_q . Потужність, що видається в систему, дорівнює потужності турбіни і позначається E'_q , кут генератора – δ_0 . Характеристика потужності, що відповідає нормальному (доаварійному) режиму, може бути отримана з (1.2). Якщо

взяти що $E'_q = E'$, то отримаємо вираз:

$$P^H = \frac{E' \cdot U}{x'_{\Sigma H}} \cdot \sin\delta = P_{max}^H \cdot \sin\delta, \quad (2.4)$$

де $x'_{\Sigma H} = x'_d + x_{T1} + \frac{x_{Л1} \cdot x_{Л2}}{x_{Л1} + x_{Л2}} + x_{T2}$ – опір нормального режиму.

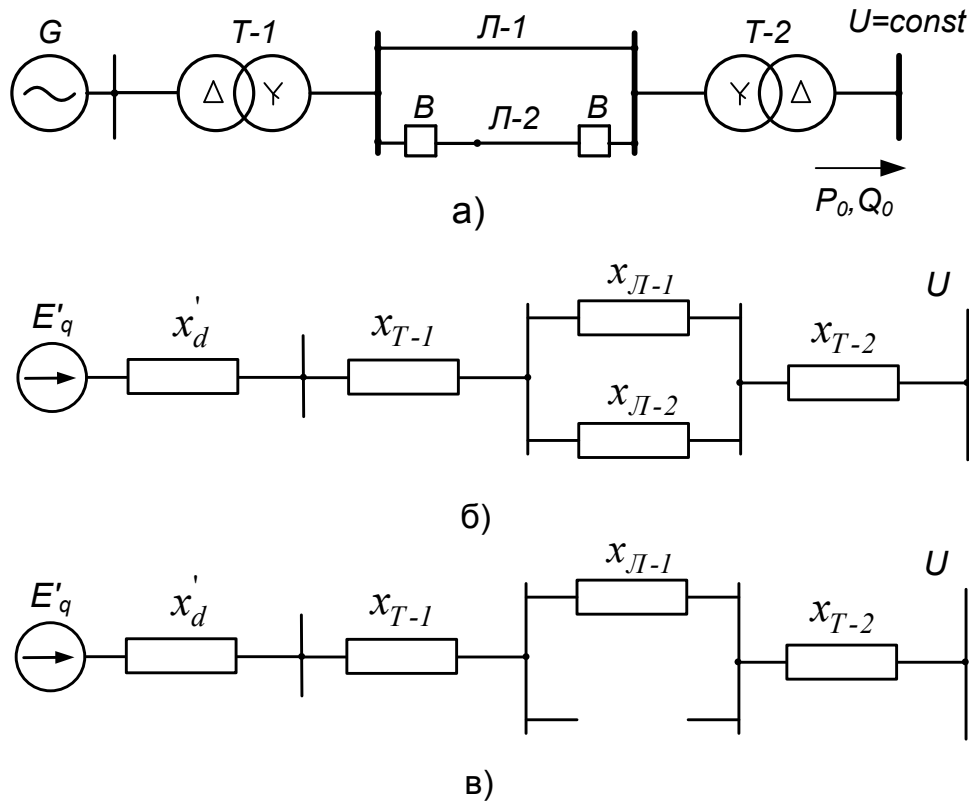


Рисунок 2.3 – Схема простої електричної мережі: а – принципова схема; б – схема заміщення в нормальному режимі; в – схема заміщення в післяаварійному режимі

Залежність $P^H = f(\delta)$ для нормального режиму наведено на рис. 2.4 (крива 1).

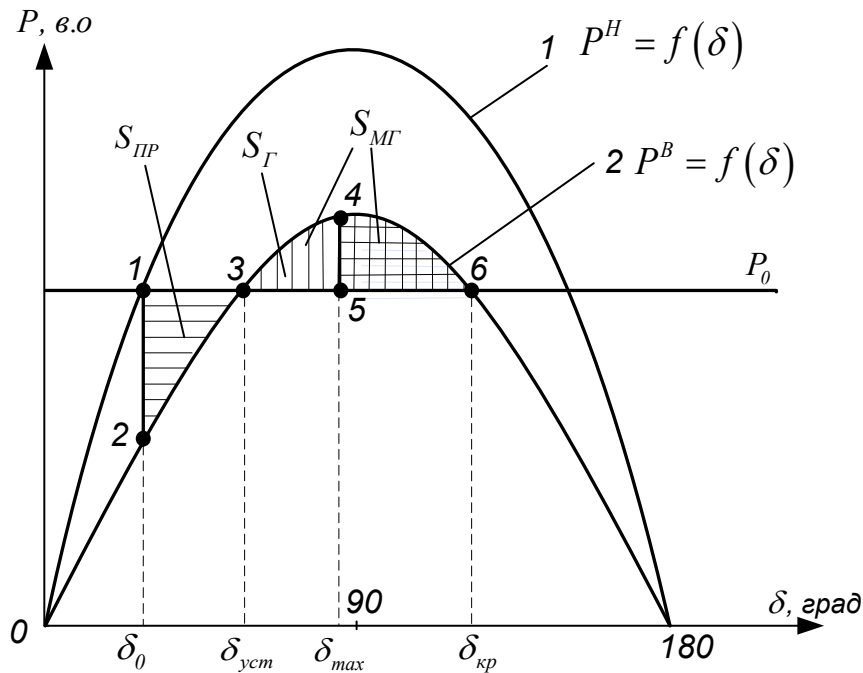
Припустимо, що раптово відключається лінія Л-2. Схему заміщення після її відключення наведено на рис. 2.3, в).

Сумарний опір післяаварійного режиму становить:

$$x'_{\Sigma B} = x'_d + x_{T1} + x_{Л1} + x_{T2},$$

а потужність

$$P^B = \frac{E' \cdot U}{x'_{\Sigma B}} \cdot \sin\delta = P_{max}^B \cdot \sin\delta. \quad (2.5)$$



1-2-3 – площа прискорення S_{PP} ; 3-4-5 – площа гальмування S_G ;
 3-4-6-3 – площа можливого гальмування S_{MG}

Рисунок 2.4 – Кутові характеристики нормального та аварійного режимів

Оскільки сумарний опір після відключення лінії Л-2 більший за опір нормального попереднього режиму $x'_{\Sigma B} > x'_{\Sigma H}$, то максимум характеристики післяаварійного режиму (відключення ЛЕП) зменшується (крива 2 на рис. 2.4). Отже, $P_{max}^B < P_{max}^H$.

Після раптового відключення лінії електропередачі ротор внаслідок інерції не встигає змінити миттєво кут δ . Тому відбувається перехід з однієї характеристики P^H на іншу P^B . Режим буде характеризуватися точкою 2 (див. рис. 2.4).

В результаті на валу агрегату турбіна-генератор виникає надлишковий прискорювальний момент, обумовлений різницею моментів (потужностей) турбіни P_T і нової потужності генератора P_G . Потужність турбіни береться незмінною протягом усього перехідного процесу: $P = P_0$, оскільки регулятори швидкості не встигають за цей час змінити потужність, що розвивається турбіною (за відсутності аварійних пристроїв керування потужністю турбіни) [7].

Під впливом прискорювального моменту ротор генератора починає переміщуватись відносно вектора напруги системи.

Кут δ буде збільшуватись. Унаслідок прискорення робоча точка починає рухатись по характеристиці $P^B = f(\delta)$ зростаючи. Цьому процесу відповідає рух точки 2 в точку 3.

В процесі прискорення ротор генератора по інерції проходить точку 3 і продовжує рух. Але надлишковий (прискорювальний) момент у такому разі змінює знак і стає гальмівним. Ротор починає загальмовуватись і, починаючи з точки 4, його кутова швидкість зменшується (відносна швидкість обертання в точці 4 дорівнює нулю). Але в точці 4 відносний рух ротора не зупиняється, оскільки на валу генератора діє гальмівний надлишковий момент. Тому ротор починає рух в точку 3, відносна швидкість стає від'ємною. За таких умов виникають затухаючі коливання навколо нового установився режиму, що відповідає точці 3. Якщо кутова швидкість ротора збільшиться до значення, що відповідає точці 6 або іншим точкам на нижній спадній частині характеристики $P = f(\delta)$ (тобто перевищує $\delta_{кр}$), то на валу турбіна-генератор виникне прискорювальний надлишковий момент ($P_0 > P_r$) і генератор випаде із синхронізму.

Отже, про стійкість системи можна робити висновки за зміною кута δ в часі (рис. 2.5). Зміна кута δ , показана на рисунку 2.5, а), відповідає стійкій роботі системи. У випадку зміни кута δ за кривою 2.5, б) – система нестійка.

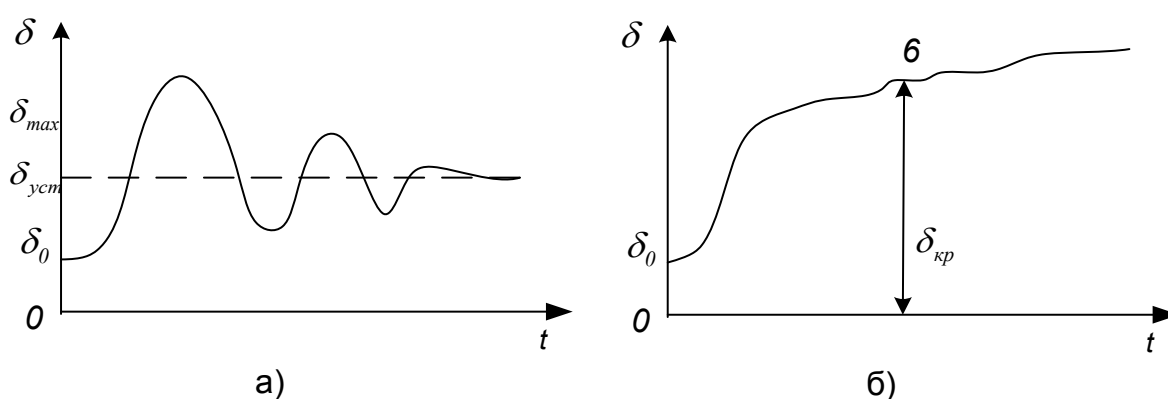


Рисунок 2.5 – Стійкий (а) та нестійкий (б) режими роботи системи

Під час руху, коли надлишковий момент прискорює обертання ротора, кінетична енергія A , що запасється ротором в період його прискорення, визначається за формулою:

$$A_{\text{ПП}} = S_{\text{ПП}} = S_{123} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{уст}}} \Delta P d\delta, \quad (2.6)$$

де $S_{\text{ПП}}$ – площа прискорення;

S_{123} – заштрихована площа 1-2-3 на рис. 2.4

Зміна кінетичної енергії в період гальмування обчислюється як:

$$A_{\Gamma} = S_{\Gamma} = S_{345} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_{max}} \Delta P d\delta. \quad (2.7)$$

Для визначення кута δ_{max} достатньо, щоб виконувалась умова

$$S_{ПП} = S_{\Gamma} \quad \text{або} \quad \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} \Delta P d\delta = 0, \quad (2.8)$$

тобто площа прискорення має дорівнювати площі гальмування за δ_{max} .

Узагальнюючи зазначене вище, система буде динамічно стійкою за умови:

$$\underline{S_{\Gamma} \geq S_{ПП}}.$$

Запасом динамічної стійкості k_d є відношення площі можливого гальмування до площі прискорення:

$$k_d = \frac{S_{3463}}{S_{123}}.$$

Підсумки:

1. За статичної стійкості в процесі виникнення збурень потужність генератора змінюється за однією кутовою характеристикою, а після їх зникнення параметри системи залишаються такими самими, як і до збурення. За динамічної стійкості система переходить на іншу кутову характеристику (буде існувати стільки синусоїд скільки режимів). В такому разі після зникнення збурень її параметри відрізняються від попередніх, але залишаються в допустимих межах.

2. Під час розрахунку динамічної стійкості розглядають площини прискорення, гальмування і можливого гальмування.

3. Якщо площа можливого гальмування більша за площу прискорення, то система є динамічно стійкою.

4. Якщо $\delta_{max} \leq \delta_{кр}$, то система є динамічно стійкою.

2.3 Результуюча стійкість

Результуюча стійкість характеризує здатність системи самостійно поновлювати синхронну роботу після короткочасного порушення стійкості.

Якщо система, що випадає із синхронізму, після усунення причини порушення стійкості знову втягується в синхронізм, то вважають, що система

з генераторами має результуючу стійкість. Під час розрахунку перехідних процесів, викликаних порушенням стійкості, користуються поняттями асинхронного режиму та асинхронного моменту.

Асинхронним називається режим роботи системи за великих відхилень частоти обертання роторів генераторів або двигунів від синхронної частоти. Випадіння генератора із синхронізму супроводжується різким збільшенням частоти обертання ротора.

Причини появи асинхронного режиму:

- зникнення струму збудження через несправності збудника або пошкодження в колах збудження та апаратури;
- порушення динамічної стійкості після великого збурення;
- порушення статичної стійкості перевантаженої системи після малого збурення;
- несинхронне включення ліній електропередачі та генераторів.

Поява асинхронного режиму призводить до таких *негативних наслідків*:

– поява періодичних знижень напруги, під час яких загальмовуються двигуни і відключаються пускачі в мережах напругою 0,4 кВ, а також знижується стійкість паралельної роботи генераторів в синхронно працюючих частинах електроенергетичної системи (ЕЕС);

– внаслідок зниження напруги і збільшення струму порушується селективна робота релейного захисту і автоматики, виникають коливання активної потужності, під час яких з'являється знакозмінний момент на валу турбіни. Це призводить до додаткових механічних зусиль, появи резонансних коливань, що є небезпечним для обладнання і синхронної роботи частин ЕЕС [4];

– обладнання електростанцій починає працювати в режимі періодичних змін діючих значень струмів і напруг, виникають додаткові струми в замкнених контурах ротора, що викликає його перегрів [2].

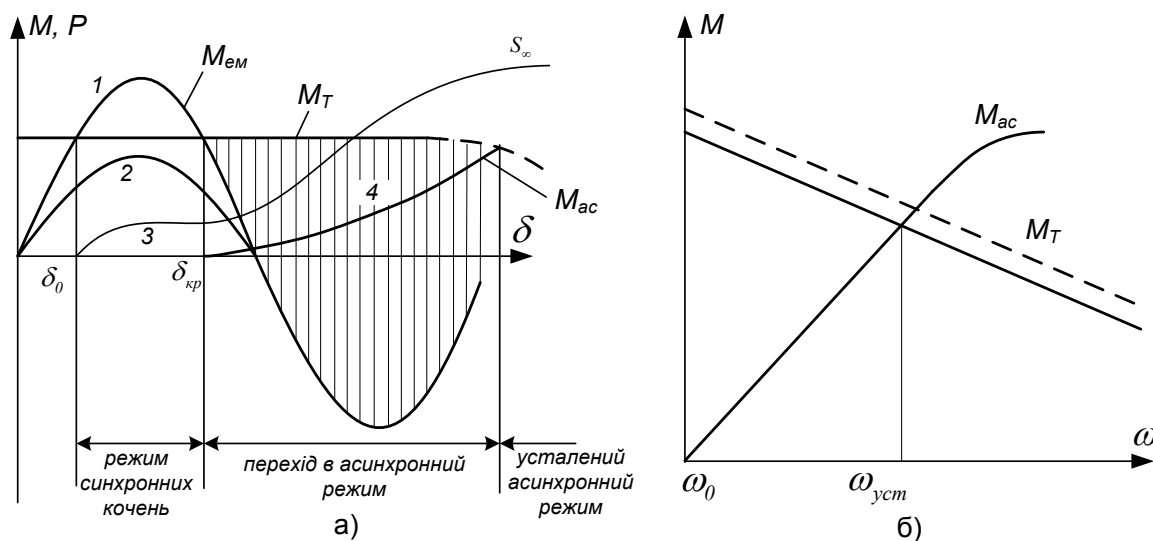
Розглянемо процес випадіння генератора із синхронізму і можливість поновлення його паралельної роботи з системою [7, С. 64].

В початковий момент випадіння генератора із синхронізму збільшується швидкість обертання ротора, оскільки на початку процесу на ротор діє великий прискорювальний надлишковий момент, що дорівнює різниці моменту турбіни M_T і синхронного (електромагнітного) моменту генератора M_{em} (рис. 2.6, а).

Якщо значення кута δ перевищує критичне $\delta_{кр}$, відбувається подальше зростання кута δ . Як тільки швидкість ротора стає відмінною від синхронної, з'являється ковзання, що зростає зі збільшенням різниці швидкостей. Ковзання обумовлює появу асинхронного моменту, який також залежить від напруги на затискачах генератора та його параметрів [2, С. 289].

Подальше збільшення швидкості ротора генератора визначається різ-

ницею між моментом турбіни і *асинхронним* моментом, обумовленим ковзанням ротора генератора відносно поля статора. Зі збільшенням ковзання починають діяти регулятори швидкості турбіни, які зменшують момент турбіни M_T . За деякого значення ковзання S_∞ момент турбіни врівноважується середнім асинхронним моментом ($M_T = M_{ac}$) і встановлюється швидкість обертання агрегату $\omega_{уст}$ (рис. 2.6, б). Ця умова визначає початок усталеного асинхронного режиму. Усталений асинхронний режим характеризується ковзанням S_∞ , яке згідно з рис 2.6, б) визначається точкою перетину характеристик моменту турбіни і асинхронного моменту. Синхронний момент у такому випадку не впливає суттєво на процес, оскільки його середнє значення за один поворот (цикл асинхронного ходу) ротора дорівнює нулю [2, С. 289; 7].



1 – характеристика потужності в нормальному режимі; 2 – характеристика потужності в асинхронному режимі; 3 – зміна ковзання; 4 – зміна асинхронного моменту

Рисунок 2.6 – Зміна моментів агрегату генератор-турбіна: а – у разі випадінні із синхронізму; б – під час асинхронного ходу

Однак синхронний момент генератора створює значні за величиною коливання швидкості, амплітуда яких тим більша, чим більша ЕРС генератора (струм ротора). Тому за виникнення асинхронного ходу швидкість обертання ротора періодично стає такою, що дорівнює синхронній, але водночас за значної різниці між усталеною і синхронною швидкостями генератор не може синхронізуватися. Для наближення усталеної швидкості $\omega_{уст}$ до синхронної ω_0 агрегат розвантажують шляхом зменшення подачі енергоносія в турбіну. Під дією надлишкового гальмівного моменту, що виникає в такому випадку, швидкість ротора агрегату поступово зменшується. Зниження швидкості відбувається до тих пір, поки не буде досягнуто

різниці швидкостей в 1-2% і генератор не втягнеться в синхронізм. Після цього набирається необхідне навантаження. За такого завершення процесу вважають, що система має результуючу стійкість.

Контрольні запитання

1. Що таке статична динамічна та результуюча стійкості електроенергетичної системи?
2. Що таке пропускна здатність елемента системи?
3. Як оцінити статичну стійкість простої системи?
4. Що таке синхронізувальна потужність генератора?
5. Що таке критичний кут за статичною стійкістю?
6. Як визначати коефіцієнт запасу статичної стійкості?
7. Причини появи асинхронного режиму.
8. Ліквідація асинхронного режиму.

3 ДИФЕРЕНЦІАЛЬНЕ РІВНЯННЯ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНОГО ПЕРЕХІДНОГО ПРОЦЕСУ

3.1 Система відносних одиниць

Система відносних одиниць досить часто використовується під час вивчення струмів коротких замикань. Всі величини, що характеризують режим роботи енергосистеми у системі відносних одиниць, виражаються в частках деяких величин (тієї самої розмірності), які взято за одиниці вимірювання, і називаються *базовими*.

За базові величини беруть: струм I_{σ} , напругу U_{σ} , потужність S_{σ} або опір z_{σ} . Дві з них вибирають довільно, а решту визначають, виходячи із співвідношень: $S_{\sigma} = \sqrt{3}U_{\sigma}I_{\sigma}$, $z_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3}I_{\sigma}}$.

Під час дослідження електромеханічних перехідних процесів система відносних одиниць розширюється: вона містить час, кут, швидкість, прискорення тощо. Розглянемо нижче формули для визначення деяких фізичних величин у системі відносних одиниць.

3.2 Час

У звичайній системі іменованих одиниць (І.О.) одиницею часу є секунда. Для дослідження обертання ротора генератора доцільніше обрати одиницю часу, пов'язану з *кутом обертання ротора* генератора [3].

За базисний час t_{σ} беруть час, протягом якого ротор, що обертається з синхронною швидкістю ω_0 , повертається на один радіан.

Із зазначеного виходить, що

$$\omega_0 t_{\sigma} \quad \text{або} \quad t_{\sigma} = \frac{1}{\omega_0} = \frac{1}{314} [\text{с}] = 1 [\text{рад}].$$

Час у відносних одиницях виражається через добуток часу (в секундах) і синхронної швидкості ротора:

$$t_{*\sigma} = \frac{t}{t_{\sigma}} = \omega_0 \cdot t [\text{с}] = 2\pi f \cdot t [\text{с}] = 2\pi \cdot 50 \cdot t [\text{с}] = 314t [\text{с}] \quad (3.1)$$

Таким чином, час у відносних одиницях (в.о.) або, як іноді його називають, часом *в радіанах*, виражається числом, в 314 разів більшим, ніж час, виражений в секундах.

3.3 Кут

Кут повороту ротора електричної машини зазвичай визначається в електричних радіанах, але іноді під час запису всіх величин у відносних

одиницях він виражається в електричних градусах.

Кут в електричних градусах чи радіанах пов'язаний з кутом в геометричних градусах співвідношенням (рис. 3.1):

$$\frac{\delta_{ел}}{\delta_{геом}} = \frac{180}{360/2m_p}, \quad (3.2)$$

звідки $\delta_{ел} = \delta_{геом} m_p$, (m_p – кількість пар полюсів електричної машини).

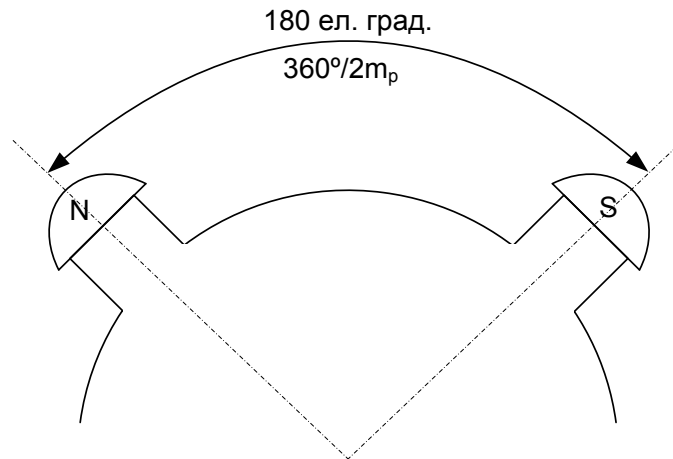


Рисунок 3.1 – Вираження кута в електричних градусах

Співвідношення між кутами, вираженими в радіанах і градусах, має вигляд:

$$\frac{\delta_{рад}}{\delta_{град}} = \frac{2\pi f}{360 f'}$$

звідси

$$\delta_{рад} = \frac{314}{18000} \delta_{град} = \frac{\delta_{град}}{57,3}.$$

3.4 Швидкість

Під час досліджень процесів, пов'язаних з обертанням ротора, розрізняють його *абсолютну механічну швидкість* Ω , яка визначається як похідна геометричного зсуву (вираженого в геометричних кутах) ротора в часі $\frac{d\theta}{dt}$ і *абсолютну електричну швидкість* $\omega = \frac{d\delta}{dt}$ (кути θ і δ відраховуються від нерухомої осі).

Електрична і механічна швидкості пов'язані між собою виразом: $\omega = m_p \cdot \Omega$.

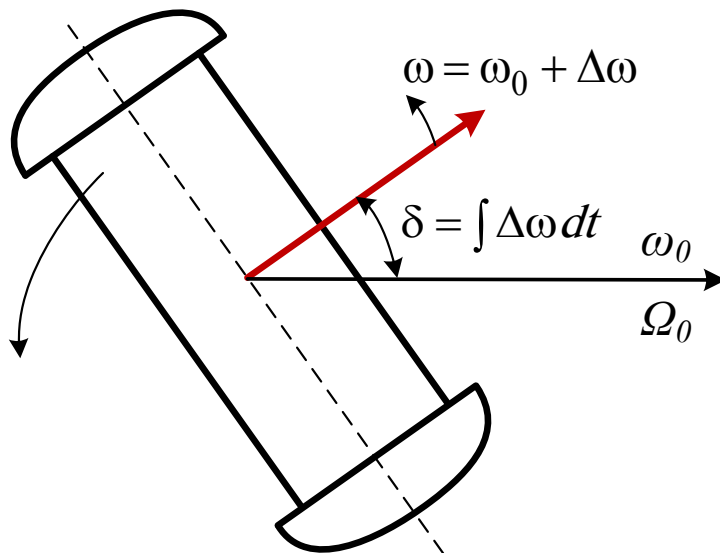


Рисунок 3.2 – Для визначення відношення відносної швидкості

Швидкість ротора $\Delta\omega$ відносно осі, що синхронно обертається (відносна швидкість), визначається як різниця фактичної електричної швидкості ω і синхронної швидкості ω_0 .

Іншими словами, це є похідна відносно кута за часом:

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega = \omega - \omega_0$$

або

$$\omega = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}.$$

Відносна механічна швидкість

$$\Delta\Omega = \frac{\Delta\omega}{m_p}.$$

Відносна швидкість, виражена у відносних базових одиницях (в.о.) дорівнює:

$$\Delta\omega_* = \frac{\Delta\omega}{\omega_\sigma} - \frac{\omega}{\omega_\sigma} = \frac{1}{\omega_\sigma} - \frac{d\delta}{dt}. \quad (3.3)$$

Зазвичай за базове значення беруть синхронну швидкість ω_0 , тоді вираз відносної швидкості набуде вигляду:

$$\Delta\omega_* = \omega_{*0} - 1 = \frac{d\delta}{314dt}, \quad (3.4)$$

де δ – [рад],
 t – [с].

Якщо кут виражено в електричних градусах, а час у секундах, то формула (3.4) набуде такого вигляду:

$$\Delta\omega_* = \omega_* - 1 = \frac{1}{18000} \cdot \frac{d\delta}{dt}, \quad (3.5)$$

де δ – [ел. град.],
 t – [с].

Відносна механічна швидкість, виражена в частках від синхронної, чисельно дорівнює електричній відносній швидкості:

$$\Delta\Omega_* = \frac{\Delta\Omega}{\Delta\Omega_0} = \frac{m_p \Delta\Omega}{m_p \Delta\Omega_0} = \Delta\omega_*. \quad (3.6)$$

3.5 Потужність і обертовий момент

Потужність у відносних одиницях виражається так само, як і в іменованих одиницях, але через ЕРС E , напругу U і опір Z , що виражені у відносних одиницях.

Потужність пов'язана з обертовим моментом і швидкістю таким виразом:

$$P_{\text{мех}} = \Omega \cdot M_{\text{мех}} \quad (3.7)$$

або у відносних одиницях

$$P_* = \omega_* \cdot M_*.$$

Якщо з (3.5) підставити значення $\omega_* = 1 + \Delta\omega = 1 + \frac{1}{18000} \cdot \frac{d\delta}{dt}$, то отримаємо:

$$P_* = \left(1 + \frac{d\delta}{18000dt}\right) \cdot M_*. \quad (3.8)$$

За умови, що зміна швидкості $\frac{d\delta}{dt}$ невелика, то $\frac{d\delta}{dt} \ll 1$. Тоді можна взяти $P_* = M_*$, оскільки похибка за такого припущення становитиме не більше 1–2%. Таким чином, за малих змін швидкості (кочення, початкова стадія випадіння із синхронізму тощо) часто вважають, що $P_* = M_*$.

3.6 Прискорення

Прискорення ротора характеризується співвідношенням:

$$\alpha = \frac{d\Delta\Omega}{dt} = \frac{\Delta M}{J_0}, [\text{с}^{-2}] \quad (3.9)$$

де ΔM – надлишок обертового моменту, $[\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}]$ або $[\text{Н} \cdot \text{м}]$;

J – момент інерції, $[\text{м}^2 \cdot \text{кг}]$;

$\Delta\Omega_*$ – відносна геометрична кутова швидкість:

$$\Delta\Omega_* = \frac{\Delta\Omega}{\Omega_0}, [\text{с}^{-1}] \text{ або } \left[\frac{\text{рад}}{\text{с}} \right].$$

Помножимо чисельник і знаменник правої частини виразу (3.9) на Ω_0^2 .
Отримаємо

$$\frac{d\Delta\Omega}{dt} = \frac{\Delta M \cdot \Omega_0^2}{2 \left(\frac{J_0 \cdot \Omega_0^2}{2} \right)} = \frac{\Delta M}{T_j} \cdot \Omega_0^2. \quad (3.10)$$

Тут $\frac{J_0 \cdot \Omega_0^2}{2}$ – кінетична енергія, що запасається ротором під час його руху з синхронною швидкістю Ω_0 .

Величина T_j , що дорівнює подвійному значенню кінетичної енергії ротора, який обертається з синхронною швидкістю, називається **сталю інерції**. Вона має розмірність $[\text{м}^2 \cdot \text{кг} \cdot \text{с}^{-2}]$ або $[\text{Вт} \cdot \text{с}]$, $[\text{кВт} \cdot \text{с}]$.

Підставимо у (3.9) вирази

$$\Delta\Omega = \frac{\Delta\omega}{m_p}; \quad \Omega_0 = \frac{\omega_0}{m_p}; \quad \Delta M = \frac{\Delta P}{\Omega_0},$$

отримаємо

$$\alpha = \omega_0 \cdot \frac{\Delta P}{T_j} = 314 \cdot \frac{\Delta P}{T_j}, \left[\frac{\text{рад}}{\text{с}^2} \right]. \quad (3.11)$$

Якщо синхронну швидкість виразити в електричних градусах ($\omega_0 = 360 \cdot f_0 = 18000$), то отримуємо прискорення в ел. Град/с²:

$$\alpha = 18000 \cdot \frac{\Delta P}{T_j}, \left[\frac{\text{ел. град}}{\text{с}^2} \right]. \quad (3.12)$$

У відносних одиницях прискорення визначається за формулою:

$$\alpha_* = \frac{\Delta P_*}{T_j}. \quad (3.13)$$

3.7 Рівняння відносного руху ротора генератора

Рівняння характеризує рух ротора генератора відносно координат, які обертаються синхронно з полем статора. Його називають *рівнянням відносного руху ротора*.

Ротор генератора є рухомим у просторі тілом, тому до нього можна застосовувати закони фізики (другий закон Ньютона).

Із курсу фізики відомо, що за обертового руху момент сил M , що діє на тверде тіло і надає йому кутове прискорення α , дорівнює добутку моменту інерції тіла J на прискорення, що створюється цим моментом:

$$\bar{M} = J \cdot \bar{\alpha}. \quad (3.14)$$

В нормальному режимі, коли агрегат генератор-турбіна обертається з постійною швидкістю, обертовий момент турбіни M_T і гальмівний момент генератора M_{em} врівноважують один одного. Під час аварій в мережі момент генератора зазвичай зменшується і на валу агрегату виникає надлишковий момент $\Delta M = M_T - M_{em}$, який надає ротору прискорення. Розглянемо рух ротора агрегату турбіна-генератор під дією надлишкового моменту в простій системі [7].

Рух ротора відносно вектора напруги системи нескінченної потужності характеризується зміною кута δ . Вектор ЕРС жорстко зв'язаний з ротором, тому зміна кута δ визначає відносний рух ротора (відносно вектора напруги U , що обертається з постійною синхронною електричною швидкістю ω_0). Відносна електрична швидкість ротора $\Delta\omega = \omega - \omega_0 = \frac{d\delta}{dt}$.

Кінетична енергія (або енергія обертання), що запасається ротором під час його руху зі швидкістю ω , дорівнює $W_K = W_{ob} = \frac{J \cdot \omega^2}{2}$.

Надлишковий момент $\Delta M = \frac{\Delta P}{\omega} = \frac{\Delta P}{\omega_0 \pm \Delta\omega} \approx \frac{\Delta P}{\omega_0}$, оскільки відносна електрична швидкість ротора невелика і становить приблизно 2–3% ($\Delta\omega \approx (2-3)\% \cdot \omega_0$).

З урахуванням цього запишемо другий закон Ньютона (3.14):

$$J \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta M = \frac{\Delta P}{\omega_0}. \quad (3.15)$$

Перенесемо J в праву частину (3.15) і помножимо чисельник і знаменник на $\frac{\omega_0}{2}$.

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\Delta P \times \frac{\omega_0}{2}}{J \cdot \omega_0 \times \frac{\omega_0}{2}} = \frac{\Delta P \cdot \omega_0}{2 \cdot \frac{J\omega_0^2}{2}} = \frac{\Delta P \cdot \omega_0}{T_J}. \quad (3.16)$$

Тут $2 \cdot \frac{J\omega_0^2}{2} = 2W_K = T_J$ – величина, що дорівнює подвійному значенню кінетичної енергії. Її називають **механічною сталою інерції ротора**. T_J чисельно дорівнює часу розгону $t_{розг}$ ротора генератора із нерухомого стану $\omega_* = 0$ до номінальної синхронної швидкості $\omega_* = 1$.

Перепишемо (3.16) у вигляді:

$$\frac{1}{\omega_0} \cdot T_J \cdot \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P. \quad (3.17)$$

В (3.17) час визначається у відносних одиницях ($t_* = \frac{t[\text{с}]}{t_\delta[\text{с}]}$).

З (3.1) $t[\text{с}] = \frac{t_*}{\omega_0}$. Підставляємо у (3.17) час, виражений в секундах:

$$T_J \cdot \frac{d\Delta\omega}{dt_*} = \Delta P. \quad (3.18)$$

В (3.18) всі величини виражені у відносних одиницях.

Першу похідну $d\Delta\omega$ за часом ($\frac{d\Delta\omega}{dt}$) можна записати як другу похідну кута δ за часом.

$$T_J \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = \Delta P, \quad (3.19)$$

або

$$T_J \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - P, \quad (3.20)$$

або

$$T_J \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_0 - \frac{E \cdot U}{x_\Sigma} \sin\delta = P_0 - P_{max} \cdot \sin\delta. \quad (3.21)$$

Рівняння (3.19), (3.20) є **рівняннями відносного руху ротора генератора**.

В (3.21) кут δ , час t і стала інерції T_J задано в радіанах, а потужності P_0 і P – у відносних одиницях (T_J [рад], δ [рад], t [рад], P_0 [в.о.], P [в.о.]).

В *практичних розрахунках* часто використовують таку форму запису диференціального рівняння руху ротора [3, 7]:

$$\frac{T_J}{360 \cdot f_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P = P_0 - P_{max} \cdot \sin \delta, \quad (3.22)$$

де кут δ задано в електричних градусах; час t – в секундах; сталу інерції T_J – в секундах; потужності P_0 і P – у відносних одиницях; частоту f_0 – в герцах (T_J [с], δ [ел.град], t [с], P_0 [в.о.], P [в.о.], f_0 [Гц]).

Розв'язком диференціального рівняння руху ротора є функція $\delta = f(t)$. Величини, які входять в рівняння (3.21), можуть бути виражені або всі в іменованих одиницях, або частково – у відносних, а частково – в іменованих. Варіанти запису рівняння (3.21) наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Варіанти запису рівняння відносного руху ротора генератора [3]

Ч.ч.	Вид запису рівняння *	Розмірності величин			
		Кут δ	Час t	Стала інерції T_J	Потужності P_0 і P
1	$T_J \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	рад	рад	в.о.
2	$T_J \cdot J \cdot \omega_0 \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	рад	с	в.о.
3	$T_J \cdot J \cdot \omega_0 \cdot P_\sigma \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	рад	с	кВт
4	$\frac{T_J \cdot J}{\omega_0} \cdot P_\sigma \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	с	с	кВт
5	$\frac{T_J}{360 \cdot f_0} \cdot P_\sigma \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	ел. Град	с	с	кВт
6	$\frac{T_J}{360 \cdot f_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	ел. Град	с	с	в.о.
7	$\frac{T_J}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	с	с	в.о.
8	$\frac{T_J \cdot \omega_0}{P_\sigma} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P$	рад	рад	кВт · с	в.о.
9	$T_J \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \omega_0 (P_0 - P)$	рад	с	с	в.о.

Примітка * – Тут $\omega_o = 2\pi f_0$ за $f_0 = 50$ Гц, $\omega_o = 314$ с⁻¹. Перехід від однієї форми запису до іншої відбувається згідно з співвідношеннями:

$$t(\text{рад}) = \omega_0 t(\text{с}); \quad \delta(\text{рад}) = \frac{2\pi}{360} (\text{ел.град.}); \quad P(\text{в.о.}) = \frac{P(\text{кВт})}{P_0(\text{кВт})}$$

Оскільки це диференціальне рівняння другого порядку і є нелінійним, не існує його точного аналітичного розв'язку (через нелінійність $\sin\delta$). Тому для розв'язання рівняння руху ротора генератора застосовують наближені інженерні методи розрахунку.

Це диференціальне рівняння описує електромеханічний перехідний процес як для статичної, так і для динамічної стійкості. Але методи розрахунку цього рівняння для статичної і динамічної стійкості різні.

1. Для розрахунку статичної стійкості використовують метод малих коливань метод (або метод малих відхилень).

2. Для розрахунку динамічної стійкості використовують метод послідовних інтервалів.

Контрольні запитання

1. Які величини зазвичай беруть за базисні під час побудови системи відносних одиниць?

2. Як пов'язані між собою вирази часу в радіанах і в секундах, а також кут, виражений в електричних градусах та його вираз в геометричних градусах?

3. Як пов'язані між собою електрична і механічна швидкості, а також відносні електрична і механічна швидкості?

4. Що таке стала інерції ротора і як вона пов'язана з часом розгону генератора з нерухомого стану до синхронної швидкості?

5. Запишіть основне диференціальне рівняння відносного руху ротора генератора, використовуючи різні форми запису цього рівняння.

6. Які розмірності може мати стала інерції T_J ?

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕДАВАНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРОСТОЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ З РІЗНИМИ ТИПАМИ ГЕНЕРАТОРІВ І РІЗНИМИ СИСТЕМАМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЗБУДЖЕННЯ

4.1 Системи збудження і автоматичного регулювання збудження електричних машин

Системи збудження – це машини і апарати для створення струму збудження і керування ним за допомогою регулювальних пристроїв [2].

Вплив систем збудження на характер перехідного процесу може бути досить великим.

Система збудження синхронних генераторів складається з обмотки збудження (обмотки ротора), джерела постійної напруги, що підводиться до обмотки збудження та комутаційної апаратури (регулювальних пристроїв).

Напруга, що підводиться до обмотки ротора, і струм, який проходить по ній, називають **напругою і струмом збудження**.

Нині на генераторах, що знаходяться в експлуатації, використовують такі системи збудження:

- електромашини;
- діодні високочастотні;
- безщіткові;
- тиристорні (незалежного збудження і самозбудження).

Іноді системи збудження і автоматичного регулювання струму збудження об'єднують в єдину і називають **системою автоматичного регулювання збудження (САРЗ)**.

Задачею САРЗ є підтримання напруги у вузлах регулювання і підвищення рівнів динамічної стійкості.

Регулятори, які використовують для регулювання струму збудження (АРЗ), поділяють на:

- **пропорційної дії** (АРЗ ПД), які змінюють струм збудження пропорційно відхиленню будь-якого параметра режиму (наприклад, відхилення напруги ΔU);
- **сильної дії** (АРЗ СД), які реагують не тільки на відхилення параметрів режиму, а також і на швидкість та прискорення їх змін.

Виведемо рівняння характеристики активної потужності для турбогенераторів і гідрогенераторів, які мають різні системи автоматичного регулювання збудження (без АРЗ, АРЗ ПД, АРЗ СД).

4.2 Параметри синхронного генератора

Будь-яку багатополіусну синхронну машину можна звести до двополіусної моделі (рис. 4.1) з двома осями симетрії: віссю d , яка розташована

вздовж полюсів (поздовжня вісь ротора), і перпендикулярною до неї віссю q (поперечна вісь ротора). З метою спрощення теоретичних досліджень і практичних розрахунків до цих осей симетрії відносять всі електричні параметри машини. Процеси розглядаються відносно однієї фази обмотки статора, оскільки завдяки симетричному розташуванню фаз одна відносно одної змінна напруг, струмів в обмотках має однаковий характер, але зі зсувом в часі. Крім того, вважається, що машина працює без насичення магнітного кола [9].

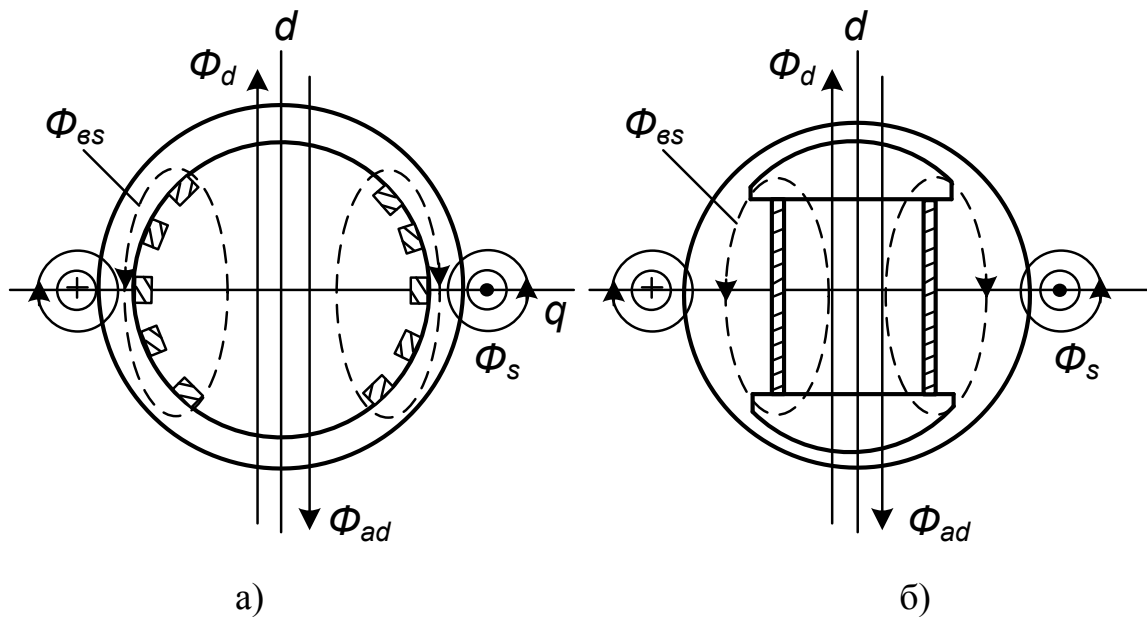


Рисунок 4.1 – Двополюсна модель синхронного генератора:
а) – неявнополюсного; б) – явнополюсного

Під час холостого ходу генератора струм збудження створює магнітний потік, основна частина якого Φ_d пронизує повітряний зазор, перетинає обмотку статора і наводить в ній ЕРС холостого ходу E_q . Цей вектор ЕРС відстає від магнітного потоку Φ_d , що її створює, на кут 90 ел. Град. (рис. 4.2). У навантаженого генератора струм I обмотки статора можна розкласти на дві складові: поздовжню I_d і поперечну I_q . Ці складові створюють магнітні потоки поздовжньої Φ_{ad} і поперечної Φ_{aq} реакцій якоря (статора), вектори яких обертаються синхронно з ротором і діють на основний потік машини – один по поздовжній осі, а другий – по поперечній. Як результат – в повітряному зазорі генератора буде існувати магнітний потік Φ_i . Потоки реакції якоря наводять в обмотці статора відповідно ЕРС поздовжньої E_{ad} і поперечної E_{aq} реакцій якоря, які взаємодіють з ЕРС холостого ходу E_q , створюють так звану внутрішню ЕРС генератора E_i , яка відповідає магнітному потоку в повітряному зазорі Φ_i .

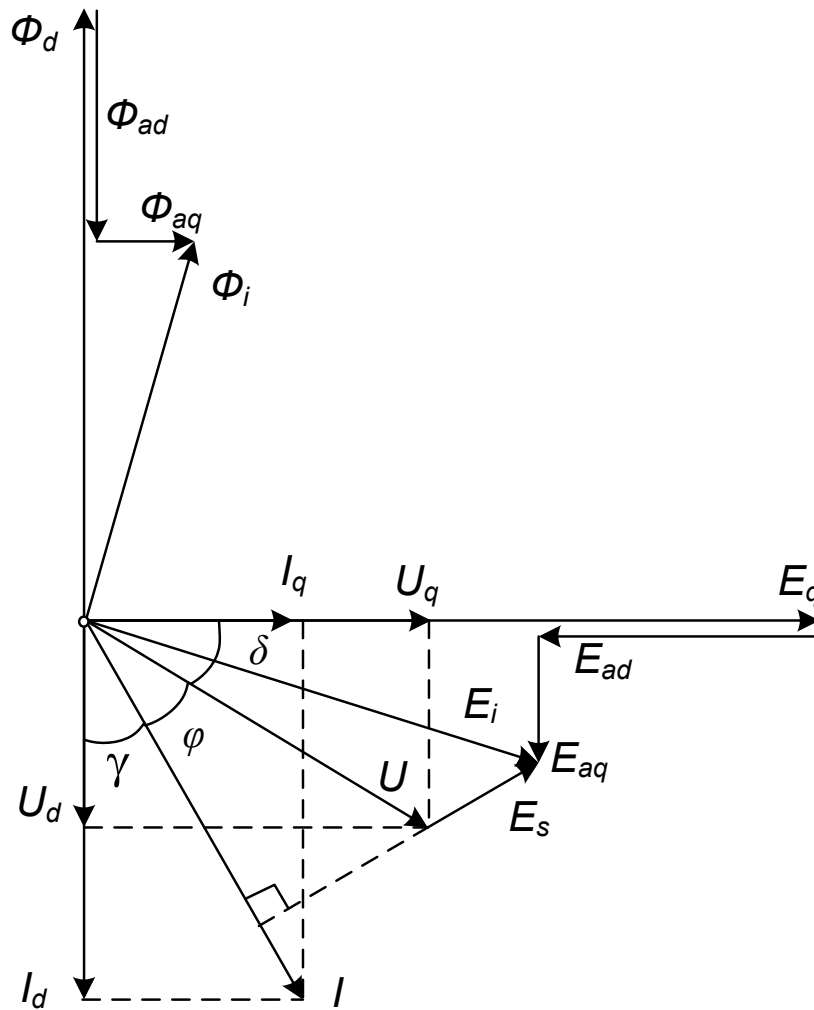


Рисунок 4.2 – Векторна діаграма магнітних потоків та ЕРС явнополюсного синхронного генератора

Окрім потоку Φ_d і потоків реакції Φ_{ad} , Φ_{aq} , що пронизують повітряний зазор і зчеплені як з обмоткою статора, так і з обмоткою збудження, існують ще магнітні потоки розсіювання обмоток статора і ротора, які зчеплені кожен тільки зі своєю обмоткою. Потік розсіювання обмотки збудження Φ_{bs} не пронизує обмотку статора і тому не наводить в ній ЕРС. Потік розсіювання обмотки статора Φ_s наводить в ній ЕРС розсіювання E_s . Якщо геометрично відняти ЕРС розсіювання E_s від внутрішньої ЕРС машини E_i , то отримаємо напругу на затискачах обмотки статора U . Електрорушійна сила розсіювання статора може бути подана як спад напруги на індуктивному опорі: $E_s = x_s I$, де x_s – індуктивний опір розсіювання обмотки статора генератора. Як спад напруги можуть бути подані також ЕРС реакції якоря: $E_{ad} = x_{ad} I$ та $E_{aq} = x_{aq} I$. Тут x_{ad} , x_{aq} – індуктивні опори реакції якоря по поздовжній і поперечній осях, відповідно.

У явнополюсного генератора опір x_{ad} в 1,5 – 2 рази більший, ніж опір x_{aq} , оскільки потік реакції по поздовжній осі зустрічає на своєму шляху значно менший опір повітряного зазору, ніж потік по поперечній осі (див. рис. 4.1). Те, що індуктивні опори реакцій якоря не дорівнюють один одному, призводить до необхідності розкладання струму генератора на поздовжню і поперечну складові.

У неявнополюсного генератора ці опори однакові ($x_{ad} = x_{aq}$), оскільки потік реакції проходить через повітряний зазор, практично однаковий по поздовжній і поперечній осях машини.

Повні спади напруг на індуктивних опорах по поздовжній і поперечній осях явнополюсного генератора можуть бути подані відповідно добутками $x_d I_d$ та $x_q I_q$, де $x_d = x_s + x_{ad}$ – синхронний індуктивний опір по поздовжній осі; $x_q = x_s + x_{aq}$ – синхронний індуктивний опір по поперечній осі. Окрім спаду напруги на індуктивних опорах машини має місце спад напруги на активному опорі обмотки статора, який можна подати добутками $r_a I_d$ й $r_a I_q$.

Реактивні опори синхронної машини називаються «операторними опорами», тому що машина в статичному режимі описується математичними залежностями, до яких входять реактивні опори, що відображають статичний режим [9]. В перехідному процесі, наприклад, під час короткого замикання машина буде описана математичними залежностями, які містять параметри, що змінюються в часі. В початковий період перехідний процес називається *надперехідним* процесом і визначається *надперехідними реактивними опорами*. Після закінчення надперехідного процесу продовжується *перехідний* процес, який відображається *перехідними реактивними опорами*. І після закінчення перехідного процесу машина має *синхронні реактивні опори* усталеного режиму.

В паспортних даних синхронного генератора (компенсатора, електродвигуна) наводяться такі параметри, виражені у відсотках або у відносних одиницях:

- x_d , x_q – синхронні реактивні опори по поздовжній і поперечній осях;
- x'_d , x'_q – перехідні реактивні опори по поздовжній і поперечній осях;
- x''_d , x''_q – надперехідні реактивні опори по поздовжній і поперечній осях;
- x_2 , x_0 – реактивні опори зворотної і нульової послідовностей;
- r_a , r_B – активний опір фаз статора та омичний опір обмотки збудження;
- r_{rd} , r_{rq} – активний опір поздовжнього і поперечного демпферних контурів.

Відповідно до назв реактивних опорів позначаються ЕРС машини та-

кож у відносних одиницях: E_q , E'_q , E''_q – синхронна, перехідна і наперехідна ЕРС по поперечній осі, відповідно; E' , E'' – перехідна і надперехідна ЕРС, відповідно.

Під час побудови векторних діаграм синхронних машин використовують зазначені параметри.

4.3 Складання схеми заміщення і розрахунок параметрів електричної мережі

Розрахунок статичної стійкості простої електропередачі проводиться залежно від типу генераторів електричної станції і від типу системи автоматичного регулювання збудження (АРЗ) генераторів [8].

Нижче розглядаються два типи генерувальних джерел: турбо- і гідро-генератори (ТГ і ГГ) та три системи АРЗ:

– система АРЗ відключена (без АРЗ). Такий режим роботи характеризується незмінною величиною струму збудження ($I_f = const$) і постійним значенням електрорушійної сили (ЕРС) холостого ходу генератора ($E_q = const$);

– система АРЗ пропорційної дії (АРЗ ПД). Така система АРЗ реагує на відхилення одного або кількох параметрів режиму від контрольованих значень. В цьому випадку за розрахункову величину береться поперечна складова E'_q перехідної ЕРС – E' , яка залишається постійною в моменти різких змін режиму роботи генератора ($E'_q = const$);

– система АРЗ сильної дії (АРЗ СД) реагує не тільки на відхилення контрольованих параметрів, але додатково також реагує на швидкість і прискорення зміни цих параметрів. У випадку такої системи АРЗ розрахунковою величиною є поперечна складова U_{Gq} напруги генератора U_G , яка не змінюється за такої системи регулювання ($U_{Gq} = const$).

Для проведення розрахунків статичної стійкості простої електричної мережі (рис. 4.3) необхідно скласти відповідні схеми заміщення.

Конфігурація і параметри схем заміщення електричної мережі залежать від типу генераторів розрахункової схеми і систем АРЗ.

В наведених схемах заміщення результуючий опір всіх елементів (крім генератора) позначений x_n

$$x_n = x_{T-1} + x_{L-1} // x_{L-2} + x_{T-2}.$$

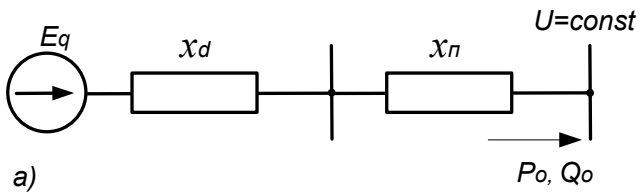
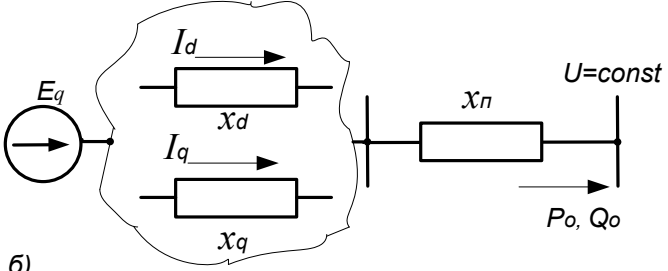
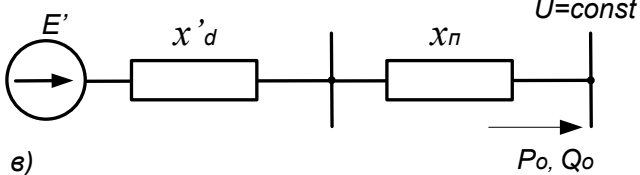
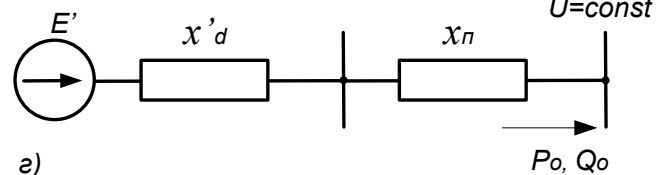
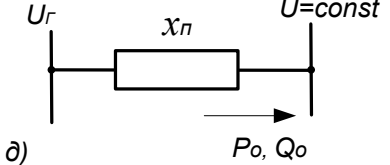
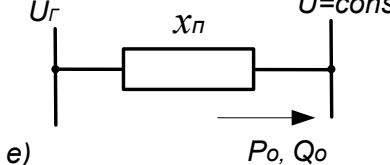
Система АРЗ, параметри	Схема для ЕМ з турбогенератором	Схема для ЕМ з гідрогенератором
Без АРЗ: $I_f = const$ $E_q = const$ $P_{E_q} = f(\delta)^*$	 <p>a)</p>	 <p>б)</p>
АРЗ ПД: $E'_q = const$ $P_{E'_q} = f(\delta)$	 <p>в)</p>	 <p>г)</p>
АРЗ СД: $U_{r_q} = const$ $P_{U_{r_q}} = f(\delta)$	 <p>д)</p>	 <p>е)</p>

Рисунок 4.3 – Схема заміщення простої електропередачі з турбо- і гідрогенератором та різними системами АРЗ

Примітка * – індекс у виразі потужності вказує, через яку ЕРС вона виведена

На рисунку 4.3, а) турбогенератори вводяться в схему заміщення синхронним реактивним опором x_d і ЕРС холостого ходу E_q , яка включається за цим опором. Схема заміщення гідрогенератора без АРЗ (рис. 4.3, б), носить умовний характер, тому що не існує звичайної схеми заміщення гідрогенератора у вигляді постійного опору і ЕРС, яка прикладена за цим опором. Для визначення ЕРС холостого ходу гідрогенератора в схему заміщення умовно вводять синхронний опір генератора по поздовжній осі x_d , по якому протікає поздовжня складова струму I_d і синхронний опір по поперечній осі x_q , по якому тече поперечна складова струму I_q .

Турбо- і гідрогенератори з АРЗ ПД (рис. 4.3, в, з) мають однакові схеми заміщення, в які генератори вводять своїм перехідним опором $x'd$ і перехідною ЕРС – E' , обумовленою результирующим повним потокозчепленням обмотки збудження.

ЕРС генераторів з АРЗ СД (рис. 4.3, д, е) в схему заміщення взагалі не вводиться, тому що поперечна складова напруги генератора $U_{Гq}$ залишається постійною в різних режимах роботи.

Схеми заміщення, наведені на рис. 4.3, можна зобразити у вигляді загальних схем (рис. 4.4), в яких об'єднані окремі схеми заміщення з різними системами АРЗ [8].

Аналіз стійкості електричної мережі, як правило, виконується в системі відносних одиниць. Проведення розрахунків у відносних одиницях передбачає вибір базових величин – базисної потужності $S_б$ і базисної напруги $U_б$. За базисну потужність можна взяти сумарну номінальну потужність генераторів або потужність, яка передається в систему. Як базисна напруга береться середня номінальна напруга на шинах системи.

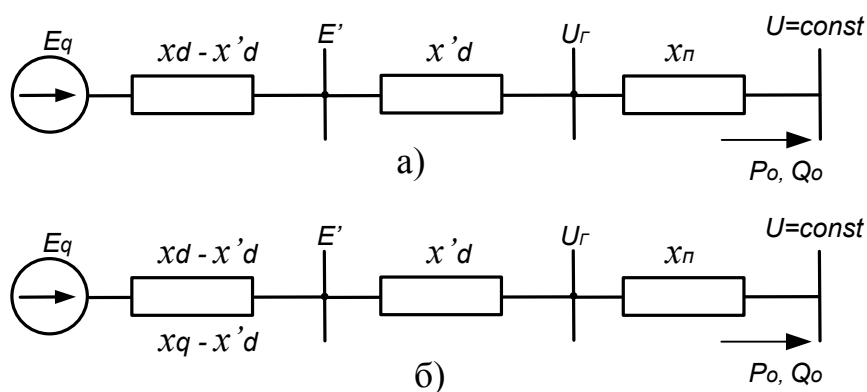


Рисунок 4.4 – Загальні схеми заміщення простої електропередачі:
а) з турбогенератором; б) з гідрогенератором

Розрахунки параметрів схеми заміщення і параметрів режиму у відносних базисних одиницях здійснюється за такими формулами [8]:

- напруга приймальної системи

$$U_{*(\sigma)} = \frac{U}{U_{\sigma}} \cdot k = \frac{U}{U_{\sigma}} \cdot \frac{U_{\sigma}}{U} = 1; \quad (4.1)$$

- потужності, що передаються в систему

$$P_{0*(\sigma)} = \frac{P_0}{S_{\sigma}}; \quad Q_{0*(\sigma)} = \frac{Q_0}{S_{\sigma}}; \quad S_{0*(\sigma)} = \frac{S_0}{S_{\sigma}}; \quad (4.2)$$

- опори елементів схеми заміщення

$$x_{Г*(\sigma)} = x_{Г*(н)} \frac{S_{\sigma}}{S_{Гном}}; \quad x_{Г*(\sigma)} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}}; \quad x_{Л*(\sigma)} = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{Лном}^2},$$

де $S_{Гном}$, $S_{Тном}$ – відповідно номінальні потужності генераторів і трансформаторів;

$U_{Лном}$ – номінальна напруга ліній електропередач;

$x_{Г*(н)}$ – опори генератора у відносних номінальних одиницях;

U_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора;

$x_{пит}$, l – питомий опір і довжина лінії, відповідно.

У випадку визначення опорів генераторів з різними системами АРЗ як $x_{Г*(н)}$ беруться такі опори:

- в усталеному режимі (без АРЗ) – x_d ;
- в перехідному режимі (АРЗ ПД) – x'_d ;
- в надперехідному режимі – x''_d .

4.4 Розрахунок і побудова векторних діаграм простої електричної мережі з турбогенератором та гідрогенератором

Розрахунок основних режимних параметрів електричної мережі може бути здійснений на основі векторних діаграм з турбо- і гідрогенератором (рис. 4.5 і 4.6), які побудовано відповідно до схем заміщення на рис. 4.4.

4.4.1 Векторна діаграма електричної мережі з турбогенератором

ЕРС холостого ходу визначається з виразу (далі позначення $*(\sigma)$ не вказується).

$$E_q = \sqrt{(U + I_p x_{d\Sigma})^2 + (I_a x_{d\Sigma})^2} = \sqrt{(U + \frac{Q_0}{U} x_{d\Sigma})^2 + (\frac{P_0}{U} x_{d\Sigma})^2}, \quad (4.3)$$

де I_p, I_a – реактивна та активна складові повного струму, $I_p = \frac{Q_0}{U}$;

$I_a = \frac{P_0}{U}$, відповідно;

$x_{d\Sigma} = x_d + x_n$ – результуючий синхронний опір електричної мережі.

Із векторної діаграми (рис. 4.5) видно, що

$$\delta = \arctg \frac{P_0 x_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 x_{d\Sigma}}. \quad (4.4)$$

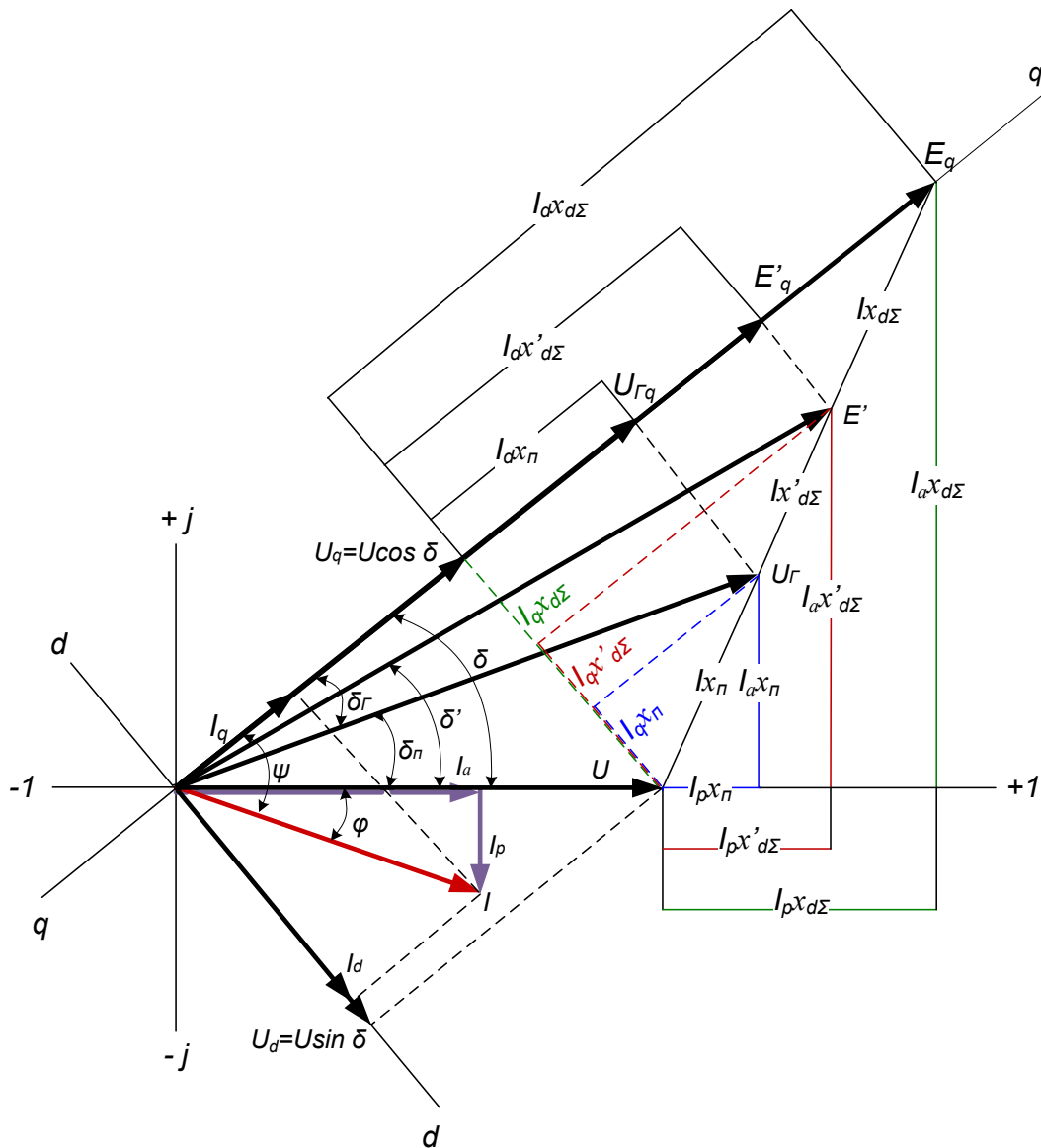


Рисунок 4.5 – Векторна діаграма простої електричної мережі з турбогенератором

Аналогічно можна записати вирази для визначення ЕРС E' та напруги U_{Γ} , а також кутів δ' і δ_n

$$E' = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0}{U} x'_{d\Sigma}\right)^2 + \left(\frac{P_0}{U} x'_{d\Sigma}\right)^2}, \quad (4.5)$$

де $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_n$ – результуючий перехідний опір мережі.

$$\delta' = \arctg \frac{P_0 x'_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 x'_{d\Sigma}}; \quad (4.6)$$

$$U_{\Gamma} = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0}{U} x_n\right)^2 + \left(\frac{P_0}{U} x_n\right)^2}; \quad (4.7)$$

$$\delta_n = \arctg \frac{P_0 x_n}{U^2 + Q_0 x_n}. \quad (4.8)$$

Вектор ЕРС холостого ходу збігається із поперечною віссю синхронного генератора, що дозволяє визначити проекції векторів E' , U_{Γ} і U на цю вісь

$$E'_q = E' \cdot \cos(\delta - \delta'); \quad (4.9)$$

$$U_{\Gamma q} = U_{\Gamma} \cdot \cos(\delta - \delta_n); \quad (4.10)$$

$$U_q = U \cdot \cos \delta. \quad (4.11)$$

Якщо показати на векторній діаграмі поздовжню вісь (перпендикулярно до поперечної), то можливо отримати ще декілька очевидних співвідношень:

$$U_d = U \cdot \sin \delta; \quad (4.12)$$

$$I_q = I \cdot \cos \psi = I \cdot \cos(\delta + \varphi); \quad (4.13)$$

$$I_d = I \cdot \sin \psi = I \cdot \sin(\delta + \varphi), \quad (4.14)$$

де U_d – поздовжня складова напруги на шинах приймальної системи;

I_q, I_d – поперечна і поздовжня складові струму, відповідно;

$$\varphi = \arctg \frac{Q_0}{P_0}.$$

4.4.2 Векторна діаграма електричної мережі з гідрогенератором

Векторна діаграма мережі з ГГ аналогічна векторній діаграмі з ТГ. Головна відмінність полягає у визначенні ЕРС холостого ходу E_q , тому що у гідрогенераторів $x_d > x_q$ [8, 9].

Інколи в наближених розрахунках гідрогенератори прирівнюють до турбогенераторів ($x_d \approx x_q$) і у векторну діаграму вводять фіктивну розрахункову ЕРС – E_Q , яка в схемі заміщення прикладена за постійним опором x_q .

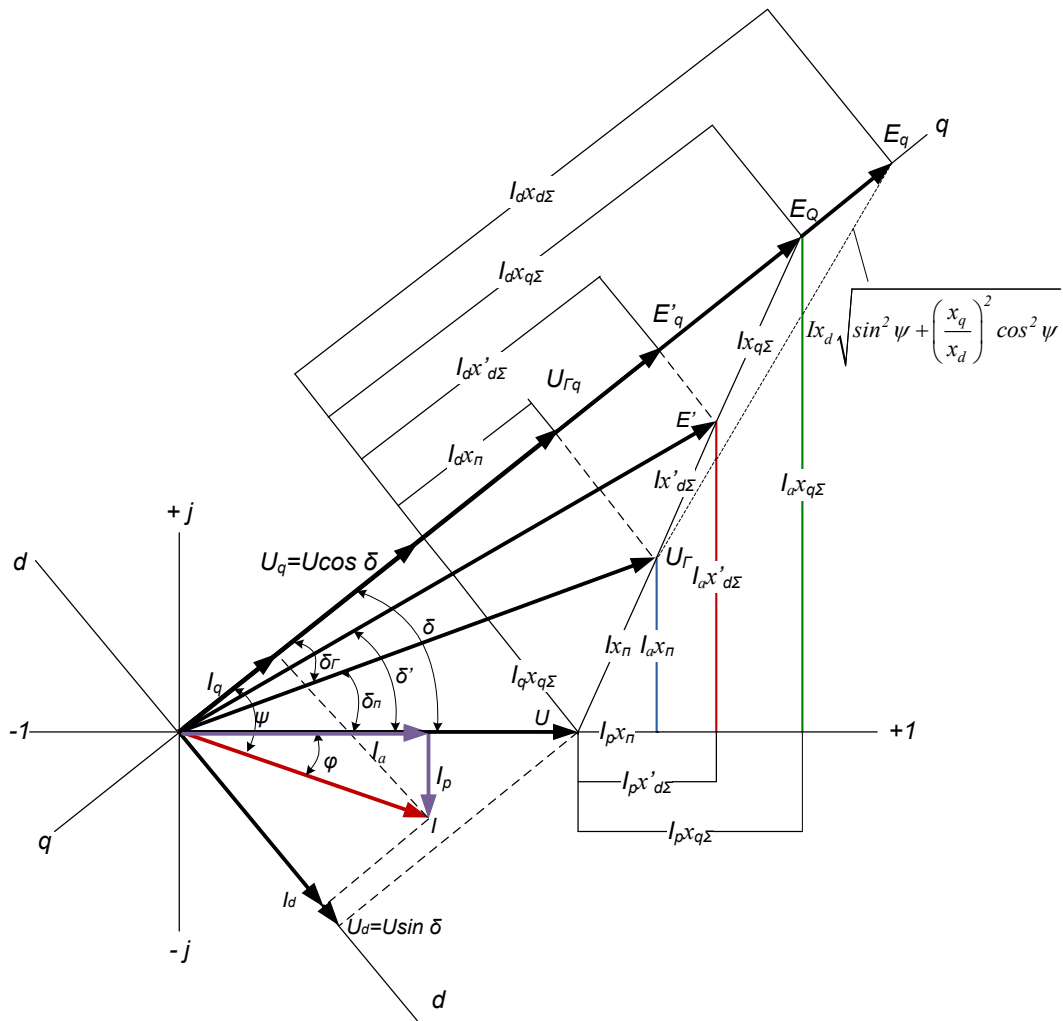


Рисунок 4.6 – Векторна діаграма простої електричної мережі з гідрогенератором

Із векторної діаграми (рис. 4.6) видно, що

$$E_Q = \sqrt{\left(U + \frac{Q_0}{U} x_{q\Sigma}\right)^2 + \left(\frac{P_0}{U} x_{q\Sigma}\right)^2}, \quad (4.15)$$

де $x_{q\Sigma} = x_q + x_n$;

$$\delta = \arctg \frac{P_0 x_{q\Sigma}}{U^2 + Q_0 x_{q\Sigma}}; \quad (4.16)$$

$$E_q = E_Q \frac{x_d - x'_d}{x_q - x'_d} - E'_q \frac{x_d - x_q}{x_q - x'_d}. \quad (4.17)$$

Інші параметри режиму векторної діаграми з гідрогенератором розраховують за формулами, які наведено для електричної мережі з турбогенератором.

4.5 Характеристика активної потужності простої електричної мережі з турбогенератором і гідрогенератором

Активна потужність, що передається в систему, у відносних одиницях може бути знайдена із виразу

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi. \quad (4.18)$$

Беручи до уваги співвідношення, які витікають із векторних діаграм (див. рис. 4.5, 4.6), вираз (4.18) можна записати [8]:

$$P = I \cdot \cos \psi \cdot U \cdot \cos \delta + I \cdot \sin \psi \cdot U \cdot \sin \delta = I_q \cdot U \cdot \cos \delta + I_d \cdot U \cdot \sin \delta. \quad (4.19)$$

Поперечну складову струму I_q знайдемо із відповідних векторних діаграм:

$$\text{для ТГ} \quad I_q = \frac{U}{x_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (4.20)$$

$$\text{для ГГ} \quad I_q = \frac{U}{x_{q\Sigma}} \sin \delta. \quad (4.21)$$

Розрахункові вирази для знаходження поздовжнього струму I_d в мережі з ТГ і ГГ запишуться таким чином:

без АРЗ: з векторної діаграми $I_d \cdot x_{d\Sigma} = E_q - U \cos \delta$, звідки

$$I_d = \frac{E_q}{x_{d\Sigma}} - \frac{U}{x_{d\Sigma}} \cos \delta; \quad (4.22)$$

з АРЗ ПД: з векторної діаграми $I_d \cdot x'_{d\Sigma} = E'_q - U \cos \delta$, звідки

$$I_d = \frac{E'_q}{x'_{d\Sigma}} - \frac{U}{x'_{d\Sigma}} \cos \delta; \quad (4.23)$$

з АРЗ СД: з векторної діаграми $I_d \cdot x_n = U_{Гq} - U \cos \delta$, звідки

$$I_d = \frac{U_{Гq}}{x_n} - \frac{U}{x_n} \cos \delta. \quad (4.24)$$

Підставивши (4.20 – 4.24) в формулу (4.19) і провівши деякі перетворення, отримаємо відповідні розрахункові вирази активної потужності для простої електричної мережі з ТГ і ГГ та різними системами АРЗ:

$$\text{ТГ без АРЗ} \quad P_{E_q} = \frac{E_q U}{x_{d\Sigma}} \sin \delta; \quad (4.25)$$

$$\text{ТГ з АРЗ ПД} \quad P_{E'q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta; \quad (4.26)$$

$$\text{ТГ з АРЗ СД} \quad P_{U_{Гq}} = \frac{U_{Гq} U}{x_n} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_d}{x_{d\Sigma} \cdot x_n} \sin 2\delta; \quad (4.27)$$

$$\text{ГГ без АРЗ} \quad P_{E_q} = \frac{E_q U}{x_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_{d\Sigma} \cdot x_{q\Sigma}} \sin 2\delta; \quad (4.28)$$

$$\text{ГГ з АРЗ ПД} \quad P_{E'q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q - x'_d}{x_{q\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta; \quad (4.29)$$

$$\text{ГГ з АРЗ СД} \quad P_{U_{Гq}} = \frac{U_{Гq} U}{x_n} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q}{x_{q\Sigma} \cdot x_n} \sin 2\delta. \quad (4.30)$$

Індекси, які відмічені біля розрахункових виразів потужностей, вказують через яку ЕРС чи напругу вони визначені.

В формулах (4.26) – (4.30) крім основної синусоїдальної складової є також друга складова, яка змінюється з подвійною частотою і не залежить від ЕРС генераторів (рис. 4.7). Наявність цієї складової приводить до деякого зростання характеристики потужності і зміщення критичного кута від значення 90° .

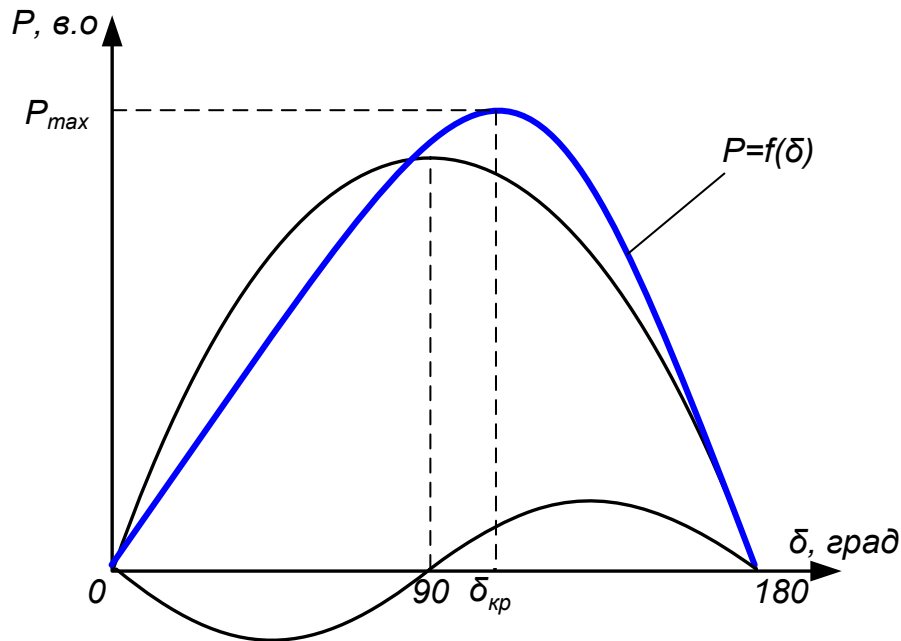


Рисунок 4.7 – Характеристика потужності, що містить складову подвійної частоти

Контрольні запитання

1. Які системи збудження використовують на сучасних генераторах?
2. Основні параметри синхронних машин.
3. Векторна діаграма простої електропередачі з турбогенератором. Побудова через значення повного струму.
4. Векторна діаграма простої електропередачі з турбогенератором. Побудова через активну та реактивну складові струму.
5. Векторна діаграма простої електропередачі з турбогенератором. Побудова через повздовжню та поперечну складові струму.
6. Повна векторна діаграма простої електропередачі з турбогенератором.
7. Повна векторна діаграма простої електропередачі з гідрогенератором.
8. Проста електропередача з турбогенератором без АРЗ $P_{Eg} = f(\delta)$.
9. Проста електропередача з турбогенератором з АРЗ ПД $P_{Eg} = f(\delta)$.
10. Проста електропередача з турбогенератором з АРЗ СД $P_{Urg} = f(\delta)$.
11. Проста електропередача з гідрогенератором без АРЗ $P_{Eg} = f(\delta)$.
12. Проста електропередача з гідрогенератором з АРЗ ПД $P_{Eg} = f(\delta)$.
13. Проста електропередача з гідрогенератором з АРЗ СД $P_{Urg} = f(\delta)$.
14. Визначення ЕРС, напруг, струмів та кутів простої електропередачі з турбогенератором.
15. Визначення ЕРС, напруг, струмів та кутів простої електропередачі з гідрогенератором.

5 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТУЖНОСТІ У ВИПАДКУ СКЛАДНОГО ЗВ'ЯЗКУ ВІДДАЛЕНОЇ СТАНЦІЇ З ШИНАМИ ПРИЙМАЛЬНОЇ СИСТЕМИ

Варто зазначити, що отримана в попередніх розділах синусоїдальна залежність активної потужності від кута δ $P = \frac{E \cdot U}{x_c} \sin \delta$ справедлива лише для простої схеми електропередачі у вигляді чисто індуктивного опору системи x_c , який містить опір генератора.

В багатьох випадках віддалена електрична станція пов'язана з приймальною системою більш складною мережею, ніж одна лінія і два трансформатори. У разі виконання розрахунків така мережа вважається **пасивною** частиною схеми заміщення, якщо опори і провідності її елементів розглядаються як незалежні від параметрів режиму та інших факторів [10].

До пасивної частини відносять елементи, що заміщають трансформатори, лінії електропередачі, реактори, батареї статичних конденсаторів і навантаження (якщо воно враховується постійний опором). Пасивна частина є лінійною і тому для її розрахунку та перетворень застосовують методи, розроблені для *лінійних* електричних кіл.

Разом з лінійними в схемі заміщення енергосистеми є нелінійні і динамічні елементи. До *нелінійних* відносять елементи, що враховуються статичними характеристиками. *Динамічні* елементи враховуються за допомогою динамічних характеристик або для них записують підсистеми диференціальних рівнянь.

Статичні характеристики, тобто вирази для визначення активних і реактивних потужностей, струмів і напруг в будь-якому елементі лінійної системи в усталеному режимі або за дуже повільної зміни режиму легко знаходяться за допомогою **методу накладання**. Для цього необхідно, щоб всі синхронні машини було подано деякими постійними опорами з прикладеними за ними ЕРС, а асинхронні двигуни навантажень – деякими пасивними елементами [3].

Розглянемо основні принципи визначення цих параметрів на прикладі перетворення схеми заміщення одномашинної енергосистеми, в якій джерела ЕРС E і напруги U включено в схему довільної складності, яка складається з пасивних елементів (рис. 5.1).

Будь-яку складну пасивну частину схеми заміщення можна завжди перетворити до Т-подібної (або П-подібної).

Під час дослідження статичної стійкості електропередачі зі складним зв'язком генераторів з шинами приймальної системи використовуємо розрахункову схему, зображену на рис. 5.2 [8].

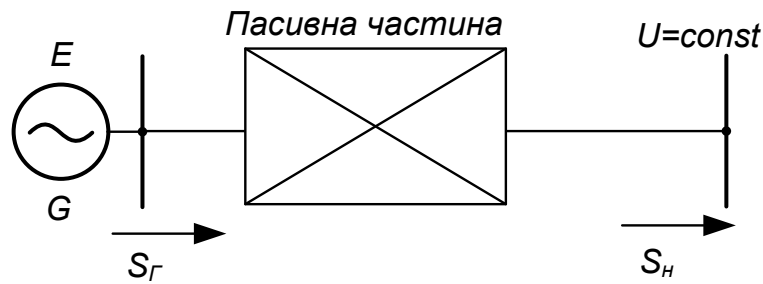


Рисунок 5.1 – Узагальнена схема заміщення одномашинної енергосистеми

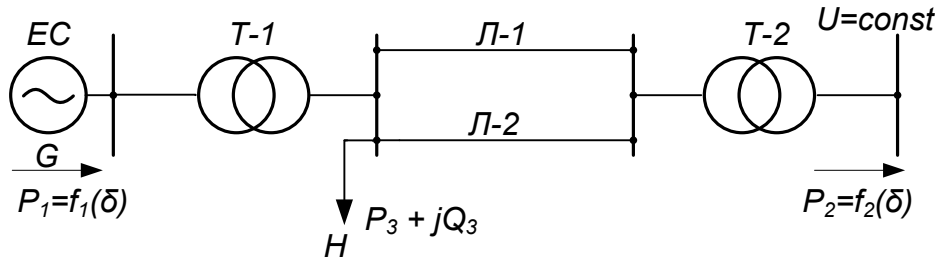


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема у разі складного зв'язку генераторів з приймальною системою

Якщо в простій електричній мережі характеристика потужності $P = f(\delta)$ залишається однаковою для довільної ділянки схеми, то наявність складного зв'язку призводить до необхідності окремого аналізу, характеристики потужності генератора $P_1 = f_1(\delta)$ і графіка потужності на шині приймальної системи $P_2 = f_2(\delta)$ [8].

Характеристики потужності $P_1 = f_1(\delta)$ і $P_2 = f_2(\delta)$ можна отримати, скориставшись принципом накладання режимів, які створено в результаті роздільної дії джерел ЕРС і напруги в Т-подібній схемі заміщення електропередачі [2, 3, 8]. Припустимо, що в результаті такого перетворення отримано Т-подібну еквівалентну схему з джерелом ЕРС E і напруги U (рис. 5.3).

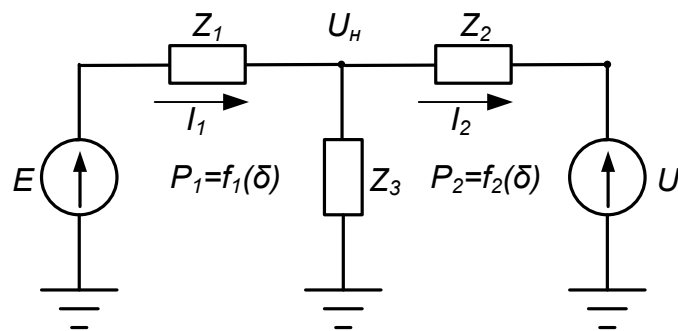


Рисунок 5.3 – Т-подібна схема заміщення електричної мережі зі складним зв'язком генератора і системи

Згідно з *методом накладання* Т-подібну еквівалентну схему заміщення енергосистеми, наведену на рис. 5.3, можна замінити послідовним розглядом підсхем (режимів), наведених на рис. 5.4. Цих підсхем має бути стільки, скільки в схемі (див. рис. 5.3) є віток з джерелом (ЕРС).

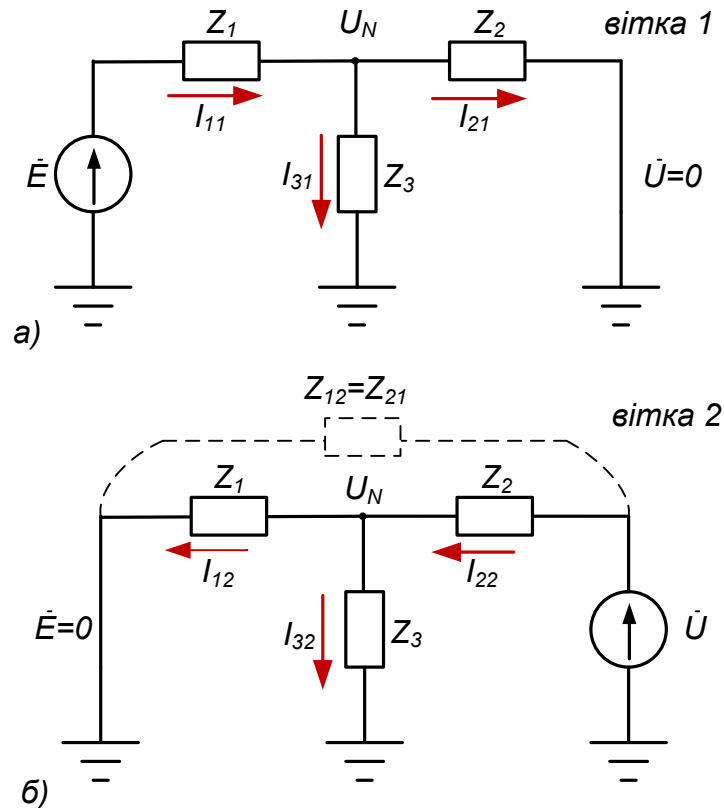


Рисунок 5.4 – Розрахунок струмів методом накладання (режими, створені окремими джерелами)

Отже, на рис. 5.4 є дві схеми: в одній (рис. 5.4, а) струми створюються ЕРС генератора \dot{E} за напруги приймача $\dot{U} = 0$; а в другій (рис. 5.4, б) – напругою шин приймача \dot{U} (шин нескінченної потужності) за ЕРС генератора $\dot{E} = 0$.

Розподіл струмів у вітках Т-подібної схеми подамо як результат накладання струмів від двох джерел ЕРС, які діють окремо (рис. 5.4, а), б).

Струм у будь-якій вітці (згідно з методом накладання) можна знайти як:

$$\dot{I}_i = \dot{I}_{ii} + \sum_{i \neq k} \dot{I}_{ik}, \quad (5.1)$$

де \dot{I}_{ii} – власний струм;

\dot{I}_{ik} – взаємний струм;

k – кількість у схемі заміщення віток з джерелами (ЕРС).

Власний струм – це складова струму в будь-якій вітці n , який протікає (у вітці) під дією ЕРС чи напруги, прикладеної в цій вітці, за умови, що напруги (ЕРС) всіх інших віток дорівнюють нулю.

Взаємний струм – це складова струму в будь-якій вітці n , який протікає (у вітці), під дією ЕРС чи напруги, що знаходиться в іншій вітці m , за умови, що напруги (ЕРС) всіх інших віток дорівнюють нулю.

$$\dot{I}_{nn} = \dot{E}_n \cdot Y_{nn} = \frac{\dot{E}_n}{Z_{nn}}; \quad (5.2)$$

$$\dot{I}_{nm} = \dot{E}_m \cdot Y_{nm} = \frac{\dot{E}_m}{Z_{nm}}, \quad (5.3)$$

де Y_{nn} – власна провідність;

Z_{nn} – власний опір;

Y_{nm} – взаємна провідність;

Z_{nm} – взаємний опір між n -ою віткою та рештою генераторних віток ($n=1, 2, \dots; ; n \neq m$).

Визначаємо струми згідно з рис. 5.4. Відповідно до прийнятих позитивних напрямків вихідні струми \dot{I}_1 та \dot{I}_2 в схемі можна визначити як:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12}; \quad (5.4)$$

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_{22} + \dot{I}_{21}. \quad (5.5)$$

Для генератора тут вважаються позитивними струм і потужність, що віддаються в мережу, а для приймальної системи – ті, що отримуються з мережі.

Запишемо вирази для визначення струмів:

$$\dot{I}_{11} = \dot{E} \cdot Y_{11} = \frac{\dot{E}}{Z_{11}}; \quad (5.6)$$

$$\dot{I}_{22} = \dot{U} \cdot Y_{22} = \frac{\dot{U}}{Z_{22}}; \quad (5.7)$$

$$\dot{I}_{21} = \dot{E} \cdot Y_{21} = \frac{\dot{E}}{Z_{21}}; \quad (5.8)$$

$$\dot{I}_{12} = \dot{U} \cdot Y_{12} = \frac{\dot{U}}{Z_{12}}. \quad (5.9)$$

В (5.6) – (5.9) узагальнені параметри позначені як:

Z_{11} , Z_{22} та Y_{11} , Y_{22} – відповідно власні опори і власні провідності віток генератора і приймальних системи (віток з джерелами ЕРС);

Z_{12} , Z_{21} та Y_{12} , Y_{21} – відповідно взаємні опори і взаємні провідності віток між вузлами підключення джерел ЕРС.

Із схеми заміщення (див. рис. 5.4) і виразів (5.6) – (5.9) робимо висновок, що власний опір кожної вітки з джерелом ЕРС визначає величину струму в цій вітці за нульового значення ЕРС (напруги) іншого джерела.

Власні опори обчислюються як еквівалентні опори пасивної частини відносно затискачів джерела ЕРС за правилами паралельного і послідовного додавання. В нашому випадку

$$Z_{11} = Z_1 + \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_2 + Z_3}; \quad (5.10)$$

$$Z_{22} = Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_1 + Z_3}. \quad (5.11)$$

Взаємний опір визначає величину струму у вітці з джерелом ЕРС за нульового значення цієї ЕРС під дією ЕРС (напруги) іншого джерела.

Взаємні опори Z_{12} , Z_{21} однакові. Також завжди однакові взаємні провідності ($Y_{12} = Y_{21}$). Вони обчислюються за формулою перетворення зірки на еквівалентний трикутник:

$$Z_{12} = Z_{21} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_3}. \quad (5.12)$$

Для більш складної схеми існують інші способи визначення взаємних опорів.

Узагальнені параметри схеми заміщення як комплексні величини можуть бути подані в декартовій або полярній системах координат [10]:

$$\begin{aligned} Z_{11} &= r_{11} + jx_{11} = Z_{11} \cdot e^{j\psi_{11}}; \\ Z_{22} &= r_{22} + jx_{22} = Z_{22} \cdot e^{j\psi_{22}}; \\ Z_{12} &= Z_{21} = r_{12} + jx_{12} = Z_{12} \cdot e^{j\psi_{12}}; \\ Y_{11} &= g_{11} - jb_{11} = y_{11} \cdot e^{-j\psi_{11}}; \\ Y_{22} &= g_{22} - jb_{22} = y_{22} \cdot e^{-j\psi_{22}}; \\ Y_{12} &= Y_{21} = g_{12} - jb_{12} = y_{12} \cdot e^{-j\psi_{12}}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

$$\psi_{11} = \arctg \frac{x_{11}}{r_{11}}; \quad \psi_{22} = \arctg \frac{x_{22}}{r_{22}}; \quad \psi_{12} = \arctg \frac{x_{12}}{r_{12}}. \quad (5.14)$$

Використовуючи узагальнені параметри (5.13) схеми заміщення (див. рис. 5.1) можна вивести формули для визначення складових P_G , Q_G , P_H , Q_H потужностей \dot{S}_G – зі сторони генератора та \dot{S}_H – зі сторони шин приймальної енергосистеми [10].

5.1 Розрахунок власних і взаємних провідностей

Відомо декілька способів розрахунку власних та взаємних провідностей (опорів) генераторних віток розрахункової схеми:

– *спосіб перетворення в мережі*, оснований на зведенні схеми заміщення системи до вигляду багатокутника з діагоналями і навантажувальними опорами у вузлах. Внаслідок перетворення схеми взаємні провідності знаходять як величини, обернені знайденим опорам, $Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}}$, а власні про-

$$\text{відності} - Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n Y_{ij};$$

– *спосіб одиничних струмів* (використовується для порівняно простих схем).

Роблять припущення, що в одній з генераторних віток розрахункової схеми (наприклад k -ій) діє ЕРС $\dot{E}_k \neq 0$, а ЕРС інших генераторних віток дорівнюють нулю ($\dot{E}_i = 0$; $i=1,2,\dots,m$, $i \neq k$). В будь-якій з віток схеми, окрім тієї, в якій діє ЕРС $\dot{E}_k \neq 0$, задають дійсний одиничний струм $\dot{I} = 1$. Будь-яким з відомих методів розраховують значення струмів решти віток розрахункової схеми та величину ЕРС \dot{E}_k , яка прикладена в обраній k -ій вітці. За розрахованими значеннями струмів віток і ЕРС \dot{E}_k визначають власний опір k -ї вітки Z_{kk} і всі взаємні опори Z_{km} між k -ю і рештою генераторних віток ($i=1,2,\dots,m$, $i \neq k$). Розрахунок за наведеним тут алгоритмом повторюють для кожної генераторної вітки.

Як результат проведених розрахунків складають матрицю власних та взаємних опорів генераторних віток:

$$\mathbf{Z}_v = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & \dots & \dots & Z_{1m} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & \dots & \dots & Z_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{k1} & \dots & \dots & Z_{kk} & \dots & Z_{km} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & \dots & \dots & \dots & Z_{n(m-1)} & Z_{nm} \end{pmatrix},$$

де $Z_{ik} = z_{ik} \cdot e^{j\psi_{ik}}$.

Критерієм правильності виконаних розрахунків та достовірності отриманих результатів є співвідношення $Z_{ki} = Z_{ik}$.

Для подальших розрахунків для аргументів $\arg(Z) = \psi$ визначають кути α , що доповнюють кути ψ до 90 градусів:

$$\begin{aligned} \alpha_{11} &= 90^\circ - \psi_{11}; \\ &\dots \dots \dots ; \\ \alpha_{1m} &= 90^\circ - \psi_{1m}; \\ &\dots \dots \dots ; \\ \alpha_{ki} &= 90^\circ - \psi_{ki}; \\ &\dots \dots \dots ; \\ \alpha_{mm} &= 90^\circ - \psi_{mm}; \end{aligned}$$

– *спосіб еквівалентного чотириполюсника*, оснований на поданні кожного елемента схеми, що розглядається, у вигляді чотириполюсника з відомими значеннями його сталих (постійних) [2].

Визначення власних і взаємних провідностей не викликає труднощів для будь-якої складної системи. Однак більшість розрахунків, що проводяться для визначення розподілу струмів, напруг, потужностей і особливо розрахунків статичної та динамічної стійкості, потребує спрощення розрахункових схем електричних систем [3].

5.2 Кутові характеристики потужності генератора за складного зв'язку з системою

Виведемо вирази для визначення складових P_G, Q_G, P_H, Q_H потужностей \dot{S}_G та \dot{S}_H (див. рис. 5.1).

Величина комплексного значення повної потужності \dot{S} , що протікає через будь-яку точку схеми, визначається як добуток прямого комплексу ЕРС або напруги, що діє в цій точці, на комплексно спряжений струм I^* . Отже потужності, які видаються джерелом, визначаються за формулами:

$$\dot{S}_i = \dot{E} \cdot I_i^*; \quad P_i = \operatorname{Re}(\dot{S}_i); \quad Q_i = \operatorname{Im}(\dot{S}_i).$$

Відповідно до (5.4) – (5.9) виразимо струми \dot{I}_1 та \dot{I}_2 через фазні ЕРС джерел і узагальнені параметри схеми заміщення (5.13).

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12} = \dot{E} \cdot Y_{11} - \dot{U} \cdot Y_{12}; \quad (5.15)$$

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_{22} + \dot{I}_{21} = -\dot{U} \cdot Y_{22} + \dot{E} \cdot Y_{21}. \quad (5.16)$$

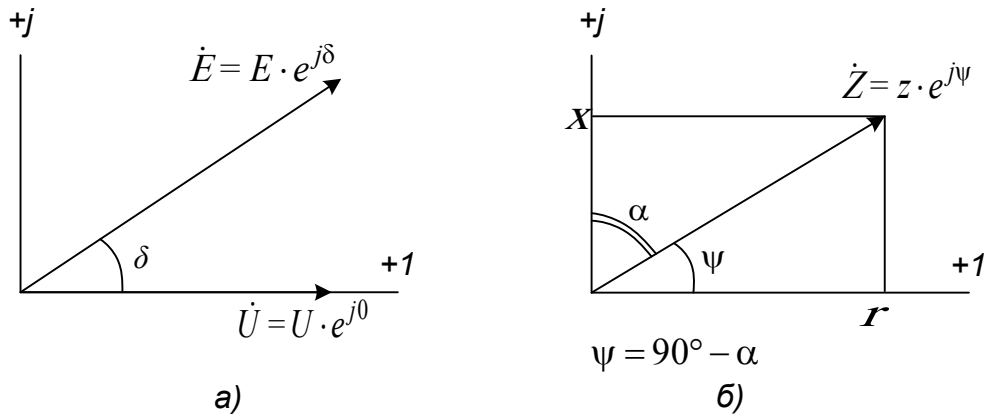
Запишемо вирази для трифазних потужностей \dot{S}_G та \dot{S}_H .

$$\dot{S}_\Gamma = P_\Gamma + jQ_\Gamma = 3\dot{E}_\phi \cdot I_1^* = 3\dot{E}_\phi \cdot \left(E_\phi^* \cdot Y_{11}^* - U_\phi^* \cdot Y_{12}^* \right); \quad (5.17)$$

$$\dot{S}_H = P_H + jQ_H = 3\dot{U}_\phi \cdot I_2^* = 3\dot{U}_\phi \cdot \left(-U_\phi^* \cdot Y_{22}^* + E_\phi^* \cdot Y_{12}^* \right), \quad (5.18)$$

де * – означає комплексно спряжені величини.

Позначимо кут між векторами \dot{E} і \dot{U} літерою δ і сумістимо вісь відліку з вектором напруги \dot{U} (рис. 5.5).



$$\psi_{11} = \arctg \frac{x_{11}}{r_{11}}; \quad \psi_{22} = \arctg \frac{x_{22}}{r_{22}}; \quad \psi_{12} = \arctg \frac{x_{12}}{r_{12}}$$

Рисунок 5.5 – До пояснення зв'язку кутів і величин узагальнених параметрів

Тоді для векторів \dot{E} , E , \dot{U} , U справедливими є вирази:

$$\dot{U} = U = U \cdot e^{j0} = U; \quad (5.19)$$

$$\dot{E} = E \cdot e^{j\delta}; \quad E = E \cdot e^{-j\delta}. \quad (5.20)$$

З урахуванням (5.19), (5.20) і запису провідностей у полярній системі координат

$$\begin{aligned} \dot{S}_\Gamma &= 3E_\phi \cdot e^{j\delta} \cdot E_\phi \cdot e^{-j\delta} \cdot Y_{11} \cdot e^{j\psi_{11}} - E_\phi \cdot e^{j\delta} \cdot U_\phi \cdot Y_{12} \cdot e^{j\psi_{12}} = \\ &= E^2 \cdot Y_{11} \cdot e^{j\psi_{11}} - E \cdot U \cdot Y_{12} \cdot e^{j(\delta+\psi_{12})} \end{aligned}; \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_H &= -3 \cdot U_\phi^2 \cdot Y_{22} \cdot e^{j\psi_{22}} + 3E_\phi \cdot U_\phi \cdot Y_{12} \cdot e^{j(-\delta+\psi_{12})} = \\ &= -U^2 \cdot Y_{22} \cdot e^{j\psi_{22}} + E \cdot U \cdot Y_{12} \cdot e^{j(-\delta+\psi_{12})} \end{aligned}, \quad (5.22)$$

тут E та U – лінійні ЕРС генератора та напруги приймальної системи [6, 10].

Виділимо дійсні та уявні складові комплексних доданків з (5.21) та (5.22) і запишемо окремо вирази для активної та реактивної потужностей:

$$\begin{aligned}\dot{S}_G &= E^2 \cdot y_{11} (\cos \psi_{11} + j \sin \psi_{11}) - \\ &- E \cdot U \cdot y_{12} \cdot (\cos(\delta + \psi_{12}) + j \sin(\delta + \psi_{12})); \\ \dot{S}_H &= -U^2 \cdot y_{22} \cdot (\cos \psi_{22} + j \sin \psi_{22}) + \\ &+ E \cdot U \cdot y_{12} \cdot (\cos(-\delta + \psi_{12}) + j \sin(-\delta + \psi_{12})).\end{aligned}$$

$$P_G = E^2 \cdot y_{11} \cdot \cos \psi_{11} - E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \cos(\delta + \psi_{12}); \quad (5.23)$$

$$P_H = -U^2 \cdot y_{22} \cdot \cos \psi_{22} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \cos(-\delta + \psi_{12}); \quad (5.24)$$

$$Q_G = E^2 \cdot y_{11} \cdot \sin \psi_{11} - E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta + \psi_{12}); \quad (5.25)$$

$$Q_H = -U^2 \cdot y_{22} \cdot \sin \psi_{22} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(-\delta + \psi_{12}). \quad (5.26)$$

На практиці в розрахунках ці вирази зводять до вигляду, більш зручнішого для аналізування. Для цього аргументи ψ_{11} , ψ_{22} , ψ_{12} замінюють на кути α_{11} , α_{22} , α_{12} , що доповнюють ці всі кути до 90 градусів.

$$\psi_{11} = 90^\circ - \alpha_{11}; \quad \psi_{22} = 90^\circ - \alpha_{22}; \quad \psi_{12} = 90^\circ - \alpha_{12}.$$

Після перетворення отримаємо вирази:

$$P_G = E^2 \cdot y_{11} \cdot \sin \alpha_{11} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (5.27)$$

$$P_H = -U^2 \cdot y_{22} \cdot \sin \alpha_{22} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin(\delta + \alpha_{12}); \quad (5.28)$$

$$Q_G = E^2 \cdot y_{11} \cdot \cos \alpha_{11} - E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \cos(\delta - \alpha_{12}); \quad (5.29)$$

$$Q_H = -U^2 \cdot y_{22} \cdot \cos \alpha_{22} + E \cdot U \cdot y_{12} \cdot \cos(\delta + \alpha_{12}). \quad (5.30)$$

Вирази (5.29), (5.30) для реактивних потужностей Q_G і Q_H під час розгляду питань стійкості використовують рідко.

Вирази (5.27) і (5.28) можна записати в компактному вигляді:

$$P_G = P_{11} + P_{12M} \cdot \sin(\delta - \alpha_{12}); \quad (5.31)$$

$$P_H = -P_{22} + P_{12M} \cdot \sin(\delta + \alpha_{12}), \quad (5.32)$$

де $P_{11} = E^2 \cdot y_{11} \cdot \sin\alpha_{11}$; $P_{22} = U^2 \cdot y_{22} \cdot \sin\alpha_{22}$ – власні потужності зі сторони генератора і приймальної системи;

$P_{12M} = E \cdot U \cdot y_{12}$ – максимум взаємної потужності генератора та приймальної системи.

Структура виразів (5.27) – (5.30) залишається такою самою за будь-якої схеми зв'язку генератора і приймальної системи. Варіації схеми впливають тільки на значення власних і взаємних провідностей віток і кутів α .

Як видно з (5.31), (5.32) синусоїдальні залежності взаємних потужностей від кута на вході і виході пасивної частини схеми заміщення однакові за амплітудою та мають однакові за абсолютною величиною, але різні за знаком фазові зсуви відносно осі ординат. Зміщення характеристики потужності обумовлюється втратами активної потужності в елементах схеми. Воно виникає за значень кутів α , які відрізняються від нуля, що має місце тільки за наявності в схемі активних опорів. Якщо активні опори в схемі відсутні, то уявні складові власних і взаємних опорів та провідностей віток дорівнюють нулю, кути ψ стають 90° , отже $\alpha = 90^\circ - \psi = 0$. При цьому потужність генератора і приймача дорівнює

$$P_G = P_H = \frac{E_q U}{x_{12}} \sin\delta.$$

Отже характеристика має той самий вигляд, що і в схемі заміщення електропередачі з послідовним з'єднанням реактивних опорів (див. рис. 1.5 та вираз (1.2)), тільки замість індуктивного опору $x_{d\Sigma}$ до знаменника входить взаємний опір x_{12} .

Застосувавши принцип накладання та провівши низку допоміжних перетворень, ми отримали розрахункові вирази для характеристик потужностей $P_G = P_1 = f_1(\delta)$ і $P_H = P_2 = f_2(\delta)$ мережі (рис. 5.1) [8].

З розрахунків видно, що наявність в мережі проміжного навантаження призводить до взаємного зсуву максимумів характеристик потужності $P_G = P_1 = f_1(\delta)$ і $P_H = P_2 = f_2(\delta)$ (рис. 5.6).

Характеристики передаваної потужності генератора, побудовані за виразами (5.27) – (5.30), є синусоїдальними залежностями, які зсунуто вгору або вниз на величину P_{11} або P_{22} , відповідно, і зсунуто вправо або вліво на величину α_{12} градусів.

Коефіцієнт запасу статичної стійкості електричної мережі зі складними зв'язками визначається за виразом [8]

$$k_3 = \frac{P_{1max}}{P_{20} + P_H},$$

де P_{20} – активна потужність на шинах приймальної системи;

P_H – потужність навантаження.

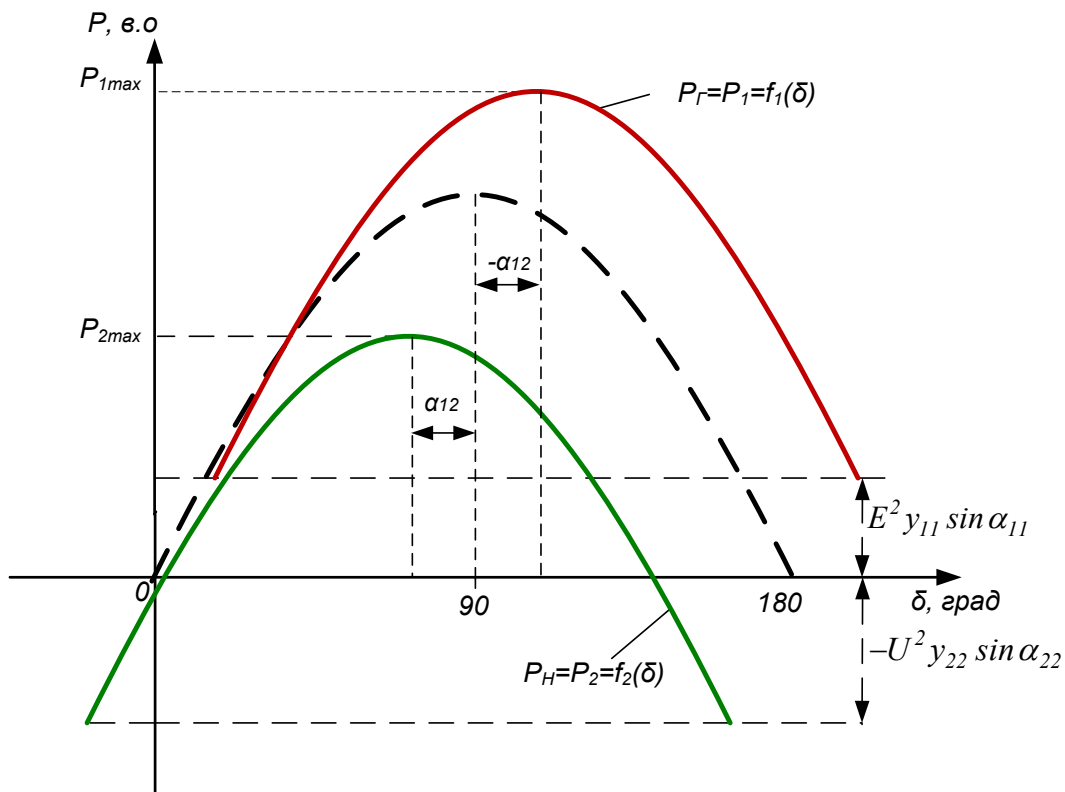


Рисунок 5.6 – Кутові характеристики потужностей $P_G = P_1 = f_1(\delta)$ і $P_H = P_2 = f_2(\delta)$ складної електропередачі

5.3 Приклад розрахунку коефіцієнта запасу статичної стійкості у випадку складного зв'язку віддаленої станції з шинами приймальної системи

Для складної електричної мережі (рис. 5.7) провести розрахунки характеристик потужностей $P_1=f_1(\delta)$ і $P_2=f_2(\delta)$ та визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості генератора.

Параметри складної електричної мережі наведено на схемі заміщення (рис. 5.8).

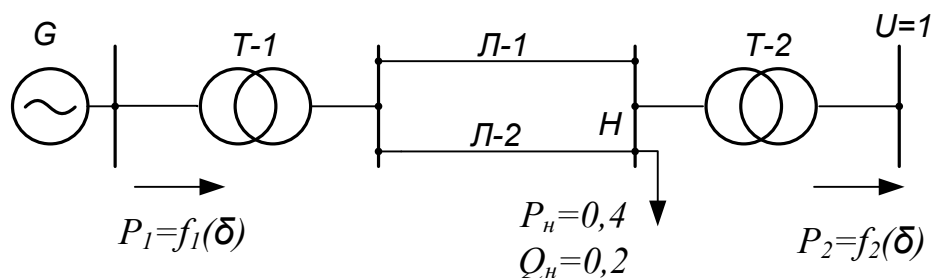


Рисунок 5.7 – Розрахункова схема складної електричної мережі

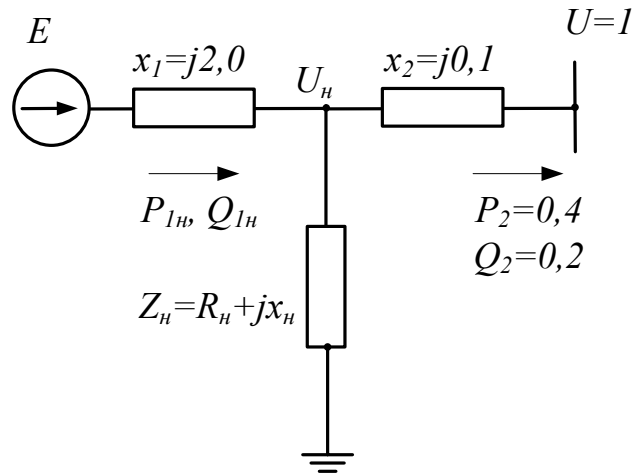


Рисунок 5.8 – Схема заміщення складної електричної мережі

Розв'язування

Напряга в точці підключення навантаження U_H [8]:

$$U_H = \sqrt{\left(U + \frac{Q_2}{U} x_2\right)^2 + \left(\frac{P_2}{U} x_2\right)^2} = \sqrt{\left(1 + \frac{0,2}{1} \cdot 0,1\right)^2 + \left(\frac{0,4}{1} \cdot 0,1\right)^2} = 1,021.$$

Величина кута δ_H між напругою системи U і напругою U_H визначається:

$$\delta_H = \arctg \frac{P_2 x_2}{U^2 + Q_2 x_2} = \arctg \frac{0,4 \cdot 0,1}{1^2 + 0,2 \cdot 0,1} = 2,246^\circ.$$

Визначаємо активний R_H та індуктивний x_H опори вітки навантаження:

$$R_H = \frac{P_H}{I_H^2} = \frac{U_H^2}{S_H^2} P_H = \frac{U_H^2}{P_H^2 + Q_H^2} P_H;$$

$$x_H = \frac{Q_H}{I_H^2} = \frac{U_H^2}{S_H^2} Q_H = \frac{U_H^2}{P_H^2 + Q_H^2} Q_H,$$

де I_H – струм у вітці навантаження;

S_H – повна потужність вітки навантаження.

$$R_H = \frac{1,021^2}{0,4^2 + 0,2^2} 0,4 = 2,081;$$

$$x_H = \frac{1,021^2}{0,4^2 + 0,2^2} 0,2 = 1,042.$$

Величина струму, що протікає у вітці 2:

$$I_2 = \sqrt{I_{a2}^2 + I_{p2}^2} = \sqrt{\left(\frac{P_2}{U}\right)^2 + \left(\frac{Q_2}{U}\right)^2} = \sqrt{0,4^2 + 0,2^2} = 0,447.$$

Активну P_{1H} і реактивну Q_{1H} потужності, що передаються до точки H , визначаємо із умови балансу потужностей:

$$P_{1H} = P_2 + P_H = 0,4 + 0,4 = 0,8;$$

$$Q_{1H} = Q_2 + Q_H + \Delta Q_2,$$

де $\Delta Q_2 = I_2^2 x_2$ – втрати реактивної потужності у вітці з опором x_2 .

$$Q_{1H} = 0,2 + 0,2 + 0,447^2 \cdot 0,1 = 0,42.$$

ЕРС генератора визначаємо за виразом:

$$E = \sqrt{\left(U_H + \frac{Q_{1H}}{U_H} x_l\right)^2 + \left(\frac{P_{1H}}{U_H} x_l\right)^2} = \sqrt{\left(1,021 + \frac{0,42}{0,21} 2,0\right)^2 + \left(\frac{0,8}{1,021} 2,0\right)^2} = 2,42.$$

Кут δ_E між напругою U_H і вектором E генератора дорівнює:

$$\delta_E = \arctg \frac{P_{1H} x_l}{U_H^2 + Q_{1H} x_l} = \arctg \frac{0,8 \cdot 2,0}{1,021^2 + 0,42 \cdot 2,0} = 40,363^\circ.$$

Величина кута δ між напругою системи U і вектором E генератора становить:

$$\delta = \delta_H + \delta_E = 2,246^\circ + 40,363^\circ = 42,609^\circ.$$

Визначаємо власний опір z_{11} вітки 1:

$$z_{11} = j x_l + \frac{j x_2 (R_H + j x_H)}{R_H + j x_2 + j x_H} = j 2,0 + \frac{j 0,1 (2,084 + j 1,042)}{2,084 + j 0,1 + j 1,042} =$$

$$= j 2,0 + 0,98 e^{j 87,889} = 2,098 e^{j 89,9}.$$

Взаємні опори Z_{12} та Z_{21} визначаються таким чином

$$Z_{12} = Z_{21} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 \cdot jx_2}{Z_3};$$

$$Z_{12} = Z_{21} = j2,0 + j0,1 + \frac{j2,0 \cdot j0,1}{2,084 + j1,042} = -0,077 + j2,138 = 2,139 e^{j92,06}.$$

Відповідно розраховуємо власні і взаємні провідності y_{11} , y_{12} , y_{21} і кути α_{11} , α_{12} , α_{21} , що доповнюють до 90° .

$$y_{11} = \frac{1}{2,098} = 0,477; \quad y_{12} = y_{21} = \frac{1}{2,139} = 0,467;$$

$$\alpha_{11} = 90^\circ - 89,9^\circ = 0,1; \quad \alpha_{12} = \alpha_{21} = 90^\circ - 92,06^\circ = -2,06^\circ.$$

Аналогічно визначаємо Z_{22} , y_{22} , α_{22}

$$Z_{22} = jx_2 + \frac{jx_1(R_H + jx_H)}{R_H + jx_1 + jx_H};$$

$$Z_{22} = j0,1 + \frac{j2,0(2,084 + j1,042)}{2,084 + j2,0 + j1,042} = j0,1 + 1,264 e^{j60,975} = 1,352 e^{j63,029};$$

$$y_{22} = \frac{1}{1,352} = 0,739; \quad \alpha_{22} = 90^\circ - 63,029^\circ = 26,971^\circ.$$

Характеристики потужності $P_1 = f_1(\delta)$ і $P_2 = f_2(\delta)$ визначаємо за формулами

$$P_1 = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E U y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12});$$

$$P_2 = -U^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + E U y_{21} \sin(\delta + \alpha_{21});$$

$$\begin{aligned} P_1 &= 2,42^2 \cdot 0,477 \sin 0,1^\circ + 2,42 \cdot 1 \cdot 0,467 \sin(\delta + 2,06^\circ) = \\ &= 0,005 + 1,13 \sin(\delta + 2,06^\circ); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_2 &= -1^2 \cdot 0,739 \sin 26,971^\circ + 2,42 \cdot 1 \cdot 0,467 \sin(\delta - 2,06^\circ) = \\ &= -0,335 + 1,13 \sin(\delta - 2,06^\circ). \end{aligned}$$

На рисунку 5.9 зображено залежності $P_1 = f_1(\delta)$ і $P_2 = f_2(\delta)$.

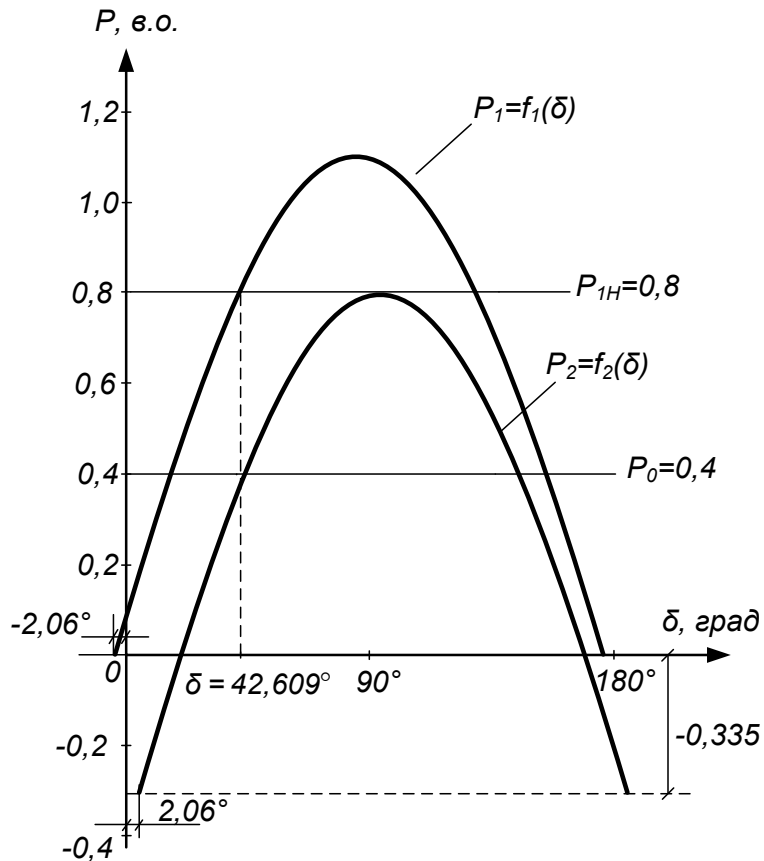


Рисунок 5.9 – Залежності $P_1 = f_1(\delta)$ і $P_2 = f_2(\delta)$ складної електричної мережі

Коефіцієнт запасу статичної стійкості генератора

$$K_3 = \frac{P_{1max}}{P_{1H}} = \frac{1,135}{0,8} = 1,419.$$

Контрольні запитання

1. В чому полягає суть методу накладання?
2. Яку електроенергетичного систему називають простою, а яку складною?
3. Які опори називають власними і взаємними?
4. Що називають кутом навантаження?
5. Методи розрахунку власних і взаємних провідностей?
6. Визначення кутових характеристик $P = f(\delta)$, $Q = f(\delta)$ у випадку складної електромережі.
7. Як визначається коефіцієнт запасу статичної стійкості електричної мережі зі складними зв'язками?

6 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

6.1 Призначення розрахунків

В електричній системі постійно виникають малі збурення, зумовлені зміною навантаження, перемиканнями в електричній схемі, експлуатаційними перемиканнями тощо. Час, місце та причина виникнення збурень носять випадковий характер.

Ці збурення викликають вільні зміни величин, які характеризують режим електричної системи (струм, напруга, потужність, кут δ та інші). Рух може бути наростаючим, затухаючим, коливальним або аперіодичним.

Якщо рух, що виник під дією збурень, призводить до повернення системи у вихідний режим, то такий стан системи називають стійким. Якщо система не повертається до вихідного (або близького до нього) режиму, відбувається порушення нормальної роботи [7].

Статично нестійкий режим в системі може проявлятися по-різному. Розрізняють три види порушення статичної стійкості: аперіодична (сповзання), коливальна (саморозгойдування), самозбудження.

Розглянемо ознаки кожного виду статично нестійкого режиму.

Аналіз статичної стійкості можна поділити на декілька етапів. Спочатку встановлюють факт наявності стійкого або нестійкого усталеного режиму, а потім за виглядом кривої (залежності кута δ від часу $\delta = f(\delta)$) або за іншими ознаками розрізняють характер перехідного процесу (аперіодичний або коливальний) [5].

Фізично *аперіодична* нестійкість виникає під час порушення балансу моментів на валу генератора, коли механічний момент турбіни перевищує максимально можливий за даних умов електромагнітний момент генератора. За збурень, що діють в сторону зростання кута δ , відбувається збільшення механічної потужності і кута, в результаті чого генератор випадає із синхронізму. Причому кут змінюється без коливань (аперіодично), спочатку повільно, а потім прискорюючись, ніби сповзає (рис. 6.1).

Аналіз стійкості полягає у визначенні граничних за стійкістю режимів на основі сповзання параметрів нормального режиму з використанням рівнянь усталеного режиму.

За наявності в мережі, яка поєднує еквівалентний генератор з системою, помітного активного опору також можливе саморозгойдування.

Саморозгойдування – це вид електромеханічної нестійкості генератора, коли у його ротора, що обертається з основною експлуатаційною швидкістю, за деякого значення кута з'являються коливальні зміни швидкості і кута зі зростаючою амплітудою аж до випадання із синхронізму.

В енергосистемі також можуть відбуватися коливальні зміни швидкостей і кутів роторів генераторів з незростаючими амплітудами. Такі зміни відомі як **синхронні кочення генераторів**.

В подальшому для встановленої області стійких режимів виявляються умови коливальної нестійкості (саморозгойдування), яка може з'явитись за таких причин:

- наявність великого активного опору в статорному колі;
- наявність зони нечутливості або запізнення дії пристрою автоматичного регулювання збудження;
- неправильне налаштування автоматичних регуляторів швидкості турбіни;
- внаслідок нестійкості навантаження.

Аналіз коливальної стійкості передбачає врахування динаміки елементів системи через її модель, що описується диференціальними рівняннями. Також необхідно визначити структуру і параметри елементів регулювальних пристроїв для забезпечення статичної стійкості режимів системи [7, 10].

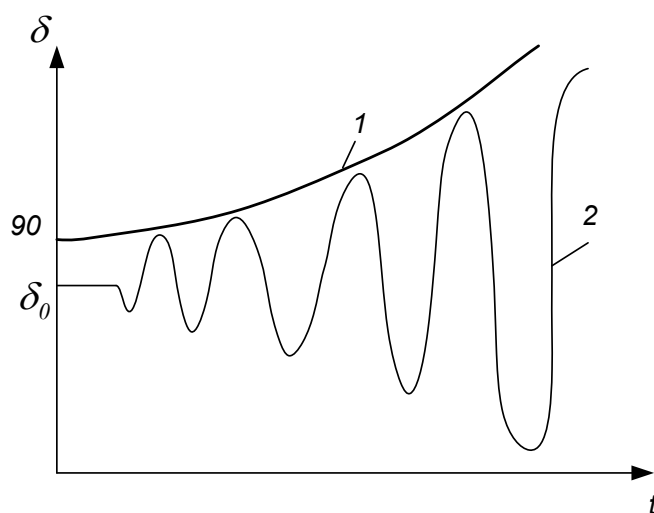


Рисунок 6.1 – Характер перехідного процесу під час порушення статичної стійкості: 1 – аперіодичний (сповзання); 2 – коливальний (саморозгойдування ротора)

Генератори, які працюють на розвантажену лінію або зосереджену ємність, можуть *самозбуджуватися*. Реакція якоря синхронної машини в такому випадку носить намагнічувальний характер, тобто діє в тому самому напрямку, що і магнітний потік, який створюється струмом ротора. Виникає такий режим роботи генераторів, за якого на їхніх затискачах і на лінії електропередачі встановлюється напруга, що не відповідає струму збудження генератора. За появи самозбудження оперативний персонал втрачає можливість керувати усталеною напругою. Напруга в окремих точках

системи під час самозбудження може перевищувати допустимі значення, в результаті чого виникає небезпека для ізоляції ліній і трансформаторів. Зростання напруги і струму в процесі самозбудження може відбуватись аперіодично (синхронне самозбудження) або коливально (асинхронне самозбудження). Амплітуда коливань, які виникають, обмежується насиченням сталі електричних машин і трансформаторів. АРЗ не може усунути цей швидкий процес.

Робота синхронної машини на ємність не завжди супроводжується її самозбудженням. Самозбудження виникає за певних співвідношень між параметрами генератора та лінії [7].

Розрахунки стійкості виконуються зазвичай під час аналізу схем розвитку систем і вузлів навантаження, а також вибору заходів із забезпечення їх стійкої роботи.

Розрахунки статичної стійкості полягають у визначенні запасів стійкості системи і вузлів навантаження, а також у виборі параметрів налаштувань регулювальних пристроїв генераторів і синхронних двигунів.

Запас статичної стійкості для цього режиму електроенергетичної системи визначається його близькістю до границі стійкості, тобто близькою до такого режиму, за якого відбувається порушення стійкої роботи системи. Кількісно запас характеризується коефіцієнтами запасу за активною потужністю і коефіцієнтами запасу за напругою для вузлів навантаження.

Для визначення запасу стійкості необхідно знати таке:

– в перерізі – граничну передавану активну потужність в перерізі, який розглядається $P_{гр}$;

– для вузла навантаження – критичну напругу у вузлі навантаження $U_{кр}$, яка відповідає границі статичної стійкості вузла.

Тут переріз – це сукупність мережевих елементів, відключення яких призводить до повного розділення енергосистеми на дві ізольовані частини. У випадку простої енергосистеми – це лінія електропередачі, яка з'єднує еквівалентний генератор (джерело) з шинами нескінченної потужності.

Визначення граничної передаваної потужності по перерізу $P_{гр}$ і критичної напруги навантаження $U_{кр}$ виконується за допомогою *практичних* або *математичних* критеріїв стійкості.

Розрахунок і вибір параметрів налаштувань регулювальних пристроїв машин відбувається за допомогою *методу малих коливань*. Далі розглянемо ці способи розрахунків статичної стійкості.

6.2 Практичні критерії статичної стійкості

В системі, яка називається статично нестійкою, малі збурення призводять до прогресуючої зміни параметрів її режиму. Ці зміни на початку процесу зазвичай відбуваються досить повільно (вважається, що в почат-

ковій стадії процесу саморозгойдування ще не з'явилося і розглядається аперіодично нестійка система). Практично вони проявляються у вигляді зміни, або, як інакше називають «сповзання» або «текучості» параметрів нормального режиму системи. Умови виникнення текучості виявляються із аналізу співвідношень, що характеризують нормальний режим системи [3].

Наявність стійкості або нестійкості усталеного режиму за відносно малих поточних змін його параметрів можна визначити за допомогою практичних критеріїв статичної стійкості.

Під *практичними* критеріями стійкості розуміють ознаки, за якими можна робити висновки про стійкість паралельної роботи генераторів і вузлів навантаження.

Практичні критерії виявляють тільки можливу «текучість» режиму (сповзання) або аперіодичну нестійкість. Водночас практичні критерії не виявляють коливальну нестійкість (саморозгойдування).

6.2.1 Прямий критерій статичної стійкості простої системи

Розглянемо критерій для простої системи, схему якої наведено на рис. 6.2. Вважаємо, що в системі постійні частота ($\omega = const$) і напруга у вузлі навантаження H ($U = const$).

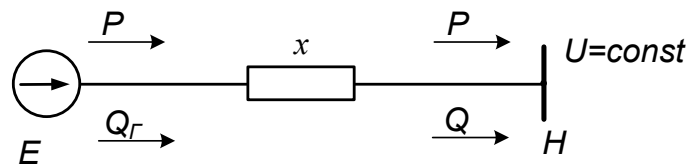


Рисунок 6.2 – Схема заміщення системи, яку досліджують

Намалюємо векторну діаграму (рис. 6.3).

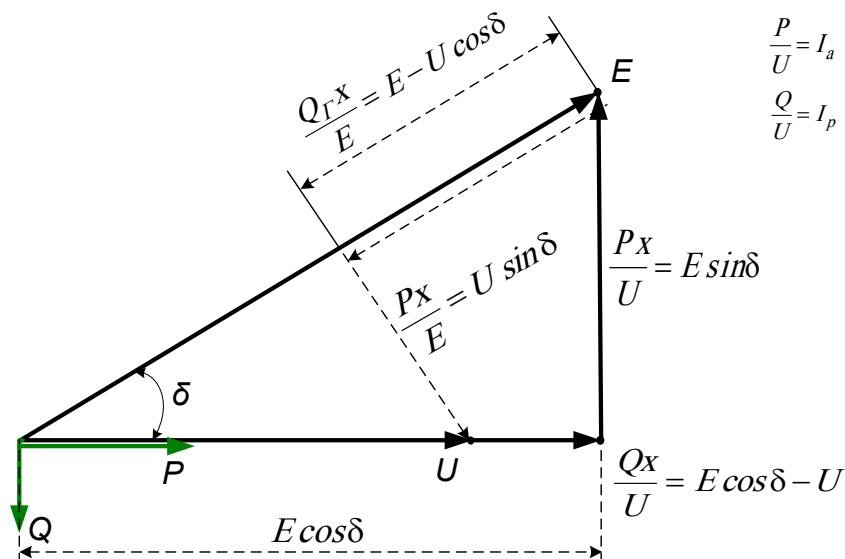


Рисунок 6.3 – Векторна діаграма системи

З векторної діаграми можна отримати значення активної потужності, що видається генератором ($P = P_G$), і реактивної потужності на початку (Q_G) і в кінці (Q) передачі.

$$P = \frac{E \cdot U}{x} \cdot \sin \delta; \quad (6.1)$$

$$Q_G = \frac{E^2}{x} - \frac{E \cdot U}{x} \cdot \cos \delta; \quad (6.2)$$

$$Q = - \left(\frac{U^2}{x} - \frac{E \cdot U}{x} \cdot \cos \delta \right). \quad (6.3)$$

Припустимо, що змінюється кут δ за незмінних значень E і U . Побудуємо, відповідно до виразів, серію характеристик $P = f(\delta)$, $Q = f(\delta)$, $Q_G = f(\delta)$ (рис. 6.4).

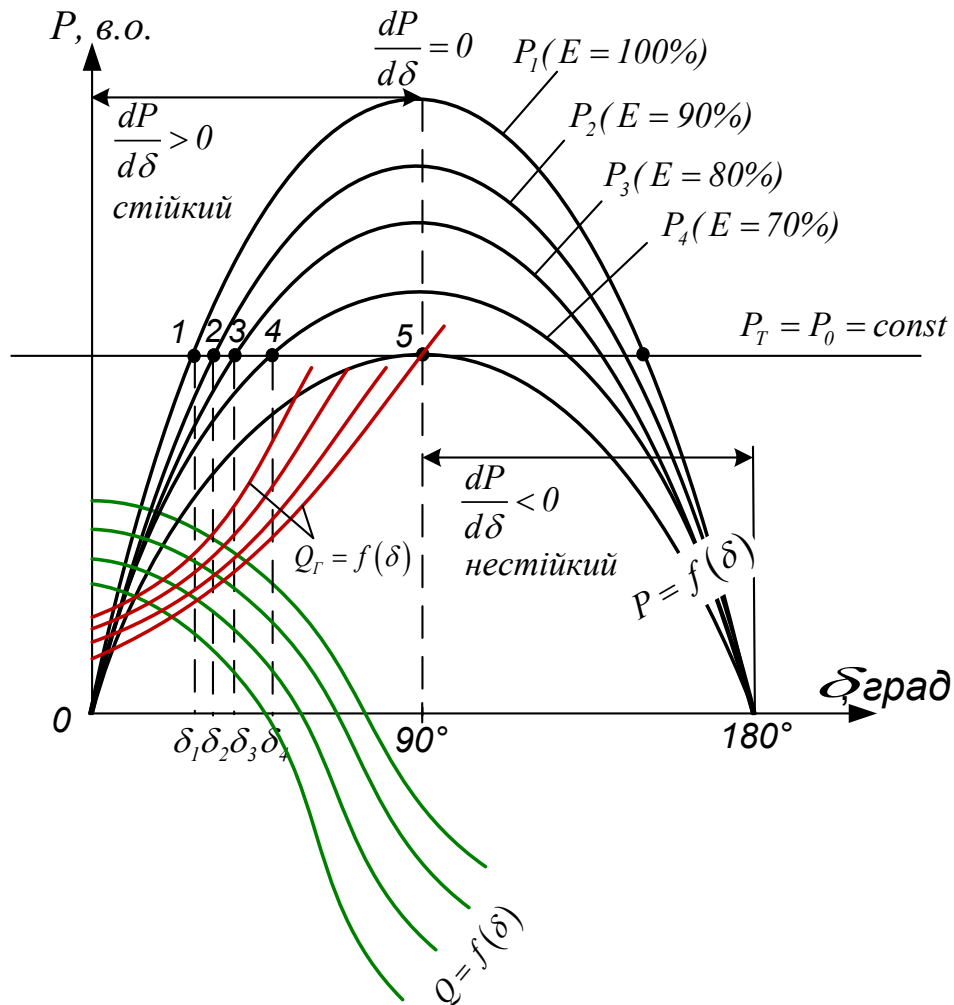


Рисунок 6.4 – Характеристики потужності

Припустимо, що потужність турбіни не залежить від зміни кута δ . Тоді можна записати, що відхилення (небаланс) потужності генератора за будь-яких випадкових малих змін в системі (зміна ЕРС, напруги, опору або потужності турбіни) буде

$$\Delta P = \left(\frac{\partial P}{\partial \delta} \right) \cdot \Delta \delta = \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta \delta.$$

Звідси можна визначити відхилення кута δ за появи небалансу потужності ΔP :

$$\Delta \delta = \frac{\Delta P}{\left(\frac{dP}{d\delta} \right)}.$$

За $\frac{dP}{d\delta} \equiv 0$ буде наставати *критичний* режим, оскільки за дуже малої зміни ΔP зміна кута $\Delta \delta$ буде набувати великих значень ($\Delta \delta \equiv \frac{dP}{0} \rightarrow \infty$).

Таким чином, прямий критерій *критичного* (за сповзанням) режиму простої системи запишеться так:

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

Отже, умова стійкості набуває вигляду:

$$\underline{\frac{dP}{d\delta} > 0.} \quad (6.4)$$

Цей критерій відповідає всім точкам синусоїди від 0° до 90° .

6.2.2 Вторинні критерії статичної стійкості простої системи

Практичні критерії не є універсальними. Під кожну задачу може бути виведено свій вторинний критерій статичної стійкості.

Беручи на основі практичних міркувань низку подальших обмежень, область застосування (постійні ті чи інші параметри режиму), виведено сучасні критерії, які діють за тих або інших обмежень і які називаються вторинними практичними критеріями статичної стійкості [3].

Нижче розглянемо деякі з них.

А. Виведено вторинний критерій для простої системи за умови, що зміна режиму викликана зміною ЕРС E генератора (або напруги U). ЕРС зменшується за величиною, а потужність генератора P і опір x_Σ залишаються незмінними. За цих умов на основі характеристик, наведених на

рис. 6.4, можна отримати залежності $\delta = f(E)$ або $\delta = f(U)$, які показано на рис. 6.5.

Умови застосування:

$$P_T = P_0 = \text{const}, U(E) = \text{const}, x_\Sigma = \text{const}, E(U), \delta = \text{var}.$$

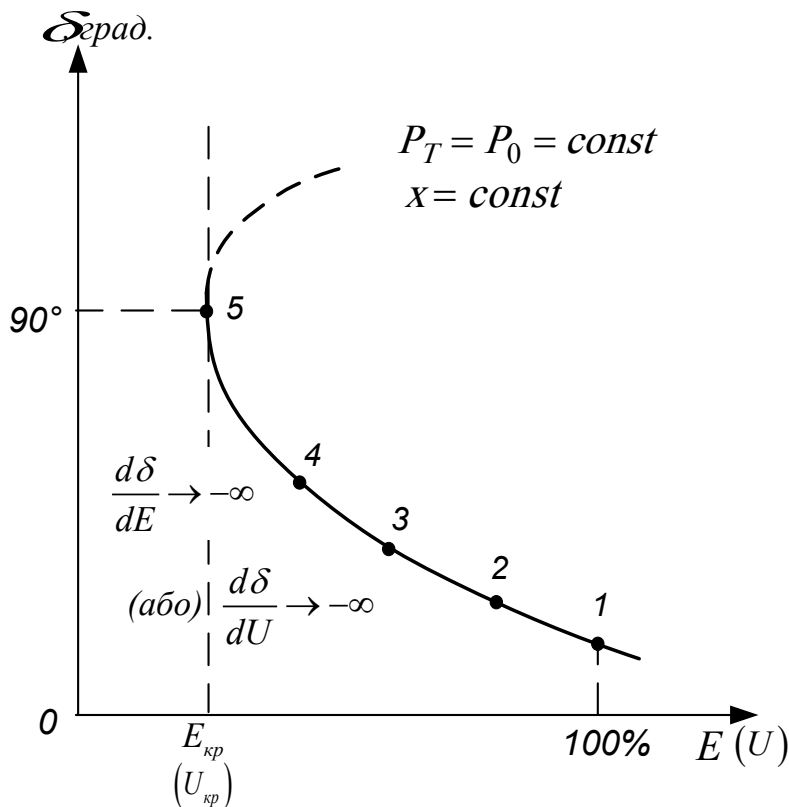


Рисунок 6.5 – Залежність кута δ від зміни ЕРС або напруги

Із залежності рис. 6.5 витікає, що поява нестійкості у вигляді сповзання або текучості режиму настає за умови: $\frac{d\delta}{dE} \rightarrow -\infty$ або відповідно

$$\frac{d\delta}{dU} \rightarrow -\infty. \quad (6.5)$$

Отже, будь-яка точка на нижній частині кривої $\delta = f(E)$ відповідає стійкому режиму, оскільки така точка відповідає діапазону на ділянці $\frac{dP}{d\delta} > 0$ кривої $P = f(\delta)$ (див. рис. 6.4).

Таким чином, умова стійкості системи може бути записана як:

$$\frac{dE}{d\delta} < 0, \quad (6.6)$$

а умова критичного режиму як:

$$\frac{dE}{d\delta} = 0. \quad (6.7)$$

Б. Критерій (6.5) був отриманий графічно (див. рис. 6.4, 6.5). Також можна отримати критерій стійкості аналітично. Для цього продиференціюємо рівняння $P = \frac{E \cdot U}{x} \cdot \sin\delta$ за E .

$$\frac{dP}{dE} = \frac{U}{x} \cdot \sin\delta + \frac{EU}{x} \cdot \cos\delta \left(\frac{d\delta}{dE} \right).$$

У разі $P = const$, очевидно, що

$$\frac{d\delta}{dE} = -\frac{tg\delta}{E}. \quad (6.8)$$

Видно, що $\frac{d\delta}{dE} \rightarrow -\infty$ за $\delta \rightarrow 90^\circ$.

Із (6.2) виходить, що

$$\frac{dQ_\Gamma}{dE} = \frac{2E - U \cdot \cos\delta + EU \cdot \sin\delta \left(\frac{d\delta}{dE} \right)}{x}.$$

Підставимо в останній вираз значення $\frac{d\delta}{dE}$ із (6.8). Отримаємо

$$\frac{dQ_\Gamma}{dE} = \frac{2E - U \cdot \cos\delta}{x}. \quad (6.9)$$

Отже, за $\delta \rightarrow 90^\circ$ значення $\frac{dQ_\Gamma}{dE} \rightarrow -\infty$.

Напругу U_K в будь-якій точці K системи (рис. 6.6) можна виразити через ЕРС E на початку системи (точка I):

$$U_K = f(E, Q_\Gamma)$$

або

$$U_K = \sqrt{\left(\frac{E^2 - Q_\Gamma x_{K.1}}{E} \right)^2 + \left(\frac{P x_{K.1}}{E} \right)^2}, \quad (6.10)$$

де $x_{K.1}$ – опір між точками K і I в схемі заміщення.

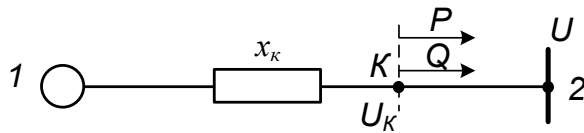


Рисунок 6.6 – Напрямок потоків потужності в досліджуваній системі

Графічно зв'язок між U_K та E показано на рис. 6.7. Із (6.10) витікає, що за величиною $\frac{dU_K}{dE}$ або $\frac{dE}{dU_K}$ можна також робити висновки про стійкість системи.

У разі $P = const$ граничний за стійкістю режим настає за умови:

$$\frac{dE}{dU_K} = 0.$$

А умова стійкості системи може бути записана як:

$$\frac{dE}{dU} > 0. \tag{6.11}$$

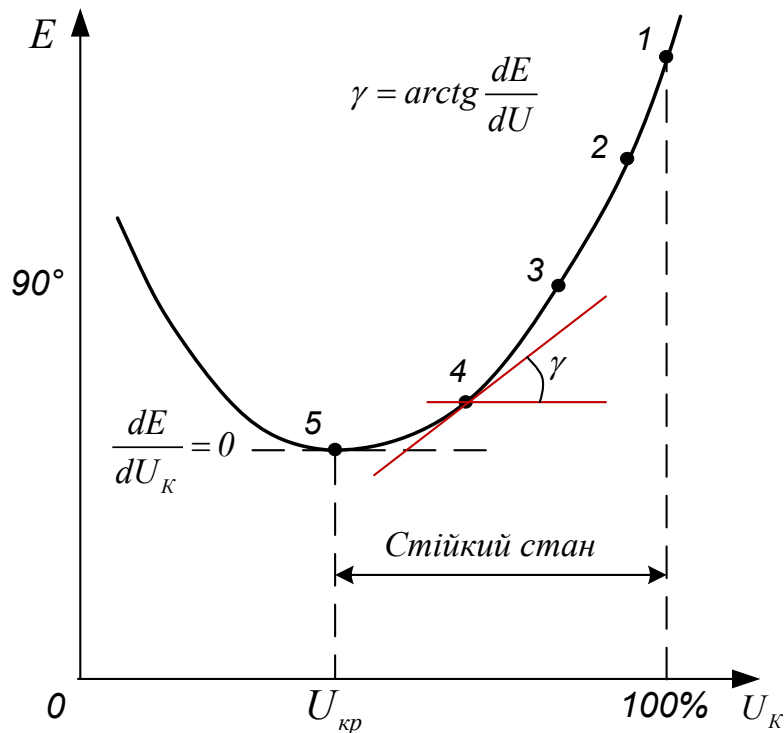


Рисунок 6.7 – Залежність ЕРС E від зміни напруги U в проміжній точці K

Висновки: Практичні критерії діють тільки в умовах прийнятих обмежень і не є універсальними. Оцінка статичної стійкості за практичними

критеріями дозволяє встановити граничний режим і границю стійкості за умови, коли задано схеми електропостачання і склад електроприймачів.

6.3 Метод малих коливань (малих відхилень) під час розв'язання диференціального рівняння електромеханічного перехідного процесу

Поширеним способом спрощення нелінійних диференціальних рівнянь, що описують електромеханічні перехідні процеси електроенергетичних систем, є *лінеаризація* цих рівнянь. Розрізняють лінеаризацію «в великому» і лінеаризацію «в малому».

Під час лінеаризації «у великому» нелінійна залежність замінюється кусочно-лінійною. Наприклад, синусоїда подається у вигляді трапеції. Існують певні способи і критерії лінеаризації, завдяки яким кусочно-лінійна залежність найбільш близько відображає вихідну функцію.

Лінеаризація «у великому» застосовується для аналізу динамічної стійкості енергосистем і використовується, переважно, для дослідницьких цілей.

Лінеаризація «в малому» являє собою заміну вихідної нелінійної функції лінійною залежністю на малому або нескінченно малому лінійному відрізьку в околі будь-якої точки функції. Під час аналізу статичної стійкості енергосистем такою точкою, як правило, є точка, що зображує досліджуваний усталений режим.

Метод дослідження статичної стійкості, що використовує лінеаризацію «в малому», називається *методом малих коливань (малих відхилень)*.

Під малими коливаннями розуміють зміну малих лінійних приростів параметрів режиму системи в околі точки, що зображує досліджуваний усталений режим [2, 3, 10].

На відміну від оцінювання статичної стійкості за практичними критеріями, суть метода малих коливань полягає в дослідженні рівнянь руху, що записані у вигляді рівнянь малих відхилень. Під час дослідження стійкості за допомогою практичних критеріїв отримуємо відповідь тільки у вигляді «так – ні», «вийде – не вийде» режим вихідного стану за малого збурення системи [7]. Під час дослідження стійкості системи методом малих коливань окрім встановлення факту стійкості (або нестійкості) виявляється характер руху (аперіодичний, коливальний – затухаючий або зростаючий).

Із загальної характеристики методу малих коливань витікає, що під час його застосування необхідно виконати такі дії:

- провести розрахунок усталеного режиму і таким чином визначити координати зображуваної точки;
- скласти систему диференціальних і алгебраїчних рівнянь, які описують електромеханічні процеси;
- провести лінеаризацію «в малому» диференціальних і алгебраїчних рівнянь (наприклад, розкладанням в ряд Тейлора в околі параметрів заданого режиму);

- скласти характеристичне рівняння отриманої системи диференціальних і алгебраїчних рівнянь і визначити його корені;
- за виглядом коренів характеристичного рівняння визначити тенденцію розвитку процесів в електроенергетичній системі і зробити висновки про стійкість (або нестійкість) досліджуваного усталеного режиму.

Розглянемо ці дії на прикладі дослідження статичної стійкості одномашинної нерегульованої енергосистеми (тобто не враховуємо втрати в електропередачі і наявність в генераторі демпферних обмоток), кутова характеристика генератора якої (рис. 6.8) побудована за виразом:

$$P = P_{max} \cdot \sin\delta = \frac{E \cdot U}{x_{\Sigma}} \cdot \sin\delta. \quad (6.12)$$

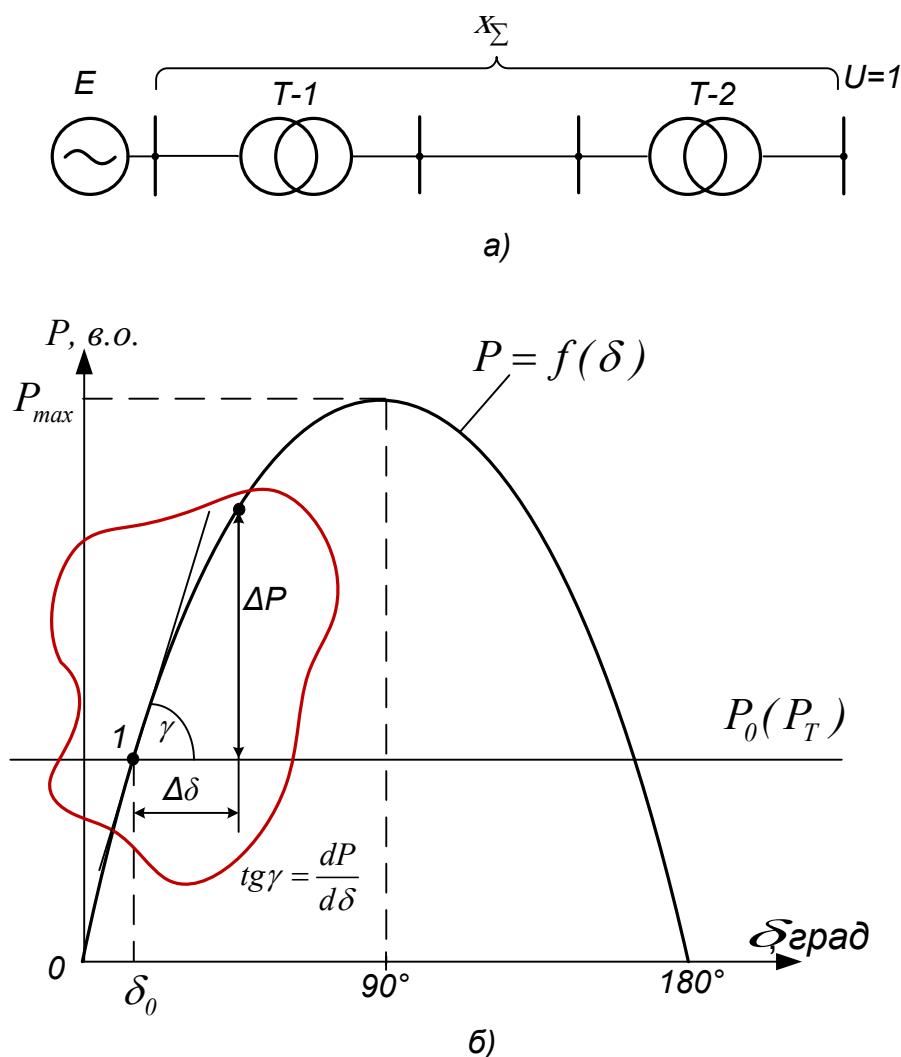


Рисунок 6.8 – Лінеаризація кутової характеристики потужності в точці, що зображує усталений режим (а) – схема; б) – характеристика)

Припустимо, що досліджуваний усталений режим енергосистема розраховано, координати (P_0, δ_0) , які зображують точку 1, визначено, а елек-

тромеханічні перехідні процеси описуються системою, поданою диференціальними і алгебраїчними рівняннями:

$$\delta = f(t) \begin{cases} T_J \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P = P_0 - \frac{E \cdot U}{x_\Sigma} \cdot \sin \delta; & (6.13) \\ T_J \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_m \cdot \sin \delta; & (6.14) \\ T_J \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P. & (6.15) \end{cases}$$

Права частина рівняння (6.14) є нелінійною, тому воно не має аналітичного розв'язку. Але за малих відхилень від стану рівноваги (δ_0) можна лінеаризувати це рівняння, звівши його до вигляду диференціального рівняння з постійними коефіцієнтами. Розкладемо функцію $\Delta P = P_0 - P_m \cdot \sin \delta$ в ряд Тейлора в околі δ_0 і отримаємо

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_0 - P_m \cdot \sin \delta = \\ &= P_0 - P_m \cdot \sin \delta_0 - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \cdot (\delta - \delta_0) - \frac{1}{2!} \cdot \left(\frac{d^2 P}{d\delta^2} \right)_{\delta=\delta_0} \cdot (\delta - \delta_0)^2 - \dots \end{aligned} \quad (6.16)$$

Залишимо тільки лінійні члени цього ряду, оскільки за малих значень $\Delta \delta = \delta - \delta_0$ можна нехтувати ступенями вище першого. Враховуючи, що $P_0 = P_m \cdot \sin \delta_0$, отримуємо

$$\Delta P = - \left(\frac{dP}{d\delta} \right)_{\delta=\delta_0} \cdot \Delta \delta. \quad (6.17)$$

Розкладання функції (6.12) в ряд Тейлора по суті являє собою заміну синусоїди на інтервалі кута δ_0 прямою лінією, дотичною в точці 1 (див. рис. 6.8, б).

Оскільки $\delta = \delta_0 + \Delta \delta$ і δ_0 – постійні величини, то

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d^2 (\delta_0 + \Delta \delta)}{dt^2} = \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2}. \quad (6.18)$$

Підставляючи в (6.14) рівняння (6.17) та (6.18), отримуємо просте лінійне диференціальне рівняння

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta} \cdot \Delta \delta = 0. \quad (6.19)$$

де $\frac{dP}{d\delta} = \frac{E \cdot U}{x_\Sigma} \cos \delta = P_S$ – синхронізувальна потужність. P_S

Запишемо (6.19) у вигляді:

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{P_S}{T_j} \cdot \Delta \delta = 0. \quad (6.20)$$

Отримане рівняння (6.20) є лінеаризованим рівнянням системи. Це лінійне диференціальне рівняння другого порядку з постійними коефіцієнтами.

Внаслідок розв'язання рівняння (6.20) отримаємо функцію $\Delta \delta = f(t)$.

$$\Delta \delta(t) = C_1 e^{p_1 t} + C_2 e^{p_2 t}, \quad (6.21)$$

де C_1, C_2 – сталі, які визначаються із початкових умов;

p_1, p_2 – корені характеристичного рівняння.

Характеристичне рівняння для (6.20) запишеться у вигляді:

$$p^2 + \frac{P_S}{T_j} = 0. \quad (6.22)$$

Корені цього характеристичного рівняння визначають так:

$$p_{1,2} = \pm \sqrt{-\frac{P_S}{T_j}} = \pm j \sqrt{\frac{1}{T_j} \cdot \frac{dP}{d\delta}}. \quad (6.23)$$

Оскільки стала інерції ротора генератора T_j – величина додатна ($T_j > 0$), а синхронізувальна потужність може мати як додатний так і від'ємний знак ($P_S > 0$ або $P_S < 0$), нижче розглянемо два випадки [7]:

1. $T_j > 0, P_S > 0$.

Якщо $P_S = \frac{dP}{d\delta} > 0$, то корені характеристичного рівняння уявні:

$$p_1 = +j\omega = +j \sqrt{\frac{P_S}{T_j}}; \quad p_2 = -j\omega = -j \sqrt{\frac{P_S}{T_j}}, \quad (6.24)$$

а розв'язок диференціального рівняння набуває вигляду:

$$\Delta\delta(t) = C_1 e^{j\omega t} + C_2 e^{-j\omega t}. \quad (6.25)$$

Знайдемо коефіцієнти із початкових умов: $(\Delta\delta)_{t=0} = \Delta\delta_0 = C_1 + C_2$, а також $\left(\frac{d\Delta\delta}{dt}\right)_{t=0} = C_1 \cdot j\omega - C_2 \cdot j\omega = 0$.

Розв'яжемо сумісно останні рівняння. Виходить, що $C_1 = C_2 = \frac{\Delta\delta_0}{2}$.

Тоді

$$\Delta\delta = \frac{\Delta\delta_0}{2} (e^{j\omega t} + e^{-j\omega t}). \quad (6.26)$$

За формулою Ейлера

$$\frac{e^{j\omega t} + e^{-j\omega t}}{2} = \cos\omega t.$$

Отже, для першого випадку:

$$\Delta\delta = \Delta\delta_0 \cos\omega t. \quad (6.27)$$

Зміна кута відповідно до (6.26), (6.27) відбувається за законом незатухаючих коливань в околі δ (рис. 6.9).

Якщо враховувати втрати і демпферні обмотки, то характер коливань стає затухаючим. Через деякий час після порушення вихідного стану встановиться вихідний (початковий) режим. Система в цьому випадку **стійка** (статично стійкий режим).

Виходячи з наведеного, можна зробити такий висновок: якщо корені характеристичного рівняння уявні, то такий режим є *статично стійким*. А корені будуть уявні за умови, якщо синхронізувальна потужність $P_S > 0$.

$$P_S = \frac{dP}{d\delta} > 0.$$

Визначено діапазон всіх режимів: система, що розглядається, буде стійкою у разі змінення кута δ в межах від 0° до 90° .

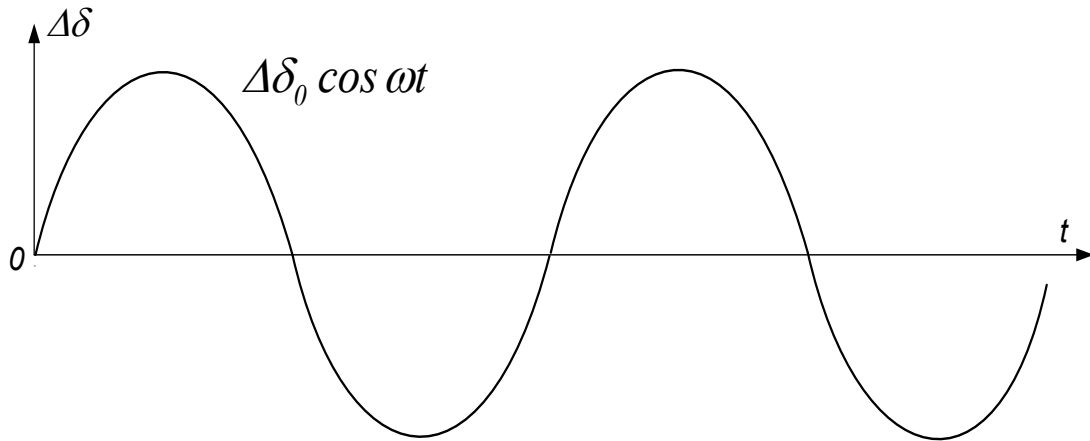


Рисунок 6.9 – Зміна кута δ за малого збурення (корені уявні, стійкість зберігається)

2. $T_j > 0$, $P_S < 0$.

Якщо $P_S = \frac{dP}{d\delta} < 0$, то корені характеристичного рівняння дійсні:

$$p_1 = +\alpha = +\sqrt{\frac{P_S}{T_j}}; \quad p_2 = -\alpha = -\sqrt{\frac{P_S}{T_j}}. \quad (6.28)$$

Тоді розв'язок диференціального рівняння набуває вигляду:

$$\Delta\delta(t) = C_1 e^{\alpha t} + C_2 e^{-\alpha t} = C_1 e^{\alpha t} + \frac{C_2}{e^{\alpha t}}. \quad (6.29)$$

В цьому випадку зміна кута δ має аперіодичний характер (рис. 6.10) і розв'язок рівняння являє собою суму двох експоненціальних складових.

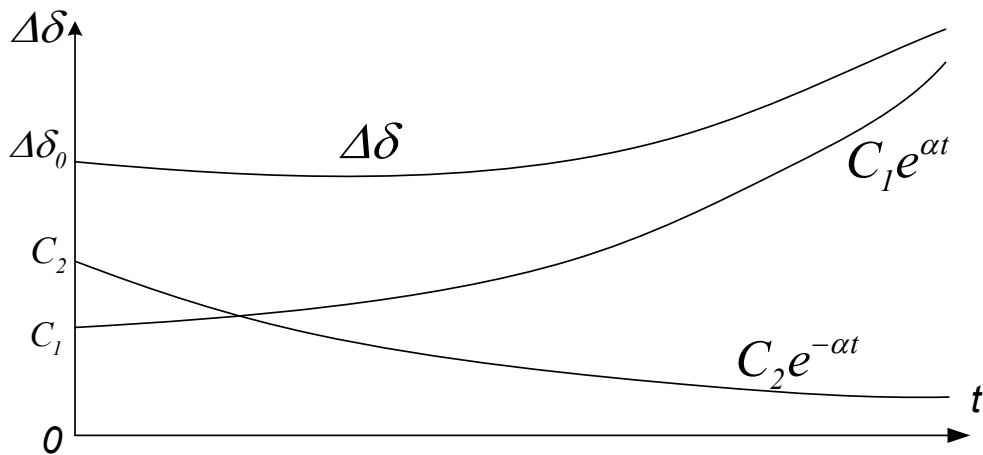


Рисунок 6.10 – Зміна кута δ при малому збуренні (корені дійсні, аперіодична нестійкість)

Таким чином, за наявності дійсного кореня $\Delta\delta$ зростає, кут δ постійно збільшується і зростає швидкість ротора генератора. Як результат – він втратить статичну стійкість (система **нестійка**).

Отже, метод малих коливань передбачає реалізацію рівняння руху ротора генератора, отримання характеристичного рівняння і аналіз коренів цього рівняння.

6.4 Застосування методу малих коливань до розв'язання диференціального рівняння електромеханічного перехідного процесу в простій електричній мережі з урахуванням демпферних обмоток

В прикладах, що розглядалися вище, наведено аналіз статичної стійкості простої системи без урахування процесів в обмотках генератора і за відсутності АРЗ.

В реальній електричній машині під час руху (коливань) ротора відносно поля статора виникають моменти, що перешкоджають його руху, тобто такі, що створюють демпфування коливань [7]. Серед них – моменти, обумовлені втратами на тертя, дією автоматичних регуляторів збудження, а також асинхронний момент. Останній, який створює сильне демпфування коливань, з'являється внаслідок появи струмів у заспокійливих демпферних обмотках ротора.

Вплив демпфування ротора на перехідний процес під час його кочень наближено можна ввести в рівняння відносного руху (3.20) складовою моменту, який пропорційний швидкості $P_d \frac{d\delta}{dt}$:

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} + P_d \frac{d\delta}{dt} = P_0 - P, \quad (6.30)$$

де P_d – демпферна потужність, яку розвивають демпферні обмотки (демперний коефіцієнт). Вона може бути додатною чи від’ємною залежно від того, швидкість ротора генератора стає більшою синхронної чи меншою синхронної (тобто відбувається прискорення або гальмування).

Лінеаризоване рівняння системи набуває вигляду:

$$T_j \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + P_d \frac{d\Delta\delta}{dt} + P_S \cdot \Delta\delta = 0. \quad (6.31)$$

Характеристичне рівняння буде мати такий вигляд:

$$T_j p^2 + P_d \cdot p + P_{S0} = 0. \quad (6.32)$$

Корені цього характеристичного рівняння (6.32):

$$\begin{aligned} p_{1,2} &= \frac{-P_d \pm \sqrt{P_d^2 - 4T_j \cdot P_{S0}}}{2T_j} = -\frac{P_d}{2T_j} \pm \sqrt{\frac{P_d^2}{4T_j^2} - \frac{4T_j \cdot P_{S0}}{4T_j^2}} = \\ &= -\frac{P_d}{2T_j} \pm \sqrt{-\left(\frac{P_{S0}}{T_j} - \left(\frac{P_d}{2T_j}\right)^2\right)} = \alpha \pm j \sqrt{\left(\frac{P_{S0}}{T_j} - \alpha^2\right)} = \alpha \pm j\omega, \end{aligned} \quad (6.33)$$

де $\alpha = -\frac{P_d}{2T_j}$ – коефіцієнт затухання коливань;

$$\omega = \sqrt{\frac{P_{S0}}{T_j} - \alpha^2}.$$


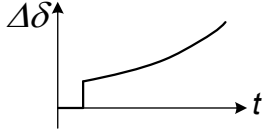
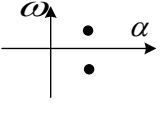
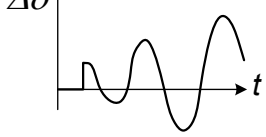
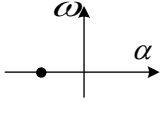
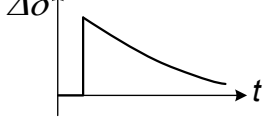
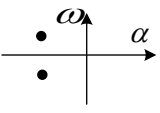
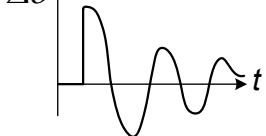
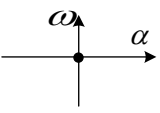
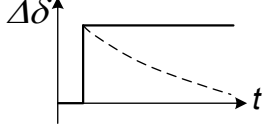
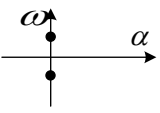
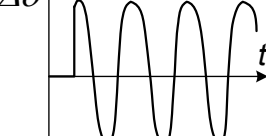
Підставимо комплексно спряжені корені характеристичного рівняння у рівняння розв’язку (6.21).

$$\Delta\delta = C_1 e^{(\alpha + j\omega)t} + C_2 e^{(\alpha - j\omega)t} = \Delta\delta_0 \cdot e^{\alpha t} \cdot \cos\omega t, \quad (6.34)$$

де $\Delta\delta_0$ – початкове відхилення ротора генератора від стану рівноваги.

Враховуючи, що α і ω можуть мати значення «+», «-» і «0», можлива велика кількість різних комбінацій розвитку цього диференціального рівняння електромеханічного перехідного процесу. Всі ці можливі комбінації зведено в таблицю 6.1 [3].

Таблиця 6.1 – Розташування коренів характеристичного рівняння на комплексній площині та вигляд перехідного процесу після відхилення кута на $\Delta\delta$

Корені		Розташування коренів на комплексній площині	Вигляд перехідного процесу		Висновки
α	ω		Графічне зображення $\Delta\delta = f(t)$	Опис процесу	
+	0			Зростаюча експонента зі сталою $T = \frac{1}{\alpha}$	Система статично <i>нестійка</i>
+	\pm			Експоненційно зростаючі гармонічні коливання	Система статично <i>нестійка</i>
-	0			Затухаюча експонента зі сталою $T = \frac{1}{\alpha}$	Система статично <i>стійка</i>
-	\pm			Експоненційно затухаючі гармонічні коливання	Система статично <i>стійка</i>
0	0			Збереження постійного відхилення $\Delta\delta_0$	<i>Потрібно провести додаткові дослідження, а якщо врахувати втрати, то це буде затухаюча експонента і система буде статично стійкою</i>
0	\pm			Гармонічні коливання з постійною амплітудою $\Delta\delta_0$ і частотою ω	З урахуванням втрат коливання будуть затухаючими, система статично <i>стійкою</i>

Висновок. Таким чином, проста електропередача з урахуванням демпферних обмоток генератора буде статично стійкою, якщо дійсна частина комплексно спряжених коренів характеристичного рівняння буде від'ємною. Це є необхідна і достатня умова статичної стійкості режиму.

6.5 Метод стійкості за Ляпуновим

Під час дослідження статичної стійкості *спрощеним методом* враховують тільки диференціальні рівняння руху роторів синхронних генераторів електростанцій, еквівалентуючи певним чином дію регуляторів і електромагнітних перехідних процесів [12].

Для аналізу статичної стійкості електричних систем можна користуватись загальним апаратом дослідження, розробленим російським математиком О. М. Ляпуновим стосовно стійкості рівноваги системи за малих збурень [6, 12]. Методи, розроблені О. М. Ляпуновим, набули широкого застосування під час досліджень сучасних автоматично регульованих електричних систем.

Розглянемо дві основні теореми стійкості, встановлені Ляпуновим з *методу першого наближення*.

Теорема 1. Якщо всі корені p характеристичного рівняння системи першого наближення мають від'ємні дійсні частини, то незбурений рух системи асимптотично стійкий за першим наближенням (незважаючи на члени вищого порядку в правих частинах диференціальних рівнянь збуреного руху).

Теорема 2. Якщо серед коренів p характеристичного рівняння системи першого наближення є хоча б один з додатною дійсною частиною, то незбурений рух системи нестійкий за першим наближенням (незалежно від міри врахування членів вищого порядку в правих частинах диференціальних рівнянь збуреного руху).

Лінеаризовані рівняння, які прийнято називати рівняннями першого наближення, отримують як результат розкладання нелінійних функцій вихідної системи у ряди Тейлора в розглянутій точці режиму з наступним врахуванням тільки приростів першого порядку (відкидаючи всі члени вищого порядку).

Теореми Ляпунова не дають відповіді щодо статичної стійкості системи, якщо один або декілька коренів характеристичного рівняння мають дійсні частини, які дорівнюють нулю. Для оцінювання стійкості системи у цьому випадку необхідно розглянути безпосередньо вихідну систему нелінійних рівнянь або дослідити характер відкинутих членів вищого порядку з розкладання нелінійних функцій в ряд Тейлора. Тобто в обох випадках необхідні додаткові дослідження. З детальним описом методів О. М. Ляпунова можна ознайомитися зі спеціальної літератури [6].

6.6 Математичні критерії статичної стійкості

Задача дослідження стійкості технічних систем потребує наявності методів, які б давали можливість за доступними, легко одержуваними ознаками встановити, стійка ця система чи ні. У основі таких методів лежать критерії стійкості [4, 5].

Критерієм стійкості називається необхідна і достатня умова або група умов, у разі виконання яких система стійка.

Про стійкість нелінійної системи роблять висновок за затуханням перехідного процесу, наявність якого встановлюється з вигляду коренів характеристичного рівняння системи, що має вигляд:

$$D(p) = a_0 \cdot p^n + a_1 \cdot p^{n-1} + a_2 \cdot p^{n-2} + \dots + a_{n-1} \cdot p + a_n = 0. \quad (6.35)$$

Математичні критерії стійкості дозволяють вирішити питання про статичну стійкість, не розв'язуючи систему диференціальних рівнянь і не знаходячи корені цього характеристичного рівняння (6.35).

Критерії стійкості потребують лише виявлення умов, за яких корені характеристичного рівняння будуть мати від'ємні дійсні частини. Тому математичні критерії дозволяють стверджувати, що система є статично стійкою, якщо коефіцієнти характеристичного рівняння (6.35) відповідають певним вимогам, які становлять суть кожного з цих критеріїв стійкості.

Зазвичай виконують операцію відшукування закономірностей, які пов'язують корені з коефіцієнтами характеристичного рівняння або з декількома функціями від коефіцієнтів. Ці закономірності називають критеріями стійкості.

Критерії статичної стійкості поділяються на *алгебраїчні* (метод Гурвіца, Рауса) і *частотні* (метод Михайлова, Найквіста, логарифмічний, D-розбиття). Розглянемо особливості деяких з цих критеріїв.

6.6.1 Критерій Гурвіца

Критерій Гурвіца встановлює співвідношення між коефіцієнтами характеристичного рівняння у вигляді нерівностей. Широко використовується для рівнянь невисокого порядку (порядок характеристичного рівняння $n \leq 4$) [10, С. 6].

Згідно з критерієм Гурвіца характеристичне рівняння (6.35) має корені з від'ємними дійсними частинами у разі дотримання необхідної та достатньої умов:

1) *необхідна* – всі коефіцієнти характеристичного рівняння є додатними;

2) *достатня* – визначник матриці Гурвіца та його діагональні мінори є додатними.

Складається матриця Гурвіца n -го ступеня. Визначник із n стовпців і n рядків має вигляд:

$$\Delta_n = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & a_{n-1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & a_{n-2} & a_n \end{vmatrix}. \quad (6.36)$$

Правило складання матриці Гурвіца таке. На головній діагоналі розташовують коефіцієнти многочлена (6.35) в порядку їх нумерації, починаючи з a_1 до a_n . У рядках внесено почергово коефіцієнти тільки з непарними або тільки з парними індексами (включно і коефіцієнт a_0), причому ліворуч від діагоналі з тими, що зменшуються, праворуч – з індексами, що збільшуються.

Усі коефіцієнти, яких недостатньо, тобто коефіцієнти з індексами менше нуля або більше n , замінюються нулями. Для дотримання стійкості необхідно, щоб усі n діагональних мінорів матриці (6.36) були додатними.

Таким чином, *критерій стійкості Гурвіца* записується так [4-6]:

$$\begin{cases} a_j > 0, & j = 0, 1, 2, \dots, n. \\ \Delta_j > 0, & j = 0, 1, 2, \dots, n. \end{cases} \quad (6.37)$$

$$(6.38)$$

Діагональний мінор n -го ступеня Δ_n є одночасно і матрицею Гурвіца. Якщо хоча б одна з вимог (6.37) або (6.38) не задовольняється, система є статично нестійкою. Якщо один з коефіцієнтів a_j чи деякі з діагональних мінорів Δ_j дорівнюють нулю, то режим системи знаходиться на границі стійкості. У цьому випадку, як правило, додатковий розгляд коефіцієнтів характеристичного рівняння (6.35) та діагональних мінорів дозволяє визначити характер порушення стійкості.

6.6.2 Критерій Рауса

Критерій Рауса є зручнішим для систем вищого порядку з чисельно заданими параметрами і, отже, коефіцієнтами характеристичного рівняння:

$$D(p) = a_0 \cdot p^n + a_1 \cdot p^{n-1} + a_2 \cdot p^{n-2} + \dots + a_{n-1} \cdot p + a_n = 0. \quad (6.39)$$

Із коефіцієнтів цього рівняння (6.39) складають таблицю спеціальної форми, наведену нижче (таблиця 6.2). Елементами першого рядка цієї таблиці слугують коефіцієнти з парними індексами (починаючи з

нульового), елементами другого рядка – з непарними індексами. Елементи третього рядка отримують із елементів першого відніманням з нього другого рядка, помноженого на $\frac{a_0}{a_1}$, і зсувом на один стовець вліво.

Елементи кожного наступного рядка утворюють таким самим способом із двох попередніх рядків. Кількість рядків таблиці Рауса на один більше порядку характеристичного рівняння.

Таблиця 6.2 – Приклад таблиці Рауса

Номер рядка	Номер стовпця			
	1	2	3	4
1	a_0	a_2	a_4	a_6
2	a_1	a_3	a_5	a_7
3	$a_{31} = a_2 - \frac{a_0}{a_1} \cdot a_3$	$a_{32} = a_4 - \frac{a_0}{a_1} \cdot a_5$	$a_{33} = a_6 - \frac{a_0}{a_1} \cdot a_7$...
4	$a_{41} = a_3 - \frac{a_1}{a_{31}} \cdot a_{32}$	$a_{42} = a_5 - \frac{a_1}{a_{31}} \cdot a_{33}$	$a_{43} = a_7 - \frac{a_1}{a_{31}} \cdot a_{34}$...
5	$a_{51} = a_{32} - \frac{a_{31}}{a_{41}} \cdot a_3$

Складена таблиця називається таблицею Рауса.

Критерій стійкості Рауса формулюється так: для того щоб дійсна частина всіх коренів характеристичного рівняння (6.39) була від'ємною, необхідно і достатньо, щоб всі елементи першого стовпця таблиці Рауса відрізнялись від нуля та мали один і той самий знак.

6.6.3 Критерій Михайлова

Критерій Михайлова дозволяє виразити умови статичної стійкості електричної системи шляхом побудови годографа Михайлова (або кривої Михайлова).

Використовуючи корені характеристичного рівняння (6.39) і замінивши оператор p кутовою швидкістю $j\omega$, останнє можна записати у вигляді:

$$D(p) = a_0(p - p_1)(p - p_2) \cdot \dots \cdot (p - p_n), \quad (6.40)$$

або

$$D(j\omega) = a_0(j\omega - p_1)(j\omega - p_2) \cdot \dots \cdot (j\omega - p_n). \quad (6.41)$$

Поділивши праву частину рівняння (6.41) на дійсну і уявну частини, отримаємо модуль і аргумент вектора:

$$D(j\omega) = \operatorname{Re} D(j\omega) + j \operatorname{Im} D(j\omega) = D(j\omega) e^{j\varphi(\omega)}. \quad (6.42)$$

Вираз (6.42) за фіксованої кутової швидкості описує характеристичний радіус-вектор в комплексній площині за його полярними координатами з модулем $|D(j\omega)|$ і аргументом $\varphi(\omega)$ або координатами кінця радіус-вектора по осі дійсних чисел

$$\operatorname{Re} D(j\omega) = a_n - a_{n-2} \cdot \omega^2 - a_{n-4} \cdot \omega^4 - \dots \quad (6.43)$$

і осі уявних чисел

$$\operatorname{Im} D(j\omega) = a_{n-1} \cdot \omega - a_{n-3} \cdot \omega^3 - a_{n-5} \cdot \omega^5 - \dots \quad (6.44)$$

Надаючи значення ω від 0 до $+\infty$, отримуємо для кожного значення ω точку на комплексній площині. Відкладаємо ці точки і, плавно з'єднуючи їх, отримуємо криву (годограф) Михайлова.

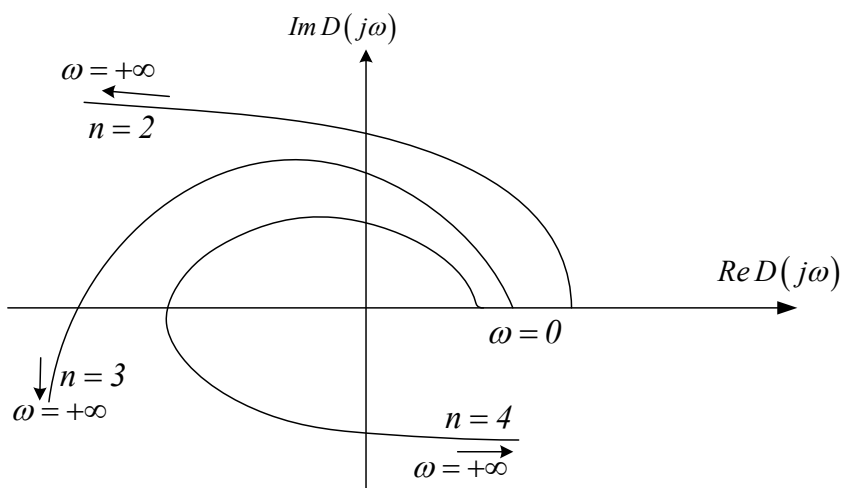


Рисунок 6.11 – Криві Михайлова для стійких систем рівнянь n -го порядку

Критерій Михайлова формулюється так: якщо характеристичний радіус-вектор в точці кривої Михайлова під час послідовного змінення кутової швидкості ω від 0 до $+\infty$ монотонно повертається проти годинникової стрілки на кут $\frac{n\pi}{2}$, де n – ступінь характеристичного рівняння, то розв'язок системи рівнянь стійкий. Причому модуль характеристичного вектора за всіх значень ω має бути відмінним від нуля, годограф не може проходити через початок координат [5].

Із графічного аналізу умов стійкості системи за критерієм Михайлова можна зробити такі висновки:

- початком кривої Михайлова є точка на осі дійсних чисел, оскільки за $\omega = 0$ і $\operatorname{Re} D(0) + j \operatorname{Im} D(0) = \operatorname{Re} D(0)$;

- крива Михайлова проходить послідовно проти годинникової стрілки всі квадранти комплексної площини і прямує до нескінченності в квадранті, що відповідає порядку системи рівнянь;
- мають чергуватися нулі виразів $Re D(j\omega) = 0$; $Im D(j\omega) = 0$.

Критерій Михайлова застосовується для оцінювання стійкості як відносно простих систем з невисоким ступенем характеристичного рівняння, так і складних автоматизованих систем. В першому випадку оцінювання стійкості можна отримати за ручного розрахунку. Оцінювання стійкості складних систем потребує застосування ЕОМ.

6.7 Дослідження статичної стійкості електроенергетичної системи

Для дослідження статичної стійкості поточного стану складної електроенергетичної системи (ЕЕС) уточненими методами поряд з рівняннями електромеханічного стану синхронних генераторів враховують рівняння електромагнітного стану генераторів, їхніх систем збудження, автоматичних регуляторів збудження, регуляторів швидкості турбін, а також елементів енергосистеми (трансформаторів, ліній електропередачі, вузлів навантаження тощо). Виходячи з цього, окреме джерело енергії подається у вигляді низки диференціальних рівнянь, кількість яких залежить від мети і необхідної точності дослідження.

6.7.1 Основні елементи ЕЕС з огляду на забезпечення стійкості та окремі рівняння їх стану

Формування математичної моделі для дослідження перехідних процесів у складних системах з огляду на необхідну точність та можливість практичного застосування здійснюється з певними припущеннями. Під час дослідження електромеханічних перехідних процесів у реальних ЕЕС, врахування всіх елементів та їх параметрів є неможливим. Отже, необхідно відокремити лише ті елементи, що мають істотний вплив на реакцію енергосистеми у разі виникнення зовнішніх збурень. З досвіду подібних досліджень впливові елементи ЕЕС можуть бути поділені на три категорії:

- основне обладнання електричних мереж ЕЕС;
- обладнання електричних станцій (ЕС);
- еквівалентні характеристики навантаження.

Основні параметри елементів ЕЕС, що мають істотний вплив на перебіг електромеханічних перехідних процесів подано в табл. 6.3.

Нині найбільш перспективним є використання прямого методу дослідження перехідних процесів в ЕЕС. Він полягає в ітераційному розв'язуванні системи диференціальних рівнянь математичної моделі ЕЕС, побудованої з моделей окремих її елементів. Основні з них наведено далі.

Таблиця 6.3 – Основні параметри елементів ЕЕС, що враховуються у розрахунковій моделі

Елементи ЕЕС	Основні параметри	
Основне обладнання електричних мереж		
Лінії електропередач	Індуктивний опір x_l	
	Активний опір R_l	
	Ємнісна провідність B_l	
Силові трансформатори	Індуктивний опір x_m	
	Активний опір R_m	
	Коефіцієнт трансформації K_m	
Пристрої повздовжньої компенсації	Індуктивний опір $x_{ППК}$	
Обладнання електричних станцій		
Генератори ЕС	Індуктивний опір x_d, x_q	
	Перехідний індуктивний опір x'_d, x'_q	
	Надперехідний індуктивний опір x''_d, x''_q	
	Момент інерції T_j	
	Номинальний коефіцієнт потужності	
	Коефіцієнт демпфування	
	Поточне значення потужності генерації	
Збуджувачі	Стала інерції T_z	
	Допустимі межі регулювання I_{z-}, I_{z+}	
Форсування збудження	Стала інерції T_ϕ	
	Кратність форсування збудження K_ϕ	
	Межа форсування збудження I_{zmax}	
Регулятор збудження	Тип	
	Коефіцієнт статизму K_c	
	Стала інерції T_p	
	Коефіцієнти підсилення за вх. каналами	
Регулятор швидкості турбіни	Діапазон регулювання I_z	
	Постійна інерції $T_{pш}$	
	Коефіцієнт статизму $K_{срш}$	
Характеристики навантаження	Діапазон регулювання	
	Вузли навантаження	Статичні характеристики $P(\omega), Q(U)$
		Динамічні характеристики $P(\omega), Q(U)$
	Поточне значення потужності споживання	

Математична модель синхронної машини

У промислових розрахунках перехідних процесів та стійкості енергосистем виникає проблема достовірності отриманих результатів в умовах неповної інформації про параметри ЕЕС. Це, насамперед, відноситься до параметрів синхронних машин. Вони впливають на точність відповідних рівнянь моделі синхронної машини (СМ). Отож, вибір розрахункових рівнянь СМ та їхніх параметрів має важливе значення для забезпечення адекватності практичних розрахунків статичної стійкості багатомашинних енергосистем.

Під час складання розрахункових рівнянь СМ беруть низку припущень, які спрощують модель та практично не впливають на похибку результатів:

- не враховуються електромагнітні процеси в статорі СМ;
- не враховується надперехідна явнополюсність (для гідрогенераторів);
- не враховується зміна індуктивних опорів СМ від насичення;
- не враховується залежність індуктивних опорів СМ від частоти.

Тоді розрахункову модель синхронної машини можна подати у вигляді:

$$\begin{aligned}\frac{dE_q''}{dt} &= \frac{1}{T_{de}} \cdot [E_{qe} - I_d \cdot (x_d - x'') - E_q'']; \\ \frac{dE_d''}{dt} &= \frac{1}{T_{qe}} \cdot [I_q \cdot (x_q - x'') - E_d'']; \\ \frac{d^2\delta}{dt^2} &= \frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} \cdot (M_T - M_e - k_D \cdot s), \\ M_T &= \frac{\mu_\Sigma \cdot P_{НОМ}}{1 + s}; M_e = E_q'' \cdot I_q + E_d'' \cdot I_d,\end{aligned}\tag{6.45}$$

де T_{de} , T_{qe} – перехідні сталі часу по поздовжній та поперечній осях;

E_q'' , E_d'' – проекції ЕРС СМ за надперехідним індуктивним опором на осях q і d ;

E_{qe} – ЕРС збудження;

x'' – надперехідний індуктивний опір;

I_d , I_q – проекції струмів СМ на поздовжню та поперечну осі;

T_j – стала часу інерції обертових частин;

s – ковзання ротора СМ;

$P_{НОМ}$ – номінальна потужність генератора;

μ_Σ – повна відносна потужність, що розвивається турбіною;

δ – кут вибігу ротора.

У наведеній моделі електромагнітні процеси в СМ враховуються двома контурами в поздовжній осі (обмотки збудження і демпферна) і двома контурами в поперечній осі (демпферна обмотка). Параметри моделі визначаються за узагальненими параметрами СМ, отриманими з вимірних частотних характеристик. Зв'язок рівнянь машини (в системі координат d, q) з рівняннями електричної мережі здійснюється через комплексну ЕРС \dot{E}_d за опором x_d .

$$\begin{aligned} \dot{E}_d &= [E_d'' + jE_q''] e^{j\left(\frac{\pi}{2} - \delta\right)}; \\ x_d &= x'' . \end{aligned} \quad (6.46)$$

Математична модель системи збудження

Система збудження СМ описується рівнянням:

$$\frac{dE_{qe}^*}{dt} = \frac{1}{T_{qe}} \cdot (E_{qe(0)} + U_P + U_\Phi - E_{qe}^*), \quad (6.47)$$

де T_{qe} – стала часу збудження;

E_{qe} та E_{qe}^* – напруги збудження з урахуванням та без урахування напруги джерела живлення. За незалежного збудження $E_{qe} = E_{qe}^*$, а за самозбудження $E_{qe} = E_{qe}^* \frac{U_d}{U_{d(0)}}$;

$E_{qe(0)}$ й $U_{d(0)}$ – ЕРС та напруга збудження з попереднього усталеного режиму;

U_P та U_Φ – напруги на виході регулятора збудження та пристрою форсування (розфорсування).

Обмеження на виході системи збудження:

$$C_{min} E_{qn} \leq E_{qe} \leq C_{max} E_{qn}, \quad (6.48)$$

де C_{min}, C_{max} – коефіцієнти обмеження (залежать від типу та режиму системи збудження);

E_{qn} – номінальна синхронна ЕРС, пропорційна номінальному струму ротора.

Напруга збудження обмежується за напругою та струмом збудження. Доки струм збудження не виходить за допустимі межі, обмеження контролюється за напругою. Коли струм збудження досягає максимально допустимого значення, вступає в дію обмеження за максимальним струмом. Така послідовність врахування обмежень зумовлена тим, що для прискорення наростання струму збудження в режимі форсування напругу збудження під-

німають до чотири- п'ятикратного значення (для тиристорної системи збудження). Коли струм досягне граничного значення (як правило, двократного номінального), напругу і струм збудження обмежують на цьому рівні.

Аналогічно, коли струм збудження досягне мінімально допустимого значення, вступає в роботу обмеження мінімального струму. Струм збудження контролюється за синхронною ЕРС E_q , яка йому пропорційна та визначається за виразом:

$$E_q = (x_d - x'')I_d + E_q'' \quad (6.49)$$

Математична модель пристрою форсування та розфорсування

Пристрої форсування та розфорсування збудження СМ описуються диференціальним рівнянням інерційної ланки першого порядку:

$$\frac{dU_\phi}{dt} = \frac{1}{T_\phi} \cdot (k_\phi \cdot U_e - U_\phi), \quad (6.50)$$

де T_ϕ і k_ϕ – стала часу ланки та коефіцієнт підсилення;

U_e – вхідна напруга. Якщо $T_\phi = 0$, то $U_\phi = k_\phi \cdot U_B$.

Математична модель автоматичного регулятора збудження

Перехідні процеси в системі автоматичного регулювання збудження описуються рівняннями:

$$\frac{dU_P}{dt} = \frac{1}{T_{PB}} \cdot (U_{BX} - U_P); \quad (6.51)$$

$$U_{BX} = k_{0U} \cdot (U - U_0) + k_{1U} \cdot \frac{dU}{dt} + k_{1Ip} \cdot \frac{dE_q}{dt} + k_{0f} \cdot \Delta s_f + k_{1f} \cdot \frac{d\Delta s_f}{dt} + U_y(t),$$

де T_{PB} – стала часу регулятора;

$k_{0U}, k_{1U}, k_{1Ip}, k_{0f}, k_{1f}$ – коефіцієнти підсилення по окремих каналах регулювання (за відхиленням та похідною напруги, похідною струму ротора, відхиленням та похідною частоти);

Δs_f – відхилення частоти s_f від усередненого значення s_G ,
 $\Delta s_f = s_f - s_G$;

$U_y(t)$ – сигнал програмного керування АРЗ.

Математична модель турбіни та регулятора швидкості

Математична модель турбіни враховує інерційність частини середнього та низького тисків турбіни через проміжний перегрів пари. Еквівалентна стала часу автоматичного регулятора швидкості (АРШ) враховує сталу часу регулятора й інерційність частини високого тиску.

Диференціальне рівняння, що описує регулятор швидкості, має вигляд:

$$\frac{d\mu_T}{dt} = \frac{1}{T_{рш}} \left(\mu_{T(0)} + \psi + \mu_T + \frac{\Delta f}{\sigma_s} \right), \quad (6.52)$$

де $T_{рш}$ та σ_s – еквівалентні стала часу та статизм АРШ;

μ_T та $\mu_{T(0)}$ – поточне та початкове відкриття регулювальних клапанів;

ψ – узагальнений сигнал, що надходить на вхід АРШ:
 $\psi = \Delta\mu_{рТ} + \Delta\mu_{АРЧП} + \mu(t)$, $\Delta\mu_{рТ}$ – вихідний сигнал регулятора тиску пари «до себе»;

$\Delta\mu_{АРЧП}$ – вихідний сигнал АРЧП;

$\mu(t)$ – сигнал програмного керування АРШ;

Δf – відхилення частоти f від початкового значення f_0 (уставка частоти) у відносних одиницях, $\Delta f = f - f_0$. Уставка частоти f_0 дорівнює початковому значенню, одержаному з розрахунку усталеного режиму.

Диференціальна модель частини середнього та низького тиску турбіни:

$$\frac{d\mu_p}{dt} = \frac{1}{T_p} (k_p p_T \mu_T - \mu_p), \quad (6.53)$$

де $T_p = T_{п}$, якщо $\frac{d\mu_p}{dt} > 0$, і $T_p = T_{рш}$, якщо $\frac{d\mu_p}{dt} \leq 0$;

$T_{п}$ – стала часу проміжного перегріву парової турбіни;

p_T , μ_p – номінальна потужність турбіни та потужність, яка розвивається частиною середнього та низького тиску;

k_p – коефіцієнт, що визначає потужність турбіни, яка розвивається частиною середнього та низького тисків.

Сумарна потужність, яка розвивається турбіною, визначається рівнянням:

$$\mu_{\Sigma} = \mu_p + (1 - k_p) \mu_T p_T. \quad (6.54)$$

6.7.2 Прямий метод дослідження нелінійної системи за малих збурень

За значної кількості нелінійних диференціальних рівнянь, що зумовлена великою кількістю нелінійних елементів і складністю структури досліджуваної ЕЕС, доцільно застосувати прямий, або безпосередній, метод дослідження стійкості з використанням сучасних швидкодійних ЕОМ. Згідно з вказаним методом досліджуються розв'язки початкових нелінійних диференціальних рівнянь, які описують з необхідною повнотою та точністю елементи ЕЕС.

Послідовність дослідження стійкості така. Використовуючи чисельне інтегрування системи нелінійних диференціальних рівнянь стану ЕЕС (6.45) отримують незалежні змінні, тобто параметри початкового усталеного режиму. Далі всім початковим значенням незалежних змінних $x_{(0)}$ (параметрам режиму) для моменту часу $t_1 = 0$ надають невеликі збурення Δx :

$$x_{(1)} = x_{(0)} + \Delta x.$$

Значення координат режиму $x_{(1)}$ беруть як початкові значення незалежних змінних для подальшого чисельного інтегрування системи нелінійних диференціальних рівнянь стану. У підсумку отримують графіки залежностей $x(t)$. Розмір збурень Δx беруть у межах від 1% до 10% від значення $x_{(0)}$. Поточний стан ЕЕС вважається статично стійким, якщо:

$$x_{(\infty)} \rightarrow x_0,$$

тобто коли збурення Δx затухає в часі ($t \rightarrow \infty$): $\Delta x \rightarrow 0$.

Очевидно, що режим статично нестійкий, коли збурення Δx зростає для $t \rightarrow \infty$, тобто: $\Delta x \rightarrow \infty$, а $x_{(\infty)} \rightarrow \infty$.

Прямий метод знайшов широке застосування для аналізу статичної стійкості електроенергетичних систем. Для його реалізації використовуються сучасні програмні засоби, зокрема програмний комплекс «ДАКАР», розроблений у Національному університеті «Львівська політехніка». Він дає можливість досліджувати широкий спектр перехідних процесів у електроенергетичних системах з урахуванням дії локальної та протиаварійної режимної автоматики, відновлюваних джерел енергії та її накопичувачів. Програмний комплекс дає змогу досліджувати статичну стійкість поточного стану системи. Крім того, дозволяє оптимізувати налагоджувальні параметри локальних систем керування СМ для підвищення запасу статичної стійкості, використовуючи алгебраїчні критерії (див. п. 6.6) та метод побудови областей стійкості на основі D -розбиття.

6.7.3 Особливості формування характеристичних рівнянь для дослідження стійкості ЕЕС

Аналіз статичної стійкості за алгебраїчними критеріями потребує попередньої процедури перетворення системи диференціальних рівнянь (див. п. 3.7), що описують зміни стану ЕЕС під дією зовнішніх збурень, на характеристичне рівняння (див. п. 6.4). Його порядок, а отже складність подальшого аналізу, визначається розмірністю системи диференціальних рівнянь та їх порядком.

Для інженерних розрахунків статичної стійкості переважно використовують спрощену модель СМ, а зв'язки між ними враховують, використо-

вуючи кутові характеристики (див. п. 5.2). Синхронний генератор еквівалентують незмінною за модулем ЕРС E_G за відповідним індуктивним опором x_G залежно від різновиду автоматичного регулятора збудження (АРЗ) генератора (табл. 6.4). Нагадаємо, що регулятор пропорційної дії (АРЗ ПД) здійснює регулювання збудження СМ за відхиленням напруги на її затискачах U_G від заданої, а регулятор сильної дії (АРЗ СД) регулює струм збудження за відхиленням параметрів режиму СМ (напруги, швидкості обертання) та їхніх похідних.

Таблиця 6.4 – Еквівалентні параметри синхронного генератора

Різновид АРЗ	\dot{E}_G	x_G
Без АРЗ	\dot{E}_q	x_d
АРЗ ПД	\dot{E}'	x'_d
АРЗ СД	U_G	0

Як зазначалося у п. 3.7, для практичних розрахунків доцільно використовувати такі розмірності параметрів диференціальних рівнянь СМ (6.31): t, T_j – [с]; δ – [град. Ел.]; P_d, P – [в.о.]; f_0 – [Гц (1/с)]. Після зміни розмірностей параметрів рівняння для k -ої СМ набуде вигляду:

$$\frac{T_{jk}}{f_0} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta_k}{dt^2} + \frac{P_{dk}}{f_0} \cdot \frac{d \Delta \delta_k}{dt} + 2\pi \sum_{m=1}^n \frac{\partial P_k}{\partial \Delta \delta_m} \cdot \Delta \delta_m = 0, \quad (6.55)$$

де n – кількість еквівалентних генераторів ЕЕС, що враховуються у задачі дослідження стійкості.

Рівняння (6.55) описує вільний процес зміни збурення $\Delta \delta(t)$ під дією процесів накопичення та перетворення енергії. Кути вибігу δ_k і δ_m визначають як кути зсуву еквівалентних ЕРС генератора \dot{E}_G і напруги шин базисного або балансувального вузла (системи нескінченної потужності).

Записавши рівняння (6.55) для k генераторів, що працюють у ЕЕС ($k = 1, 2, \dots, n$), отримаємо систему з n лінеаризованих диференціальних рівнянь електромеханічного стану еквівалентних генераторів n віток генерування енергосистеми. Ці рівняння можна досліджувати безпосередньо, знаходячи їх розв'язки, які описують вільний перехідний процес зміни кутів $\Delta \delta = \Delta \delta_1, \dots, \Delta \delta_k, \dots, \Delta \delta_n$ в околі початкових значень $\delta_0 = \delta_1, \dots, \delta_k, \dots, \delta_n$.

Як зазначалося вище (див. п. 6.4), для використання методу Ляпунова та інших алгебраїчних критеріїв стійкості рівняння (6.55) потрібно перетворити до характеристичного. Для цього застосовується перетворення Лапласа, тобто заміна $\frac{d^n}{dt^n} \cong p^n$, де p – оператор інтегрального перетворення

Лапласа-Карсона:

$$\left(\frac{T_{Jk}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{dk}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) \cdot \Delta \delta_k(p) + 2\pi \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} \cdot \Delta \delta_m(p) = 0. \quad (6.56)$$

Задавши в (6.56) $k = 1, 2, \dots, n$, отримаємо систему з n алгебричних рівнянь:

$$\begin{cases} \left(\frac{T_{J1}}{f_0} p^2 + \frac{P_{d1}}{f_0} p + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right) \Delta \delta_1(p) + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2(p) + \dots + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n(p) = 0; \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1(p) + \left(\frac{T_{J2}}{f_0} p^2 + \frac{P_{d2}}{f_0} p + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right) \Delta \delta_2(p) + \dots + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \Delta \delta_n(p) = 0; \\ \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1(p) + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2(p) + \dots + \left(\frac{T_{Jn}}{f_0} p^2 + \frac{P_{dn}}{f_0} p + \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \right) \Delta \delta_n(p) = 0, \end{cases}$$

яку можна записати в матрично-векторній формі:

$$\mathbf{D}(p) \cdot \Delta \delta(p) = 0, \quad (6.57)$$

де $\mathbf{D}(p)$ – квадратна матриця n -го порядку;

$\Delta \delta(p)$ – вектор-стовпець операторних зображень коливань кутів вибігу СМ $\Delta \delta(t)$.

$$\mathbf{D}(p) = \begin{pmatrix} a_{11}(p) & a_{12}(p) & \dots & a_{1n-1}(p) & a_{1n}(p) \\ a_{21}(p) & a_{22}(p) & \dots & a_{2n-1}(p) & a_{2n}(p) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n-1\ 1}(p) & a_{n-1\ 2}(p) & \dots & a_{n-1\ n-1}(p) & a_{n-1\ n}(p) \\ a_{n1}(p) & a_{n2}(p) & \dots & a_{nn-1}(p) & a_{nn}(p) \end{pmatrix}; \quad (6.58)$$

$$\Delta \delta(p) = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1(p) \\ \Delta \delta_2(p) \\ \dots \\ \Delta \delta_{n-1}(p) \\ \Delta \delta_n(p) \end{bmatrix}.$$

Елементами матриці $\mathbf{D}(p)$ є числові значення та операторні поліноми.

На головній діагоналі розміщено поліноми виду:

$$a_{kk} = \frac{T_{Jk}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{dk}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k}. \quad (6.59)$$

Інші елементи – це числові значення похідних синхронної потужності k -ої СМ за кутом вибігу m -ої машини:

$$a_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m}. \quad (6.60)$$

Саме ці складові дають змогу врахувати взаємовплив генераторів ЕЕС під час виникнення збурень у системі.

Розв'язуючи систему рівнянь (6.57), можна отримати операторні зображення координат вектора відхилень кутів вибігу $\Delta \delta(\mathbf{p})$. Використовуючи правило Крамера, вираз для визначення операторного зображення відхилення кута вибігу k -го генератора можна подати у вигляді:

$$\Delta \delta_k(p) = \frac{|\mathbf{D}_k(p)|}{|\mathbf{D}(p)|}, \quad (6.61)$$

де $\mathbf{D}_k(p)$ – матриця коефіцієнтів, в якій k -й стовпець замінено на стовпець вільних членів системи рівнянь.

Враховуючи, що у системі рівнянь (6.57) всі вільні члени дорівнюють нулю, то у виразі (6.61) чисельник буде дорівнювати нулю. З іншого боку в оригіналі всі компоненти вектор-функції $\Delta \delta(\mathbf{t})$ не дорівнюють нулю (хоча й прямують до нуля у випадку стійкості досліджуваної системи) $\Delta \delta_k(t) \neq 0, k=1..n$. З цього випливає, що $\Delta \delta_k(p) \neq 0, k=1..n$.

Таким чином, вираз (6.61) з нульовим чисельником не дорівнює нулю, а це можливо лише коли він являє собою невизначеність виду $0/0$. Виходячи з цього, знаменник співвідношення (6.61) також має дорівнювати нулю:

$$|\mathbf{D}(p)| = 0. \quad (6.62)$$

Вираз (6.62) використовується для формування характеристичного рівняння, яке відповідає системі лінеаризованих диференціальних рівнянь і після перетворень може бути записаний у вигляді поліному

$$a_0 p^m + a_1 p^{m-1} + \dots + a_{m-1} p + a_m = 0. \quad (6.63)$$

Як зазначалося вище (див. п. 6.4), за значеннями коренів p характеристичного рівняння (6.63) можна оцінити, чи є досліджуваний режим ЕЕМ статично стійким (наприклад, за методом Ляпунова), або визначити межі

області стійкості (методом D -розбиття).

Якщо відомі корені p характеристичного рівняння (6.63), то відомо, як змінюється в часі оригінал функції (див. п. 6.4). За аналогією з (6.34) $\Delta\delta_k$ – це сума експонент:

$$\Delta\delta_k(t) = \sum_{l=1}^m C_{kl} \cdot e^{p_{kl}t}. \quad (6.64)$$

За дійсних коефіцієнтів A характеристичного рівняння (6.63), що відповідає практично всім реальним процесам у ЕЕС, його корені p виявляються комплексно-спряженими. За цієї умови $\Delta\delta_k(t)$ не має в своєму складі уявних членів. Як видно з (6.64), коли всі дійсні частини кореня p_{kl} $\alpha_{kl} \leq 0$, то гармонічні коливання з круговою частотою ω_{kl} затухають і режим – статично стійкий. Коли хоча б один корінь p_{kl} має дійсну частину $\alpha_{kl} > 0$, то відповідне відхилення $\Delta\delta_k(t)$ невпинно зростає до безмежності, а режим досліджуваної системи виявляється статично нестійким. Таким чином, ці положення повністю відповідають теоремам Ляпунова (див. п. 6.5).

6.7.4 Приклади застосування алгебраїчних критеріїв для дослідження стійкості ЕЕС

Для зменшення обсягів обчислень з дослідження стійкості складних систем використовується низка методів (критеріїв), які дають змогу, не розв'язуючи характеристичного рівняння (6.63), за коефіцієнтами цього рівняння визначати, чи задовольняють його корені вимоги статичної стійкості (вимоги 1-го методу Ляпунова). Детальніше про критерії Гурвіца, Рауса, Михайлова описано вище (див. п. 6.6).

Формування характеристичного рівняння

Далі наведено їх застосування на прикладі ЕЕС, для якої необхідно дослідити статичну стійкість двох взаємопов'язаних електричних станцій (рис. 6.12).

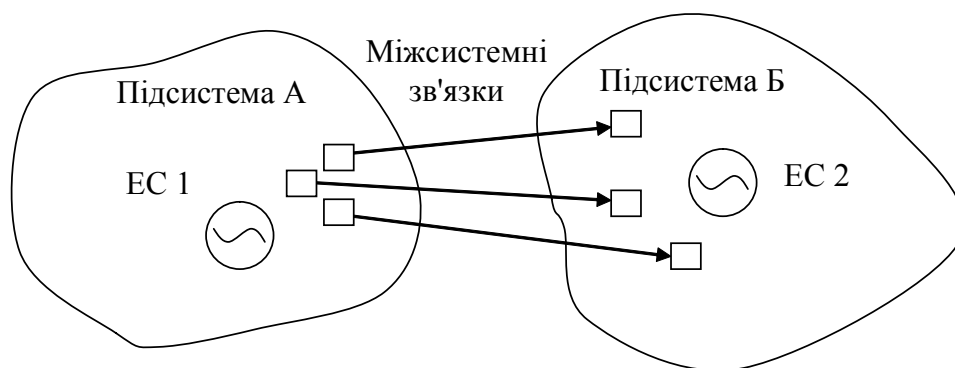


Рисунок 6.12 – Дослідна електроенергетична система

Система диференціальних рівнянь, що описує відносний рух роторів електростанцій ЕС1 та ЕС2 під дією зовнішнього збурення за аналогією з (6.57) може бути подана так:

$$\begin{cases} \left(\frac{T_{J1}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d1}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right) \cdot \Delta \delta_1(p) + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \cdot \Delta \delta_2(p) = 0; \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} \cdot \Delta \delta_1(p) + \left(\frac{T_{J2}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d2}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right) \cdot \Delta \delta_2(p) = 0. \end{cases}$$

Виходячи з цього, значення коефіцієнтів характеристичного визначника $\mathbf{D}(p)$:

$$\begin{aligned} a_{11} &= \left(\frac{T_{J1}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d1}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right); & a_{12} &= \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2}; \\ a_{21} &= \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1}; & a_{22} &= \left(\frac{T_{J2}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d2}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right). \end{aligned}$$

Використовуючи формулювання характеристичного рівняння (6.62) та вираз для обчислення визначника матриці було отримано характеристичне рівняння досліджуваної системи та вирази для визначення його коефіцієнтів:

$$|\mathbf{D}(p)| = a_{11}a_{22} - a_{12}a_{21};$$

$$|\mathbf{D}(p)| = \left(\frac{T_{J1}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d1}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \right) \times \left(\frac{T_{J2}}{f_0} \cdot p^2 + \frac{P_{d2}}{f_0} \cdot p + \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right) - \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1}.$$

Після перетворень характеристичне рівняння системи набуде вигляду:

$$\begin{aligned} & \frac{T_{J1}T_{J2}}{f_0^2} \cdot p^4 + \left(\frac{P_{d1}T_{J2} + P_{d2}T_{J1}}{f_0^2} \right) \cdot p^3 + \left(\frac{T_{J2}}{f_0} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} + \frac{T_{J1}}{f_0} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} + \frac{P_{d1}P_{d2}}{f_0^2} \right) p^2 + \\ & + \left(\frac{P_{d2}}{f_0} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} + \frac{P_{d1}}{f_0} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right) p + \left(\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} - \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} \right) = 0, \end{aligned}$$

звідки вирази для визначення його коефіцієнтів такі:

$$a_0 = \frac{T_{J1} T_{J2}}{f_0^2}; a_1 = \left(\frac{P_{d1} T_{J2} + P_{d2} T_{J1}}{f_0^2} \right); a_2 = \left(\frac{T_{J2}}{f_0} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} + \frac{T_{J1}}{f_0} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} + \frac{P_{d1} P_{d2}}{f_0^2} \right);$$

$$a_3 = \left(\frac{P_{d2}}{f_0} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} + \frac{P_{d1}}{f_0} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \right); a_4 = \left(\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} - \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} \right).$$

Задавшись вихідними даними, що описують еквівалентні параметри електростанцій та параметри поточного режиму ЕЕС, було визначено числові значення коефіцієнтів характеристичного рівняння.

Вихідні дані для оцінювання стійкості системи з двома ЕС:

– моменти інерції та коефіцієнти демпфування:
 $T_{J1} = 1,8 \text{ с}; T_{J2} = 2,2 \text{ с}; P_{d1} = 3,5 \text{ с}; P_{d2} = 6,4 \text{ с};$

– значення кутів вибігу генераторів у початковому режимі:
 $\delta_1 = 20 \text{ ел.град}; \delta_2 = 60 \text{ ел.град};$

– значення амплітуд власних та взаємних синхронних потужностей у відносних одиницях: $P_{m11} = 0,8 \text{ в.о.}; P_{m12} = -0,4 \text{ в.о.};$

$P_{m21} = -0,5 \text{ в.о.}; P_{m22} = 0,9 \text{ в.о.}; P_{\text{баз}} = 100 \text{ МВт};$

– розрахункові значення часткових похідних синхронних потужностей, що розраховані, виходячи з кутових характеристик (див. п. 5.2):

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} = 0,75; \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} = -0,2; \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} = -0,47; \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} = 0,45.$$

Підставивши значення механічних та електричних параметрів, маємо характеристичне рівняння, придатне для дослідження стійкості системи з двома джерелами:

$$\frac{1,8 \cdot 2,2}{50^2} p^4 + \left(\frac{3,5 \cdot 2,2 + 6,4 \cdot 1,8}{50^2} \right) \cdot p^3 + \left(\frac{2,2}{50} 0,75 + \frac{1,8}{50} 0,45 + \frac{3,5 \cdot 6,6}{50^2} \right) p^2 +$$

$$+ \left(\frac{6,4}{50} 0,75 + \frac{3,5}{50} 0,45 \right) p + (0,75 \cdot 0,45 - (-0,2)(-0,47)) = 0 \quad (6.65)$$

або в кінцевій формі:

$$0,002 p^4 + 0,008 \cdot p^3 + 0,058 p^2 + 0,128 p + 0,244 = 0. \quad (6.66)$$

Застосування методу Ляпунова

Математик Ляпунов довів, що будь-яка нелінійна система за малих збурень її параметрів стійка в цілому, якщо стійке її лінійне наближення (див. п. 6.5). З першої теореми виходить, що якщо всі корені p характеристичного рівняння, яке відповідає лінеаризованим диференціальним рівнянням стану ЕЕС, мають від'ємні дійсні частини, то незбурений рух системи асимптотично стійкий за першим наближенням.

Для визначення коренів характеристичного рівняння (6.66) було використано програмний комплекс MathCad 14. Враховуючи, що характеристи-

чне рівняння має четвертий порядок, то воно має 4 комплексно-спряжені корені:

$$p_1 = -0,54 - j4,4; p_2 = -0,54 + j4,4; \\ p_3 = -1,46 - j2,02; p_4 = -1,46 + j2,02.$$

Аналізуючи корені рівняння, можна зробити висновок, що поточний режим досліджуваної ЕЕС є статично стійким, оскільки всі корені характеристичного рівняння мають від'ємні дійсні частини. Цей висновок підтверджується вихідними даними для проведення дослідження: початкові значення кутів вибігу генераторів значно менші за 90 градусів, значення синхронних потужностей менші за граничні, а власні похідні – більші за нуль.

Якщо додатково завантажити електростанцію ЕС2 так, щоб кут вибігу її еквівалентного генератора досяг 90 ел. град., то коефіцієнти характеристичного рівняння зміняться:

$$0,002 p^4 + 0,008 \cdot p^3 + 0,042 p^2 + 0,096 p + 0 = 0,$$

а разом з ними зміняться і корені характеристичного рівняння:

$$p_1 = -2.74; \quad p_4 = 0; \\ p_2 = -0.63 + j4.14; p_3 = -0.63 - j4.14.$$

Оскільки один з коренів дорівнює нулю, то це свідчить про знаходження ЕЕС на межі статичної стійкості. Для отримання остаточного висновку у подібних випадках потрібно використати точнішу модель синхронної потужності, що містить не лише лінійні члени розкладання рівняння $P(\delta)$ в ряд Тейлора (див. п. 5.7).

Якщо додатково завантажити електростанцію ЕС2 так, щоб кут вибігу досяг 95 ел. град., то серед коефіцієнтів характеристичного рівняння з'являться від'ємні:

$$0,002 p^4 + 0,008 \cdot p^3 + 0,04 p^2 + 0,091 p - 0,042 = 0. \quad (6.67)$$

Використовуючи необхідну умову стійкості, можна вже на цьому етапі сказати, що досліджуваний стан системи є статично нестійким. Попередній висновок підтверджується після визначення коренів характеристичного рівняння:

$$p_1 = -0.67 + j4.15; p_2 = -0.67 - j4.15; \\ p_3 = 0.39; p_4 = -3.05.$$

Наявність одного додатного дійсного кореня говорить про аперіодичний характер порушення стійкості, що викликаний перевищенням граничної потужності еквівалентного генератора ЕС2.

Застосування методу Гурвіца

Використання критерію Гурвіца дає змогу зменшити кількість обчислень для дослідження стійкості, оскільки не потребує визначення коренів характеристичного рівняння (6.66). Згідно з критерієм Гурвіца (див. п. 6.6.1) характеристичне рівняння має корені з від'ємними дійсними частинами, якщо дотримано достатню умову: визначник матриці Гурвіца та його діагональні мінори є додатними. Алгоритм формування матриці

Гурвіца описано вище. Для характеристичного рівняння (6.66) означена матриця матиме вигляд:

0,008	0,128	0	0
0,002	0,058	0,244	0
0	0,008	0,128	0
0	0,002	0,058	0,244

Для розрахунку визначників Гурвіца було використано табличний процесор MSExcel. Результати розрахунку подано нижче:

D1=	0,008
D2=	0,000208
D3=	1,1E-05
D4=	2,69E-06

Після перевірки достатньої умови можна перекоонатися, що стан ЕЕС, описаний характеристичним рівнянням, є статично стійким.

Для випадку перевантаженої ЕЕС, що описується характеристичним рівнянням (6.67), матриця Гурвіца має вигляд:

0,008	0,091	0	0
0,002	0,04	-0,042	0
0	0,008	0,091	0
0	0,002	0,04	-0,042

Після розрахунку визначників матриці Гурвіца та мінорів стає очевидним, що описаний стан системи є статично нестійким:

D1=	0,008
D2=	0,000138
D3=	1,52E-05
D4=	-6,4E-07

Однак аналогічний висновок можна було отримати, не розраховуючи визначники. Адже у характеристичному рівнянні (6.67) останній коефіцієнт – від’ємний. А це свідчить про невиконання необхідної умови стійкості (див. п.6.6.1).

Разом з тим додатність коефіцієнтів характеристичного рівняння не гарантує висновку про стійкість її стану. Якщо порушення стійкості викликано не перевантаженням генераторів, а хибним налаштуванням засобів локальної автоматики, наприклад, автоматичних регуляторів збудження, то прямий аналіз коефіцієнтів рівняння не дає правильного висновку. Для прикладу наведено характеристичне рівняння досліджуваної системи, в якій неправильно підібрано коефіцієнт підсилення за відхиленням напруги АРЗ еквівалентного генератора ЕС2:

$$0,002p^4 + 0,008 \cdot p^3 + 0,04p^2 + 0,122p + 0,89 = 0, \quad (6.68)$$

Матриця Гурвіца для цього рівняння має вигляд:

0,008	0,122	0	0
0,002	0,04	0,89	0
0	0,008	0,122	0
0	0,002	0,04	0,89

А визначники Гурвіца:

D1=	0,008
D2=	0,000076
D3=	-4,8E-05
D4=	-4,2E-05

З аналізу їх значень витікає, що описана система є статично нестійкою, незважаючи на додатність коефіцієнтів характеристичного рівняння. Однак вид порушення стійкості відрізняється від описаного вище для системи (6.67). У такому випадку порушення стійкості має коливний характер. Впевнитися в цьому можна, розрахувавши корені характеристичного рівняння (6.68):

$$p_1 = 0.6 - 4.1i; p_2 = 0.6 + 4.1i;$$

$$p_3 = -2.6 - 4.3i; p_4 = -2.6 + 4.3i.$$

Як бачимо, характеристичне рівняння має пару комплексно-спряжених коренів з додатними дійсними частинами p_1, p_2 , що свідчить про розбіжність перехідного процесу для еквівалентного генератора ЕС1 після зовнішнього збурення. Наявність уявної складової коренів говорить про коливний характер порушення стійкості.

Аналогічний висновок можна отримати, проаналізувавши коефіцієнти так званого ряду Гурвіца, який складається таким чином:

$$a_0, D_1, \frac{D_2}{D_1}, \frac{D_3}{D_2}, \dots, \frac{D_{n-1}}{D_{n-2}}, a_n, \quad (6.69)$$

де $D_1 - D_{n-1}$ – визначники відповідних мінорів матриці Гурвіца.

Кількість змін знака у ряду Гурвіца відповідає кількості коренів характеристичного рівняння, що мають додатну дійсну частину, а отже, дає змогу визначити вид порушення стійкості.

Далі наведено визначники Гурвіца та елементи ряду Гурвіца для характеристичних рівнянь (6.67) та (6.68), що описують нестійкий стан ЕЕС:

– для системи, що втратила стійкість через перевищення граничної стійкості генератора ЕС2 (6.67), визначники Гурвіца:

D1=	0,008
D2=	0,000138
D3=	1,52E-05
D4=	-6,4E-07

Значення елементів ряду Гурвіца, визначених за (6.69):

$$0.002, 0.008, \frac{0.000138}{0.008}, \frac{1,5 \cdot 10^{-5}}{0.000138}, -0.042$$

З наведеного видно, що елементи ряду Гурвіца змінюють знак лише один раз, що свідчить про наявність одного кореня з додатною дійсною частиною, а отже, про аперіодичне порушення стійкості;

– для системи, що втратила стійкість через хибне налаштування генератора ЕС1 (6.68), визначники Гурвіца:

D1=	0,008
D2=	0,000076
D3=	-4,8E-05
D4=	-4,2E-05

Значення елементів ряду Гурвіца, визначених за (6.69):

$$0.002, 0.008, \frac{0.000076}{0.008}, \frac{-4,8 \cdot 10^{-5}}{0.000076}, 0.89$$

Оскільки елементи ряду Гурвіца двічі змінюють (з «+» на «-», а далі з «-» на «+»), то це свідчить про наявність двох комплексно-спряжених коренів з додатною дійсною частиною, а отже, про коливне порушення стійкості.

Застосування методу Рауса

На відміну від методу Гурвіца, цей метод не потребує проведення значної кількості розрахунків для оцінювання стійкості поточного стану ЕЕС, що надає йому істотну перевагу для енергосистем зі значною кількістю досліджуваних об'єктів (характеристичними рівняннями високого порядку).

Алгоритм методу описано у п. 6.6.2. Стійкість поточного стану ЕЕС можна оцінити, аналізуючи знаки елементів першого стовпця таблиці Рауса. Якщо алгоритм формування таблиці виконано правильно, то значення цих елементів чисельно дорівнюють значенням елементів ряду Гурвиця.

Далі наведено таблиці Рауса для характеристичних рівнянь (6.67) та (6.68), що описують нестійкий стан ЕЕС:

– для системи, що втратила стійкість через перевищення граничної стійкості генератора ЕС2 (6.67), таблиця Рауса має вигляд:

C1	C2	C3
0,002	0,04	-0,042
0,008	0,091	0
0,01725	-0,042	0
0,110478	0	0
-0,042	0	0

З наведеного видно, що елементи ключового стовпця містять від'ємне значення, що свідчить про порушення стійкості. Рухаючись стовпцем, можна спостерігати одну зміну знака (з «+» на «-»), що свідчить про наявність одного кореня з додатною дійсною частиною, а отже, про аперіодичне порушення стійкості;

– для системи, що втратила стійкість через хибне налаштування генератора ЕС1 (6.68), таблиця Рауса має вигляд:

C1	C2	C3
0,002	0,04	0,89
0,008	0,122	0
0,0095	0,89	0
-0,62747	0	0
0,89	0	0

У ключовому стовпці також міститься один від'ємний елемент, що свідчить про втрату стійкості. Однак елементи стовпця двічі змінюють (з «+» на «-», а далі з «-» на «+»), що свідчить про наявність двох комплексноспряжених коренів з додатною дійсною частиною, а отже, про коливне порушення стійкості.

Застосування критерію Михайлова

Оцінювання стійкості за цим критерієм потребує мінімальної кількості обчислень, а, отже, може застосовуватися для ЕЕС, що описуються характеристичними рівняннями високих порядків.

На відміну від попередніх методів, висновок про стійкість поточного стану ЕЕС робиться на підставі аналізу годографа Михайлова, який будується за певним алгоритмом (див. п. 6.6.3). За вказаним методом система, що описується характеристичним рівнянням, буде стійкою тоді і лише тоді, коли за зростання кутової швидкості $\omega \in (0; +\infty)$ вектор $D(j\omega)$ повернеться на кут $n\pi/2$ радіан, де n – степінь характеристичного рівняння.

Послідовність побудови годографа така.

1. До характеристичного рівняння вводять заміну $p = j\omega$ та розділяють його на дійсну $U(\omega)$ та уявну $V(\omega)$ частини:

$$U(j) = a_n - a_{n-2} \cdot \omega^2 + a_{n-4} \cdot \omega^4 - a_{n-6} \cdot \omega^6 + \dots$$

$$V(\omega) = a_{n-1} \omega - a_{n-3} \cdot \omega^3 + a_{n-5} \cdot \omega^5 - a_{n-7} \cdot \omega^7 + \dots$$

2. Для значення кутової швидкості $\omega = 0$ розраховують значення $U(0)$ та $V(0)$. Якщо $U(0) < 0$, або $V(0) \neq 0$, то система вважається нестійкою.

3. Змінюючи $\omega \in (0; +\infty)$, послідовно визначають $U(\omega)$, $V(\omega)$ і наносять точки на координатну площину U - V . Слідкують, щоб послідовність точок рухалася проти годинникової стрілки, перетинаючи осі U та V по чергово.

4. Розраховують таке значення ω , що подальше збільшення змінної призводить до нескінченного зростання $U(\omega)$, $V(\omega)$.

5. Перевіряють умову стійкості системи за Михайловим.

Для проведення розрахунків з дослідження стійкості ЕЕС за характеристичними рівняннями (6.66)–(6.68) використано табличний процесор MSExcel.

Для рівняння (6.66), що описує стійкий стан ЕЕС, функції $U(\omega)$ та $V(\omega)$ розраховувалися за виразами:

$$U(\omega) = 0.002\omega^4 - 0.058\omega^2 + 0.244; \quad V(\omega) = -0.008\omega^3 + 0.128\omega.$$

Змінюючи значення ω від 0 до 5,6 радіан було отримано годограф (рис. 6.13). Оскільки він починається з дійсної осі у правій півплощині і проходить 4 квадранти ($4 \cdot \pi/2$), то можна стверджувати, що описана система є стійкою.

Для дослідження стійкості стану ЕЕС, що описується характеристичним рівнянням (6.68), функції $U(\omega)$ та $V(\omega)$ розраховувалися за виразами:

$$U(\omega) = 0.002\omega^4 - 0.04\omega^2 + 0.89; \quad V(\omega) = -0.008\omega^3 + 0.122\omega.$$

Змінюючи значення ω від 0 до 4,4 радіан було отримано годограф (рис. 6.14). Він починається з дійсної осі у правій півплощині, але проходить послідовно лише 1 квадрант. Виходячи з цього, можна стверджувати, що описана система є статично нестійкою.

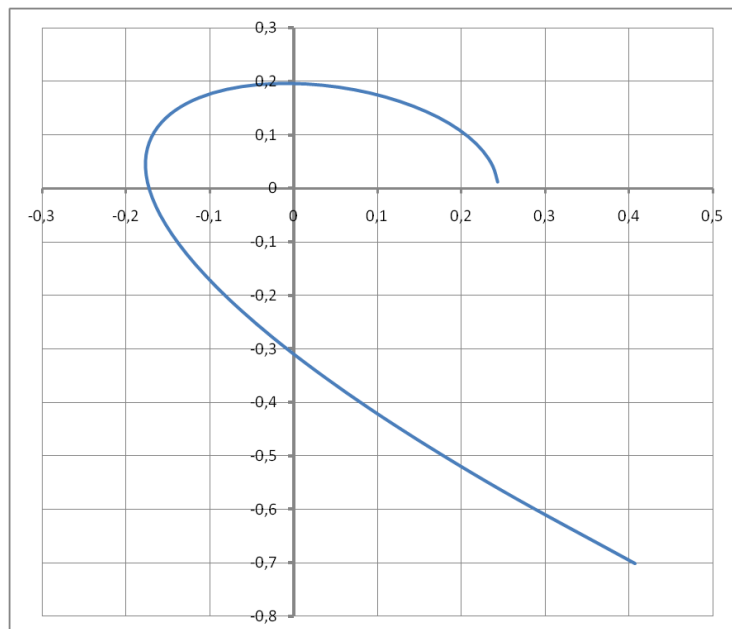


Рисунок 6.13 – Годограф Михайлова для стійкого стану ЕЕС

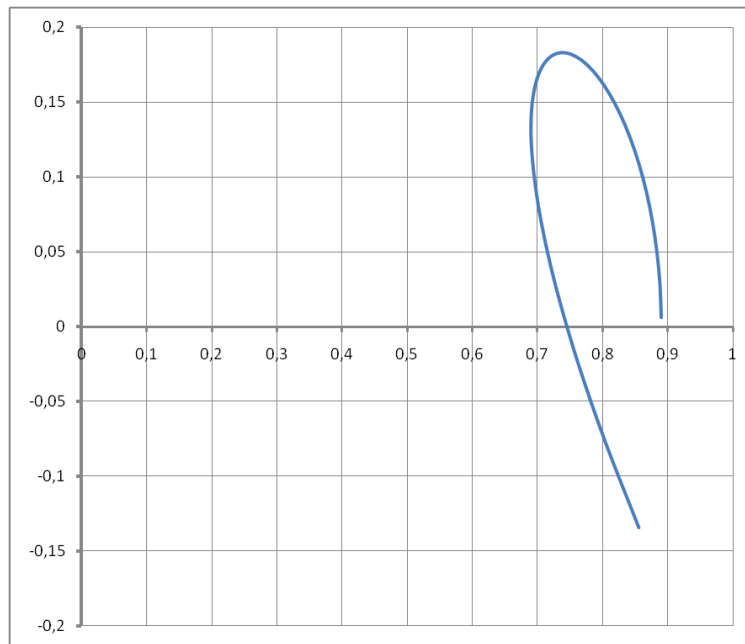


Рисунок 6.14 – Годограф Михайлова для нестійкого стану системи

Для оцінювання виду порушення стійкості, який визначається кількістю коренів характеристичного рівняння з додатними дійсними частинами потрібно визначити різницю між порядком характеристичного рівняння та кількістю квадрантів системи координат UV , яку «пройшов» годограф. Для наведеного прикладу ця різниця дорівнює 2 (адже годограф розміщений у двох квадрантах). Це свідчить про наявність двох комплексно-спряжених коренів з додатними дійсними частинами, а отже – про коливне порушення стійкості ЕЕС.

6.7.5 Виділення областей стійкості. Метод D -розбиття

У технічних задачах часто важливо знати, в яких межах можна змінювати ті або інші параметри системи, не порушуючи її стійкості. Це певним чином характеризує запаси стійкості системи і надійність її роботи, дає поняття про необхідну точність, або «гостроту», налаштування автоматичних регуляторів. Метою дослідження в цьому випадку є відшукування усіх значень досліджуваних параметрів, за яких система залишається статично стійкою. Це особливо важливо для конструювання та налаштування пристроїв автоматичного регулювання, зокрема регуляторів збудження, швидкості тощо.

Для рішення таких задач зручно виділяти області стійкості, як це було запропоновано Ю. І. Неймарком. Розглянемо характеристичне рівняння n -го порядку:

$$D(p) = \sum_{k=0}^n a_k p^{n-k} = 0. \quad (6.70)$$

За деяких фіксованих значень коефіцієнтів a_k кількість m коренів рівняння можуть знаходитися в правій півплощині коренів і $(n-m)$ – в лівій.

За плавної зміни коефіцієнтів a_k корені рівняння через безперервну залежність від коефіцієнтів будуть переміщуватися на площини коренів, утворюючи траєкторії коренів.

Пояснимо це на прикладі рівняння третього порядку:

$$D(p) = a_0 p^3 + a_1 p^2 + a_2 p^1 + a_3 p^0 = 0. \quad (6.71)$$

Нехай зображаюча точка M (рис. 6.15, а) у просторі коефіцієнтів a_1, a_2, a_3 переміщається з точки M_1 в точку M_2 . Відповідно до цього корені характеристичного рівняння переміщуються по траєкторіях коренів від значень p_{iM_1} до значень p_{iM_2} (рис. 6.15, б).

Сукупність коефіцієнтів, за яких хоч би один корінь або пара комплексних коренів знаходяться на уявній осі, визначає собою поверхню N у просторі коефіцієнтів. Якщо траєкторія точки M перетне поверхню N , то траєкторія коренів перетне уявну вісь.

Таким чином, поверхня N ділить простір коефіцієнтів a_k на області $D(m)$ з кількістю m коренів в правій і $(n-m)$ коренів в лівій півплощині коренів. Так, наприклад, в просторі коефіцієнтів характеристичного рівняння третього порядку можливим є існування чотирьох областей: $D(3)$, $D(2)$, $D(1)$ і $D(0)$. Розташування коренів, що відповідає кожній області $D(m)$, показано на рис. 6.15, в).

Таке розбиття простору коефіцієнтів на області, що відповідають різній кількості m коренів в правій півплощині коренів, називається *D-розбиттям*. Границя *D-розбиття* у площині коефіцієнтів характеристичного рівняння є відображенням уявної осі площини коренів цього рівняння.

Зазвичай практичний інтерес мають області *D-розбиття* і виділення областей стійкості в просторі певних параметрів системи, від яких складно залежать коефіцієнти характеристичного рівняння.

В цьому випадку, знаючи зв'язок між досліджуваними параметрами системи і коефіцієнтами характеристичного рівняння, можна знайти межу *D-розбиття* у координатах цих параметрів.

Параметрам, що лежать на межі *D-розбиття*, відповідає характеристичне рівняння, що має хоч би один корінь на уявній осі $j\omega$ площини коренів.

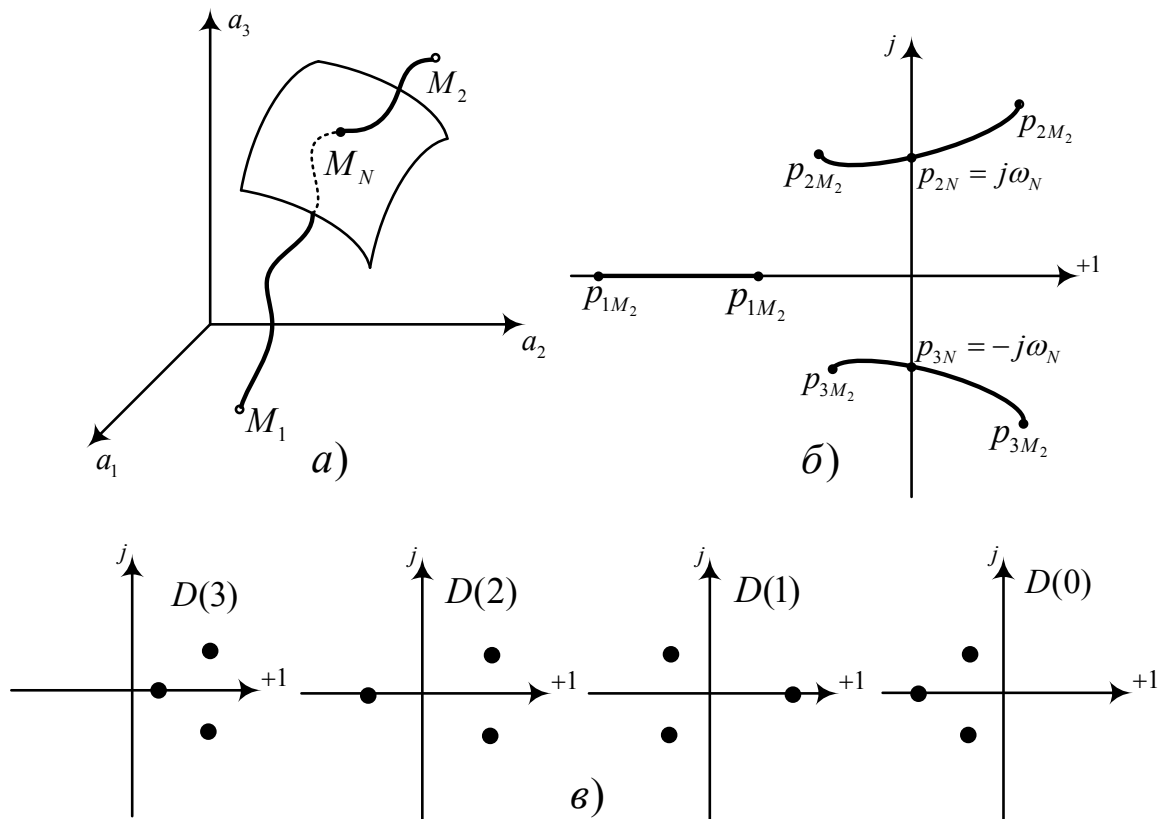


Рисунок 6.15 – D -розбиття площини

Якщо в характеристичному рівнянні замінити p на $j\omega$, то одержимо $D(j\omega) = 0$. Для кожного значення ω можна знайти такі значення виділених параметрів, які перетворюють в нуль ліву частину цього рівняння. Ці значення параметрів утворюють точку, що лежить на межі D -розбиття. Кожній точці межі D -розбиття відповідає певне значення $j\omega_k$, що є коренем відповідного характеристичного рівняння.

Для побудови межі D -розбиття використовується простий алгоритм. Підставивши в характеристичне рівняння $p=j\omega$ та розділивши його на дійсну й уявну частини, запишемо:

$$D(j\omega) = U(\omega) + jV(\omega) = 0, \quad (6.72)$$

звідки виходить два рівняння у дійсній площині:

$$U(\omega) = 0; \quad V(\omega) = 0. \quad (6.73)$$

Якщо задати довільне значення ω_k , то коефіцієнти, що задовольняють одночасно $U(\omega_k) = 0$ і $V(\omega_k) = 0$, визначають точку межі D -розбиття. Послідовно задаючи різні значення ω від $-\infty$ до $+\infty$, можна побудувати усю межу D -розбиття.

Як зазначалося вище, практичний інтерес мають області стійкості системи за певними, визначеними параметрами. Для їх побудови необхідно попередньо подати характеристичне рівняння досліджуваної систему і вигляді:

$$D(p) = D_0(p) + \Pi_1 D_1(p) + \Pi_2 D_2(p) + \dots + \Pi_k D_k(p), \quad (6.74)$$

де $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_k$ – виділені параметри системи (наприклад, налагоджувальні параметри автоматичних регуляторів);

$D_0(p), D_1(p), \dots, D_k(p)$ – фрагменти вихідного характеристичного рівняння, що мають зв'язок з виділеними параметрами.

Необхідно визначити усі значення $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_k$, за яких система стійка, тобто знайти область стійкості в просторі заданих параметрів системи. Залежно від кількості виділених параметрів метод розв'язання цієї задачі називається *методом D-розбиття за трьома* ($k=3$), *двома* ($k=2$) та *одним* ($k=1$) *параметром*.

D-розбиття за двома параметрами. Найбільш поширений випадок – коли два параметри входять до характеристичного рівняння лінійно:

$$D(p) = D_0(p) + \Pi_1 D_1(p) + \Pi_2 D_2(p) = 0. \quad (6.75)$$

Це зумовлено особливістю практичних задач, пов'язаних з визначенням налагоджувальних параметрів автоматичних регуляторів та систем керування. За результатами розв'язання задачі необхідно знайти значення параметрів Π_1 та Π_2 , за яких характеристичне рівняння має пару суто уявних коренів $p_{1,2} = j\omega_i$. Для цього необхідно замінити p на $j\omega$.

$$D(j\omega) = D_0(j\omega) + \Pi_1 D_1(j\omega) + \Pi_2 D_2(j\omega) = 0. \quad (6.76)$$

Тут $D_0(j\omega), D_1(j\omega), D_2(j\omega)$ – комплексні числа.

Рівняння (6.76) розкладається на систему з двох рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \Pi_2 U_2(\omega_i) + \Pi_1 U_1(\omega_i) &= -U_0(\omega_i); \\ \Pi_2 V_2(\omega_i) + \Pi_1 V_1(\omega_i) &= -V_0(\omega_i). \end{aligned} \right\} \quad (6.77)$$

Позначення в системі рівнянь (6.77) такі:

$$U_2(\omega_i) = \operatorname{Re} D_2(j\omega_i); V_2(\omega_i) = \operatorname{Im} D_2(j\omega_i);$$

$$U_1(\omega_i) = \operatorname{Re} D_1(j\omega_i); V_1(\omega_i) = \operatorname{Im} D_1(j\omega_i);$$

$$U_0(\omega_i) = \operatorname{Re} D_0(j\omega_i); V_0(\omega_i) = \operatorname{Im} D_0(j\omega_i).$$

Всі значення у (6.77) – дійсні числа. Розв’язавши систему (6.77) за правилом Крамера маємо:

$$\left. \begin{aligned} \Pi_2 &= \Delta_2 / \Delta; \\ \Pi_1 &= \Delta_1 / \Delta, \end{aligned} \right\} \quad (6.78)$$

$$\text{де } \Delta = \begin{vmatrix} U_2(\omega_i) & U_1(\omega_i) \\ V_2(\omega_i) & V_1(\omega_i) \end{vmatrix}; \Delta_2 = \begin{vmatrix} -U_0(\omega_i) & U_1(\omega_i) \\ -V_0(\omega_i) & V_1(\omega_i) \end{vmatrix}; \Delta_1 = \begin{vmatrix} U_2(\omega_i) & -U_0(\omega_i) \\ V_2(\omega_i) & -V_0(\omega_i) \end{vmatrix}.$$

Можна довести, що головний визначник та визначники Δ_1, Δ_2 є непарними функціями від ω , тобто $\Delta(-\omega) = -\Delta(\omega)$; $\Delta_1(-\omega) = -\Delta_1(\omega)$; $\Delta_2(-\omega) = -\Delta_2(\omega)$. Виходячи з цього, вирази коренів (6.80) як відношення непарних функцій – є парними функціями, тобто $\Pi_2(\omega) = \Pi_2(-\omega)$; $\Pi_1(\omega) = \Pi_1(-\omega)$.

Це дає змогу розглядати зміну ω для пошуку кривої D -розбиття лише на половині області визначення від 0 до $+\infty$, адже інша частина кривої накладається на визначену, адже функціональні залежності коренів $\Pi_1(\omega)$ та $\Pi_2(\omega)$ – парні.

Особливі прямі. Додаткові обмеження області стійкості дають особливі прямі. За зміни ω від 0 до $+\infty$ головний визначник може змінювати знак. Його проходження через нуль може відповідати двом випадкам:

1) за $\Delta=0$ значення Δ_1 та Δ_2 не дорівнюють нулю; тоді $\Pi_2(\omega)$ та $\Pi_1(\omega)$ перетворюються на нескінченність;

2) за $\Delta=0$ значення Δ_1 та Δ_2 не дорівнюють нулю; тоді $\Pi_2(\omega)$ та $\Pi_1(\omega)$ є невизначеними. Якщо визначники дорівнюють нулю, то це означає, що рівняння залежні, тобто коефіцієнти – пропорційні:

$$U_2(\omega_i)/V_2(\omega_i) = U_1(\omega_i)/V_1(\omega_i) = U_0(\omega_i)/V_0(\omega_i),$$

а, отже, замість двох рівнянь можна записати одне:

$$\Pi_2 U_2(\omega_i) + \Pi_1 U_1(\omega_i) = -U_0(\omega_i). \quad (6.79)$$

Вираз (6.79) визначає на площині Π_2, Π_1 для певного значення $\omega = \omega_i$ рівняння лінії, яку називають *особливою прямою*.

Щоб знайти особливі прямі, потрібно знайти значення ω_i , за яких всі три визначники у (6.78) дорівнюють нулю. Зокрема, таким значенням завжди є $\omega_i = 0$.

Штриховка меж області D-розбиття. Крива D -розбиття та особливі прямі розбивають площини Π_2, Π_1 на області з різною кількістю коренів m у правій півплощині. Щоб розмітити різні області $D(m)$ відповідним індексом m , використовують правило штриховки.

Під час обходу у бік збільшення ω (від 0 до $+\infty$) крива D -розбиття штрихується зліва, якщо головний визначник Δ більший за нуль, і справа, якщо головний визначник Δ менший за нуль.

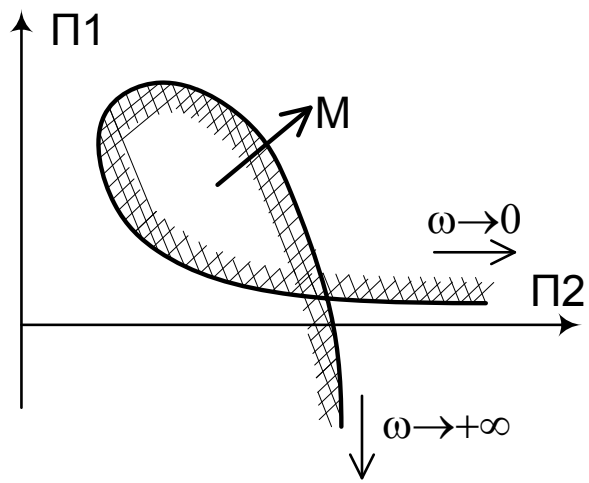


Рисунок 6.15 – D -розбиття площини

Виділення областей стійкості. Перетин границі D -розбиття в точці ω_i за напрямком штриховки відповідає переходу з правої у ліву півплощину двох спряжених коренів $p_i = \pm j\omega_i$ через уявну вісь області комплексної площини коренів. Відповідно, якщо поза межами розташована область $D(m)$, то всередині розташована область $D(m-2)$. Область з найменшою кількістю коренів m є претендентом на область стійкості.

Щоб перевірити чи є вона областю стійкості $D(0)$ потрібно використати критерій Гурвіца, Рауса чи Михайлова для будь-яких значень параметрів, що відповідають цій області. Якщо знайдена область не є областю стійкості, то відповідно за заданих параметрів у системі немає області стійкості, тобто немає таких значень параметрів Π_1 та Π_2 , щоб забезпечили стійку роботу системи.

Якщо знайдена область виявляється областю стійкості $D(0)$, то межа області визначає діапазон зміни параметрів системи, в якому забезпечується її стійкість. Крім того, визначається характер порушення стійкості у випадку виходу параметра за вказані межі. Наприклад, у випадку переходу робочої точки (Π_2, Π_1) за межі області стійкості у точці M з частотою ω_i відбувається періодичне порушення стійкості з означеною частотою, що має характер саморозхитування системи (пара комплексних коренів).

Приклад. Побудувати область стійкості в координатах коефіцієнтів підсилення регулятора збудження СГ за відхиленням напруги K_1 та похідної напруги K_2 . Характеристичне рівняння системи має вигляд:

$$D(p) = p^5 + 9p^4 + 10p^3 + 10p^2(1 + K_2) + 3p(1 + K_1) + 10 = 0.$$

Перетворимо рівняння до канонічного виду:

$$K_2 D_2(p) + K_1 D_1(p) + D_0(p) = 0,$$

$$\text{де } D_2(p) = 10p^2; D_1(p) = 3p; D_0(p) = p^5 + 9p^4 + 10p^3 + 10p^2 + 3p + 10.$$

Підставимо в початкове рівняння $p = j\omega$ та поділимо на складові:

$$U_2(\omega) = -10\omega^2; \quad U_1(\omega) = 0; \quad U_0(\omega) = 9\omega^4 - 10\omega^2 + 10;$$

$$V_2(\omega) = 0; \quad V_1(\omega) = 3\omega; \quad V_0(p) = \omega^5 - 10\omega^3 + 3\omega.$$

Розв'язавши систему рівнянь

$$\left. \begin{aligned} K_2 U_2(\omega) + K_1 U_1(\omega) &= -U_0(\omega); \\ K_2 V_2(\omega) + K_1 V_1(\omega) &= -V_0(\omega) \end{aligned} \right\}$$

знайдемо залежності коренів від кутової швидкості ω :

$$\Delta = \begin{vmatrix} -10\omega^2 & 0 \\ 0 & 3\omega \end{vmatrix} = -30\omega^3;$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} -9\omega^4 + 10\omega^2 - 10 & 0 \\ -\omega^5 + 10\omega^3 - 3\omega & 3\omega \end{vmatrix} = -27\omega^5 + 30\omega^3 - 30\omega;$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} -10\omega^2 & -9\omega^4 + 10\omega^2 - 10 \\ 0 & -\omega^5 + 10\omega^3 - 3\omega \end{vmatrix} = 10\omega^7 - 100\omega^5 + 30\omega^3;$$

$$K_1(\omega) = \Delta_1 / \Delta = \frac{10\omega^7 - 100\omega^5 + 30\omega^3}{-30\omega^3} = -\frac{1}{3}\omega^4 + \frac{10}{3}\omega^2 - 1;$$

$$K_2(\omega) = \Delta_2 / \Delta = \frac{-27\omega^5 + 30\omega^3 - 30\omega}{-30\omega^3} = \frac{9}{10}\omega^2 - 1 + \omega^{-2}.$$

Криву D -розбиття будуюмо методом перебору, змінюючи значення ω від 0 до $+\infty$ та відкладаючи на площині $K_2 K_1$ точки з координатами $(K_2(\omega); K_1(\omega))$. Для побудови було використано табличний процесор MSExcel (рис. 6.16).

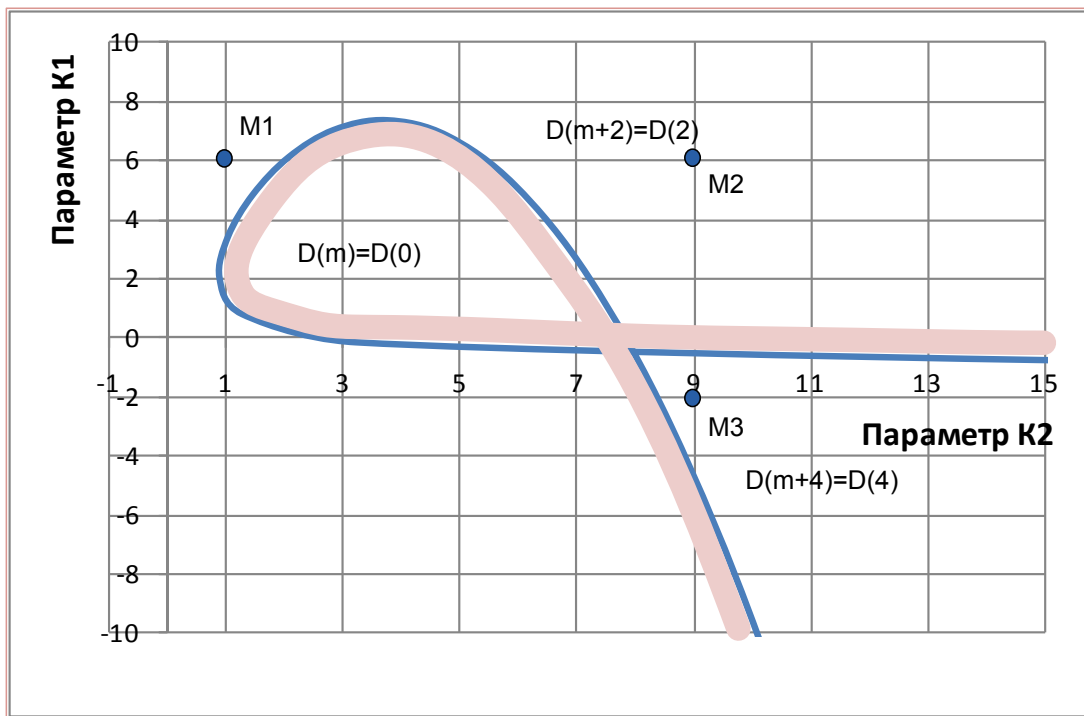


Рисунок 6.16 – Крива D-розбиття за двома параметрами

Для штригування розглянемо значення визначників на інтервалі ω від 0 до $+\infty$. $\Delta = -30\omega^3 \leq 0$, отже крива штригується справа. Площина K_2 K_1 розділилася на три області. Якщо припустити, що всередині замкненої кривої область $D(m)$, то інші області потрібно відмітити як $D(m+2)$ (перехід через одну границю проти штриховки) та $D(m+4)$ (перехід через дві границі проти штриховки). Область всередині кривої з мінімальною кількістю m є претендентом на область стійкості.

Для перевірки претендента та стійкість було використано критерій Рауса. Підставивши у загальне характеристичне рівняння значення параметрів $K_2 = 4$, $K_1 = 2$ з потенційної області стійкості було отримано таке характеристичне рівняння:

$$D(p) = p^5 + 9p^4 + 10p^3 + 10p^2(1+4) + 3p(1+2) + 10 = 0;$$

$$D(p) = p^5 + 9p^4 + 10p^3 + 50p^2 + 9p + 10 = 0.$$

Таблиця Рауса для цього рівняння має вигляд:

C1	C2	C3
1	10	9
9	50	10
4,4	7,9	0,0
34,0	10,0	0,0
6,6	0,0	0,0
10,0	0,0	0,0

З аналізу елементів першого стовпця таблиці Рауса видно, що система є статично стійкою. Таким чином було встановлено, що область $D(0)$ на рис. 6.16 є областю стійкості. А зміна коефіцієнтів підсилення регулятора

збудження K_1 та K_2 у межах області дасть множину стійких режимів синхронного генератора та досліджуваної системи.

Для забезпечення максимального запасу стійкості ЕЕС параметри регулятора збудження (K_1 , K_2) потрібно підбирати так, щоб робоча точка регулятора знаходилася максимально віддалено від межі області стійкості. Тому для цього прикладу оптимальні налаштування регулятора будуть: $K_1=4$, $K_2=4$.

На практиці для побудови областей стійкості методом D-розбиття використовують спеціалізовані програмні засоби, зокрема програмний комплекс «ДАКАР». На рис. 6.17 наведено результати обчислень з оптимізації налагоджувальних параметрів АРЗ.

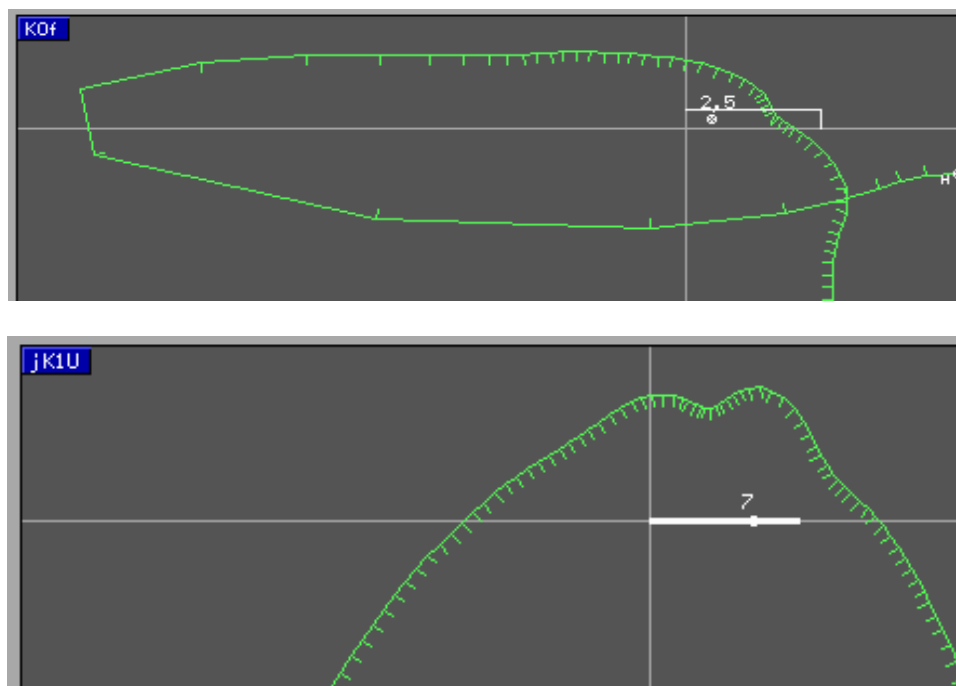


Рисунок 6.17 – Приклади областей стійкості, побудованих за допомогою програмного комплексу «ДАКАР»

Висновки

Прямий метод дослідження статичної стійкості є одним із найпростіших, оскільки не потребує формування та розв'язування характеристичного рівняння системи. За використання адекватної моделі СМ метод забезпечує найточніший результат. Але він не дає змоги визначити запас стійкості системи та області стійкості. Крім того, значна кількість обчислень для розв'язання систем диференціальних рівнянь не дає можливості використовувати його без спеціального програмного забезпечення.

Для дослідження статичної стійкості системи за допомогою методу Ляпунова виникає необхідність формування системи диференціальних рівнянь з наступним перетворенням до характеристичного рівняння. Далі виникають складності під час його розв'язання. Однак це єдиний підхід, який

дає змогу без додаткових математичних перетворень встановити характер зміни параметрів ЕЕС під дією малих збурень.

Методи Гурвіца та Рауса потребують менше обчислювальних ресурсів, порівняно з методом Ляпунова. Виходячи з цього саме ці методи можуть застосовуватися для оцінювання стійкості та виду порушення стійкості складних систем зі значною кількістю досліджуваних генераторів. Для реалізації обчислень можна використовувати загальне програмне забезпечення.

Для графічного дослідження стійкості складних систем використовують метод Михайлова. Він є простішим у реалізації, ніж подані вище методи. Однак кількість обчислень для побудови годографа є наперед невідомою. Разом з тим, застосування спеціальних алгоритмів, які забезпечують визначення лише точок перетину годографа з координатними осями UV, дає змогу суттєво зменшити кількість обчислень та використати цей підхід для рівнянь високих порядків.

Для визначення областей стійкості ЕЕС та оптимізації налагоджувальних параметрів засобів автоматичного керування, зокрема АРЗ, АРШ та інших використовують метод D -розбиття, переважно за двома параметрами. Перевагою застосування алгоритмів визначення областей стійкості є можливість визначати параметри ЕЕС, що забезпечують максимальних запас стійкості для множини режимів системи.

Контрольні запитання

1. Що таке саморозгойдування ротора генератора?
2. Причини виникнення саморозгойдування ротора генератора.
3. Запишіть прямий критерій статичної стійкості.
4. Суть вторинних критеріїв стійкості. Умови стійкості системи.
5. Суть методу малих коливань під час дослідження статичної стійкості системи.
6. В чому полягає лінеаризація нелінійних рівнянь за першим наближенням і в чому мета її застосування?
7. Як знайти корені характеристичного рівняння?
8. Як записуються рівняння руху у разі малих коливаннях одномашинної системи без врахування демпферного моменту?
9. Як записуються рівняння руху при малих коливань одномашинної системи з урахуванням демпферного моменту?
10. Яке розв'язання має диференціальне рівняння малих коливань простої системи?
11. В яких випадках може виникати саморозгойдування ротора генератора?
12. В чому відмінність саморозгойдування від самозбудження?
13. Який зв'язок розташування коренів α і ω на площині з характером перехідного процесу?

14. В чому полягає суть математичних критеріїв стійкості?
15. Назвіть характерні особливості критерію Гурвіца.
16. Назвіть характерні особливості критерію Михайлова.
17. В чому полягає суть прямого методу дослідження статичної стійкості складної системи?
18. Які припущення використовують під час формування розрахункової моделі ЕЕС для прямого дослідження статичної стійкості?
19. Які припущення використовують під час формування розрахункової модулі ЕЕС для дослідження стійкості за алгебраїчними критеріями?
20. В чому полягає суть методу D -розбиття за двома параметрами?
21. Що таке особливі прямі в методі D -розбиття?
22. Яким чином визначають область стійкості ЕЕС за методом і D -розбиття?

7 ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

7.1 Загальні положення і основні припущення під час дослідження динамічної стійкості

Під час аналізування динамічної стійкості виявляють здатність електричної системи (мережі) зберігати синхронний, нормальний режим роботи за сильних і значних його збурень [8, 13].

Будь-яке раптове збурення робочого режиму електричної мережі, яка складається із електричних станцій, ліній електропередачі, трансформаторів і навантажень, викликає кочення роторів синхронних генераторів.

До сильних збурень належать, насамперед, різні види коротких замикань, а також відключення ліній електропередачі, генераторів, трансформаторів та інших елементів електричної мережі. Сильні збурення також можуть бути викликані різкою зміною навантаження, включенням потужних електричних двигунів, втратою збудження будь-якого генератора.

Одним із наслідків таких збурень є відхилення швидкості генераторів від синхронної і кочення роторів синхронних машин. Причина таких кочень полягає в раптовій зміні потужності, що передається в електричну мережу і яка в нормальному режимі роботи урівноважувалась потужністю турбіни. Регулятори первинних двигунів (турбін) мають значну інерцію і реагують на раптову зміну потужності (частоту обертання) з деяким запізненням. Внаслідок цього рівновага між цими потужностями порушується і на валу машини виникає надлишковий момент, який призводить до зміни швидкості і відносного переміщення ротора.

Якщо таке переміщення ротора носить коливальний затухаючий характер близько якогось нового усталеного значення режиму, то в такому випадку вважається, що динамічна стійкість збережена. Якщо хоча б у одного генератора ротор починає провертатися відносно поля статора, то це призводить до втрати динамічної стійкості.

Характер електромеханічного перехідного процесу, що виникає за порушення балансу між потужністю турбіни і потужністю, яка передається в систему, можна дослідити внаслідок розв'язання рівняння руху ротора генератора. У випадку простої електричної мережі рівняння руху можна записати у вигляді [8, 14]:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{max} \sin \delta, \quad (7.1)$$

де T_j – механічна постійна інерції генератора і турбіни;

P_0 – потужність турбіни;

P_{max} – максимальне значення потужності аварійного режиму.

Розв'язком рівняння (7.1) є залежність $\delta = f(t)$, яка характеризує зміну кута δ в часі і дозволяє зробити висновок про збереження синхронної роботи і динамічної стійкості.

В процесі дослідження динамічної стійкості аналіз перехідних процесів проводять спрощено з урахуванням таких припущень.

1. Нехтують впливом аперіодичної складової струму статора і періодичної складової струму ротора. Це дозволяє користуватися схемою заміщення, складеною для усталеного режиму, і розглядати несиметричні короткі замикання як симетричні, віддалені на величину додаткового опору (правило еквівалентності прямої послідовності).

2. За сильних збурень і кочень генератора швидкість ротора ω постійно змінюється. Однак, ці зміни відносно невеликі порівняно з синхронною кутовою швидкістю ω_0 , а тому з достатнім ступенем точності значення ω можна вважати постійним та таким, що дорівнює ω_0 . Похибка такого припущення становить 1 – 1,5%, що дозволяє в розрахункових формулах користуватися не величиною надлишкового моменту ΔM , а значенням надлишкової потужності ΔP .

$$\Delta M_* = \frac{\Delta P_*}{\Delta \omega_*} = \frac{\Delta P_*}{\omega_{0*} + \Delta \omega_*} \approx \frac{\Delta P_*}{\omega_{0*}} = \Delta P_*,$$

де $\Delta \omega_*$ – надлишкова швидкість ротора генератора;

ω_{0*} – синхронна швидкість, яка в системі відносних одиниць дорівнює $\omega_{0*} = 1$.

3. Вважають, що зміну руху ротора генератора викликають тільки моменти, створені струмами прямої послідовності і нехтують моментами від струмів зворотної послідовності.

4. В практичних розрахунках динамічної стійкості вважають, що величина ЕРС – E'_q , яка пропорційна результуючому потокозчепленню генератора, залишається незмінною протягом перехідного процесу. Відповідно до цього характеристика потужності $P = f(\delta)$ може бути визначена через ЕРС – E'_q і опір генератора x'_d . У випадку простої електричної мережі з ТГ і ГТ можна скористатися формулами (4.26) і (4.29)

$$P_{E'q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x'_d}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta;$$

$$P_{E'q} = \frac{E'_q U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \frac{x_q - x'_d}{x_{d\Sigma} \cdot x'_{d\Sigma}} \sin 2\delta.$$

Як правило, нехтують також складовою, яка містить $\sin 2\delta$, і додатково беруть, що $E'_q = E'$; тоді вираз для активної потужності електропередачі з ТГ і ГГ запишеться як:

$$P_{E'} = \frac{E'U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta, \quad (7.2)$$

де E' – перехідна або результуюча ЕРС генератора, яка знаходиться за виразом (4.5).

7.2 Застосування графічного методу для аналізу динамічної стійкості простої електричної мережі (метод площин)

Встановити характер зміни руху ротора генератора можна без розв'язання диференціального рівняння (7.1) і знаходження залежності $\delta = f(t)$.

Існує більш простий і наочний графічний спосіб, який оснований на енергетичних співвідношеннях за зміни швидкості ротора генератора і називається способом площин [8].

Основні положення способу площин проілюстровано на прикладі простої електропередачі, в якій генератор G працює через дволанцюгову лінію на шини системи нескінченної потужності (рис. 7.1).

В наведеній електропередачі відбулося раптове відключення лінії Л-2, яке призвело до зміни характеристики потужності $P = f(\delta)$ нормального режиму 1 на характеристику 2 (рис. 7.2). Така зміна характеристики призвела до появи небалансу потужності ΔP і відносного переміщення ротора генератора від кута δ_0 до δ_1 . Як видно на рисунку 7.2, величина ΔP не залишається постійною, а залежить від положення ротора, тобто від значення кута δ .

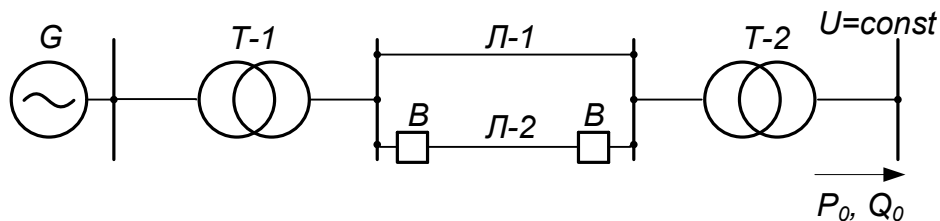


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Із курсу теоретичної механіки відомо, що під час переміщення ротора від кута δ_0 до δ_1 буде виконуватися робота, яка визначається як приріст кінетичної енергії

$$A = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \Delta P d\delta = \frac{T_j \Delta \omega_1^2}{2} - \frac{T_j \Delta \omega_0^2}{2} = \frac{T_j \Delta \omega_1^2}{2}, \quad (7.3)$$

де ω_0, ω_1 – відповідно надлишкові швидкості ротора генератора за значень кута $\delta = \delta_0$ і $\delta = \delta_1$.

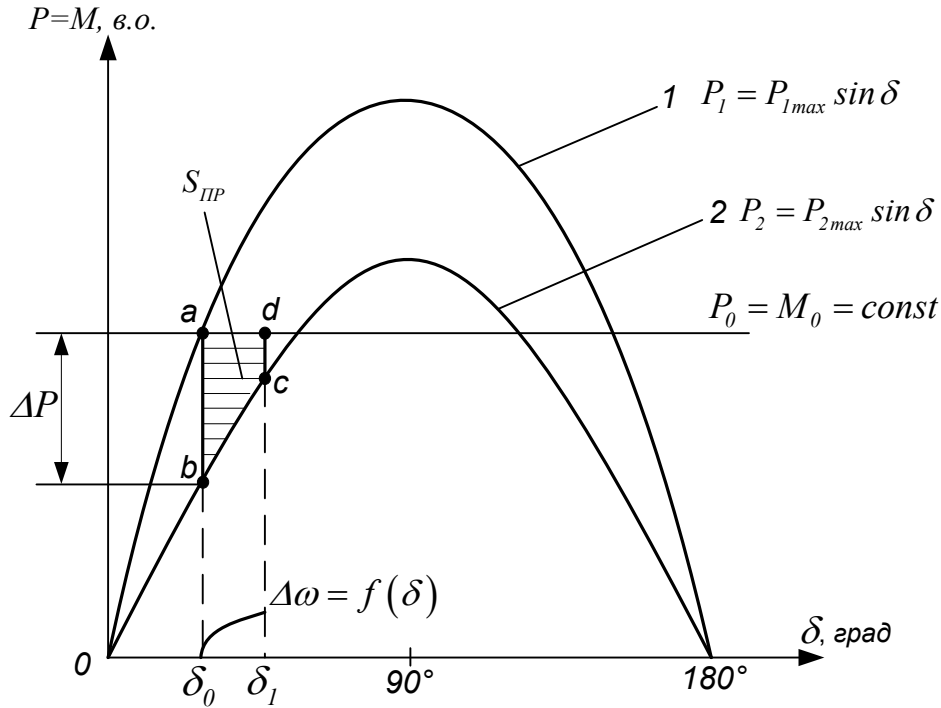


Рисунок 7.2 – До аналізу динамічної стійкості простої електричної мережі

Таким чином, величина кінетичної енергії під час переміщення ротора від кута δ_0 до δ_1 дорівнює:

$$\begin{aligned} \frac{T_j \Delta \omega_1^2}{2} &= \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_0 - P_{2max} \sin \delta) d\delta = \\ &= P_0 (\delta_1 - \delta_0) + P_{2max} (\cos \delta_1 - \cos \delta_0) = S_{abcd} = S_{IPP}. \end{aligned} \quad (7.4)$$

Переміщення ротора від кута δ_0 до кута δ_1 відбувається за рахунок надлишкової потужності $\Delta P = P_0 - P_{2max} \sin \delta$ з деяким прискоренням $\alpha = \frac{\Delta P}{T_j}$ і швидкістю, графік якої $\Delta \omega = f(\delta)$ показано на рисунку 7.2. Відповідно площа S_{abcd} називається площиною прискорення (S_{IPP}), а її ве-

личина пропорційна еквіваленту кінетичної енергії, яку накопичив ротор генератора в процесі переміщення від кута δ_0 до кута δ_1 .

Із рівняння (7.4) можна визначити надлишкову швидкість ротора генератора за кута $\delta = \delta_1$

$$\Delta\omega_1 = \sqrt{\frac{2}{T_j} \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_0 - P_{2max} \sin\delta) d\delta}. \quad (7.5)$$

Аналогічно можна вирахувати надлишкову швидкість ротора у випадку будь-якого довільного значення кута δ

$$\Delta\omega = \sqrt{\frac{2}{T_j} \int_{\delta_0}^{\delta_1} \Delta P d\delta}. \quad (7.6)$$

На рисунку 7.3 показано кутові і енергетичні характеристики, які характеризують перехідний процес електропередачі внаслідок відключення лінії Л-2.

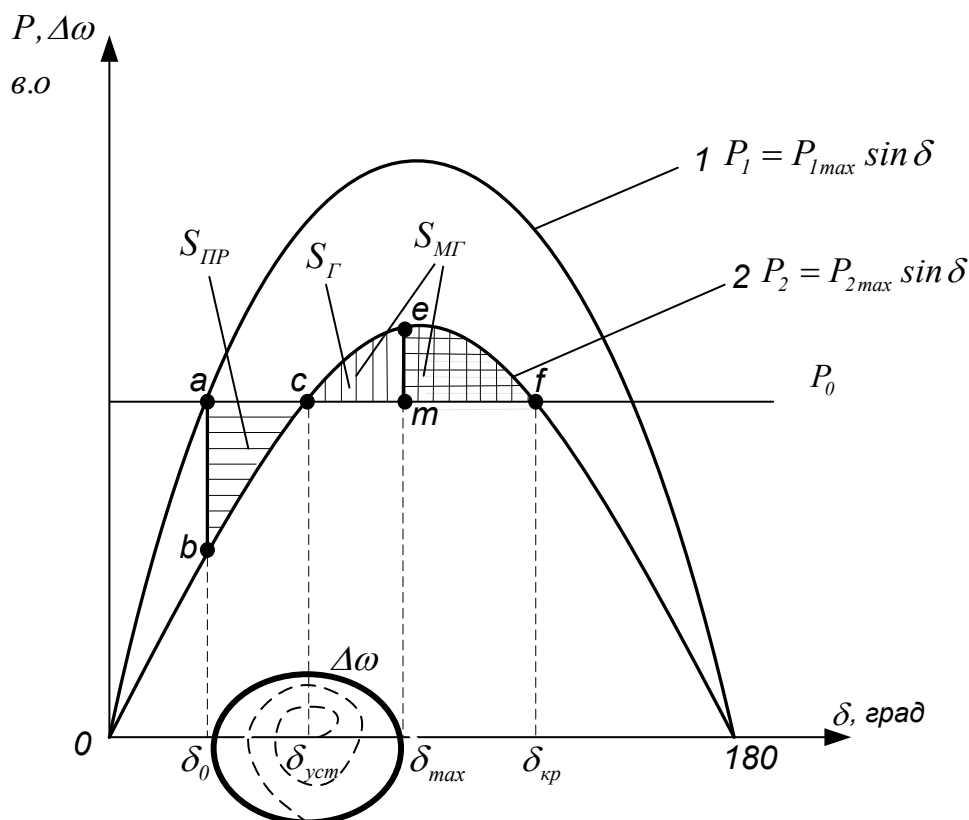


Рисунок 7.3 – Кутові характеристики та площини прискорення S_{IPP} , гальмування $S_{Г}$ і можливого гальмування $S_{MГ}$

В цьому випадку площина прискорення S_{PP} визначається на інтервалі переміщення ротора від кута δ_0 до кута $\delta_{уст}$ і дорівнює:

$$S_{PP} = S_{abc} = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст}} (P_0 - P_{2max} \sin \delta) d\delta. \quad (7.7)$$

За значення кута $\delta = \delta_{уст}$ механічна потужність турбіни P_0 і електрична потужність $P_{2max} \sin \delta_{уст}$ виявляються такими, що дорівнюють одна одній, але перехідний процес не закінчується, тому що ротор генератора за інерцією проходить точку c . Під час переміщення від точки c до точки e електрична потужність генератора стає більшою від потужності турбіни і починає пригальмовувати ротор генератора. За такої умови кінетична енергія прискорення S_{PP} , яка була накопичена, починає витрачатися і переходить в потенціальну. В точці e ця енергія виявляється повністю вичерпаною, а надлишкова швидкість ротора $\Delta\omega$ зменшується до нуля.

Відповідно площина $S_{семс}$ називається площиною гальмування S_{Γ} і визначається як:

$$S_{семс} = S_{\Gamma} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_{max}} (P_{2max} \sin \delta - P_0) d\delta, \quad (7.8)$$

де δ_{max} – кут максимального відхилення (вибігу) ротора генератора.

Однак рух ротора в точці e не може припинитися, тому що потенціальна енергія досягла свого максимуму, а на ротор діє від'ємна за величиною надлишкова потужність. Під дією цієї потужності ротор генератора починає рухатися у зворотному напрямку, повертаючись до точки c .

Якщо знехтувати втратами, які мають місце в такій системі, то ротор генератора буде здійснювати коливальний рух з постійною амплітудою, а характеристика його швидкості $\Delta\omega = f(\delta)$ має вигляд замкнутої кривої (див. рис. 7.3). Насправді ж, з урахуванням втрат, які залежать від швидкості, коливання ротора з кожним циклом будуть зменшуватися за амплітудою, а характеристика швидкості буде мати вигляд спіралі, яку показано пунктирною лінією. Коливання кута $\delta = f(t)$ також буде поступово затухати, а сам кут прямуватиме до сталого значення $\delta_{уст}$.

Таким чином в ідеальній (консервативній) системі правило площин може бути записано як:

$$S_{PP} = S_{\Gamma} \text{ або } \int_{\delta_0}^{\delta_{max}} \Delta P d\delta = 0. \quad (7.9)$$

На рисунку 7.3 видно, що величина максимально можливої площини гальмування обмежується кутом $\delta_{кр}$, який в цьому прикладі може бути знайдений як:

$$\delta_{кр} = 180 - \delta_{уст} = 180 - \arcsin \frac{P_0}{P_{2max}}. \quad (7.10)$$

Якщо внаслідок сильного збурення кут δ перевищить значення кута $\delta_{кр}$, то на валу турбіна-генератор виникне надлишковий прискорювальний момент $P_0 \geq P_2$ і генератор втратить динамічну стійкість та випаде із синхронізму.

Площина $S_{сefmc}$ називається площиною можливого гальмування S_{MG}

$$S_{сefmc} = S_{MG} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_{кр}} (P_{2max} \sin \delta - P_0) d\delta. \quad (7.11)$$

Коефіцієнт запасу динамічної стійкості визначається із виразу:

$$k_3 = \frac{S_{MG}}{S_{IP}}. \quad (7.12)$$

7.3 Схеми заміщення і характеристики потужності під час короткого замикання

До найбільш сильних збурень, які можуть викликати значні хитання роторів генераторів, належать різні види коротких замикань.

Для визначення характеристики активної потужності у разі короткого замикання використовують схему заміщення для струмів прямої послідовності, в якій в точку короткого замикання підключається трифазний симетричний шунтувальний опір $x_{\delta\delta}^{(n)}$, що складається із відповідного з'єднання опорів зворотної і нульової послідовностей (табл. 7.1) [14].

Таблиця 7.1 – Шунтувальний опір за різних коротких замикань

Вид короткого замикання	Розрахункова формула $x_{\delta\delta}^{(n)}$
Трифазне	0
Двофазне	$jx_{\Sigma II}$
Однофазне	$j(x_{\Sigma II} + x_{\Sigma 0})$
Двофазне на землю	$j \frac{x_{\Sigma II} \cdot x_{\Sigma 0}}{x_{\Sigma II} + x_{\Sigma 0}}$

На рисунку 7.4 наведено принципову схему електропередачі, в якій виникло коротке замикання (а) і схеми заміщення для нормального режиму (б) та режиму короткого замикання (в).

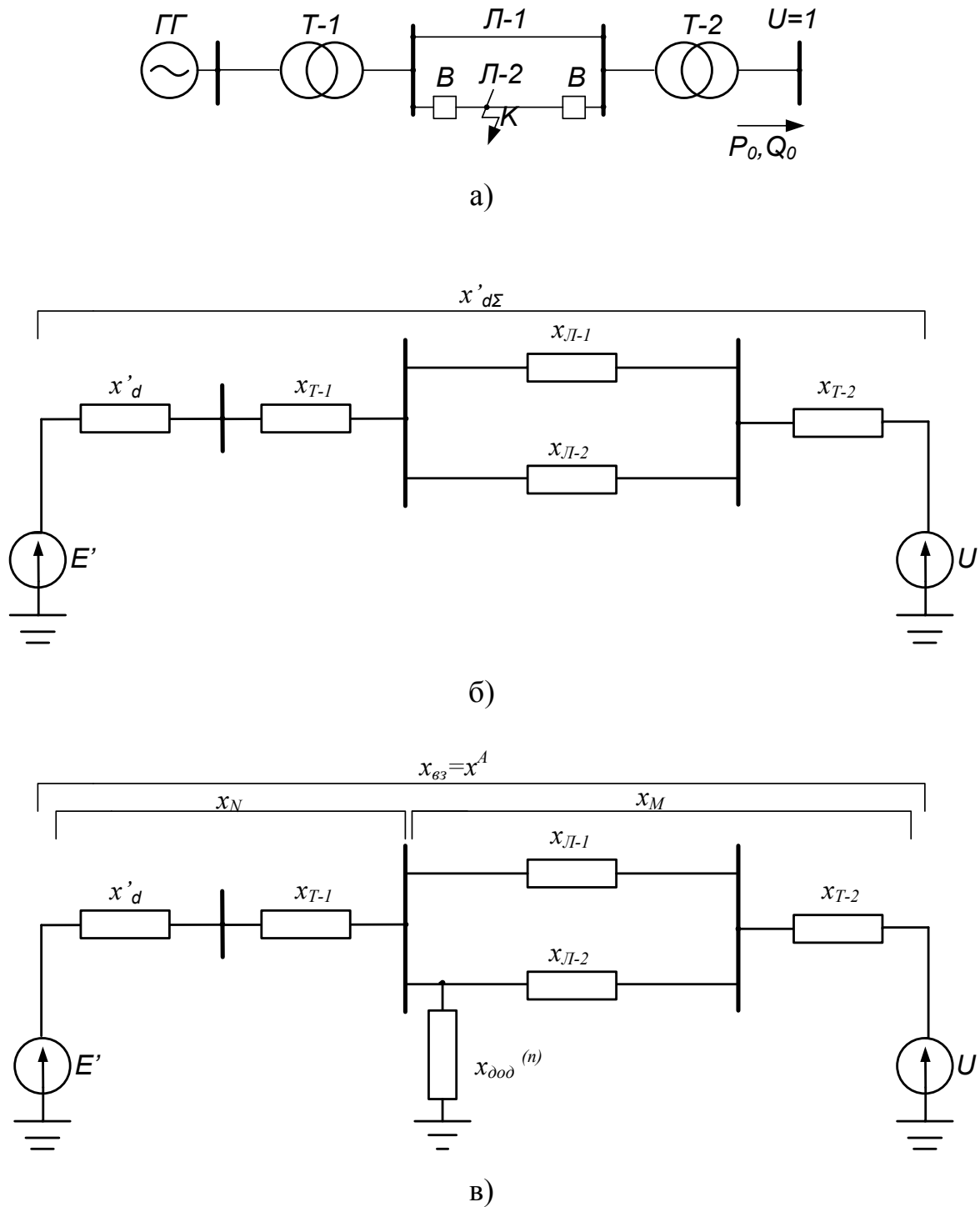


Рисунок 7.4 – Принципова схема електропередачі (а) і схеми заміщення для нормального режиму (б) і короткого замикання (в)

Характеристика потужності $P^A = f(\delta)$ при короткому замиканні знаходиться за формулою (7.2), в якій замість результуючого опору мережі $x'_{d\Sigma}$ (рис. 7.4, б) використовують взаємний опір схеми заміщення $x_{\epsilon 3}$ при короткому замиканні (аварійному режимі – x^A) показаний на рисунку 7.4, в.

$$P^A = \frac{E'U}{x^A} \sin \delta. \quad (7.13)$$

Величина взаємного опору в аварійному режимі $x_{\epsilon 3} = x^A$ може бути знайдена за допомогою таких простих перетворень схеми заміщення у разі короткого замикання.

Схема заміщення в аварійному режимі (рис. 7.4, в) є схемою трипроменевої зірки із вітками x_N , x_M та $x_{\text{дод}}^{(n)}$. Як відомо, зірка може бути перетворена на еквівалентний трикутник (рис. 7.5), сторони якого визначаються за такими виразами:

$$\left. \begin{aligned} x_{B3} = x^A &= x_N + x_M + \frac{x_N x_M}{x_{\text{дод}}^{(n)}}; \\ x_{E'} &= x_N + x_{\text{дод}}^{(n)} + \frac{x_N x_{\text{дод}}^{(n)}}{x_M}; \\ x_U &= x_M + x_{\text{дод}}^{(n)} + \frac{x_M x_{\text{дод}}^{(n)}}{x_N}; \end{aligned} \right\} \quad (7.14)$$

Індуктивні опори $x_{E'}$ і x_U , підключені безпосередньо до ЕРС і напруги системи, не впливають на величину активної потужності генератора в аварійному режимі і можуть не враховуватися [1].

Весь потік активної потужності генератора направляється через опір x^A , який безпосередньо з'єднує ЕРС генератора з напругою приймальної системи і за таких умов може виступати як еквівалентний індуктивний опір електропередачі в аварійному режимі.

Залежність $P^A = f(\delta)$ має синусоїдальний характер, але оскільки $x'_{d\Sigma} < x^A$, то амплітуда її значно менша, ніж у випадку нормальному режимі роботи.

Порівнюючи різні види коротких замикань, можна зробити висновок, що найбільш важким із них є трифазне, тому що за короткого замикання на початку або в кінці лінії Л-2 опір $x_{\epsilon 3} = x^A \approx \infty$ (рис. 7.4). В цьому випадку

характеристика аварійного режиму $P^A \approx 0$, а площа прискорення $S_{\text{ПР}} = \int_{\delta} P_0 d\delta$ досягає максимального значення.

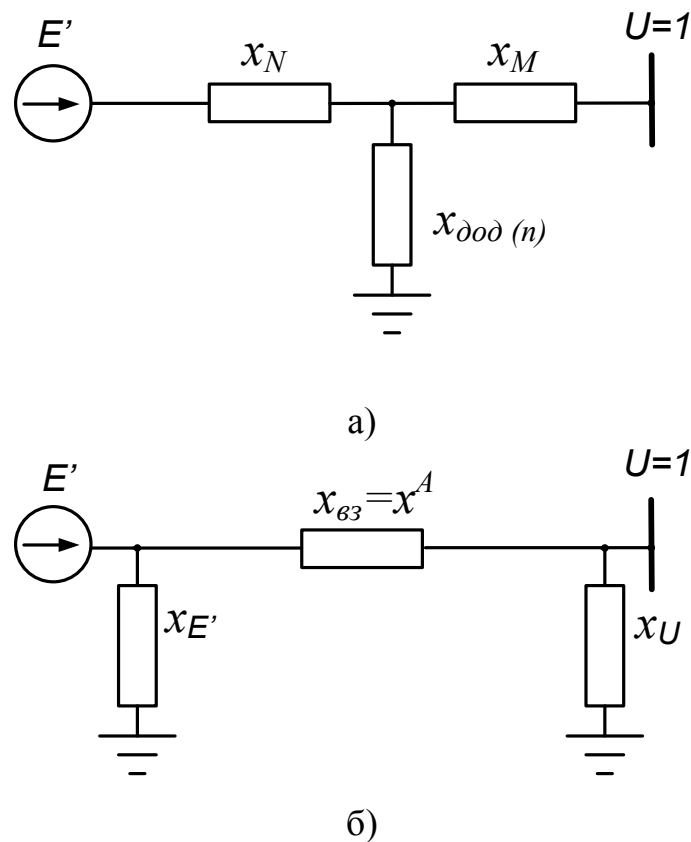


Рисунок 7.5 – Схема заміщення електропередачі у випадку короткого замикання (а) і її перетворення (б)

Аналізуючи величину взаємного опору x_{63} , залежно від виду короткого замикання, можна записати таке співвідношення між площинами прискорення

$$S_{\text{ПР}}^{(3)} > S_{\text{ПР}}^{(1.1)} > S_{\text{ПР}}^{(2)} > S_{\text{ПР}}^{(1)}. \quad (7.15)$$

Вплив короткого замикання на динамічну стійкість електропередачі залежить не тільки від його виду, але і від розташування точки короткого замикання в розрахунковій схемі. Залежно від місця, де виникло коротке замикання, змінюються результуючі опори зворотної і нульової послідовностей, які також впливають на величину опору еквівалентного шунта і на опір аварійного режиму x^A .

7.4 Застосування правила площин для визначення граничного кута відключення короткого замикання

Основні положення правила площин можуть бути застосовані для вирішення цілого ряду реальних практичних задач, які виникають в електричних мережах в процесі експлуатації. Однією із таких задач є визначення граничного кута відключення несиметричного короткого замикання $\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}$, яке виникло на лінії Л-2 в електричній мережі, поданій на рисунку 7.6.

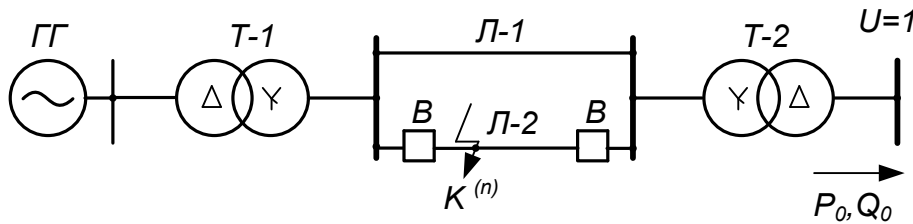


Рисунок 7.6 – Схема електричної мережі для визначення граничного кута відключення короткого замикання

Відповідно до умови задачі, на рисунку 7.7 наведено три характеристики режимів:

- 1) нормальний режим – $P^{\text{норм}} = \frac{E'U}{X^{\text{норм}}} \sin\delta = P_{\text{max}}^{\text{норм}} \sin\delta$;
- 2) аварійний режим – $P^A = \frac{E'U}{X^A} \sin\delta = P_{\text{max}}^A \sin\delta$;
- 3) післяаварійний режим – $P^{\text{ПА}} = \frac{E'U}{X^{\text{ПА}}} \sin\delta = P_{\text{max}}^{\text{ПА}} \sin\delta$.

Граничне значення кута $\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}$, за якого потрібно відключити коротке замикання, щоб збереглася стійка робота електропередачі, визначається умовою однаковості площин прискорення $S_{\text{ПР}}$ і можливого гальмування $S_{\text{МГ}}$.

$$S_{\text{ПР}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}} (P_0 - P_{\text{max}}^A \sin\delta) d\delta = P_0(\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}} - \delta_0) + P_{\text{max}}^A (\cos\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}} - \cos\delta_0);$$

$$S_{\text{МГ}} = \int_{\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_{\text{max}}^{\text{ПА}} \sin\delta - P_0) d\delta = -P_0(\delta_{\text{кр}} - \delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}) - P_{\text{max}}^{\text{ПА}} (\cos\delta_{\text{кр}} - \cos\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}}),$$

де $\delta_{\text{кр}} = 180 - \delta_1 = 180 - \arcsin \frac{P_0}{P_{\text{max}}^{\text{ПА}}}$ – критичний кут електропередачі за динамічною стійкістю.

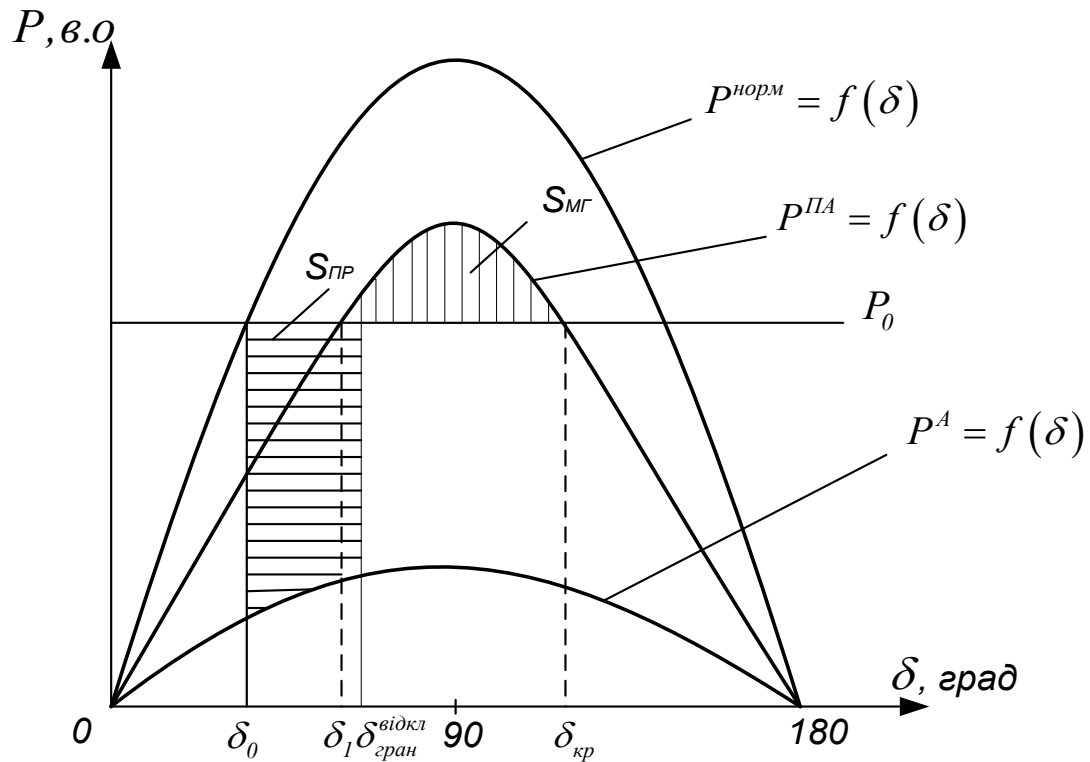


Рисунок 7.7 – Характеристики режимів електропередачі і площини прискорення $S_{ПР}$ та можливого гальмування $S_{МП}$

Якщо прирівняти праві частини наведених рівнянь і провести деякі перетворення, то отримаємо:

$$\cos \delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}} = \frac{P_0(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + P_{\text{max}}^{\text{ПА}} \cos \delta_{\text{кр}} - P_{\text{max}}^A \cos \delta_0}{P_{\text{max}}^{\text{ПА}} - P_{\text{max}}^A}, \quad (7.16)$$

де $\frac{\pi}{180}$ – коефіцієнт пропорційності для перерахунку кутів $\delta_{\text{кр}}$ і δ_0 , визначених в електричних градусах, в радіани.

У випадку трифазного короткого замикання на початку або в кінці лінії Л-2, а також у разі повного розриву електричної мережі $P_{\text{max}}^A = 0$, формулу (7.16) запишемо так:

$$\cos \delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}} = \frac{P_0(\delta_{\text{кр}} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + P_{\text{max}}^{\text{ПА}} \cos \delta_{\text{кр}}}{P_{\text{max}}^{\text{ПА}}}. \quad (7.17)$$

7.5 Застосування правила площин для визначення ефективності автоматичного повторного включення (АПВ) ліній електропередач

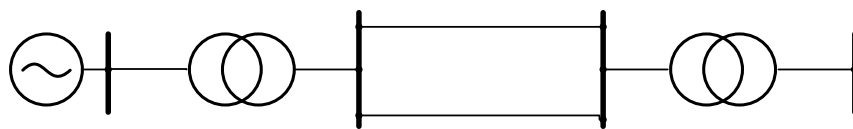
Значна частина несиметричних коротких замикань, особливо однофазних, які виникають на лініях електропередачі, можуть самоліквідуватися, якщо пошкоджену ділянку на деякий час відключити від джерела живлення.

Такі короткі замикання здебільшого пов'язані з появою дуги на ізоляторах однієї із фаз високовольтної лінії. У разі відключення цієї фази електрична дуга може погаснути і фаза, де була аварія, може бути заново включена в нормальну роботу. В цьому випадку, за спрацювання АПВ, може продовжуватися нормальний режим роботи, а таке АПВ називається успішним. АПВ вважається неуспішним, якщо повторне включення здійснюється на коротке замикання, яке не ліквідувалося за час відключення пошкодженої ділянки мережі.

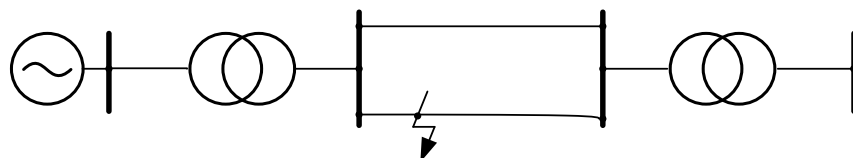
Разом з тим, застосування АПВ обмежується можливою втратою динамічної стійкості електропередачі. В такому випадку спрацювання АПВ вважається неефективним і може призвести до появи нестійкості в роботі електричної мережі. З урахуванням цих обставин, важливою практичною задачею під час дослідження ефективності АПВ є знаходження граничного кута і граничного часу повторного включення в роботу пошкодженої лінії електропередачі.

Для з'ясування основних положень правила площин під час дослідження ефективності застосування АПВ на рисунку 7.8 показано принципові схеми, які характеризують режими роботи заданої електропередачі [8].

1. Нормальний режим – $P^{норм} = f(\delta)$



2. Аварійний режим – $P^{КЗ} = f(\delta)$



3. Режим відключення Л-2 – $P^{відкл} = f(\delta)$

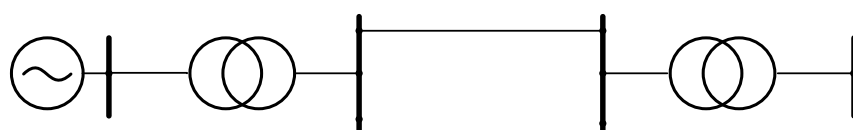
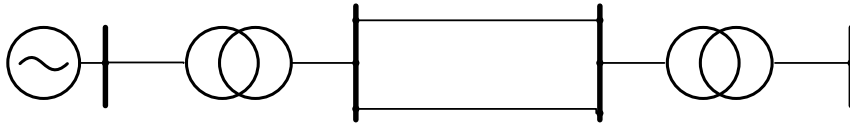


Рисунок 7.8 – Назви і принципові схеми режимів

4. Режим спрацювання АПВ

4.1 Режим успішного АПВ $P^{АПВ} = P^{норм} = f(\delta)$



4.2 Режим неуспішного АПВ $P^{НАПВ} = P^{КЗ} = f(\delta)$

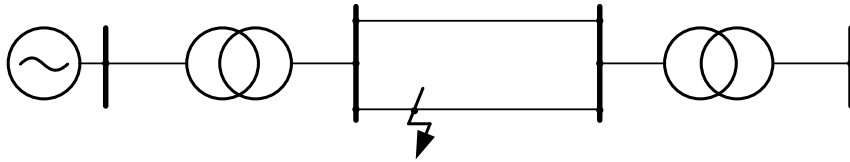


Рисунок 7.8, аркуш 2

На рисунку 7.9 наведено характеристики потужностей, які відповідають режимам роботи електропередачі з системою АПВ (рис. 7.8).

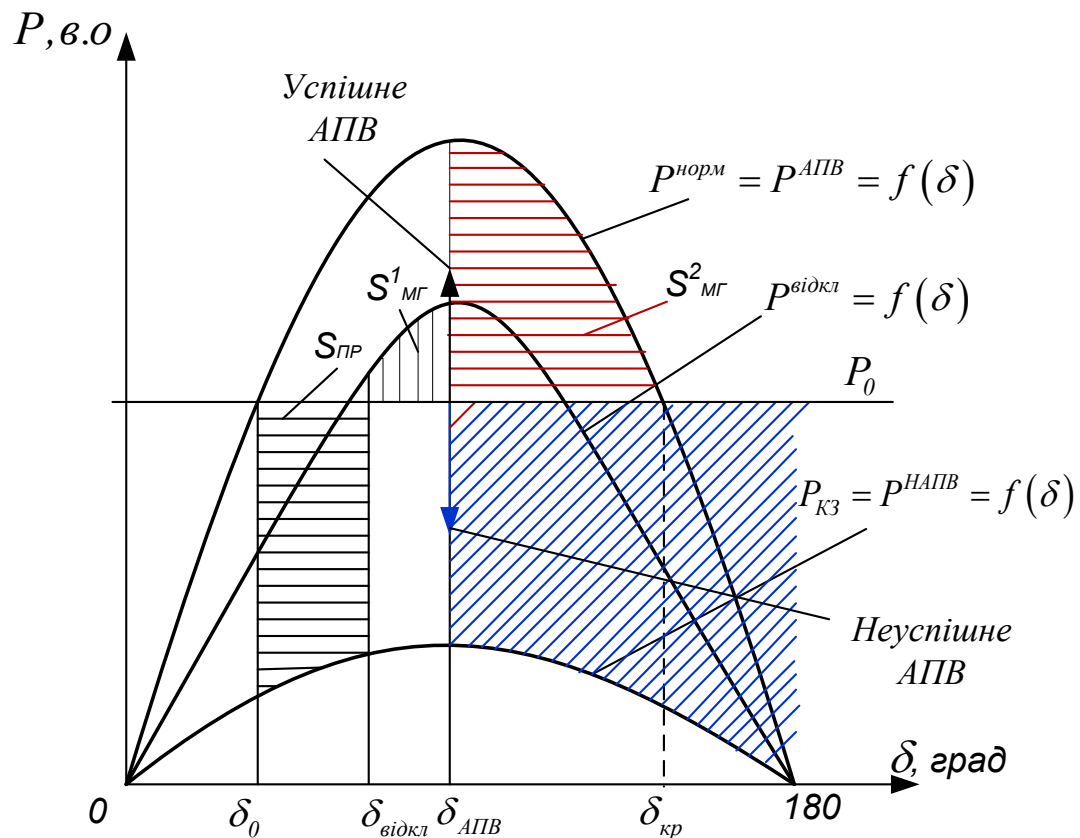


Рисунок 7.9 – Характеристики потужностей, площини прискорення і можливого гальмування

7.6 Аналіз динамічної стійкості електричної мережі за трифазного короткого замикання

Застосування правила площин дозволяє визначити граничні значення кутів δ , за яких потрібно відповідним чином змінювати попередній режим роботи (відключати коротке замикання чи здійснювати режим АПВ та ін.).

Але для практичних цілей знати величину граничного кута недостатньо, тому що в процесі розрахунків уставок релейного захисту чи відповідних часових уставок в елементах системної автоматики необхідно знати не кут, а відрізок часу, протягом якого ротор генератора встигає досягти значення цього кута, тобто гранично допустимий час. Величина проміжків часу або саме значення часу може бути визначено шляхом розв'язання диференціального рівняння руху ротора генератора (7.1) і встановлення залежності $\delta = f(t)$.

Найбільш поширений метод наближеного розв'язання рівняння руху ротора називається *методом послідовних інтервалів*, але у випадку трифазного короткого замикання, яке виникає на початку або в кінці ліній електропередач (див. рис. 7.6), виникає можливість точного встановлення характеру залежності $\delta = f(t)$.

Це пов'язано з тією обставиною, що в цьому випадку ротор генератора здійснює свій рух під дією механічного моменту турбіни P_0 , а диференціальне рівняння руху записується таким чином ($P^A = 0$, рис. 7.10):

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0. \quad (7.18)$$

Рівняння (7.18) лінійне, що дозволяє досить просто отримати його розв'язання. Якщо останнє рівняння переписати таким чином

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{P_0}{T_j} = \alpha \quad (7.19)$$

і взяти інтеграл від лівої та правої частини, то отримаємо:

$$\Delta\omega = \alpha t = \frac{P_0}{T_j} t. \quad (7.20)$$

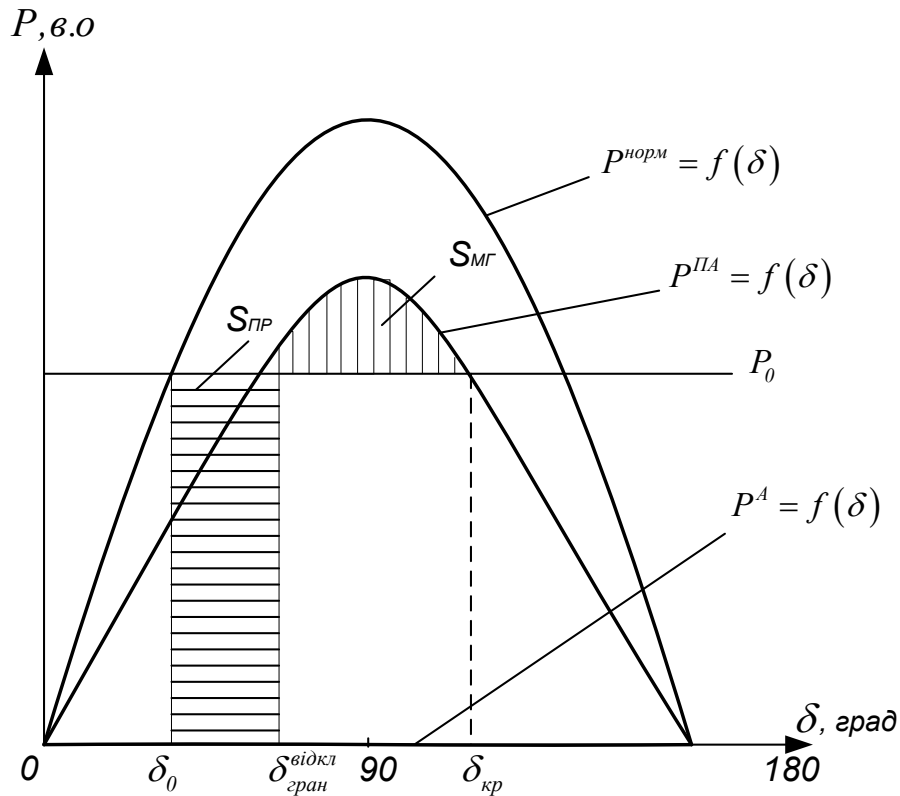


Рисунок 7.10 – Режим трифазного короткого замикання на початку або в кінці лінії електропередачі

Якщо рівняння (7.20) проінтегрувати ще раз, то отримаємо залежність $\delta = f(t)$ у вигляді:

$$\delta = \frac{\alpha t^2}{2} + \delta_0 = \frac{P_0}{T_j} \frac{t^2}{2} + \delta_0. \quad (7.21)$$

Таким чином, зміна швидкості в часі відбувається за лінійною характеристикою, а зростання кута δ – за квадратичною параболою за постійної величини кутового прискорення (рис. 7.11).

Із рівняння (7.21) можна визначити час, який відповідає будь-якому значенню кута δ

$$t = \sqrt{\frac{2T_j(\delta - \delta_0)}{P_0}}. \quad (7.22)$$

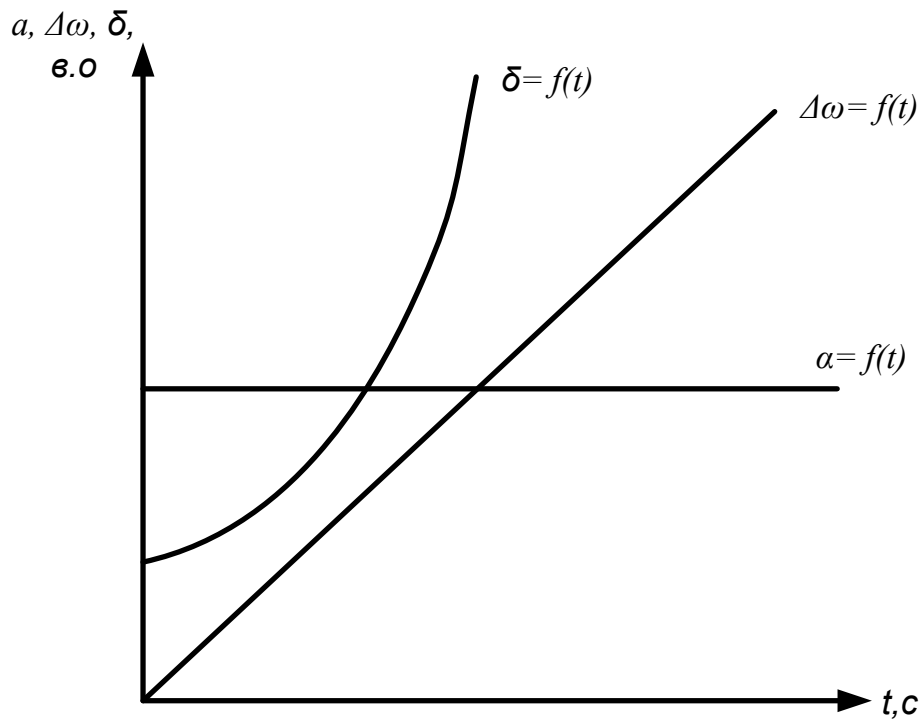


Рисунок 7.11 – Залежності α , $\Delta\omega$, $\delta = f(t)$

Якщо відоме значення граничного кута відключення трифазного короткого замикання (7.17), то відповідно до (7.22) граничний час відключення можна знайти за виразом:

$$t_{\text{гран}}^{\text{відкл}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_{\text{гран}}^{\text{відкл}} - \delta_0)}{P_0}}. \quad (7.23)$$

Якщо трифазне коротке замикання відбувається посередині лінії Л-2 (рис. 7.6), то умови знаходження взаємного опору $x_{\text{вз}}$ змінюються і цей опір буде мати якесь кінцеве конкретне значення ($x_{\text{вз}} \neq \infty$). Його величину можна визначити за формулою (7.14), попередньо провівши перерахунки опорів x_N та x_M з урахуванням зміни в опорах ліній Л-1 та Л-2 (рис. 7.12).

Якщо перетворити трикутник із опорів лінії $x_{Л-1}$, $0,5x_{Л-2}$, $0,5x_{Л-2}$ на еквівалентну зірку з опорами x_1 , x_2 , x_3 , то отримаємо схему зв'язку генератора з приймальною системою, подібну до схеми у разі несиметричного короткого замикання (рис. 7.5, а).

В цьому випадку характер динамічного переходу буде таким самим, як динамічний перехід за несиметричного короткого замикання.

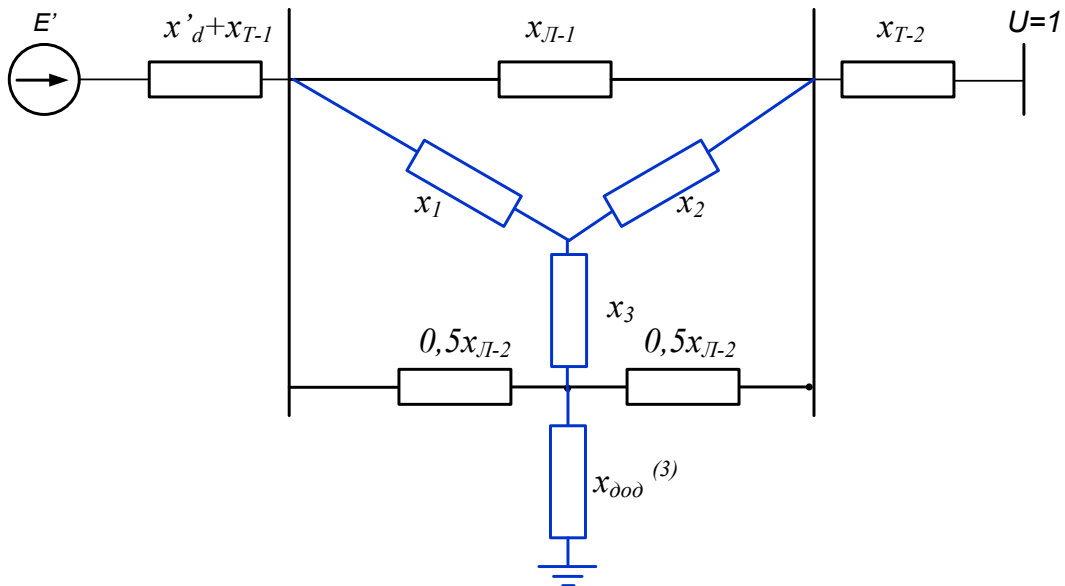


Рисунок 7.12 – Схема заміщення і її перетворення у випадку трифазного короткого замикання посередині лінії Л-2

7.7 Розв'язання рівняння руху ротора генератора методом послідовних інтервалів

Метод послідовних інтервалів – це спосіб числового розв'язання нелінійного диференціального рівняння (7.24), яке описує перехідний електромеханічний процес, є найбільш загальним методом практичного аналізу динамічної стійкості [15].

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{max} \sin \delta. \quad (7.24)$$

Розв'язання диференціального рівняння (7.24) у вигляді $\delta = f(t)$ дає змогу встановити характер зміни кута δ в часі і зробити висновок про втрату чи збереження динамічної стійкості [15].

Рівняння (7.24) можна записати таким чином:

$$\alpha = \frac{\Delta P}{T_j}, \quad (7.25)$$

де $\alpha = \frac{d^2 \delta}{dt^2}$ – кутове прискорення;

$\Delta P = P_0 - P_{max} \sin \delta$ – різниця між потужністю турбіни і активною потужністю, що передається в систему.

Суть методу послідовних інтервалів полягає в тому, що весь перехідний процес хитання ротора генератора розбивають на низку рівних інтер-

валів Δt і послідовно для кожного із них вираховують наближене значення приросту кута $\Delta\delta$.

Основні фізичні закономірності і підходи в розрахунках перехідного процесу методом послідовних інтервалів показано на рисунку 7.13, де умовно розглядається два режими роботи: нормальний та аварійний.

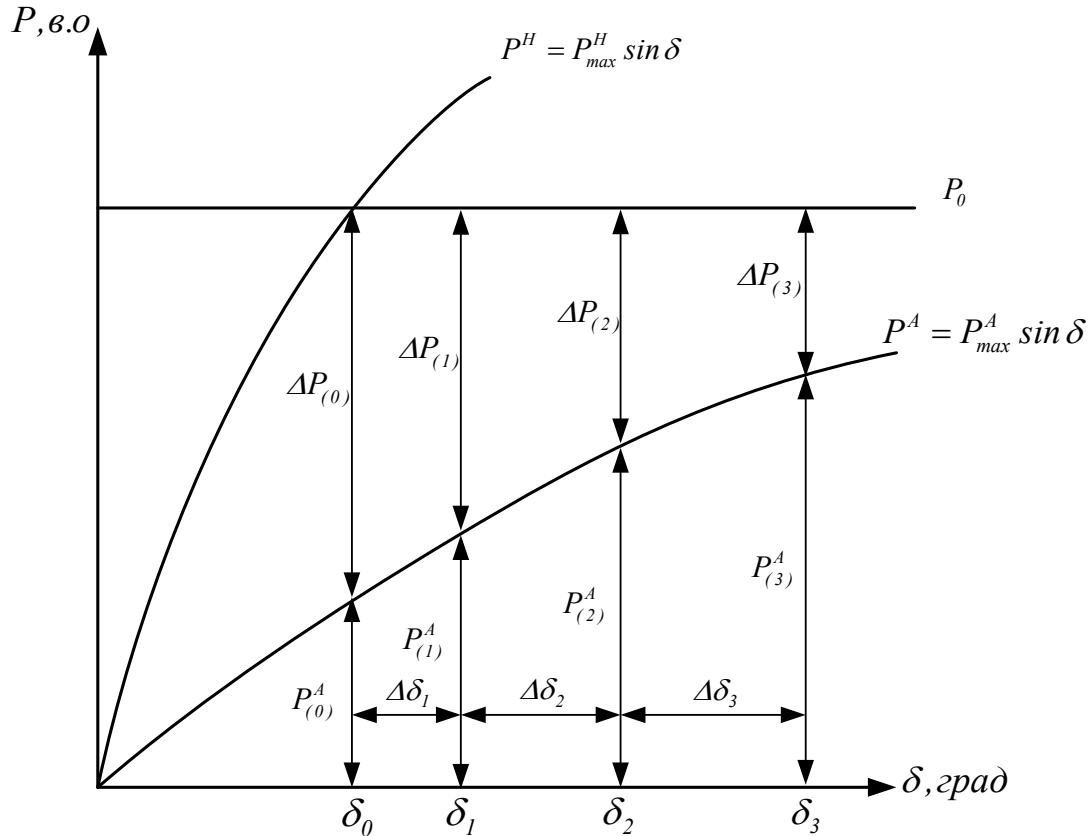


Рисунок 7.13 – Фрагмент характеристик нормального $P^H = f(\delta)$ та аварійного $P^A = f(\delta)$ режимів

В перший момент аварійного режиму потужність генератора зменшується до $P_{(0)}^A = P_{max}^A \sin \delta_0$ і водночас виникає деякий надлишок потужності $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}^A$. Якщо інтервал часу Δt достатньо невеликий, то можна припустити, що протягом цього інтервалу надлишок потужності $\Delta P_{(0)}$ залишається незмінним. Тоді, за формулою рівноприскореного руху, неважко вирахувати приріст кута $\Delta\delta_1$ за перший інтервал часу:

$$\Delta\delta_1 = \frac{\alpha_{(0)}\Delta t^2}{2} = \frac{\Delta P_{(0)}\Delta t^2}{2T_j}, \quad (7.26)$$

де $\alpha_{(0)} = \frac{\Delta P_0}{T_j} = \text{const}$ – кутове прискорення ротора протягом першого інтервалу часу.

В практичних розрахунках механічну сталу інерції T_j та інтервал часу Δt підставляють у секундах, надлишок потужності $\Delta P_{(0)}$ – у відносних одиницях, а приріст кута δ_1 отримують в електричних градусах. З урахуванням цього, рівняння (7.26) можна переписати таким чином:

$$\Delta \delta_1 = k \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2}, \quad (7.27)$$

де $k = \frac{360 f \Delta t^2}{T_j}$ – коефіцієнт пропорційності.

Знаючи приріст кута за перший інтервал $\Delta \delta_1$, можна визначити значення кута в кінці цього інтервалу або на початку другого інтервалу часу

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta \delta_1. \quad (7.28)$$

Для нового значення кута δ_1 можливо визначити надлишок потужності $\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{max}^A \sin \delta_1$. Ця величина надлишкової потужності викликає відповідне кутове прискорення $\alpha_{(1)} = \frac{\Delta P_{(1)}}{T_j}$. Враховуючи, що на початку другого інтервалу часу ротор генератора уже має якусь початкову швидкість, то з урахуванням цієї обставини приріст кута протягом другого інтервалу часу становить:

$$\Delta \delta_2 = \Delta \delta_1 + k \cdot \Delta P_{(1)}. \quad (7.29)$$

Аналогічно проводяться розрахунки приросту кута на третьому і на n -му інтервалі часу

$$\Delta \delta_3 = \Delta \delta_2 + k \cdot \Delta P_{(2)}, \quad (7.30)$$

$$\Delta \delta_n = \Delta \delta_{(n-1)} + k \cdot \Delta P_{(n-1)}. \quad (7.31)$$

Якщо на i -му інтервалі часу відбуватиметься зміна режиму з переходом із однієї кутової характеристики потужності на іншу, то надлишок потужності вираховують як середнє значення, а приріст кута на цьому інтервалі знаходять таким чином:

$$\Delta\delta_i = \Delta\delta_{(i-1)} + k \cdot \frac{\Delta P'_{(i-1)} + \Delta P''_{(i-1)}}{2}, \quad (7.32)$$

де $\Delta P'_{(i-1)}$; $\Delta P''_{(i-1)}$ – прирости потужностей кожної характеристики на i -му інтервалі, відповідно.

Розрахунки методом послідовних інтервалів проводять до того часу, поки кут δ не почне зменшуватися, що означає збереження динамічної стійкості.

У випадку постійного і необмеженого зростання кута δ генератор випадає із синхронізму (втрата динамічної стійкості).

Метод послідовних інтервалів можна застосовувати разом із правилом площин. Якщо за допомогою правила площин було визначено граничний кут відключення короткого замикання $\delta_{гран}^{відкл}$ (7.16, 7.17), то методом послідовних інтервалів вираховують час, за який ротор генератора досягне цього кута.

7.8 Приклад розрахунку перехідного процесу, викликаного відключенням лінії електропередачі

Для простої електричної мережі необхідно за допомогою методу послідовних інтервалів розрахувати динамічний перехідний процес $\delta = f(t)$, викликаний відключенням лінії Л-2 (рис. 7.14). Із графіка залежності $\delta = f(t)$, визначити наближено частоту і період власних коливань ротора генератора.

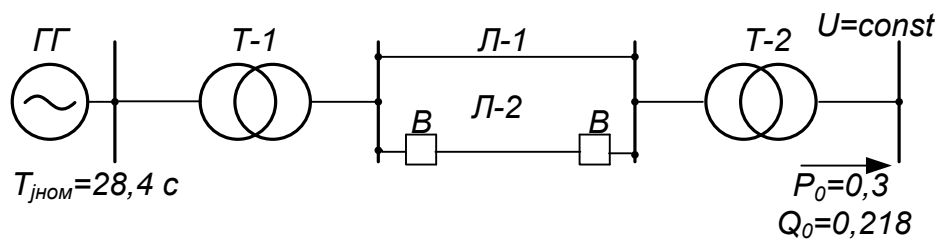


Рисунок 7.14 – Розрахункова схема електричної мережі

Електрична мережа складається із гідрогенератора (ГГ), який працюючи на шини незмінної напруги U , передає активну потужність P_0 , що становить $\alpha=60\%$ від його номінальної потужності і реактивну потужність Q_0 , за $\cos\varphi_0 = 0,8$. Параметри елементів електричної мережі наведено нижче.

Генератор (ГГ): $P_{ном} = 50$ МВт; $\cos\varphi_n = 0,8$; $U_{ном} = 10,5$ кВ; $x_d'' = 0,18$; $x_d' = 0,3$; $x_d = 0,85$; $x_q = 0,55$. Стала інерції генератора становить $T_{жном} = 28,4$ с.

Трансформатор (Т-1): $S_{ном} = 63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{вн} = 115 \text{ кВ}$; $U_k = 10\%$.

Трансформатор (Т-2): $S_{ном} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{нн} = 115 \text{ кВ}$; $U_{вн} = 230 \text{ кВ}$; $U_k = 15\%$.

Лінії електропередач (Л-1, Л-2): $U_{ном} = 115 \text{ кВ}$; $l = 50 \text{ км}$; $x_{нит_1} = 0,4 \text{ Ом/км}$; $x_{нит_0} = 0,8 \text{ Ом/км}$.

Активна і реактивна потужності (P_0, Q_0), які передаються в систему, становлять:

$$P_0 = \frac{\alpha\%}{100} P_{ном} = 0,6 \cdot 50 = 30 \text{ МВт}; Q_0 = P_0 \cdot \operatorname{tg}\varphi_0 = 30 \cdot 0,726 = 21,78 \text{ Мвар}.$$

Розв'язування

Розрахунки проводяться у системі відносних базисних одиниць за наближеним зведенням, за таких базових умов:

$$S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\bar{\sigma}} = 230 \text{ кВ}.$$

Опори елементів, ЕРС, напруги і значення потужностей в схемі заміщення на рисунку 7.15 визначаємо за такими виразами:

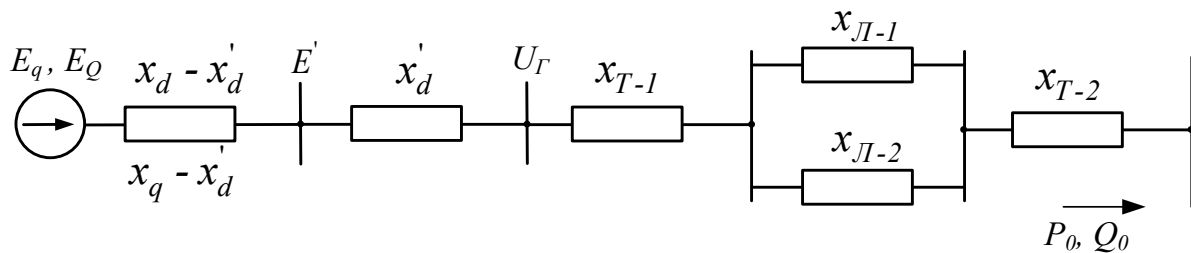


Рисунок 7.15 – Загальна схема заміщення простої електричної мережі

$$x_{d*}(\bar{\sigma}) = x_d \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = 0,85 \frac{100}{50/0,8} = 1,36;$$

$$x'_{d*}(\bar{\sigma}) = x'_d \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = 0,3 \frac{100}{50/0,8} = 0,48;$$

$$x_{q*}(\bar{\sigma}) = x_q \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = 0,55 \frac{100}{50/0,8} = 0,88;$$

$$x_{T-1*}(\bar{\sigma}) = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{10}{100} \frac{100}{63} = 0,159;$$

$$x_{T-2*}(\bar{\sigma}) = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{15}{100} \frac{100}{80} = 0,187;$$

$$x_{Л-1*}(\bar{\sigma}) = x_{Л-2*}(\bar{\sigma}) = x_{нит} l \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_H^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,151;$$

$$P_{0*(\delta)} = \frac{P_0}{S_\delta} = \frac{30}{100} = 0,3;$$

$$Q_{0*(\delta)} = \frac{Q_0}{S_\delta} = \frac{21,78}{100} = 0,218;$$

$$U_{*(\delta)} = \frac{U}{U_\delta} = \frac{230}{230} = 1.$$

Характеристику потужності, що передається в нормальному режимі $P^{\text{норм}} = f(\delta)$, визначаємо через перехідну ЕРС генератора E' без урахування складової подвійної частоти:

$$P^{\text{норм}} = \frac{E'U}{X^{\text{норм}}} \sin \delta = P_{\text{max}}^{\text{норм}} \sin \delta,$$

де

$$x^{\text{норм}} = x'_{d\Sigma} = x'_d + x_{T-1} + 0,5x_{Л-1} + x_{T-2};$$

$$x^{\text{норм}} = 0,48 + 0,159 + 0,5 \cdot 0,151 + 0,187 = 0,901.$$

$$P^{\text{норм}} = \frac{1,226 \cdot 1}{0,901} \sin \delta = 1,361 \sin \delta.$$

Після відключення пошкодженої лінії Л-2, опір електропередачі визначається за виразом:

$$x^{\text{відкл}} = x'_d + x_{T-1} + x_{Л-1} + x_{T-2} = 0,48 + 0,159 + 0,151 + 0,187 = 0,977.$$

Характеристика потужності за умови відключення лінії Л-2 $P^{\text{відкл}} = f(\delta)$.

$$P^{\text{відкл}} = \frac{E'U}{X^{\text{відкл}}} \sin \delta = P_{\text{max}}^{\text{відкл}} \sin \delta;$$

$$P^{\text{відкл}} = \frac{1,26 \cdot 1}{0,997} \sin \delta = 1,255 \sin \delta.$$

На рисунку 7.16 показано характеристики $P^{\text{норм}} = f(\delta)$ та $P^{\text{відкл}} = f(\delta)$.

Характер динамічного переходу визначається диференціальним рівнянням електромеханічного перехідного процесу:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{\text{max}}^{\text{відкл}} \sin \delta,$$

де T_j – стала інерції генератора, приведена до базової потужності.

$$T_j = T_{j_{ном}} \frac{S_{ном}}{S_{\delta}};$$

$$T_j = 28,4 \frac{50/0,8}{100} = 17,75 \text{ с.}$$

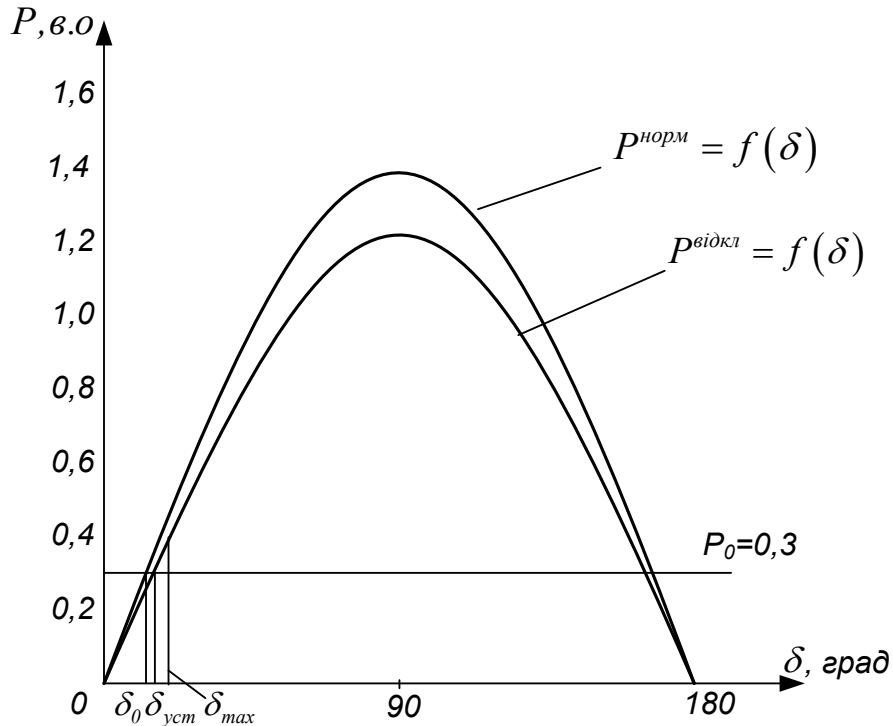


Рисунок 7.16 – Характеристики потужності $P^{норм} = f(\delta)$, $P^{відкл} = f(\delta)$

Розв’язання диференціального рівняння проведемо методом послідовних інтервалів. Тривалість розрахункового інтервалу беремо 0,1 с.

Електрична потужність, яку віддає генератор в перший момент після відключення лінії Л-2, зменшується до величини:

$$P_{(0)} = P_{max}^{відкл} \sin \delta_0,$$

де δ_0 – кут, з яким працювала електропередача до відключення лінії Л-2.

Значення кута δ' знаходиться за виразом(4.6):

$$\delta' = \arctg \frac{P_0 \dot{x}'_{d\Sigma}}{U^2 + Q_0 \dot{x}'_{d\Sigma}} = \arctg \frac{0,3 \cdot 0,901}{1^2 + 0,218 \cdot 0,901} = 12,72^\circ.$$

$$\delta_0 = \delta' = 12,72^\circ.$$

$$P_{(0)} = 1,255 \sin 12,72^\circ = 0,276.$$

Надлишок потужності на початку першого інтервалу часу:

$$\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)} = 0,3 - 0,276 = 0,024.$$

Приріст кута δ за перший інтервал часу:

$$\Delta \delta = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_j} \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2} = k \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2},$$

де $k = \frac{360 \cdot 50 \cdot 0,1^2}{17,75} = 10,141;$

$$\Delta \delta_1 = 10,141 \cdot \frac{0,024}{2} = 0,122^\circ.$$

Значення кута на кінець першого або на початок другого інтервалу:

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta \delta_1 = 12,72^\circ + 0,122^\circ = 12,842^\circ.$$

Електрична потужність, яку віддає генератор на початку другого інтервалу:

$$P_{(1)} = P_{\max}^{\text{відкл}} \sin \delta_1 = 1,255 \sin 12,842^\circ = 0,279.$$

Надлишок потужності на початку другого інтервалу:

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_{(1)} = 0,3 - 0,279 = 0,021.$$

Приріст кута протягом другого інтервалу:

$$\Delta \delta_2 = \Delta \delta_1 + k \Delta P_{(1)} = 0,122^\circ + 10,141 \cdot 0,021^\circ = 0,335^\circ.$$

Значення кута в кінці другого інтервалу:

$$\delta_2 = \delta_1 + \Delta \delta_2 = 12,842^\circ + 0,335^\circ = 13,177^\circ.$$

Далі переходимо до розрахунку третього і всіх наступних інтервалів. Результати розрахунку наведено в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Результати розрахунків

t, c	$\delta, град$	$P, в.о.$	$\Delta P, в.о.$	$\Delta\delta, град$
0	12,72	0,276	0,024	0,122
0,1	12,842	0,279	0,021	0,335
0,2	13,177	0,286	0,014	0,476
0,3	13,653	0,296	0,004	0,514
0,4	14,167	0,307	-0,007	0,443
0,5	14,610	0,317	-0,017	0,275
0,6	14,885	0,322	-0,022	0,048
0,7	14,933	0,323	-0,023	-0,189
0,8	14,744	0,319	-0,019	-0,208
0,9	14,536	-	-	-

Побудуємо графік зміни $\delta = f(t)$ (рис. 7.17).

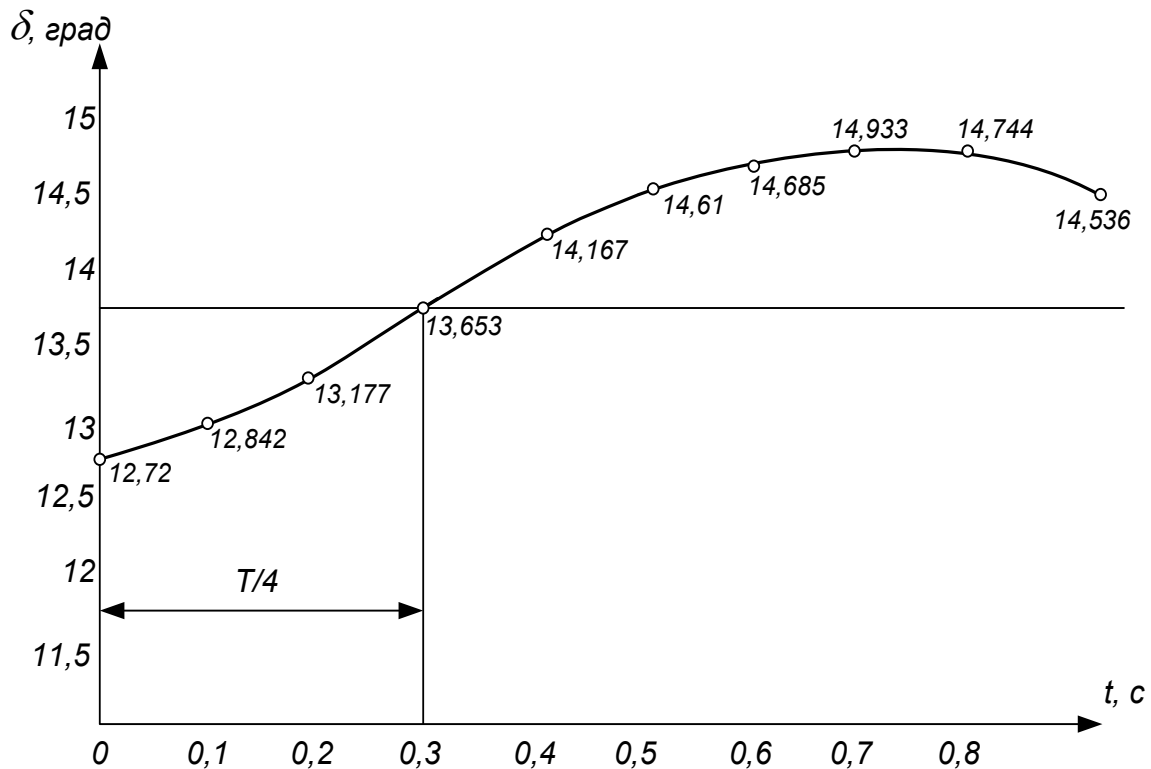


Рисунок 7.17 – Залежність $\delta = f(t)$

Для наближеного визначення частоти та періоду власних коливань ротора генератора знайдемо значення кута $\delta_{уст}$, який відповідає новому усталеному режиму:

$$P_{\max}^{відкл} \sin \delta_{уст} = P_0;$$

$$1,225 \sin \delta_{уст} = 0,3;$$

$$\delta_{уст} = \arcsin \frac{0,3}{1,255} = 13,83^\circ.$$

На рисунку 7.17 видно, що $\frac{T}{4} \approx 0,32$ с. Таким чином період власних коливань ротора дорівнює:

$$T \approx 0,32 \cdot 4 = 1,28 \text{ с,}$$

що відповідає частоті власних коливань:

$$f = \frac{1}{T} \approx \frac{1}{1,28} \approx 0,78 \text{ Гц.}$$

Контрольні запитання

1. Яка мета розрахунку динамічної стійкості?
2. Наведіть основні припущення під час дослідження динамічної стійкості.
3. Назвіть основні методи розрахунку динамічної стійкості.
4. В чому полягає суть методу площин?
5. Що таке граничний кут відключення КЗ?
6. Що таке граничний час відключення КЗ?
7. В чому полягає суть методу послідовних інтервалів?
8. Що таке успішне та неуспішне АПВ?
9. Як знайти додатковий (шунтувальний) опір у разі розрахунку різних видів коротких замикань?

8 ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

У попередніх розділах, розглядаючи статичну і динамічну стійкість, частково було встановлено деякі фактори, які впливають на стійкість. В цьому розділі більш широко розглянемо проблему підвищення стійкості.

Частина елементів електричної системи, пов'язаних між собою системою комутації, є *основною* частиною системи. Сюди відносять турбіни, генератори (з системами збудження), трансформатори, лінії електропередачі, синхронні компенсатори, вимикачі. Ці елементи є також *основними*.

Низка елементів, які призначені для підвищення надійності, збільшення пропускної здатності, покращення умов експлуатації і роботи основних елементів і системи в цілому можна назвати *додатковими* пристроями (перемикальні пункти, установки, що компенсують індуктивні опори електропередачі, проміжні синхронні компенсатори, які підвищують стійкість, активні та індуктивні опори в нейтралях трансформаторів, навантажувальні опори для гальмування генераторів за скидання навантаження, спеціальні пристрої для синхронізації та ресинхронізації генераторів). Такі пристрої можуть встановлюватися не одразу, а пізніше – для створення передачі.

Аналогічно умовно можна поділити і заходи з покращення стійкості та якості перехідних процесів, які поділяються на *основні*, що змінюють параметри основних елементів, та *додаткові*, які полягають у встановленні додаткових пристроїв.

Також заходи з покращення параметрів можна поділити на такі, які направлені на покращення статичної або динамічної стійкості. В окрему групу можна виділити заходи керування системою, зокрема усякого роду експлуатаційні операції або режимні заходи, якими може бути покращено стійкість, підвищено надійність роботи та скорочено час ненормального режиму. Такі операції можуть виконуватись персоналом вручну або автоматично [3].

Підвищення стійкості електроенергетичних систем сприяє підвищенню надійності електропостачання споживачів та зменшує ймовірність виникнення системних аварій.

Заходи із підвищення стійкості можна розділити на чотири групи [11]:

- 1) заходи, пов'язані зі зміною параметрів основних елементів системи;
- 2) заходи, пов'язані з введенням додаткових пристроїв;
- 3) системні заходи;
- 4) підвищення стійкості засобами автоматичного протиаварійного управління.

Під час введення заходів необхідно враховувати такі умови і обмеження:

- зміна параметрів основних елементів не має призводити до погіршення нормального режиму роботи системи та її економічних показників;
- застосування обладнання для поліпшення стійкості має супроводжуватися порівнянням його вартості і збитків від порушення того виду стійкості, для якого воно призначене. У разі вибору заходу з підвищення стійкості необхідним є техніко-економічне оцінення пропонованого варіанта.

8.1 Заходи, що покращують характеристики основних елементів систем

8.1.1 Вплив параметрів генераторів на стійкість системи

Реактивний опір генераторів. Цей параметр впливає на стійкість систем та пропускну здатність електропередачі. За відсутності АРЗ або застосування регулювання із зоною нечутливості на статичну стійкість впливає синхронний опір x_d , на динамічну – перехідний опір x'_d [3].

Протікання процесів ресинхронізації та самосинхронізації, а також умови роботи асинхронного режиму визначаються наявністю і конструкцією демпферних обмоток, які відображаються в параметрах x''_d , x''_q .

Як правило, турбогенератори виготовляються у вигляді єдиних серій із заданими параметрами, тому зміну опору турбогенераторів для підвищення стійкості практично не розглядають.

Реальна можливість зміни індуктивних опорів існує тільки для гідрогенераторів, які виготовляють за індивідуальним замовленням. Тому є більша імовірність змінити опір для гідрогенераторів з «покращеними» параметрами.

Відносне значення перехідного індуктивного опору генераторів в загальному індуктивному опорі системи не є визначальним. Тому зміна цього опору обмежено впливає на динамічну стійкість.

Стельова напруга збудника. На характер перехідних процесів значно впливають параметри системи збудження: стельова напруга $U_{f\text{пот ол}}$ і стала часу збудника T_e .

Стельова напруга $U_{f\text{пот ол}}$ помітно впливає на границю передаваної потужності. Збільшення стельової напруги збудника з 2 до 5 дає приблизно такий самий ефект як за зменшення опору x_d генератора у 1,5 раза.

Також суттєво впливає і зниження сталої часу збудника T_e , яке дозволяє збільшити передавану потужність [3].

Висока напруга $U_{f\text{пот ол}}$ та велика швидкість підйому напруги необхідні для забезпечення динамічної стійкості.

Для покращення статичної стійкості і забезпечення роботи за кутів, більших 90° , необхідні відсутність зони нечутливості і безперервна дія регулятора збудження.

Для кращого заспокоєння великих коливань, що виникають, необхідно мати можливість не тільки форсування збудження, а й досить швидкого його зменшення. Величина такого розфорсування визначається в кожному випадку, виходячи із аналізу роботи АРЗ та електропередачі.

Таким чином, правильний вибір системи збудження дозволяє покращити використання генератора з заданими параметрами і характеристиками.

Стала інерції ротора генератора T_j

Суттєвим параметром генераторів, який впливає на динамічну стійкість, є момент інерції $\frac{GD^2}{4}$ або пропорційна йому стала інерції

$$T_j = \frac{2,74 \cdot GD^2 n^2}{S_{\text{баз}}} 10^3,$$

номінальне значення якої вказується за $S_{\text{баз}} = S_{\text{ном}}$.

Вплив зміни величини сталої інерції агрегату можна показати на прикладі трифазного короткого замикання на шинах станції. В цьому випадку зміна кута визначається співвідношенням

$$\delta = \frac{P_0}{2T_j} t^2 + \delta_0.$$

Отже, для підвищення в n разів граничного часу відключення $t_{\text{відкл}}$ аварії сталу інерції за того самого критичного кута (тобто за такого самого запасу динамічної стійкості) потрібно збільшити в n^2 разів.

Таким чином, подвоєння сталої інерції машини збільшує граничний час відключення приблизно на 45% [3].

Якщо пригадати, що прискорення α за такого приросту потужності ΔP обернено пропорційне T_j : $\alpha = \frac{\Delta P}{T_j}$, то можна зробити висновок, що

збільшення сталої інерції зменшує відносно прискорення ротора генератора, а отже збільшує час відключення $t_{\text{відкл}}$, протягом якого досягається граничний кут відключення $\delta_{\text{відкл}}$. Збільшення T_j за такого $t_{\text{відкл}}$ дозволяє відключити КЗ за менших значень кута ротора генератора, що збільшує гранично допустиме значення передаваної потужності.

Вплив демпферних обмоток. Вплив демпферних обмоток на стійкість досить різноманітний і складно зробити загальний висновок про доцільність їх застосування, оскільки вплив демпферних обмоток в деяких випадках є позитивним, а в деяких – негативним [3].

Струми, які виникають в демпферних обмотках в момент короткого замикання для підвищення стійкості генераторів суттєвої ролі не відіграють. Однак струми в демпферній обмотці виникають не тільки за різкого порушення режиму роботи генератора (наприклад, за короткого замикання), але і за будь-яких змін частоти обертання ротора машини.

Позитивний вплив демпферних обмоток головним чином проявляється під час роботи генератора у асинхронному режимі. За великих ковзань або довготривалих кочень ефект демпферних обмоток проявляється більш суттєво. За таких умов обмотка збудження відіграє визначальну роль на початку процесу, а демпферна обмотка – на наступних його стадіях.

У випадку виникнення коливань кута генератора, що працює на шини нескінченної потужності, ефективність демпферної обмотки проявляється у більш швидкому затуханні кочень і переході до нового усталеного режиму. На рисунку 8.1 показано осцилограми кочень одного і того самого генератора за наявності демпферної обмотки (рис. 8.1, *a*) та без неї (рис. 8.1, *б*).

Демпферні обмотки знижують так звані динамічні перенапруги, які можуть бути суттєво помітними в системах, де гідрогенератори працюють на дальні лінії.

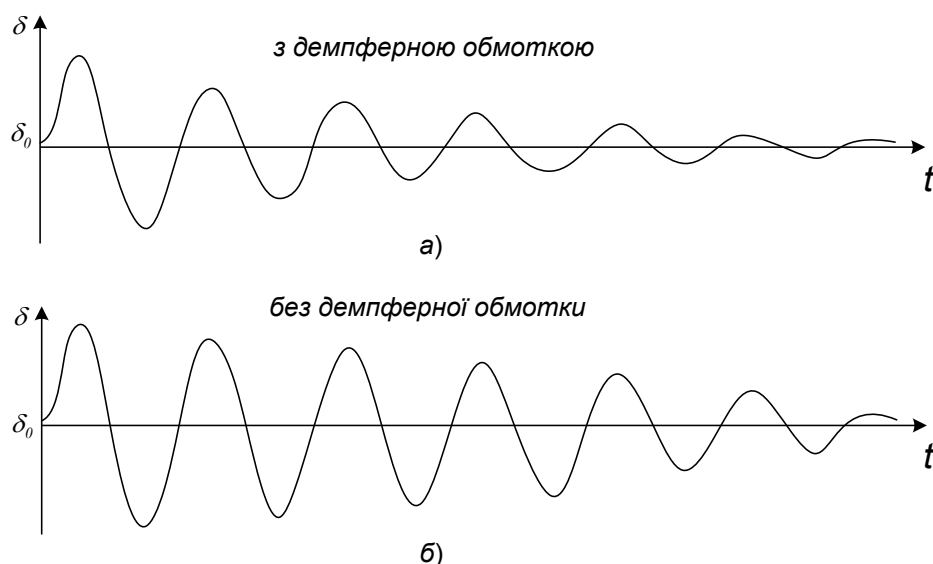


Рисунок 8.1 – Процес кочень машини з демпферною обмоткою (*a*) та без демпферної обмотки (*б*)

До недоліків застосування демпферних обмоток можна віднести збільшення вартості генератора, що оснащений демпферними обмотками і деякі конструктивні ускладнення, які полягають у тому, що забезпечення високої надійності генераторів за наявності демпферних обмоток виявляється дещо ускладненим. Крім того, збільшується вага ротора, що викликає появу додаткового тиску на підп'ятник і певним чином призводить до ускладнення конструкції гідрогенератора та підвищення його вартості.

Також певним недоліком є і те, що наявність демпферної обмотки зумовлює зменшення опору зворотної послідовності генератора, а це також призводить до зростання струму за несиметричних коротких замикань.

Загалом переваги демпферних обмоток доведено й немає сумніву щодо доцільності використання їх як на гідрогенераторах, так і в більшості синхронних компенсаторів [3].

Регулювання збудження синхронної машини. Застосування регуляторів збудження має позитивний ефект з погляду статичної стійкості. Як зазначалось в розділі 4, їх використання суттєво збільшує максимум характеристики потужності генераторів. За рахунок того, що регулятори відновлюють напругу, вони можуть значно збільшити статичну стійкість генераторів і навантаження у післяаварійних режимах за відключення окремих зв'язків і за втрати генераторної потужності.

Сучасні засоби регулювання дозволяють змінювати характеристики генераторів і синхронних компенсаторів без конструктивних змін, які викликають повільне подорожчання машини. Водночас з'являються можливості полегшення конструкції генератора за рахунок раціональнішого автоматичного регулювання, покращення регулювання первинного двигуна, автоматичного гальмування тощо.

Регулятори сильної дії генератора з граничними межами струму збудження в комбінації з додатковими пристроями для підвищення динамічної стійкості дозволяють відмовитися від зменшення індуктивних опорів. Більш досконалі є генератори з $x_d = 1,5...2,0$ і зменшеними показниками сталої інерції, що призводить до зменшення ваги машини і зменшення її вартості, відповідно.

Регулятори збудженням дозволяють розв'язати багато задач:

- підтримання заданого рівня напруги у вузлах системи;
- забезпечення високих меж статичної стійкості електропередач;
- демпфування малих коливань;
- форсування збудження в аварійних режимах;
- демпфування великих коливань у аварійних режимах;
- забезпечення високих границь динамічної стійкості електропередач;
- обмеження максимального значення струму ротора генератора без витримки часу;
- обмеження мінімальної величини струму збудження з уставкою, яка залежить від значення активної потужності;
- обмеження перевантаження машини за струмом ротора та статора з витримкою часу, що залежить від величини перевантаження (з дозволом і без дозволу повторних перевантажень);
- підтримання постійного струму збудження в режимі вибігу генератора.

За таких умов регулятор збудження дає можливість дистанційно змінювати уставку, забезпечувати ручне управління збудженням, змінювати статизм регулювання, працювати у загальностанційній системі групового регулювання; підганяти уставку напруги під час автоматичної синхронізації тощо [3].

8.1.2 Вимикачі та захист. Суттєвим засобом значного покращення динамічної стійкості електричних систем є швидке відключення короткого замикання. Ефективність цього засобу пояснюється зменшенням тривалості періоду прискорення генераторів. Тим самим зменшується площа прискорення і відповідно збільшується площа можливого гальмування. Переважно для такого значення передаваної потужності P_0 можливо підібрати кут відключення $\delta_{\text{відкл}}$ таким чином, щоб площа прискорення дорівнювала площі можливого гальмування. Цьому куту відповідає певний час відключення $t_{\text{відкл}}$, який є гранично допустимим для заданої P_0 (і цього виду КЗ) [6].

Зменшення тривалості КЗ є доцільним з багатьох причин.

Наприклад, електрична дуга, що виникає у разі однофазного замикання, часто перекидається на непошкоджені фази і може викликати трифазне або двофазне замикання на землю. Швидке відключення дозволяє запобігти такому розвитку аварії та зменшити водночас кількість найбільш тяжких випадків КЗ, які охоплюють дві або три фази. Також швидке відключення зменшує пошкодження, викликані електричною дугою в точці КЗ, і полегшує забезпечення нормальної роботи споживачів. Все це обумовило широке використання швидкодійних вимикачів та релейного захисту.

Вплив зменшення часу відключення короткого замикання проілюстровано на рис. 8.2, де показано зміну запасу динамічної стійкості [3, 6].

Час відключення короткого замикання складається з власного часу відключення вимикача та часу, необхідного для спрацювання релейного захисту:

$$t_{\text{відкл}}^{KЗ} = t_{\text{спрац}}^{PЗ} + t_{\text{в.в}}^B.$$

Таким чином, зменшуючи ту чи іншу складову, можна підвищувати динамічну стійкість системи.

Пристрої захисту мають обов'язково відключити пошкодження, оскільки робота з невідключеним КЗ неможлива.

За необхідності використовують *засоби резервування* (пристрої резервування відмови вимикача – ПРВВ), які виконують відключення всіх вимикачів, через які до місця короткого замикання протікає струм, за відмови основного захисту або вимикача [7].

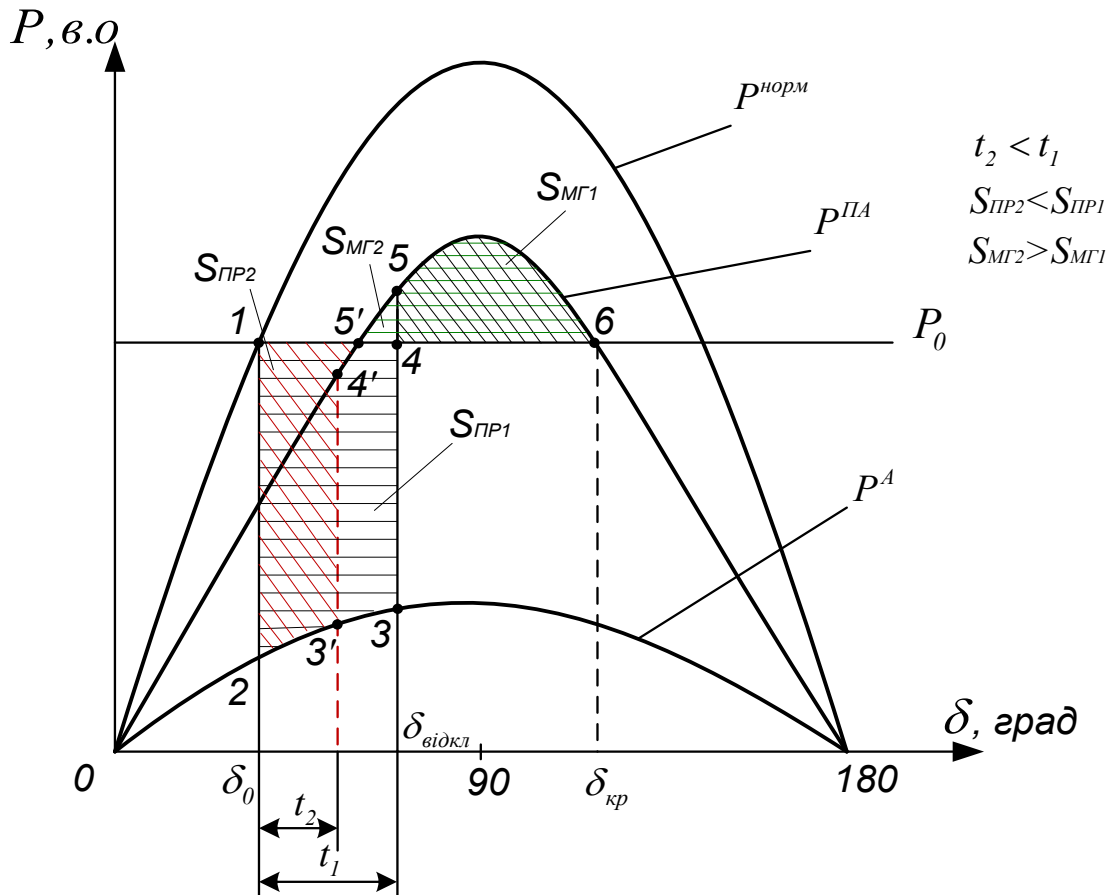
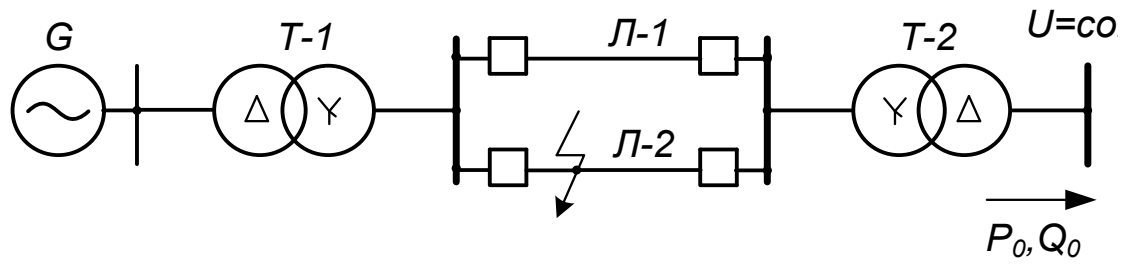


Рисунок 8.2 – Аналіз зміни площин прискорення S_{PP} і можливого гальмування S_{MG} за зміни часу відключення КЗ

8.1.3 Лінії електропередачі. Напряга лінії електропередачі суттєво впливає на її пропускну здатність і значною мірою визначає можливості передавання.

Розглянемо просту електропередачу (див. рис. 1.5). Коефіцієнт запасу статичної стійкості визначається за виразом

$$k_z = \frac{P_{zp} - P_0}{P_0} \cdot 100\%,$$

де P_{zp} – гранична потужність, яка визначається як:

$$P_{zp} = \frac{E_q \cdot U}{x_\Sigma} = \frac{E_q \cdot U}{x_\Gamma + x_{T1} + x_{Л1} + x_{T2}}.$$

Опори x_G і x_T не залежать від номінальної напруги лінії, тоді як опір лінії x_L обернено пропорційний квадрату напруги.

Граничну потужність можна записати як:

$$P_{zp} = \frac{E_q \cdot U}{x_G + x_{T1} + x_L + x_{T2}} = \frac{E_q \cdot U}{x_G + x_{T\Sigma} + x_o I \frac{S_{\bar{o}}}{U_{L,cr,ном}^2}},$$

звідки випливає, що збільшення номінальної напруги лінії підвищує пропускну здатність P_{zp} і це підвищення тим більше, чим довша лінія.

Зменшити індуктивний опір лінії можна за рахунок розщеплення проводів, що застосовується з метою зменшення втрат на корону. Цей шлях особливо ефективний для дальніх ліній електропередачі. Наприклад, розщеплення фази на три проводи в повітряній лінії 500 кВ зменшує реактивний опір ЛЕП на 25–30 % [3, 11].

8.2 Заходи, що покращують характеристики додаткових пристроїв систем

8.2.1 Пристрої ліній змінного струму. На основі використання нових технологій силової електроніки розроблено пристрої, які дозволяють безінерційно керувати потоками потужності в лініях змінного струму і змінювати їх індуктивні опори. Лінії, оснащені такими пристроями, одержали назву «Flexible Alternating Current Transmission Systems» (FACTS) – керовані (гнучкі) лінії змінного струму [11].

Пристрої, що забезпечують реалізацію технології керованих ліній змінного струму, які і впливають на рівень стійкості, класифікуються таким чином: керовані шунтувальні реактори (КШР); статичні тиристорні компенсатори (СТК); керовані статичні перетворювачі; асинхронізовані синхронні машини.

Керовані шунтувальні реактори (КШР) забезпечують плавне регулювання напруги під час передачі потужності по лініях електропередачі. У цьому випадку надлишкова реактивна потужність, яка генерується лініями, споживається реактором, і рівень споживання адаптований до поточкорозподілу. КШР знижують передачу в лініях реактивної потужності, що дозволяє підвищити пропускну здатність і підвищити рівень статичної стійкості.

Статичні тиристорні компенсатори забезпечують регулювання напруги під час передачі в лініях потужностей як нижче, так і вище активної, підвищують межу переданої потужності, а, отже, рівень статичної і динамічної стійкості [11].

Керовані статичні перетворювачі мають нову функціональну можливість *векторного регулювання* в енергосистемах, коли за заданими законами регулюються не тільки величина, але і фазовий кут напруги у вузлах

енергосистеми. *Векторне регулювання* дозволяє суттєво підвищувати рівень як статичної, так і динамічної стійкості. Збільшуються обсяги передачі по лініях електропередачі активної потужності аж до межі термічної стійкості ліній, оптимізується розподіл потужностей у складній неоднорідній електричній мережі.

Керовані статичні перетворювачі виконуються за схемою так званих *перетворювачів напруги* (ПН), які можуть включатися в електричну мережу як паралельно, так і послідовно.

ПН, який вмикається паралельно, має назву СТАТКОМ і є статичним аналогом синхронного компенсатора. На відміну від синхронного компенсатора, СТАТКОМ чутливий до рівнів напруги у вузлі його підключення.

ПН послідовно включений у лінію електропередачі – це пристрій, який виконує функції *керованої поздовжньої компенсації* (КПК) і змінює значення поздовжнього опору лінії електропередачі, впливаючи на її пропускну здатність.

Вмикання одного ПН паралельно, а іншого послідовно, в лінію електропередачі створює пристрій, який називається *об'єднаний регулятор потоків потужності* (ОРПП). Цей пристрій виконує одночасно функції СТАТКОМА і КПК.

Асинхронізовані синхронні машини виконуються із двома взаємно перпендикулярними обмотками ротора. Наявність двох обмоток забезпечує зміщення магнітного поля ротора відносно тіла ротора, що дозволяє підвищувати рівень як статичної, так і динамічної стійкості.

8.2.2 Установки поздовжньої компенсації. Поздовжня ємнісна компенсація – найбільш економічний спосіб збільшення пропускну здатності внутрішніх системних і міжсистемних зв'язків [11].

Поздовжня ємнісна компенсація реактивного опору здійснюється послідовним вмиканням у лінію статичних конденсаторів. За таких умов еквівалентний опір лінії (без обліку розподілення параметрів) визначиться як $x_{екв} = x_{0L} - x_c$.

Чим більший опір конденсаторів x_c , тим вищий ступінь компенсації параметрів лінії, і вища межа передачі потужності системою електропостачання, до складу якої входить компенсована лінія.

У системах електропостачання поздовжня ємнісна компенсація застосовується на потужних струмопроводах, які зменшують спад напруги і підвищують стійкість двигунів навантаження.

За значної компенсації реактивного опору мережі можливі такі небажані явища, як підсинхронний резонанс, який призводить до руйнування валів турбогенераторів або самозбудження генераторів, і викликає небезпечне некероване підвищення струму і напруги генератора. У всіх великих енергосистемах широко застосовуються тиристорно-керовані КПК, які дозволяють регулювати пропускну здатність лінії і

уникати появи підсинхронного резонансу шляхом зменшення величини ємнісного опору у разі небезпеки появи резонансу.

8.2.3 Заземлення нейтралей трансформаторів через активний або індуктивний опори. Характер заземлення нейтралі трансформаторів суттєво впливає на динамічну стійкість системи у випадку замикання на землю.

У високовольтних мережах нейтралі трансформаторів мають глухе заземлення, тому однофазні замикання на землю мають характер КЗ з усіма відповідними наслідками відносно динамічної стійкості. І навпаки, за ізолюваної нейтралі генератори практично не реагують на однофазні замикання, оскільки реактивний опір нульової послідовності системи в цьому випадку дорівнює нескінченності.

Якщо нейтралі трансформаторів заземлити через невеликий опір, який суттєво не підвищує напругу в нейтралі, то умови роботи ізоляції не змінюються, а стійкість систем за несиметричних коротких замикань суттєво збільшується. Збільшення аварійного шунта (додаткового опору), який вводиться в комплексну схему заміщення, призводить до зменшення скидання потужності під час короткого замикання, і відповідно, до покращення динамічної стійкості (рис. 8.3).

На рис. 8.3, б) наведено схему нульової послідовності системи, зображеної на рис. 8.3, а), в якій введено потроєні активні опори нейтралі трансформаторів $3R_0$. Спрощуючи цю схему, отримуємо результуючий комплексний опір нульової послідовності $R_{0\Sigma} + jX_{0\Sigma}$.

Активний опір нульової послідовності R_0 у схемі системи за однофазного КЗ (рис. 8.3, в) обумовлює появу додаткових втрат активної потужності, що завантажують генератор. За невеликих активних опорів втрати потужності зростають майже пропорційно значенню опору і коефіцієнт запасу динамічної стійкості швидко збільшується. Однак це збільшення втрат є позитивним лише до деякої величини опору. Надто великі втрати потужності можуть знову призвести до погіршення стійкості.

Якщо в нейтраль трансформатора включити індуктивний опір (реактор), це призводить до швидкого зростання результуючого індуктивного опору нульової послідовності і тим самим до підвищення стійкості системи.

Заземлення нейтралей всіх трансформаторів через реактивні опори, як правило, менш ефективне, ніж заземлення через активні опори.

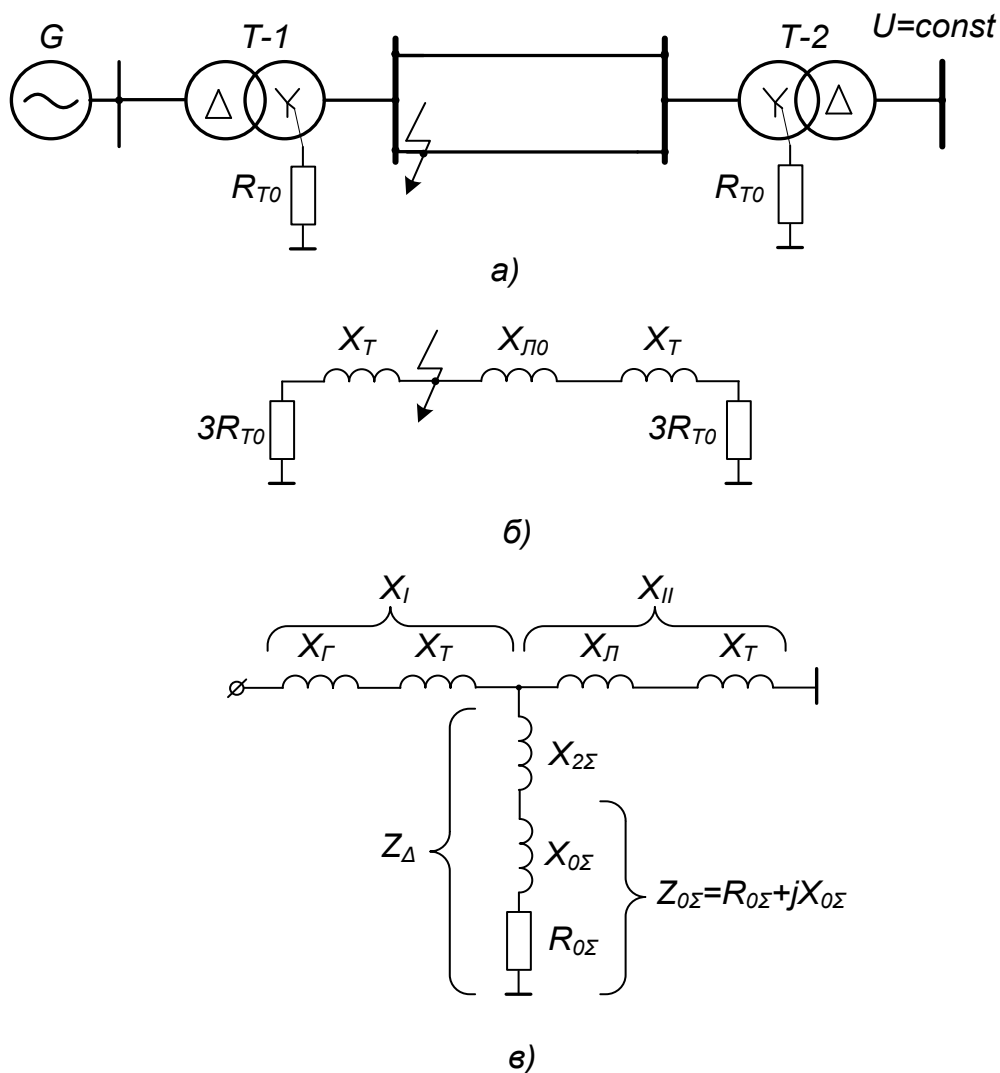


Рисунок 8.3 – Заземлення нейтралі трансформаторів через активний опір:
 а) – принципова схема мережі; б) – схема заміщення нульової послідовності; в) – комплексна схема заміщення системи за однофазного короткого замикання

8.2.4 Установки для електричного гальмування генераторів під час аварій. Для підвищення стійкості у випадку симетричних КЗ можна використовувати активні опори, які включають або послідовно, або паралельно певному колу передачі.

Для підвищення навантаження генераторів можна використовувати автоматичне включення в коло генераторів (послідовно або паралельно) навантажувальних резисторів, які знову відключаються у найсприятливіший момент часу після відключення КЗ, і на нормальну роботу системи не впливають.

Послідовно навантажувальні резистори зручно включати зі сторони генераторів або трансформаторів (рис. 8.4, а), причому у нормальному режимі вони закорочуються спеціальними вимикачами. Під час коротких

замикань ці вимикачі відключаються і навантажувальні резистори включаються в коло генератора.

Найбільш ефективним є включення активних опорів паралельно генераторам або трансформаторам передавальної станції (рис. 8.4, б). У цьому випадку дія навантажувальних резисторів продовжується і після відключення короткого замикання, а у ряді випадків може тільки починатись після відключення КЗ.

Якщо потужність приймальної системи відносно велика порівняно з потужністю передавальної станції, то за допомогою активних опорів можна досягнути позитивних результатів.

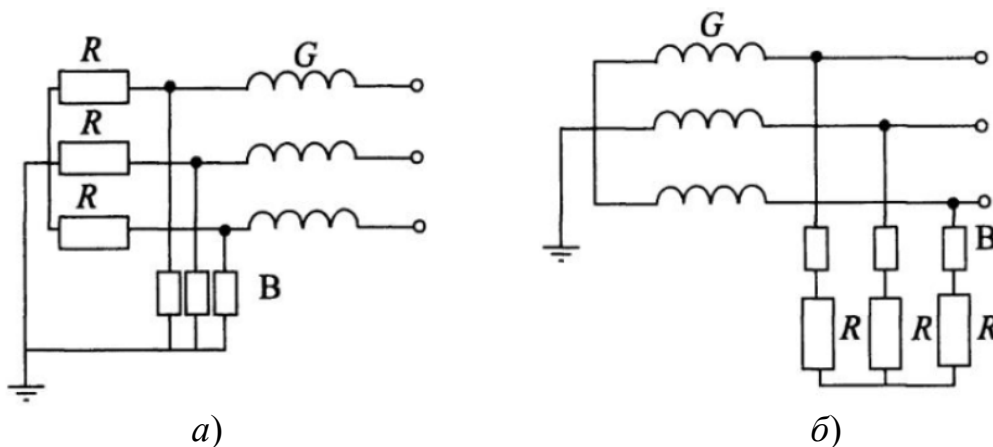


Рисунок 8.4 – Електричне гальмування генераторів:

- а) – послідовне включення активних опорів;
- б) – паралельне включення активних опорів

8.2.5 Пристрої регулювання турбін. Причиною порушення стійкості під час аварій є виникнення надлишкових моментів на валу агрегату генератор–турбіна в результаті різких змін потужності, що віддається генератором в мережу. Отже, якби у разі аварій в електричній системі момент турбіни M_m можна було б регулювати так само швидко, як змінюється момент генератора M_{em} , то надлишковий момент на валу $\Delta M = M_T - M_{em}$ був би зведений до мінімуму і можливість порушення стійкості була б майже виключена [7].

Сучасні парові та гідравлічні турбіни оснащені електрогідравлічними системами регулювання швидкості, які дозволяють вводити в електричні сигнали від різних пристроїв, наприклад, від пристроїв протиаварійної автоматики (ПА).

Зміна потужності турбіни в нормальному режимі відбувається відносно повільно за допомогою механізму зміни швидкості обертання. У випадку аварії в системі від пристроїв ПА може надійти керівний сигнал на екстренне розвантаження парових турбін. Цей сигнал надходить в систему

регулювання турбіни, яка впливає на регулювальний клапан, швидко закриває його і припиняє підведення пари в турбіну.

Імпульсне розвантаження парових турбін забезпечує динамічну стійкість системи за рахунок суттєвого збільшення площі гальмування (рис. 8.5).

Аналогічне керування потужністю гідравлічної турбіни неможливо внаслідок виникнення гідравлічного удару за швидкого закриття напрямного апарата. Тому на гідроелектростанціях у подібних випадках використовують відключення генераторів.

В окремих випадках на теплових станціях також можуть застосовувати відключення генераторів, але використання такого способу небажано, оскільки відновлення потужності агрегату теплової станції займає багато часу.

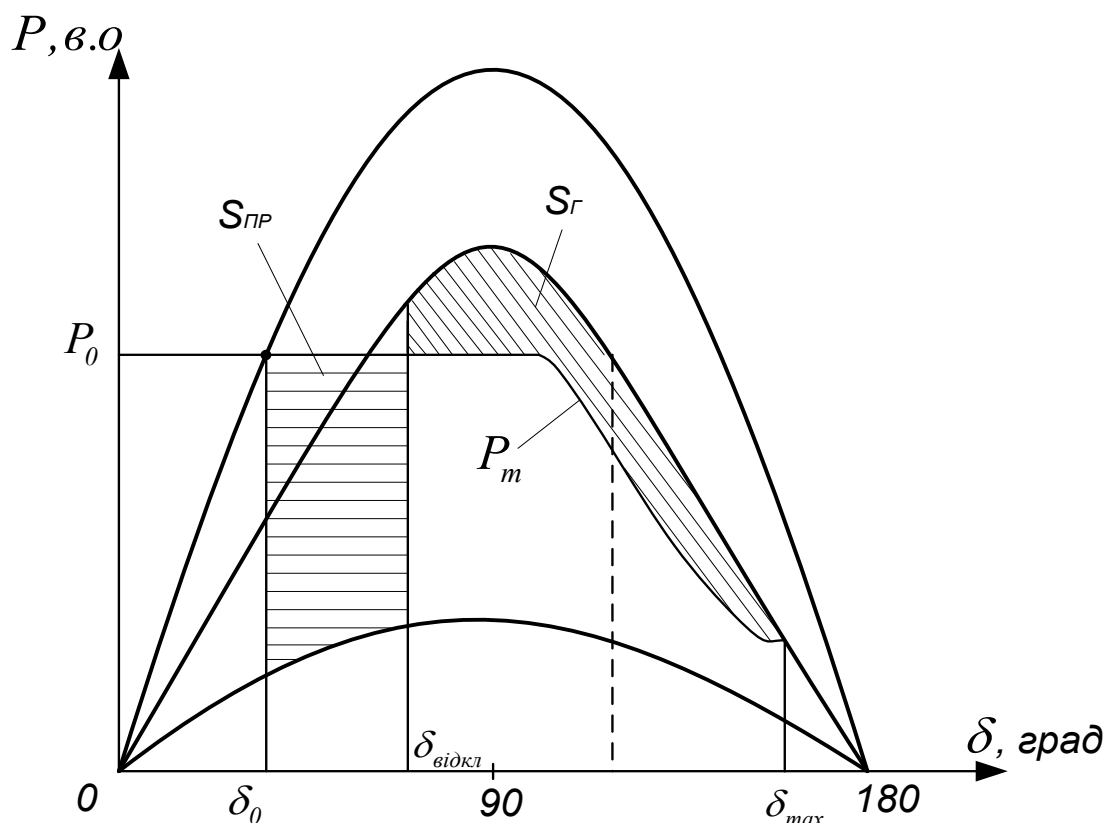


Рисунок 8.5 – Площі прискорення та гальмування за імпульсного розвантаження турбіни

8.3 Режимні заходи з підвищення стійкості

Підвищити статичну і динамічну стійкість можна, не змінюючи параметрів елементів системи і не вводячи додаткових елементів. Цілеспрямована зміна параметрів режиму системи, забезпечення необхідних резервів потужності можуть суттєво збільшити запаси стійкості [11].

Резерви активної потужності на електричних станціях поліпшують як статичну, так і динамічну стійкість. Існують кілька видів резервів. Підвищенню рівня стійкості може сприяти тільки обертовий аварійний резерв, який вводиться у разі випадання із синхронізму генераторів, вимкнення потужних енергоблоків або ліній електропередач.

Величина мінімально необхідного резерву визначається ймовірністю найбільш важких аварій і залежить від схеми системи, способу регулювання збудження і ін. Введення резерву може здійснюватися такими шляхами:

- автоматичного пуску резервних агрегатів ГЕС і ГАЕС;
- переведення агрегатів ГЕС і ГАЕС, які працюють у режимі СК, в активний режим;
- переведення агрегатів ГАЕС, які працюють у насосному режимі, у генераторний режим;
- автоматичного пуску резервних газотурбінних установок;
- використання наявних резервів потужності гідро- і турбогенераторів.

Завантаження агрегатів має здійснюватися впливом через їх системи управління на відкриття напрямного апарата гідротурбіни і регулювальних клапанів парової турбіни за відповідного збільшення паропродуктивності котла.

Резерви реактивної потужності, які можуть бути отримані за рахунок недовантаження генераторів у вихідному режимі реактивною потужністю, призводять до погіршення стійкості: генератор працює зі зниженим струмом збудження і великими початковими кутами.

Зниження частоти в системі відбувається через порушення балансу за активною потужністю, тобто коли активна потужність навантаження стає більшою за активну потужність, яка видається генераторами. Значний дефіцит активної потужності (із глибоким, нижче 49,0 Гц, зниженням частоти) створює загрозу пошкодження обладнання електростанцій, є небезпечним для АЕС, призводить до порушення нормальної роботи споживачів, виникнення лавини частоти [11].

Наприклад, зниження частоти на 3–5 Гц призводить до того, що насоси живлення електростанцій суттєво зменшують подачу води в котел. Внаслідок зниження продуктивності механізмів власних потреб різко зменшується встановлена потужність електростанцій, що спричиняє подальше зниження частоти і виникнення лавиноподібного процесу – лавини частоти. Великі парові турбіни не можуть довго працювати за низької частоти через небезпеку пошкодження їх робочих лопаток.

Автоматичне частотне розвантаження (АЧР) реалізує функцію автоматичного обмеження зниження частоти (АОЗЧ) за забезпеченням:

- припинення процесу аварійного зниження частоти (і напруги внаслідок зниження частоти) і підйом її до рівня, за якого енергосистема може працювати тривалий час;
- часткового або повного відновлення живлення вимкненого навантаження споживачів під час нормалізації частоти.

АЧР вимикає частину навантаження електроенергетичної системи, підвищуючи як її стійкість, так і стійкість окремих вузлів навантаження, запобігаючи лавині частоти.

Під час підключення промислових підприємств до системи АЧР необхідно враховувати необхідність забезпечення безперебійності технологічних процесів за перерв у електропостачанні.

Жорсткість мережі суттєво впливає на стійкість. Жорсткість мережі залежить від відносних опорів, які пов'язують вузлові точки системи. Чим сильніше зафіксовані значення напруг вузлів за величиною та фазою, чим тісніше ці вузли пов'язані між собою, тим більша жорсткість мережі. Підвищення жорсткості мережі поліпшує статичну стійкість, а також післяаварійні режими системи. Але у жорсткій схемі підвищуються й рівні струмів КЗ [11].

Ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини застосовується для запобігання порушення стійкості, ліквідації асинхронного режиму, обмеження зниження частоти, перевантаження обладнання, підвищення ефективності дії окремих видів протиаварійної автоматики (ПА).

Дія частотної ділильної автоматики (ЧДА) або системи автоматичного обмеження зниження напруги (АОЗН) на виділення електростанції або районів зі збалансованим навантаженням виконується для запобігання:

- порушень технологічних процесів у споживачів, чутливих до зміни частоти і напруги;
- лавини напруги;
- втрати власних потреб електростанцій або окремих генераторів за ненормативних аварійних ситуацій.

У всіх випадках під час розподілу істотне значення має небаланс потужності, створюваний ним у розділених частинах енергосистеми. У кожній електроенергетичної системи заздалегідь встановлюються точки або перерізи, у яких розподіл може бути зроблений безболісно. Розподіл системи призводить до її ослаблення, тому може бути рекомендований тільки тоді, коли він є єдиним способом збереження динамічної стійкості.

Форсування пристроїв керованої поздовжньої компенсації (ФП КПК) ліній електропередачі, включення/виключення шунтувальних реакторів застосовується для запобігання порушень стійкості. ФП КПК реалізується за допомогою розшунтування конденсаторних батарей. Ефект дії ФП КПК полягає в збільшенні ємнісного реактанса в поздовжній провідності зв'язку і зменшенні еквівалентної індуктивної провідності зв'язку, яке приводить до підвищення граничних потужностей передачі і стійкості.

Вимкнення шунтувальних реакторів застосовується для запобігання порушень стійкості і обмеження зниження напруги. Ефект дії вимкнення шунтувальних реакторів полягає в зниженні еквівалентного реактанса зв'язку у разі вимкнення реактора та у підвищенні граничних величин потужностей передачі і стійкості. Вимкнення реактора за зниженого рівня

напруги змінює баланс реактивної потужності і призводить до підвищення напруги.

Підвищення стійкості за успішного автоматичного повторного включення (АПВ). Більшість коротких замикань на повітряних лініях мають нестійкий характер і після відключення пошкодженої ділянки лінії на час, необхідний для деіонізації перекритого другою проміжку, на лінію знову може бути подано напругу і поновлено нормальні умови роботи електропередачі. Для цього застосовується трифазне (ТАПВ) або однофазне (ОАПВ) автоматичне повторне включення. У разі ТАПВ передбачається одночасне відключення і включення трьох фаз за будь-якого виду короткого замикання, за ОАПВ – відключення тільки пошкоджених фаз [11].

На рис. 8.6 розглянемо, як змінюється площа можливого гальмування, якщо на лінії передбачено трифазне АПВ. За успішного ТАПВ відключеного кола (на рис. 8.6, б) точка *d*) досягається деяке збільшення площі можливого гальмування внаслідок переходу з характеристики потужності післяаварійного режиму на характеристику вихідного. На рисунку показано точки переходу з характеристики вихідного режиму на характеристику аварійного *a-б*, з характеристики аварійного режиму на характеристику післяаварійного *в-г*, з характеристики післяаварійного режиму на характеристику вихідного *д-е*.

Розглянемо, як протікає перехідний процес за КЗ на електропередачі, що складається з трьох ділянок з наступними успішними ТАПВ і ОАПВ. Несиметричне КЗ відбувається на головній ділянці, в той час як інше коло ділянки знаходиться в ремонті (рис. 8.7, а) [3, 7].

У момент виникнення і протікання КЗ процес відбувається однаково: електромагнітна потужність спадає до значення, що відповідає режиму КЗ, та змінюється згідно з характеристикою цього режиму. Однак в момент відключення КЗ у випадку трифазного АПВ відбувається скидання передавальної потужності до нуля. У випадку однофазного АПВ зберігається передавання потужності неушкодженими фазами. Таким чином, площа гальмування за пофазного відключення збільшується (рис. 8.7, в), що призводить до покращення динамічної стійкості системи.

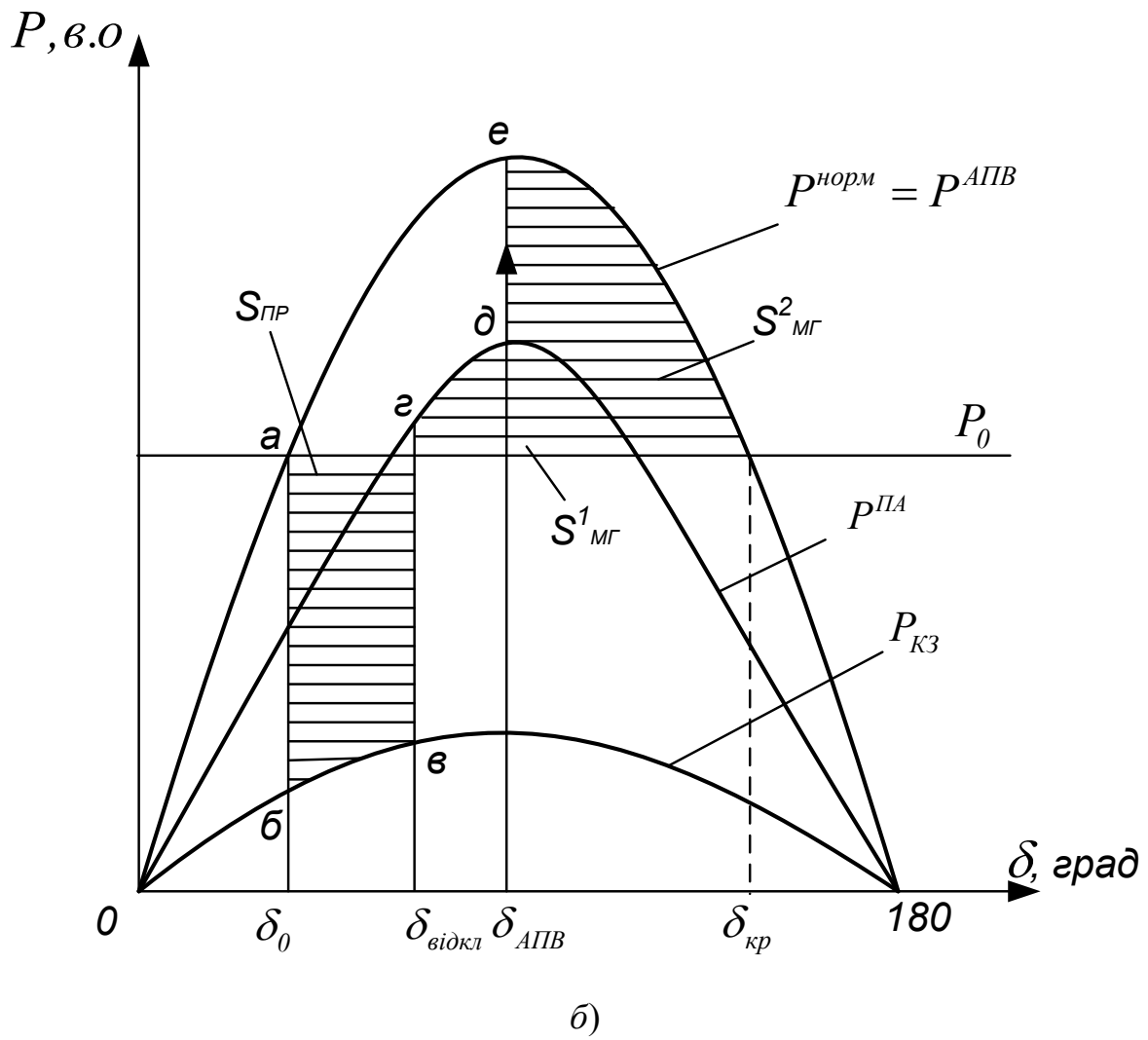
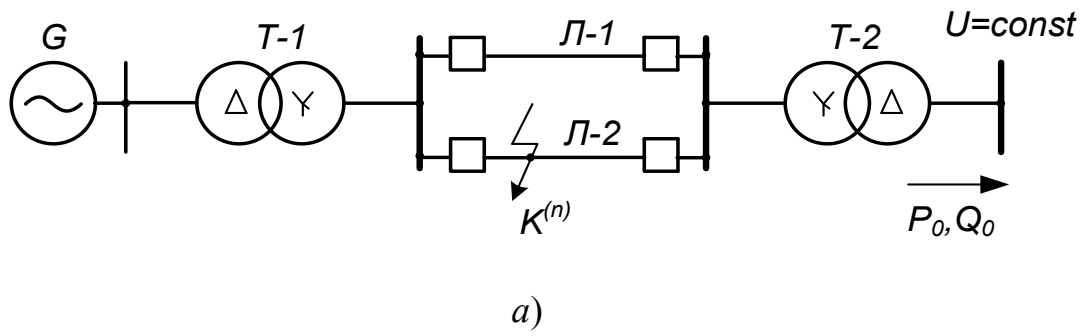
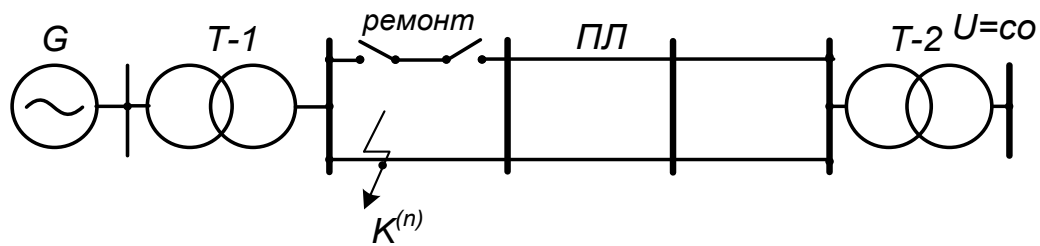
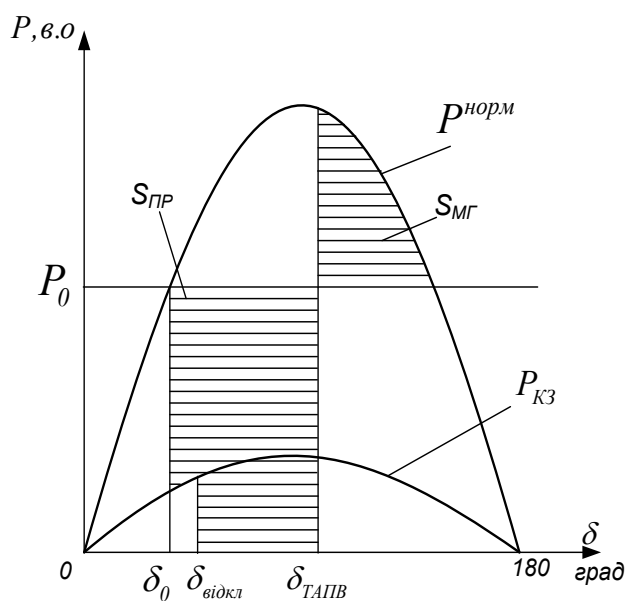


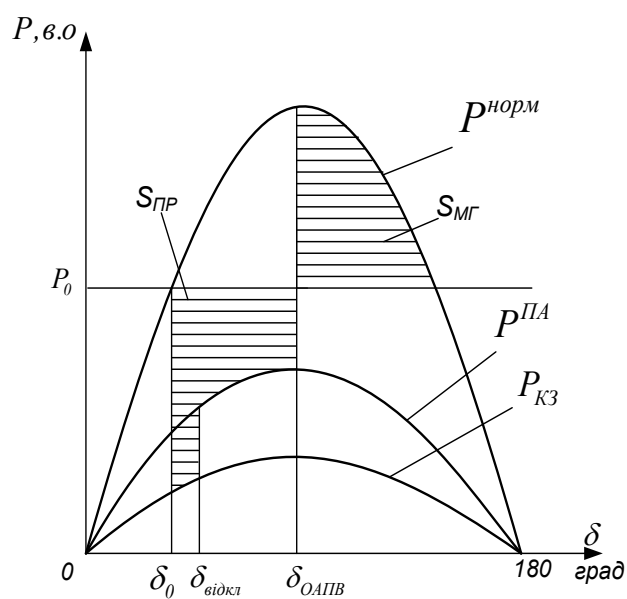
Рисунок 8.6 – Схема електричної системи (а) і площі прискорення та гальмування за КЗ і подальшого успішного ТАПВ



a)



б)



в)

Рисунок 8.7 – Схема електричної системи (а) і площі прискорення та гальмування за КЗ і подальших успішних ТАПВ (б) та ОАПВ (в)

Контрольні запитання

1. Які елементи системи відносять до основних і які до додаткових? Як відповідно до цього характеризують заходи з покращення стійкості та якості перехідних процесів?
2. Які заходи з покращення якості перехідних процесів можна вважати експлуатаційними, а які режимними?
3. Як впливають конструктивні зміни параметрів генераторів, трансформаторів та ліній електропередачі на характер перехідних процесів та стійкість системи?
4. Призначення демпферних обмоток в гідрогенераторах та їх вплив на статичну та динамічну стійкість.

5. Які характеристики синхронних генераторів можна покращити за допомогою системи збудження?
6. Як впливає тривалість короткого замикання на коефіцієнт запасу динамічної стійкості?
7. Як впливає напруга електропередачі на величину граничної потужності (пропускної здатності)?
8. Якими способами можна зменшити індуктивний опір лінії електропередачі?
9. Вплив поздовжньої компенсації на режими електричної системи.
10. Як впливає характер заземлення нейтралей трансформаторів на динамічну стійкість системи?
11. Електричне гальмування генераторів (послідовне та паралельне включення активних опорів).
12. Вплив пристроїв регулювання турбін на стійкість системи.
13. Як впливає резерв активної (реактивної) потужності в системі на стійкість?
14. Яким чином ділення системи на несинхронно працюючі частини запобігає розвитку аварій в системі?
15. В чому особливості впливу ТАПВ та ОАПВ на динамічну стійкість?
16. Як впливають параметри вимикачів на динамічну стійкість системи?
17. В чому суть режимних заходів з підвищення стійкості системи?

ГЛОСАРІЙ

Абонент енергопостачальної організації – споживач електричної енергії чи тепла, енергоустановки якого приєднано до мереж енергоспостачальної організації.

Аварійний резерв потужності енергосистеми – резерв потужності, необхідний для поповнення генерованої потужності в енергосистемі в разі її аварійного зниження.

Аварійно допустимий перетік в перетині – найбільший допустимий перетік активної потужності в перетині в післяаварійному або вимушеному режимах [18].

Активна електрична енергія – електроенергія, що перетворюється на якийсь інший вид енергії.

Аналіз (розкладання, розчленування) – операція уявного або реального розподілу об'єкта дослідження (предмета, властивості, процесу або відношення між предметами) на складові частини, що виконується в процесі пізнання або предметно-практичної діяльності людини. Метод аналізу дозволяє отримати необхідну інформацію про структуру об'єкта дослідження, а також виділити із загальної маси фактів ті, які безпосередньо відносяться до цього питання.

Баланс потужності енергосистеми – система показників, яка характеризує відповідність суми навантаження енергосистеми і потрібної резервної потужності наявній потужності енергосистеми.

Баланс електроенергії в енергосистемі – система показників, яка характеризує відповідність споживання електроенергії в енергосистемі, витрат її на власні потреби та втрат у електричних мережах вироблених в енергосистемі електроенергії з урахуванням перетоків з інших систем.

Визначальні змінні стану енергосистеми – дані для оцінення стану енергосистеми, які можуть регулюватися енергосистемою.

Вимушений перетік (вимушений режим) в перетині – обмежене в часі завантаження перетину перетоком активної потужності, більше від максимального допустимого значення, але не більше від аварійно допустимого, якщо це визнано доцільним, наприклад, для запобігання відключення навантаження споживачів або обмеження видачі потужності електростанцій (не поширюється на АЕС) [18].

Динамічна характеристика навантаження електроенергетичної системи – залежність активного чи реактивного навантаження енергосистеми від часу за певних змін частоти чи напруги [17].

Диспетчерське керування енергосистемою – централізоване оперативне керування роботою енергосистеми, здійснюване диспетчерською службою на основі оптимальних електричних, теплоенергетичних та гідроенергетичних режимів з метою безперебійного забезпечення споживачів енергією належної якості і яким передбачено встановлення добових графі-

ків роботи електростанцій, реалізацію поточних режимів, виведення обладнання в ремонт та ліквідацію аварійних станів енергосистеми [17].

Експлуатаційний резерв потужності енергосистеми – резерв активної потужності у певний момент часу, який дорівнює різниці між робочою потужністю та навантаженням енергосистеми за нормальних показників якості електроенергії та з урахуванням сальдо перетоків.

Електричний центр коливання – точка електричної мережі, що характеризується максимальним зниженням напруги у випадку взаємних коливань або проворотів роторів генераторів електрично пов'язаних частин енергосистеми, а також зміною знака потужності по лініях електропередавання, що пов'язують ці частини між собою. В асинхронному режимі напруга в електричному центрі коливань знижується до нуля [18].

Електрогенерувальна система – сукупність обладнання енергетичної системи, що генерує електроенергію.

Електроенергетична система – сукупність електрообладнання енергетичної системи та об'єднаних загальним режимом споживачів електричної енергії, які становлять єдине ціле [17].

Електростанція; ЕС – енергоустановка, призначена для вироблення електроенергії чи електроенергії та тепла, яка складається із споруд і обладнання для перетворення енергії та допоміжного обладнання.

Електроустановка – енергоустановка, призначена для виробництва чи перетворення, передавання, розподілення чи споживання електроенергії.

Енергетична система; енергосистема – сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних загальним режимом у безперервному процесі виробництва, перетворення й розподілення електроенергії та тепла за умови загального керування цим процесом [17].

Енергетичний баланс – кількісна характеристика виробництва, споживання та втрат енергії чи потужності за встановлений інтервал часу для певної галузі господарства, району енергопостачання, підприємства, установки [17].

Енергоустановка – комплекс взаємопов'язаного устаткування та споруд, призначених для виробництва чи перетворення, передавання, накопичення, розподілення та споживання енергії [17].

Енергія вимушеного використання – енергія енергосистеми, споживання якої не може бути відкладене на інший час, бо вона буде втрачена (наприклад, енергія ГЕС без регулювання чи енергія ГЕС у повінь).

Енергопостачальна [електропостачальна, теплопостачальна] система – сукупність взаємопов'язаних енергоустановок, які здійснюють енергопостачання [електропостачання, теплопостачання] району, міста, підприємства.

Живучість енергосистеми – здатність енергосистеми протистояти ланцюжковому розвитку аварійних режимів [17].

Змінні стану енергосистеми – вихідні дані для оцінення стану енергосистеми (зростання навантаження, його зміна, прогноз цін на паливо) — чинники, що не залежать від регулювання енергосистеми [17].

Ізольована енергосистема – енергосистема, яка не має електричних зв'язків для паралельної роботи з іншими енергосистемами [17].

Лавиноподібний спад напруги (в енергосистемі) – стрімке зниження напруги внаслідок порушення статичної стійкості енергосистеми та зростання дефіциту реактивної потужності [17].

Лавиноподібний спад частоти (в енергосистемі) – стрімке зниження частоти в енергосистемі, спричинене зростанням дефіциту активної потужності [17].

Максимально допустимий перетік в перетині – найбільш допустимий перетік активної потужності в перетині в нормальному режимі [17].

Міжсистемний зв'язок енергосистем – одна чи декілька ліній електропередавання, які безпосередньо з'єднують різні енергосистеми [17].

Міжсистемний перетік – потужність, що передається за допомогою міжсистемного зв'язку.

Навантажений резерв потужності енергосистеми – резерв потужності, необхідний для сприймання випадкових коливань навантаження і регулювання.

Надійність роботи енергосистеми – здатність енергосистеми забезпечувати безперервне енергопостачання споживачів та підтримання в допустимих межах показників якості електричної та теплової енергії [17].

Неввімкнений резерв потужності енергосистеми – потужність справних агрегатів електростанцій енергосистеми, що не працюють, яка дорівнює різниці між робочою та ввімкненою потужністю енергосистеми.

Необхідне навантаження енергосистеми – потужність, яку має розвивати енергосистема для забезпечення споживачів [17].

Неоперативний резерв потужності енергосистеми – частина резерву потужності енергосистеми, для увімкнення в роботу якої та приймання навантаження потрібно декілька годин.

Номинальна напруга електричної мережі – напруга, на яку розрахована електрична мережа і яка є вихідною для відліку відхилень [17].

Нормальна схема (електричної мережі, енергетичної системи) – схема (електричної мережі, енергетичної системи), коли всі елементи мережі, що мають вплив на зниження рівня стійкості у цій схемі, перебувають у роботі [18].

Обважений перетік – це несприятливий збіг ремонту основного устаткування електростанцій та режиму енергосистеми [18].

Обважений режим енергосистеми – режим енергосистеми, який характеризується несприятливим накладенням ремонтів основного устаткування електростанцій, електричних мереж у режимах максимальних або мінімальних навантажень. Загальна тривалість

існування таких режимів протягом року не має перевищувати 10% часу (якщо загальна тривалість роботи перевищуватиме 10% часу, то режим має відноситись до нормального) [18].

Об'єднана енергосистема – сукупність кількох енергетичних систем, об'єднаних загальним режимом роботи, що має спільне диспетчерське керування, яке є вищим ступенем керування, ніж диспетчерське керування енергосистем, що до неї належать.

Оперативний резерв потужності енергосистеми – частина резерву потужності енергосистеми, підготовлена до швидкого увімкнення в роботу і приймання навантаження [17].

Параметри енергосистеми – показники, що характеризують енергосистему і залежать від якості обладнання енергосистеми, її конфігурації і визначають коефіцієнти, за допомогою яких встановлюється взаємозв'язок та взаємозалежність параметрів режиму.

Повний резерв потужності енергосистеми – резерв активної потужності, який дорівнює різниці між наявною потужністю енергосистеми та її навантаженням у момент річного максимуму за нормальних показників якості електроенергії та з урахуванням сальдо перетоків [17].

Реактивна енергія – обмінна електрична енергія в системах змінного струму, яка періодично накопичується та віддається електричними і магнітними полями, що виникають під час функціонування електричної системи та всіх приєднаних до неї електроустановок [17].

Регулювання навантаження енергосистеми – керування енергопостачанням та навантаженням енергосистеми, пов'язане з виявленням можливих дій споживачів стосовно користування енергією.

Резерв потужності енергосистеми – різниця між робочою потужністю та навантаженням енергосистеми [17].

Ремонтна схема (електричної мережі, енергетичної системи) – схема, яка відрізняється від нормальної тим, що через вимкнення одного або декількох елементів електричної мережі (а під час експлуатації – також через вимкнений стан пристроїв протиаварійної автоматики) суттєво (понад 10%) зменшується граничний за стійкістю перетік у будь-якому перетині в цій ремонтній схемі чи в можливому для неї післяаварійному режимі з урахуванням допустимого термічного перевантаження всього обладнання мережі [18].

Ремонтний резерв потужності енергосистеми – резерв потужності, необхідний для компенсування потужності обладнання, виведеного в плановий ремонт [17].

Сальдо перетоків – алгебраїчна сума всіх міжсистемних перетоків цієї енергосистеми з іншими енергосистемами [17].

Секціонування енергосистеми – забезпечення паралельної роботи різних частин енергосистеми через збільшений реактивний опір з метою зменшення струмів короткого замикання та поліпшення розподілу потоків потужності [17].

Системна оптимізація режимів електропостачання – система заходів, спрямована на забезпечення ефективності виробництва, розподілення та постачання електроенергії, яка базується на новітніх науково-технічних засобах та проблемно-орієнтованих знаннях [17].

Спільний коридор – ділянки траси ПЛ, на яких відстань по горизонталі між осями паралельного проходження і зближення ПЛ менша, ніж висота найбільш високої опори (для ПЛ-500 кВ – менша ніж 50 м, для ПЛ-750 кВ – менша ніж 75 м) [18].

Статична характеристика навантаження електроенергетичної системи – залежність активного чи реактивного навантаження енергосистеми від частоти за сталої напруги чи залежність від напруги за сталої частоти [17].

Траєкторія обваження режиму – послідовність усталених режимів, які за зміни у певний спосіб, можливий за реальних умов, деяких параметрів режиму роботи енергосистеми дають змогу досягти межі області статичної стійкості [18].

Увімкнений резерв потужності енергосистеми – частина резерву потужності енергосистеми, увімкнена в роботу з частковим навантаженням чи без нього і готова до завантаження [17].

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Друга редакція додатку до кодексу системи передачі «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки» НЕК «Укренерго».
2. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах : учебное пособие / Куликов Ю. А. – Новосибирск : НГТУ, М. : Мир. ООО «Издательство АСТ», 2003. – 283 с.
3. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / Веников В. А. – М. : Высш. шк., 1978. – 415 с.
4. Бугров В. Г. Электромеханические переходные процессы в системах электроснабжения : уч. пособие / В. Г. Бугров. – Тверь : Тверской государственный технический университет, 2005. – 116 с.
5. Переходные процессы в системах электроснабжения / [под ред. В. Н. Винославского]. – Киев : Вища шк., 1989. – 422 с.
6. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / Жданов П. С. ; под ред. Л. А. Жукова. – М. : Энергия, 1979. – 456 с.
7. Шабад В. К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах / Шабад В. К. – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 192 с.
8. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 99 с.
9. Мелешкин Г. А. Устойчивость энергосистем. Книга 1 : монография / Г. А. Мелешкин, Г. В. Меркурьев. – СПб. : НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с.
10. Хрущев Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах : уч. пособие / Хрущев Ю. В., Заповодников К. И., Юшков А. Ю. – Томск : Томский политехнический университет, 2012. – 160 с.
11. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків : ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
12. Перхач В. С. Математичні задачі електроенергетики / Перхач В. С. – Львів : Вища школа, 1989. – 464 с.
13. Андерсон П. Управление энергосистемами и устойчивость / П. Андерсон, А. Фуад. – М. : Энергия, 1980. – 568 с.
14. Гуревич Ю. Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Хачатарян Э. А. – М. : Энергоиздат, 1981. – 208 с.
15. Гуревич Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Осин А. А. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.

16. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації : навчальний посібник / В. Г. Аввакумов, Л. Б. Терешкевич. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 241 с.
17. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення. Київ, Держстандарт України, 1997 р. – 45 с.
18. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки.
19. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Мінерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

Додаток А
Завдання на контрольну роботу

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

ЗАВДАННЯ

на контрольну роботу з дисципліни **«Перехідні процеси»** для студентів
напряму підготовки

141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

Освітня програма: Електроенергетика та електротехніка

**«РОЗРАХУНОК СТАТИЧНОЇ І ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ»**

Вінниця 20__ р.

Зміст завдання на контрольну роботу

1. Розрахунок статичної стійкості електричної мережі

- 1.1. Виконати необхідні розрахунки і побудувати векторну діаграму простої електричної мережі з турбо- або гідрогенератором.
- 1.2. Побудувати характеристики активної потужності і визначити коефіцієнти запасу статичної стійкості простої електропередачі для таких випадків:
 - без урахування роботи автоматичного регулятора збудження генератора (без АРЗ; $I_f = const$; $E_q = const$);
 - за роботи генератора з автоматичним регулятором збудження пропорційної дії (з АРЗ ПД; $E'_q = const$);
 - за роботи генератора з автоматичним регулятором збудження сильної дії (з АРЗ СД; $U_{Gq} = const$).
- 1.3. У разі увімкненого вимикача $B-1$ або $B-2$ провести необхідні розрахунки і побудувати характеристики активної потужності генератора $P_1 = f_1(\delta)$ та системи $P_2 = f_2(\delta)$, а також визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості генератора.

2. Розрахунок динамічної стійкості електричної мережі

- 2.1. Виконати побудову графіка перехідного процесу $\delta = f(t)$, викликаного відключенням вимикачів на одній із ліній електропередачі. Визначити наближену частоту f_{BK} і період T_{BK} власних коливань ротора генератора.
- 2.2. Визначити граничний кут $\delta_{гран}^{відкл}$ і граничний час $t_{гран}^{відкл}$ відключення трифазного короткого замикання, що виникає в точках $K-1 - K-7$.
- 2.3. У випадках однофазного короткого замикання $K^{(1)}$ або двофазного короткого замикання на землю $K^{(1,1)}$, які виникають в точках $K-1 - K-4$ і вимикаються через $t^{відкл} = 0,4$ с, потрібно визначити граничний кут $\delta_{гран}^{АПВ}$ та граничний час $t_{гран}^{АПВ}$ повторного включення в роботу пошкодженої лінії успішним трифазним АПВ, щоб задана електропередача не втратила динамічної стійкості. Під час виконання завдання 2.3 вважати, що лінія Л-3 залишається постійно відключеною.

Основні припущення та додаткові умови під час виконання контрольної роботи

1. Відповідно до змісту завдання на контрольну роботу кожен студент отримує конкретизоване індивідуальне завдання.
2. Розрахунки контрольної роботи виконуються в системі відносних базисних одиниць за наближеним приведенням.

3. Питомі опори ліній електропередач струмам прямої послідовності дорівнюють $x_{штI} = 0,4$ Ом/км, а струмам нульової – $x_{num0} = 2x_{numI}$.
4. Точки короткого замикання знаходяться відповідно на початку і в кінці лінії електропередач, а точка *K-6* – посередині лінії Л-3.
5. Вимикачі *B-1* чи *B-2* вважати ввімкненими тільки під час виконання завдання 1.3.
6. Вважати, що відключення коротких замикань відбувається одночасно вимикачами, встановленими на початку і в кінці лінії електропередач.
7. В процесі розрахунків завдань динамічної стійкості (2.1 – 2.3) характеристики потужності $P = f(\delta)$ визначати через перехідну ЕРС – E' , без урахування складової, що змінюється з подвійною частотою.
8. Величина активної потужності навантаження *H-1* і *H-2* (P_H), а також значення потужності, що передається в систему (P_0), вираховуються у відсотках від номінальної потужності генератора $P_{ном}$, а реактивна потужність Q_H та Q_0 визначається через відповідні значення $\cos \varphi_H$ і $\cos \varphi_0$ (табл. А.3).

$$P_H = \alpha_H \cdot P_{ном}; \quad P_0 = \alpha_0 \cdot P_{ном}; \quad Q_H = P_H \cdot tg\varphi_H; \quad Q_0 = P_0 \cdot tg\varphi_0.$$

Вибір параметрів елементів і параметрів режиму електричної мережі

Параметри режиму і параметри елементів електричної мережі, які наведено в індивідуальному завданні на проектування, вибрані відповідно до номера варіанта із таблиць А.1 – А.4 та розрахункової схеми електропередачі (рис. А.1).

Таблиця А.1 – Параметри генераторів

№ вар.	Тип генератора	$U_{ном}$, кВ	$P_{ном}$, МВт	$\cos\varphi_H$, в.о.	x_d'' , в.о.	x_d' , в.о.	x_d , в.о.	x_q , в.о.	$T_{jном}$, с
1	Турбо	10,5	60	0,8	1,146	0,22	1,691	-	4,2
2	Гідро	10,5	56	0,85	0,22	0,35	0,93	0,63	9,1
3	Турбо	10,5	100	0,85	0,183	0,263	1,79	-	4,8
4	Гідро	16,5	90	0,9	0,26	0,35	0,89	0,469	10,1
5	Турбо	18	150	0,85	0,213	0,304	1,713	-	5,1
6	Гідро	13,8	115	0,85	0,15	0,2	0,52	0,332	13,4
7	Турбо	15,75	200	0,85	0,204	0,31	1,862	-	6
8	Гідро	15,75	200	0,85	0,205	0,345	1,915	0,65	15,2
9	Турбо	20	300	0,85	0,195	0,3	2,195	-	6,2
10	Гідро	15,75	300	0,85	0,2	0,34	1,3	0,87	19,8

Таблиця А.2 – Параметри ліній електропередачі

ЛЕП	Довжина	№ варіанта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Л-1	l, км	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Л-2	l, км	45	41	38	35	32	28	25	20	15	10
Л-3	l, км	28	34	42	48	50	54	58	60	64	68

Таблиця А.3 – Значення коефіцієнтів α і $\cos\varphi$

Коефіцієнти	№ варіанта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
α_{H-1} , в.о.	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	0,35	0,3	0,25	0,2	0,15
α_{H-2} , в.о.	0,5	0,48	0,45	0,42	0,4	0,38	0,35	0,32	0,3	0,28
α_0 , в.о.	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8
$\cos\varphi_{H-1}$, в.о.	0,8	0,82	0,85	0,87	0,9	0,92	0,95	0,96	0,9	0,85
$\cos\varphi_{H-2}$, в.о.	0,8	0,85	0,9	0,85	0,8	0,85	0,9	0,85	0,9	0,85
$\cos\varphi_0$, в.о.	0,9	0,95	0,9	0,85	0,8	0,85	0,9	0,95	0,9	0,95

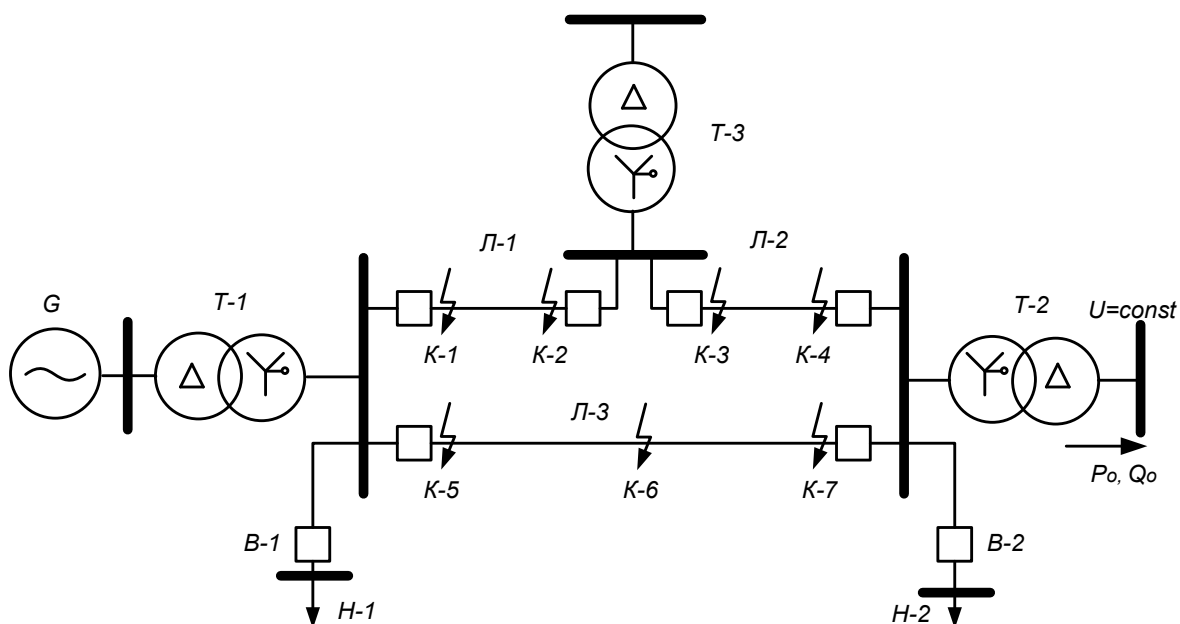


Рисунок А.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця А.4 – Параметри трансформаторів

№ вар.	Тр-ри	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{К}}$, %
1	T-1	80	10,5	115	12,7
	T-2	125	115	230	18,4
	T-3	25	10,5	115	10,5
2	T-1	63	10,5	115	9,6
	T-2	80	115	230	10,4
	T-3	16	10,5	115	10,5
3	T-1	125	10,5	115	12,1
	T-2	125	115	340	21,4
	T-3	63	37	115	12
4	T-1	125	16,5	115	18,6
	T-2	80	115	230	15,4
	T-3	80	37	115	15
5	T-1	200	18	115	24,1
	T-2	200	115	230	20,7
	T-3	125	10,5	115	11
6	T-1	125	13,8	115	14,1
	T-2	200	115	230	17,2
	T-3	80	37	115	14
7	T-1	250	15,15	115	24,3
	T-2	250	115	230	19,3
	T-3	125	10,5	115	12
8	T-1	250	15,75	115	10,5
	T-2	250	115	330	19,1
	T-3	80	37	115	13
9	T-1	320	20	230	17,4
	T-2	320	230	340	21,7
	T-3	200	10,5	230	24
10	T-1	320	15,75	115	14,7
	T-2	250	115	230	16,4
	T-3	125	10,5	115	12

*Електронне навчальне видання
комбінованого використання
Можна використовувати в локальному та мережному режимах*

**Тептя Віра Володимирівна
Кулик Володимир Володимирович**

ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНІ ПЕРЕХІДНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

Конспект лекцій

Рукопис оформлено *В. Тептя*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет виготовлено *О. Кушнір*

Підписано до друку 06.10.2021 р.
Гарнітура Times New Roman.
Зам. № P2021-032.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
інформаційний редакційно-видавничий центр.
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95,
м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.