

МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ЗБУРЕНЬ НА ДИНАМІЧНУ СТІЙКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Марченко А.А., к.т.н., доцент, Майкович І.В., магістрант

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Функціонування енергетичних систем (ЕЕС) відбувається в умовах виникнення неперервних та дискретних збурень, що викликають різкі зміни режиму роботи ЕЕС. Успішна робота ЕЕС значною мірою залежить від її здатності забезпечити надійне та безперебійне живлення споживачів.

Динамічною стійкістю режиму ЕЕС називається її здатність повертатися після тимчасово прикладеного раптового і різкого збурення до такого сталого режиму, при якому значення параметрів режиму у вузлових точках близькі до нормальних.

Критерії динамічної стійкості характеризують здатність системи зберігати синхронну роботу і відновлювати режим близький до початкового при короткочасних різких його змінах.

Кінцевим завданням дослідження динамічної стійкості системи є виявлення відносного руху роторів генераторів, оцінка характеру перехідного процесу при дії сильних збурень, розрахунок суттєвих параметрів режиму при переході з одного стану в інший, встановлення критичних значень параметрів режимів і отримання на цій основі висновку про здатність системи зберігати синхронну роботу [1, 2].

Мета роботи. Метою даної статті є моделювання фрагменту енергетичної системи в програмному середовищі Matlab/Simulink Simscape Electrical, та аналіз отриманих результатів щодо визначення стійкості системи.

Матеріали та результати досліджень. Аналіз робіт [1-2] показує, що методи аналізу динамічної стійкості в ЕС можуть бути розбиті на такі групи: чисельні методи оцінки стійкості у часовій області на основі рішення систем рівняння, які описують перехідні процеси; прямі методи по типу методів Ляпунова; експрес-методи; методи на основі теорії розпізнання образів.

Чисельні методи оцінки стійкості у часовій області дозволяють: отримати інформацію про зміни параметрів режиму; сформулювати будь-який сценарій аналізу стійкості. Однак ці методи: не дозволяють визначити область режимів, які необхідно аналізувати (немає рекомендацій для відсічення збурення з точки зору стійкості); безпосередньо оцінити запаси стійкості; не дозволяють отримати узагальнюючі рекомендації по керуванню стійкістю; потребують багатократного вирішення систем рівнянь для оцінки граничних умов стійкості.

Основною перевагою прямих методів оцінки стійкості є безпосереднє обчислення границь динамічної стійкості (без повторних обчислювань), зручне визначення запасів стійкості. Однак застосування цих методів обмежено із-за прийняття істотних припущень при реалізації методів, які ґрунтуються на теорії Ляпунова. Але прийняття припущень не дозволяють отримати достовірну інформацію про зміну параметрів режиму, а значить реалізувати оптимальне керування конкретним режимом.

Спрощені методи дають змогу не лише просто і швидко, а й заздалегідь проаналізувати динамічну стійкість режиму для найпростіших електричних систем, однак вони лише для грубої оцінки. Уточнені методи спрямовані на врахування низки додаткових чинників, які не бралися до уваги у спрощених методах і суттєво впливають на характер перехідного процесу: автоматичне регулювання збудження, що змінює значення ЕРС генераторів та їх електромагнітний момент відповідно; автоматичне регулювання частоти обертання первинних двигунів та їх обертового моменту; додаткові гальмівні моменти на валу агрегату від генератора, які виникають у процесі дії КЗ від періодичної складової струму статора і струмів, що наводяться у демпферних обмотках ротора; урахування динамічних характеристик навантаження вузлів ЕЕС [1]. Основні спрощені методи аналізу динамічної стійкості режиму ЕЕС, що були використані при виконанні розрахунків фрагменту ЕЕС (рис. 1): метод площин, який використовується для визначення граничних значень кута і часу вимкнення КЗ; метод послідовних інтервалів для якісної оцінки характеру перехідного процесу за зміною кута δ у часі.

Для виконання подальшого дослідження створено схему частини електричної мережі (рис. 1).

Для моделювання генеруючої потужності станції обрано блок, який буде представляти генератор потужністю 71,5 МВА, напругою 13,8 кВ. (рис. 1 (1)). Обраний блок синхронного генератора є моделлю класичної синхронної машини з демпферною обмоткою [3]. Виходи моделі А, В і С є виводами обмотки статора машини. На вихідному порту m формується векторний сигнал, що складається з кутової швидкості ротора ω , куту між перехідною ЕРС синхронного генератора та напругою системи δ , та активної потужності P [3, 4].

Навантаження у системі імітуються чотирма блоками трифазного RLC навантаження, кожен з яких по 5 МВт, 16.2 МВт, 5 МВт, 26 МВт відповідно блоки (2, 6, 8, 9) (рис. 1). Алгоритм дії наведеного блоку пояснюється використанням першого та другого законів Кірхгофа для перерахунку вихідного струму та напруги відносно вхідних параметрів [4].

Для спрощеної симуляції роботи підстанцій обрано наступні трансформаторні блоки: трансформатор 13.8/330 кВ та 330/110 кВ - обидва потужністю 125 МВА (рис. 1 (3, 5)). Використаний блок є моделлю двообмоткового трансформатора з спрощеним моделюванням ефекту гістерезису - тобто модель імітується як дискретизована лінійна залежність між потоком та струмом намагнічення.

Дана схема містить 2 високовольтні ЛЕП (рис. 1 (4, 7)) напругою 330 110 кВ, довжиною 142 та 29 км відповідно. Математичною моделлю блоку, що є імітацією ПЛ є П-подібна схема заміщення [4].

На рис. 1 (12) представлено блок, який моделює трифазний пристрій включення і виключення змінного струму. В даній системі блок моделює відключення пошкодженого елемента (лінії) через 0,11 с з моменту виникнення короткого замикання [3, 4].

Систему нескінченної потужності на рис. 1 моделює блок 10.

Двофазне коротке замикання в схемі представлено блоком 11 (рис.1), час дії короткого замикання – 0,11 с, початок - на 4 секунді з моменту початку моделювання.

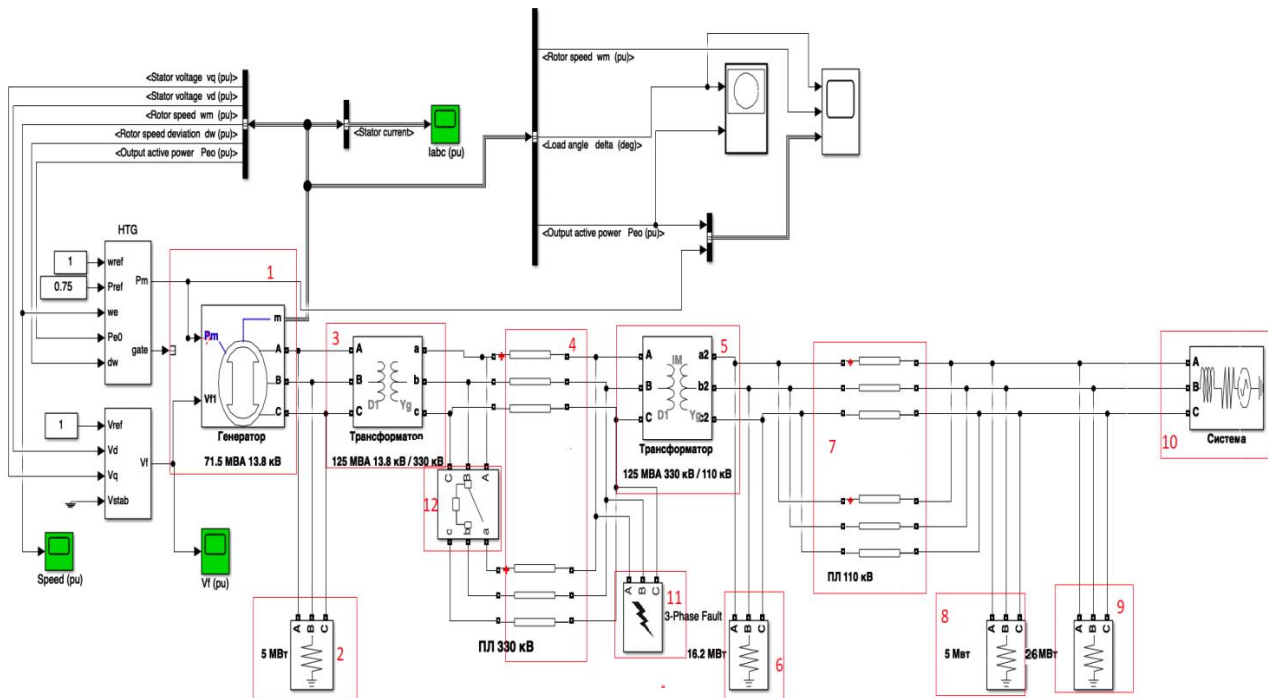


Рисунок 1 – Модель фрагменту електроенергетичної системи

Для виконання розрахунків, запропоновану схему фрагменту ЕЕС представлено у вигляді еквівалентної заступної схеми у вихідному режимі (рис. 2).

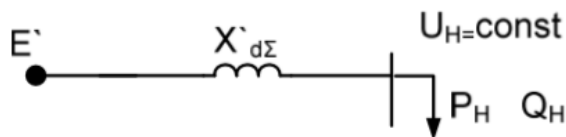


Рисунок 2 – Еквівалентна заступна схема системи у вихідному режимі

Перехідна ЕРС E' розраховується за формулою[5]:

$$E' = \sqrt{\left(U_H + \frac{Q_H}{U_H} \cdot X'_{d\Sigma}\right)^2 + \left(\frac{P_H}{U_H} \cdot X'_{d\Sigma}\right)^2}$$

Результати розрахунків методом площин та методом послідовних інтервалів, представлені у таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати розрахунку динамічної стійкості системи

Параметр	Отримане значення
Потужність генератора в початковому режимі (P_0 , в.о.)	0,95 в.о.
Кут між ЕРС та напругою системи δ_0 , град.	31 град.
Фактичний кут вимкнення пошкодженого елемента ($\delta_{\text{вим}}$, град.)	65 град.
Граничний кут вимкнення пошкодженого елемента ($\delta_{\text{кр}}$, град.)	134 град.

Відповідно до виконаних розрахунків, можна проаналізувати кутові характеристики потужності нормального, аварійного та післяаварійного режимів за методом площин (рис. 3).

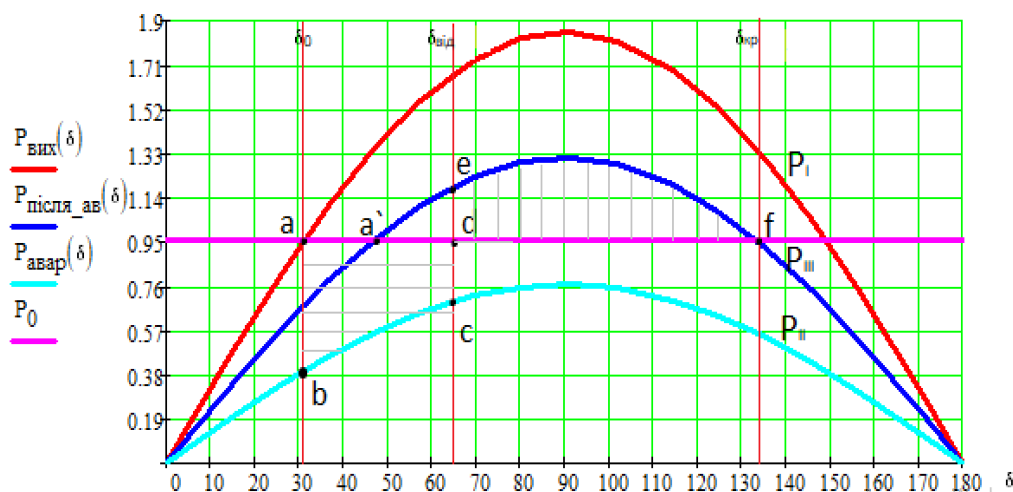


Рисунок 3 – Кутові характеристики потужності нормального, аварійного та післяаварійного режимів за методом площин

Як видно з графіку, робоча точка стану роботи в нормальному режимі відповідає координатам $(P_0; \delta_0)$. При появі КЗ, відбувається скид потужності, яка передається генератором з $P_I(\delta_0)$ до $P_{II}(\delta_0)$ (точка b), при цьому робоча точка стану роботи зміщується за кутовою характеристикою потужності $P_{II}(\delta_0)$ в напрямку збільшення кута δ дугою bc до кута вимкнення пошкодженого ланцюга ЛЕП, що відповідає моментів час вимкнення.

Вимкнення пошкодженого елемента призводить до зростання значення потужності, що передається до мережі (точка e), але так як $P_{III}(\delta_0)$ більше P_0 , то з'являється гальмівний момент для ротора генератора. Кут продовжує зростати доти, поки не буде вичерпана за час прискорення кінетична енергія генератора, граничне значення для якої - $\delta_{\text{кр}}$. Аналізуючи графік, можна зробити висновок, що динамічна стійкість збережена, тому що виконується умова: $F_{\text{приск}} \leq F_{\text{гальм}}$ [1, 5, 6].

Зважаючи на виконані розрахунки, є необхідним проведення ряду дослідів, які дають оцінити динамічну стійкість запропонованої системи,

використовуюючи програмне забезпечення Matlab/Simulink Simscape Electrical [4].

Динамічну стійкість режиму ЕЕС визначають за характером зміни в часі взаємних кутів, які повинні бути однаковими і незростаючими. Характер зміни залежностей $\delta(t)$ встановлюють для кожного заздалегідь часу вимкнення КЗ. Щоб визначити граничний кут вимкнення, викладену послідовність розрахунків необхідно повторювати для інших значень часу, доки не буде встановлено характер зміни залежностей $\delta(t)$, які підтверджують динамічну стійкість (нестійкість) режиму роботи ЕЕС [1,6,7].

На рисунку 4 представлено значення кута δ (а), кутової швидкості генератора ω (б), потужності генератора P (в).

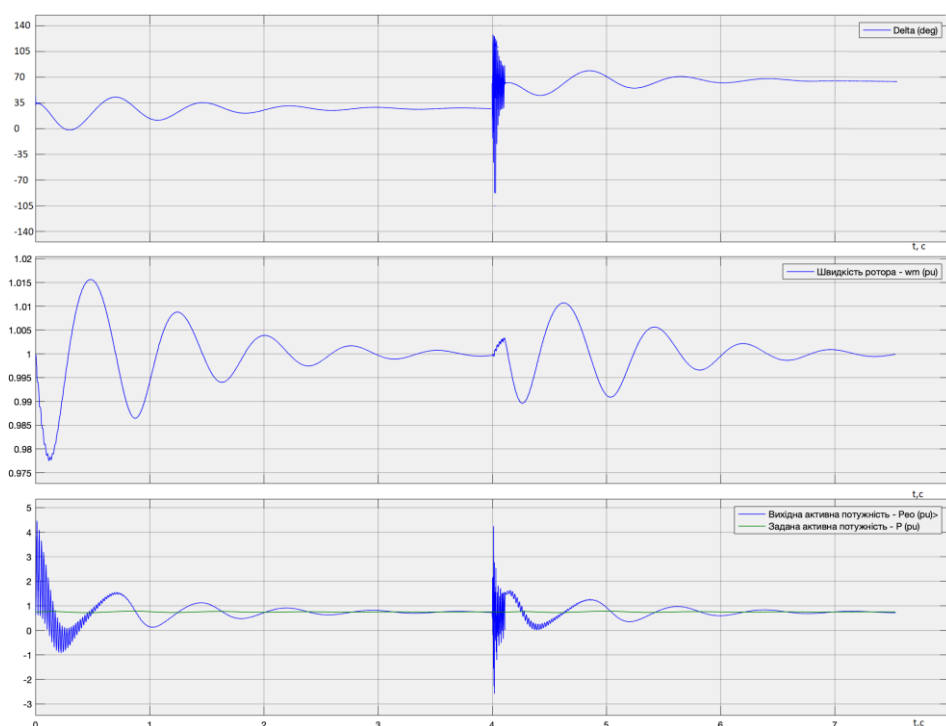


Рисунок 4 – Зміна параметрів при двофазному короткому замиканні: а - кута δ , б - кутової швидкості генератора ω , в - потужності генератора P .

Як видно з рис. 4 значення P_0 та δ_0 відповідає розрахованим (табл. 1). На 4 секунді внаслідок збурення – двофазного КЗ (тривалістю 0,11с з подальшим відключенням пошкодженої ЛЕП), відбувається перехідний процес зі зміною кута δ , кутової швидкості генератора, потужності генератора P . В результаті збурюючого впливу максимальне амплітудне значення кута δ становить 131 град. (що є менше $\delta_k = 134$ град.), та через 3 секунди виходить на усталене значення – 65 град, що свідчить про збережену динамічну стійкість системи.

На рисунку 5 представлено зміну кутової частоти.

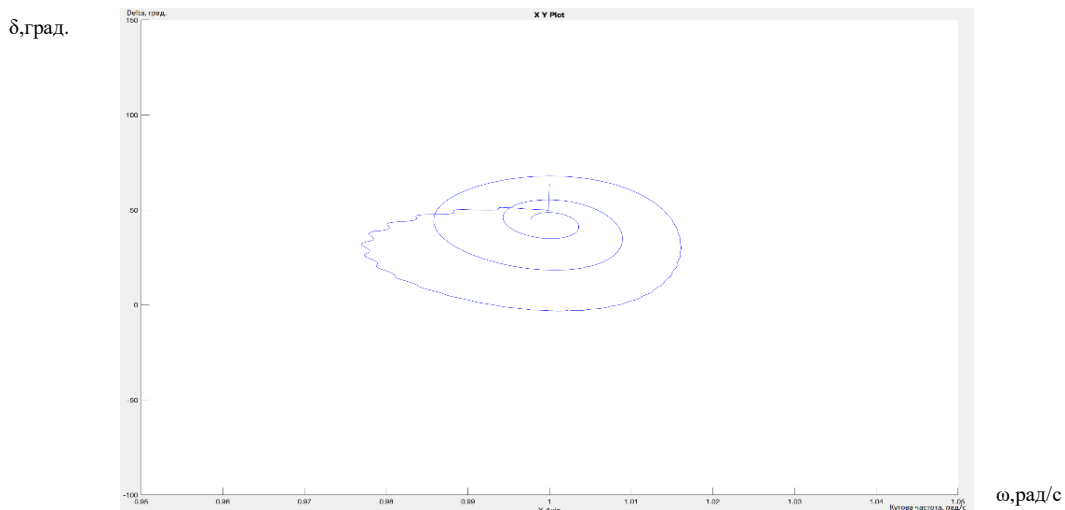


Рисунок 5 – Зміна кутової частоти

Оскільки в синхронному генераторі наявні потужність демпфування, втрати на тертя, зміна швидкості ротора та коливання кута δ з часом зменшуються, як зображено на рис. 5 [7].

Висновки. В результаті виконаних розрахунків методом площин, послідовних інтервалів та моделювання в програмному середовищі Matlab/Simulink Simscape Electrical, досліджено динамічну стійкість системи.

Аналіз проведеного дослідження показав, що, у разі виникнення двофазного короткого замикання на ЛЕП 330 кВ система буде стійкою при подальшому відключенні пошкодженої лінії на інтервалі 0,11 с.

Перелік посилань

1. Півняк Г. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк. – Дніпро: НГУ, 2016. – 600 с.
2. Аввакумов В. Г. Перехідні процеси в системах електропостачання: елементи теорії, програми, ілюстрації / В. Г. Аввакумов, В. Б. Терешкевич. – Вінниця: Вінницький НТУ, 2013. – 241 с.
3. Черных И.В. моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink Simscape Electrical / И.В. Черных – М.:ДМК Пресс, СПб: Питер, 2008. – 288 с.
4. Simscape Power Systems Simscape Blocks [Electronic Resource]. – Mode of access : URL : <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/simscapeblocklist.html>. – Title from the screen.
5. Бардик Є. І. Методичні вказівка до виконання розрахунково-графічної роботи з дисципліни "Перехідні процеси в електроенергетичних системах" / Є. І. Бардик, В. І. Бондаренко, Р. В. Вожаков. – Київ: НТУУ "КПІ" ФЕА, 2015. – 50 с.
6. ANALYSIS OF POWER SYSTEM STABILITY FOR MULTIMACHINE SYSTEM [Електронний ресурс] // Int J Adv Engg Tech/Vol. VII/Issue II/April-June,2016/116-120. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.technicaljournalsonline.com/ijeat/VOL%20VII/IJAET%20VOL%20VII%20ISSUE%20II%20APRIL%20JUNE%202016/20167220.pdf>.
7. PAVELLA M. TRANSIENT STABILITY OF POWER SYSTEMS / M. PAVELLA, D. ERNST, D. RUIZ-VEGA. – Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers. – 236 с.