

УДК 621.311.1

П.М. Баран, В.С. Коновал, О.І. Скрипник
Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра ЕМС

КОМП'ЮТЕРНИЙ АНАЛІЗ ВИСЛІДНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

© Баран П.М., Коновал В.С., Скрипник О.І., 2002

Наведено основні характеристики комплексу ДАКАР, призначеного для аналізу режимів і процесів електроенергетичних систем (ЕЕС). На основі розроблених додаткових підсистем здійснено низку розрахунків і аналіз динамічних властивостей ЕЕС для деяких способів забезпечення вислідної стійкості.

The main characteristics of DAKAR complex, intended for the analysis of modes and processes of electrical power systems (EPS) are presented. On the basis of developed additional subsystems a number of calculations and analysis of dynamic properties of EPS for a number of ways of maintenance of dynamic stability is carried out.

Електроенергетична система є однією з найскладніших штучних систем. Аналіз режимів та процесів у таких системах вимагає потужних як апаратних, так і програмних засобів. Особливо це стосується аналізу динамічних властивостей електроенергетичних систем, а саме: статичної, динамічної та вислідної стійкостей.

Для розв'язання таких складних задач і було розроблено потужний комплекс програм дослідження режимів електроенергетичних систем ДАКАР. Він призначений для розрахунку та аналізу усталених режимів і перехідних процесів електроенергетичних систем [1, 2]. Програмний комплекс використовується для навчання та тренування диспетчерського персоналу [3], спеціалістів електроенергетиків і студентів, а також застосовується в проектних організаціях електроенергетичного ухилу.

Програмне забезпечення дозволяє розв'язувати такі задачі: створення графічної схеми мережі та комутаційних схем підстанцій з відображенням на них результатів розрахунку, розрахунок й аналіз усталеного режиму, дослідження статичної та динамічної стійкості, аналіз довготривалих перехідних процесів, еквівалентування режимних схем, аналіз несиметричних, неповнофазних режимів та розрахунок струмів короткого замикання.

Одним із засобів поліпшення керованості ЕЕС є застосування асинхронізованих синхронних турбогенераторів (АСТГ). Порівняно з синхронними генераторами вони мають низку позитивних рис, зумовлених їх конструктивними та структурними особливостями, а також застосуванням спеціального асинхронізованого принципу керування. Особливістю конструкції такого генератора є наявність на роторі двох обвиток збудження, зміщених між собою на деякий кут. Така система обвиток збудження принципово дозволяє змінювати не лише амплітуду, але й фазу сумарної магніторухливної сили збудження і, за необхідності, забезпечити навіть її обертання відносно ротора з заданою частотою. Асинхронізований принцип керування збудженням забезпечує розділене керування процесами регулювання напруги і підтримання стійкого обертання ротора, а також – незалежність статичних характеристик і динамічних властивостей генератора від режиму його роботи. Модель системи регулювання збудження асинхронізованого турбогенератора описана в [4].

Приклад аналізу стійкості електричної станції у разі наявності асинхронізованих генераторів

За приклад брали Бурштинську ТЕС, що має два асинхронізованих генератори. Досліджувався динамічний перехід, зумовлений трифазним коротким замиканням на шинах 400 кВ із подальшим вимкненням лінії 400 кВ Бурштин – Мукачево. Тривалість короткого замикання в більшості експериментів дорівнювала 0,23 с.

Максимальна тривалість короткого замикання без порушення стійкості в режимі видачі реактивної потужності (70 Мвар на два генератори) для першого варіанта становила 0,24 с, а для другого – 0,25 с. Причому в режимі споживання реактивної потужності (60 Мвар на два генератори) максимальна тривалість короткого замикання для першого варіанта зменшилася до 0,23 с, а для другого – залишилася без змін.

Рис. 1 ілюструє погіршення стійкості (збільшення амплітуди коливань ковзання) синхронної машини за умови її роботи з меншою видачею реактивної потужності і тим більше в режимі її споживання. Здійснені дослідження показали значно меншу залежність ковзань у динамічному переході для асинхронізованої машини. Для розглянутого динамічного переходу на рис. 2 зображено графіки зміни ковзань асинхронізованого і синхронного генератора в режимі споживання реактивної потужності. Чітко видно краще демпфування коливань асинхронізованим генератором, особливо в першому хитанні після вимкнення короткого замикання.

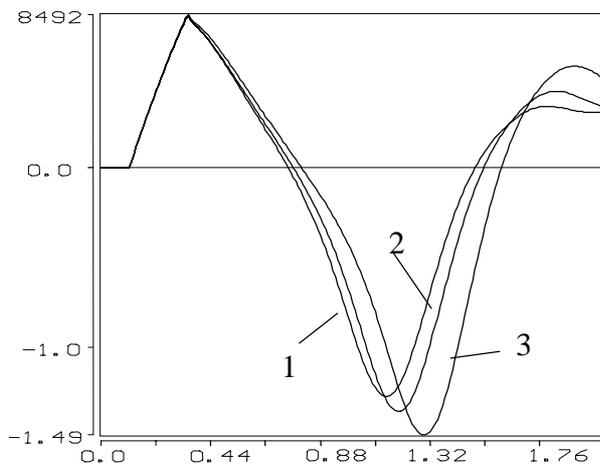


Рис. 1. Зміна в часі ковзань синхронної машини для різної величини реактивної потужності:
1 – видача Q ; 2 – $Q = 0$; 3 – споживання Q

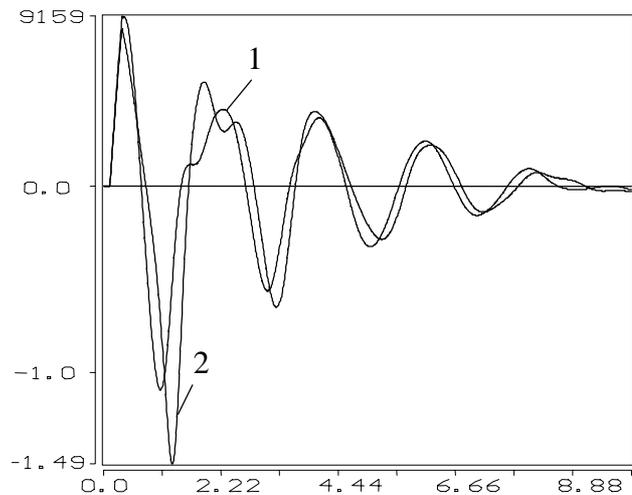


Рис. 2. Зміна в часі ковзань асинхронізованого і синхронного генератора:
1 – асинхронізований; 2 – синхронний

Асинхронізовані генератори мають значний запас статичної стійкості за всіма налаштовувальними параметрами. На рис. 3 показані фрагменти області стійкості за коефіцієнтом посилення каналу відхилення активного струму генератора від його усередненого значення. Є, як мінімум, потрібний запас за цим коефіцієнтом посилення. Перехід у режим споживання незначно скорочує область стійкості. Приблизно такий же запас стійкості і за коефіцієнтом посилення каналу відхилення кута між системами координат (x, y) і (d, q) . Є приблизно десятикратний запас за коефіцієнтом посилення каналу відхилення ковзання генератора відносно ковзання вектора напруги опорного вузла, навіть для від'ємного значення цього коефіцієнта.

Підвищення вислідної стійкості паралельної роботи електричних станцій в після-аварійних режимах можна досягнути різними способами. Серед них: розвантаження турбін, електричне гальмування, поділ системи тощо. У деяких випадках ефективним може бути спосіб взаємного керування турбін. Ідея цього способу не нова. Вона полягає в дії на координати двох паралельно працюючих електричних станцій так, щоб не допустити збільшення взаємного кута між ними і як наслідок – збільшити запас статичної та динамічної стійкості і поліпшити умови синхронізації під час порушення стійкості паралельної роботи електричних станцій.

Ця ідея використовується в регуляторах збудження сильної дії. Але через велику швидкодію цих регуляторів у законі регулювання не можна використовувати безпосередньо взаємний кут. Замість нього використовуються інші координати, безпосередньо пов'язані із взаємним кутом, наприклад, струм лінії чи зміна частоти. Значно менша швидкодія систем регулювання частоти дозволяє вводити в закон регулювання взаємний кут і його похідні.

Припустимо, що під час розвитку аварійної ситуації від основної частини електроенергетичної системи виділилась деяка її частина з двома потужними електричними станціями. Станції знаходяться на значній віддалі одна від одної. Після відділення в районі однієї станції є надлишок потужності, а в районі другої – дефіцит. Без додаткових заходів стійкість їх паралельної роботи не забезпечується.

На частині генераторів однієї чи обох станцій встановимо пристрої взаємного керування потужністю турбін. Алгоритм взаємного керування може бути таким:

$$\mu_T = K_0(K_1(\delta_{12} - \delta_{уст}) + K_2 d\delta_{12} / dt + K_3 d^2\delta_{12} / dt^2),$$

де μ_T – сигнал зміни потужності турбіни; δ_{12} , $d\delta_{12} / dt$, $d^2\delta_{12} / dt^2$ – взаємний кут, його перша та друга похідна; $\delta_{уст}$ – уставка взаємного кута; K_0 , K_1 , K_2 , K_3 – загальний коефіцієнт посилення та відповідні коефіцієнти окремих каналів керування. Загальний коефіцієнт посилення приймається нелінійним. Найбільше його значення в початковій стадії керування.

Взаємний кут може вимірюватися між векторами напруг у різних точках. Під час моделювання використовувалися вектори ЕРС генераторів та напруги на їх шинах. Як резервний варіант, для визначення кута використовувався приріст потужності через лінію чи переріз зв'язку між електричними станціями. Значення уставки взаємного кута $\delta_{уст}$ задається з умов забезпечення стійкої роботи електричних станцій в післяаварійному режимі з необхідним запасом стійкості.

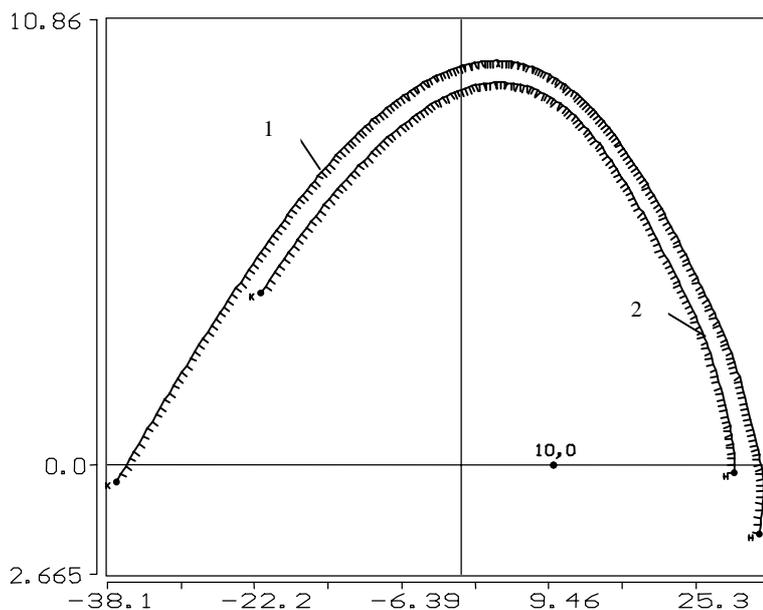


Рис. 3. Зона стійкості за активним струмом генератора:
1 – режим видачі; 2 – режим споживання

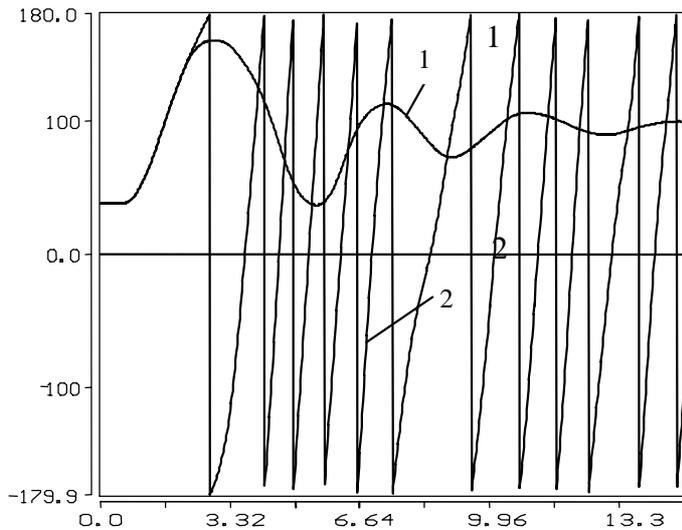


Рис. 4. Зміна в часі взаємного кута електричних станцій:

1 – із взаємним керуванням; 2 – без взаємного керування

Серія математичних експериментів, виконаних за даними однієї електроенергетичної системи, підтвердила ефективність запропонованого алгоритму взаємного керування потужністю турбін. Найхарактернішою координатою, яка відображає взаємний рух генераторів, є зміна взаємного кута між генераторами електричних станцій. На рис. 4 зображено графіки зміни взаємного кута без і зі взаємним керуванням потужністю турбін. Якщо в першому випадку порушується синхронна робота електричних станцій, то

в другому – коливання взаємного кута досить швидко згасають. Після 10 с встановився практично усталений режим.

Моделювання взаємного керування турбінами дає також непрямий позитивний ефект. Так, якщо на основі усереднених графіків зміни моментів турбін сформувати відповідну форму аварійного розвантаження турбін, то ефект від реалізації такого аварійного розвантаження буде схожий на ефект від взаємного керування. Це відбувається тому, що стійка робота забезпечується саме за рахунок відповідного швидкодіючого розвантаження турбін.

Електричне гальмування

Поряд з аварійним регулюванням турбіни важливим засобом діяння на режим роботи енергосистеми під час аварій є електричне гальмування. Електричне гальмування (ЕГ) – метод гасіння надлишкової кінетичної енергії роторів агрегатів за допомогою короткочасного підключення до шин станції чи послідовно в коло статора генератора спеціальних навантажувальних резисторів (НР). Ці резистори можуть бути металевими з повітряним чи масляним охолодженням або бетелеві. Потужність резисторів може змінюватися від 400 до 2000 МВт, а напруга досягати 500 кВ.

Для збереження стійкості необхідно правильно вибрати тривалість гальмування, величину резистансу та момент його ввімкнення. Рекомендується вмикати резистор одночасно з вимиканням КЗ. Тривалість гальмування не повинна перевищувати 0,5–0,8 с.

Для прикладу на рис. 5 показана зміна ковзання s генератора від зміни значення опору гальмування, увімкненого на генераторній напрузі чи шинах високої напруги.

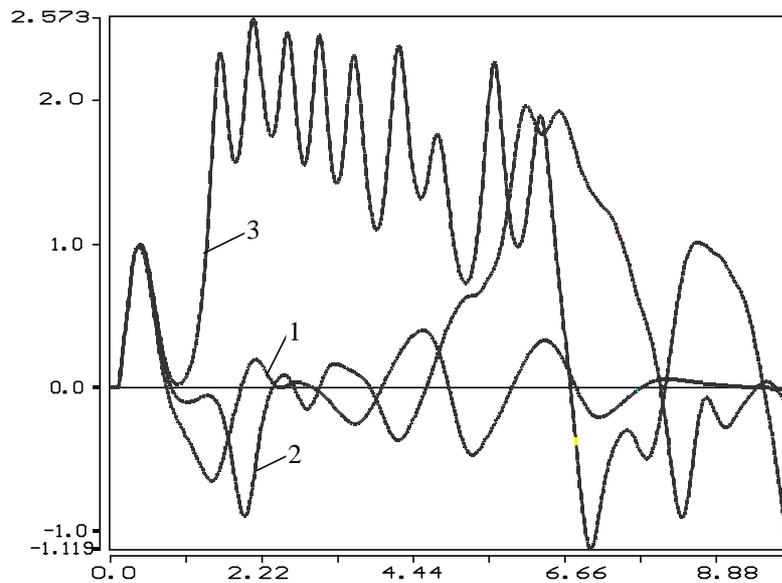


Рис. 5. Зміна ковзання від зміни опору гальмування ввімкненого на шинах високої напруги:
 $1 - R = 1 \text{ Ом}; 2 - R = 2 \text{ Ом}; 3 - R = 4 \text{ Ом}$

Порівняння впливу різних способів увімкнення опору гальмування на роботу АСТГ

Спочатку пристрої електричного гальмування розробляли у вигляді однієї установки, яку підключали на вищій напрузі електростанції (зазвичай 500 кВ). Надалі передбачалися або кілька навантажувальних резисторів на високій напрузі, або низка НР на генераторній напрузі (один на генератор). У цьому випадку легше вирішувались проблеми резервування і варіювання потужністю гальмування, однак виникали проблеми, пов'язані з розміщенням НР і підключенням їх до схеми розподільчого пристрою.

Порівняння НР, які ввімкнені на високій і генераторній напругах, показує, що за їх однакової номінальної потужності ефективність гальмування тим вища, чим менший електричний опір зв'язку між НР і генератором. Дійсно, під час підключення НР до шин високої напруги (за трансформатором) внаслідок помітного зниження напруги на шинах у момент гальмування гальмівна потужність, що розвивається ними, зменшується. Крім того, на інтенсивності гальмування і його ефективності негативно відбивається явище зниження потужності розвантаження передачі, яке проявляється тим більше, чим більший опір між НР і генератором. Увімкнення НР на генераторній напрузі завжди ефективніше. Для кожної конкретної схеми ЕЕС існує максимально можлива гальмівна потужність, яку може розвивати НР.

Для визначення оптимального варіанта увімкнення опору електричного гальмування на Бурштинській ТЕС було порівняно роботу АСТГ для різних значень опору гальмування. Це – $R = 1 \text{ Ом}$ на генераторній напрузі чи еквівалентне цьому значення $R = 250 \text{ Ом}$ на шинах високої напруги станції. Результати порівняння зображені на рис. 5. З нього видно, що використання електричного гальмування у блоці з АСТГ підтверджує загальні теоретичні положення про оптимальність увімкнення опору гальмування на генераторній напрузі.

Вплив віддаленості КЗ на ефективність електричного гальмування

Під час аварійних збурень великої інтенсивності, що супроводжуються прискоренням генераторів незважаючи на електричне гальмування і можливості появи значної величини гальмівного моменту під час автоматичного повторного вмикання (АПВ) повітряних ліній, сигнали на увімкнення та вимкнення навантажувальних резисторів повинні формуватись за знаком ковзання одного з генераторів.

Якщо інтенсивність аварійних збурень порівняно невелика, наприклад, під час пошкоджень на прилеглих до електростанції ділянках повітряних ліній, які супроводжуються однофазним автоматичним повторним вмиканням (ОАПВ) або у разі багатофазних пошкоджень на віддалених від електростанції ділянках повітряних ліній, то моменти повторних увімкнень навантажувальних резисторів визначаються за знаком ковзання, а моменти вимкнень – за знаком суми ковзання і інтегралу ковзання (вибігу кута ротора генератора).

За одним з цих двох алгоритмів і відбувається керування роботою електричного гальмування. Вибір одного з них повинен здійснюватися в темпі перехідного процесу за параметрами одного з генераторів.

Для підтвердження цих положень були проведені розрахунки з включенням електричного гальмування під час виникнення далеких і близьких аварій. На рис. 6–7 показано зміни ковзань АСТГ у разі відсутності і наявності електричного гальмування під час виникнення коротких замикань на шинах Бурштинської ТЕС і на повітряній лінії Бурштин – Мукачево. З цих залежностей видно, що правильність вибору алгоритму керування цілком підтверджується і застосування електричного гальмування призводить до цілком реального збереження стійкої роботи електростанції. Триваліший асинхронний режим у випадку віддаленого короткого замикання пояснюється меншою інтенсивністю керівного сигналу.

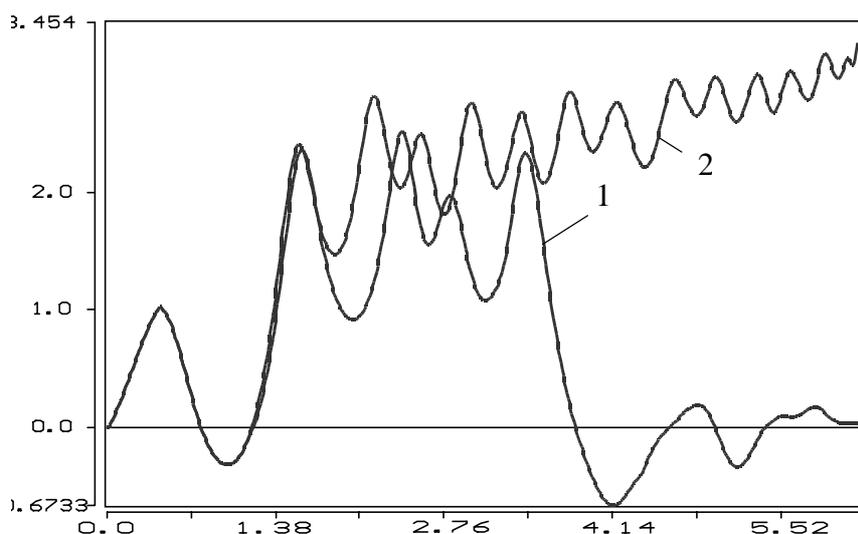


Рис. 6. Зміна ковзання АСТГ під час дальнього КЗ у разі застосування електричного гальмування (1) і без нього (2)

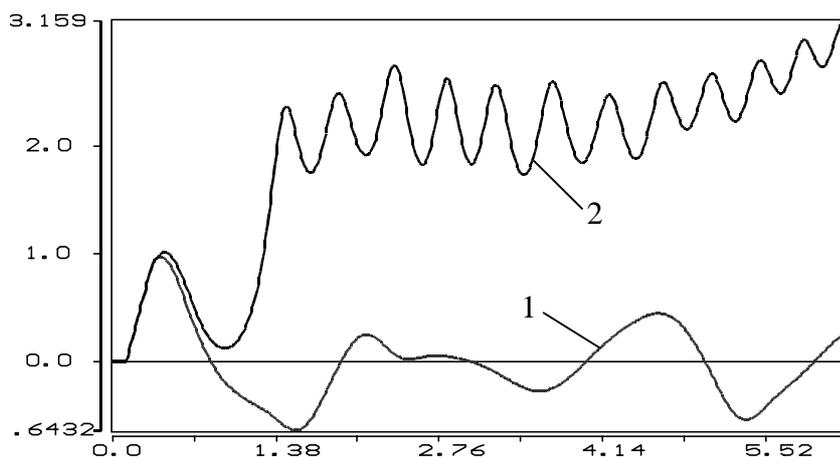


Рис. 7. Зміна ковзання АСТГ під час ближнього КЗ у разі застосування електричного гальмування (1) і без нього (2)

Висновки

1. Розроблений комплекс програм ДАКАР дозволяє ефективно досліджувати та аналізувати складні режими реальних електроенергетичних систем.

2. Додаткові модулі комплексу дозволяють моделювати способи взаємного керування турбінами генераторів електричних станцій, електричного гальмування роторів генераторів і досліджувати їх вплив на динамічну та вислідну стійкість роботи генераторів під час аварійних ситуацій.

3. Реалізовані моделі синхронних та асинхронізованих генераторів дозволяють проводити різні дослідження поведінки енергосистеми в усіх можливих ситуаціях.

1. Скрипник О.І. ДАКАР – обчислювальний комплекс аналізу режимів і процесів електроенергетичних систем // *Технічна електродинаміка*. – 1998. – Спец. вип. – С. 56–61.

2. Галактионов Ю.И., Гончарюк Н.В., Краюшкин Ю.И., Лоханин Е.К., Макаров С.Ф., Скрипник А.И. Информационно-вычислительная система для расчета и анализа режимов и надежности энергосистем // *Электричество*. – 1994. – № 9. – С. 12–18. 3. Баран П.М., Коновал В.С., Скрипник О.І., Скрипник О.О. Принципи побудови режимного навчально-тренувального комплексу ДАКАР // *Вісн. ДУ “Львівська політехніка”*. – 1997. – № 301. – С. 61–68. 4. Скрипник О.І. Математична модель системи регулювання збудження асинхронізованого турбогенератора // *Вісн. ДУ “Львівська політехніка”*. – 1997. – № 340. – С. 106–112.