

УДК 621.311

**О. С. Яндульський, д. т. н., проф.; А. А. Марченко, к. т. н., доц.; А. Б. Нестерко****ОЦІНКА ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК БАГАТОМАШИНИХ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ДАНИХ СИСТЕМИ  
МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ**

*Метою впровадження системи моніторингу перехідних процесів є підвищення надійності та якості електропостачання шляхом прийняття керівних рішень у темпі реального часу на основі аналізу синхронізованих вимірів. Обробка отриманих із системи моніторингу перехідних режимів (СМІР) даних передбачає врахування динамічних властивостей електроенергетичної системи (ЕЕС). Характер електромеханічних перехідних процесів багатомашинних ЕЕС більшою мірою визначають інерціями обертових мас генераторів, двигунів та комплексними опорами електричних зв'язків між ними.*

*Сучасні тенденції розвитку електроенергетики виявили проблеми подальшої інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Інверторне присіднання ВДЕ не забезпечує зворотного зв'язку джерел енергії з електричною мережею, що призводить до зменшення запасу кінетичної енергії (ЗКЕ) обертових мас енергосистеми. У свою чергу ЗКЕ є швидкодіючим резервом потужності, який забезпечує стійкість роботи електричної системи до реакції первинних регуляторів частоти та активної потужності. Зважаючи на те, що присіднані за допомогою інверторів ВДЕ не мають інерційного відгуку (ІВ), для збереження стійкої роботи ЕЕС необхідно розробити методи та засоби підвищення ІВ ВДЕ.*

*Отже, актуальним є завдання аналізу перехідних процесів ЕЕС з ВДЕ та розробки методів підвищення запасів кінетичної енергії обертових мас електроенергетичної системи.*

**Ключові слова:** електроенергетична система, система моніторингу перехідних режимів, регулювання частоти, запас кінетичної енергії, інерційний відгук, віртуальна інерція, відновлювані джерела енергії, когерентні групи генераторів.

**Вступ**

Одним із пріоритетів розвитку найбільших ЕЕС світу є створення та впровадження систем моніторингу перехідних режимів, які використовують для підвищення рівня інформаційного забезпечення та якості управління режимами ЕЕС та енергооб'єднань. Особливостями СМІР, на відміну від сучасних систем телеметрії, є часова синхронізація вимірюваних параметрів режимів шляхом використання переданих із супутників сигналів точного часу й висока дискретність реєстрації параметрів, що й визначає широкий спектр їхнього застосування. В об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України (рис. 1) СМІР дають найбільший ефект під час аналізу причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій, під час верифікації динамічних моделей ЕЕС, під час оцінювання станів ЕЕС і розв'язання задач інформаційного забезпечення оперативно-диспетчерського керування.

Отже, впровадження СМІР дозволило виявити декілька напрямків їх практичного використання:

1. Верифікація цифрових моделей ОЕС та їхніх окремих елементів:
  - моделей пристроїв автоматичного регулювання та керування;
  - уточнення моделей генерування та навантаження, їхніх статичних і динамічних характеристик;
  - цифрової моделі ОЕС загалом.
2. Аналіз аварій, що вже відбулися:
  - розробка методологічного аналізу системних аварій та аварій регіонального рівня;
3. Отримання якісного наближення для розрахунку режиму в реальному часі: використання векторів напруг у вузлах мережі, у яких встановлено реєстратори СМІР, дозволяє зробити «каркас» математичної моделі, суттєво послабити проблему сходимості та

знизити час розрахунку режиму.

#### 4. Виявлення та аналіз низькочастотних коливань.



Рис. 1. Схема розміщення пристроїв СМПП в ОЕС України

Цифрова математична модель ЕЕС є системою нелінійних диференціальних рівнянь із заданими початковими умовами.

Багатомашинну ЕС описують системою нелінійних диференціальних рівнянь (1)

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial t} = \omega_i,$$

$$\frac{2H_i \omega_i S_{\text{вст}}}{\omega_s^2} \frac{\partial \omega_i}{\partial t} + D_i \omega_i = P_{\text{мех}} - \left( E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \right) \quad (1)$$

де  $\delta_i, \delta_j$  – відхилення кутів повороту роторів від синхронно обертової декартової системи координат  $i$ -го і  $j$ -го генераторів відповідно [рад];  $\omega_i$  – відхилення частоти  $i$ -го генератора від синхронно обертової декартової системи координат [рад/с];  $H_i$  – постійна інерції  $i$ -го генератора [с];  $D_i$  – коефіцієнт демпфування  $i$ -го генератора [МВт·с/рад];  $S_{\text{вст}}, P_{\text{мех}}$  – установлена та механічна потужність відповідно [МВт];  $E_i, E_j$  – відповідно ЕРС  $i$ -го і  $j$ -го генераторів [В];  $G_{ii}$  – активна власна провідність вузла  $i$ , до якого підключений  $i$ -й генератор [См].

Потужність у вузлі  $i$  дорівнює електричній потужності  $i$ -ї синхронної машини (СМ), визначається як

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j), i = 1, 2, \dots, n, \quad (2)$$

де  $Y_{ij}$  – повна взаємна провідність між  $i$ -м і  $j$ -м вузлами [См];  $\theta_{ij}$  – аргумент повної комплексної провідності між  $i$ -м і  $j$ -м вузлами [рад].

Параметр моделі (1)  $H_i$  – постійна інерції електроенергетичної системи, яка характеризує запас кінетичної енергії обертових мас електрично приєднаних агрегатів електричних станцій. Залежно від режиму ЕЕС визначають склад і перелік електричних станцій приєднаних до ЕЕС, унаслідок чого зміна в часі величини інерції є природною властивістю ЕЕС. Під час збурення накопичена в синхронних обертових масах кінетична енергія

забезпечує швидкодійну реакцію на збурення до дії первинних регуляторів частоти. Зважаючи на вищесказане, актуальною є розробка методів контролю наявних ЗКЕ, використання яких дозволить передбачити характер перехідних режимів ЕЕС.

### **Уплив відновлюваних джерел енергії на запас кінетичної енергії ЕЕС**

Аналіз тенденцій розвитку електроенергетики на основі SmartGrid показав, що найближчим часом головними чинниками зміни характеру роботи ЕЕС будуть:

- значний обсяг упровадження ВДЕ та сприяння інтеграції великомасштабних проектів відновлювальної енергетики з високою часткою генераторів, підімкнених через силові перетворювачі;

- використання технологій зберігання та акумулювання енергії з різними постійними часу, значна частка яких використовуватиме інверторне приєднання до мережі;

- розподіл електроенергії від нових генерувальних потужностей на основі високовольтних мереж постійного струму, що використовують силові напівпровідникові перетворювачі, які відокремлюють нові первинні джерела енергії від наявної електричної системи.

ВДЕ, первинним джерелом енергії для яких є енергія вітру, наприклад, вітрові турбіни з постійною частотою обертання, використовують синхронні генератори і, як наслідок, кінетичну енергію цих агрегатів додають до ЗКЕ ЕЕС. З іншого боку, джерела енергії, такі як фотоелектричні сонячні електростанції (СЕС), що використовують інвертори для виробництва змінного струму, не мають зворотного зв'язку між частотою системи і власною кінетичною енергією. Перетворювачі потужності, що використовують у цих системах, як правило, орієнтовані виключно на оптимізацію процесу екстракції енергії. При цьому потужність СЕС, як правило, є тільки функцією сонячного випромінювання і не залежить від режимних параметрів мережі [1].

Особливістю ВДЕ є також те, що швидкість обертання вітрової турбіни може зменшитися від номінальної частоти обертання аж до мінімального значення, незалежно від частоти мережі. Крім того, у результаті приєднання за допомогою інверторів генератори призводять до зменшення інерційного відгуку. Проте останні дослідження [2] показали можливість забезпечення ефективного ІВ ВДЕ за допомогою регуляторів віртуальної інерції.

Тому важливими завданнями є визначення допустимих обсягів використання ВДЕ в енергобалансі, підтримка безпечного рівня ЗКЕ ЕЕС, покращення динамічних характеристик ЕЕС шляхом використання кінетичної енергії рухомих частин вітрових турбін та резервів потужності СЕС.

### **Оцінка ЗКЕ багатомашинних електроенергетичних систем**

Для оцінки динамічних характеристик багатомашинних ЕЕС перехідні режими за виникнення небалансу умовно можна розділити на три частини (рис. 2):

- $t_0 \rightarrow t_1$  коли динаміку ЕЕС визначають електромагнітні перехідні процеси;
- $t_1 \rightarrow t_2$  коли динаміку ЕЕС визначають електромеханічні перехідні процеси;
- $t_2+$  коли динаміку ЕЕС визначають системи автоматичного керування.

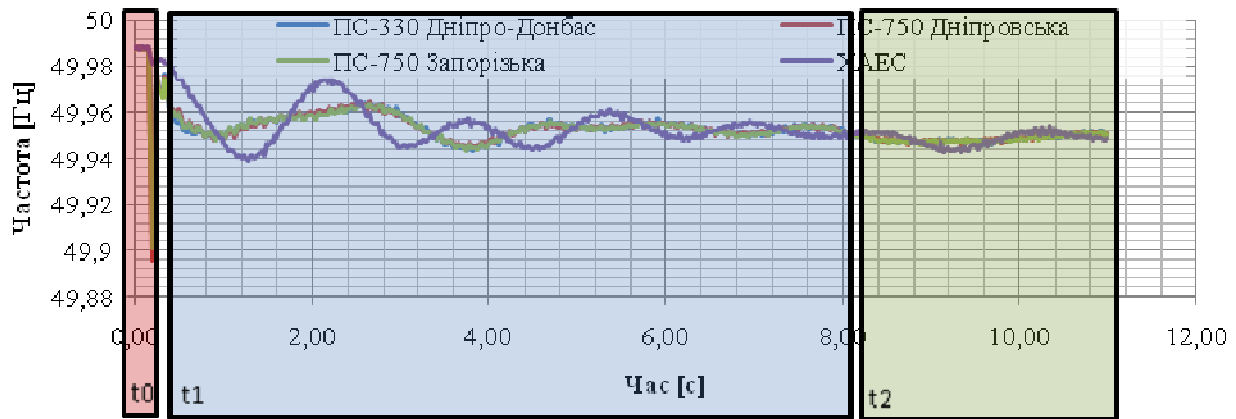


Рис. 2. Перехідний процес зміни частоти на шинах ЕЕС за аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС

Оцінку динамічних характеристик ЕЕС доцільно проводити на основі даних електромеханічних перехідних процесів, оскільки на цьому часовому проміжку переважно відсутній вплив систем первинного регулювання частоти.

Після виникнення небалансу активної потужності в ЕЕС частота в окремих частинах електросистеми змінюється по-різному (рис. 2). Аналіз перехідного процесу зміни частоти на шинах ЕЕС під час аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС (рис. 2) показав, що швидкість зміни частоти генераторів, розташованих ближче до місця виникнення небалансу (МВН), більша, ніж для більш електрично віддалених. Це зумовлено початковим розподілом небалансу відповідно до електричної відстані від генераторів до МВН (рис. 3).

Під час перехідного процесу в ЕЕС синхронізувальна потужність утримує електричну частоту обертання поля статора синхронних генераторів однаковою для всіх генераторів, приєднаних до мережі. Проте через різний розподіл небалансу по агрегатах та наявність слабких системних зв'язків під час збурення утворюються групи генераторів із миттєвими частотами, що в перехідному режимі дещо відрізняються між собою, не порушуючи загальний синхронізм системи. Такі групи прийнято [1] називати когерентними групами генераторів (КГГ) (за частотою), або кластерами. Когерентність може проявлятися на коротких інтервалах часу (швидка когерентність) та на довгих (повільна когерентність). Для оцінки динамічних характеристик КГГ доцільно визначати групи з повільною когерентністю.

Аналіз ПП по частоті під час аварійного відімкнення блоку 1 ГВт на Запорізькій АЕС виявив три когерентні групи генераторів в ОЕС України (рис. 3). Склад КГГ здебільшого зумовлений структурою зв'язків елементів ЕЕС та не залежить від типу та місця збурення, якщо це збурення не змінює основну структуру зв'язків системи.

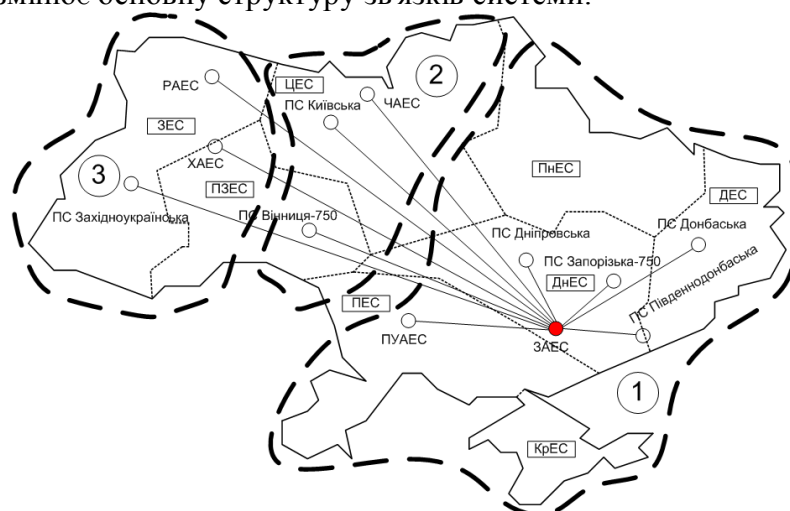


Рис. 3. Когерентні групи генераторів під час відімкнення блоку на ЗАЕС

Характерні миттєві частоти кластерів називають частотами центрів інерції. Завдання визначення частоти центру інерції за даними СМІР зводиться до фільтрації міжсистемних коливань [3] апроксимацією кривих перехідних процесів методом найменших квадратів, фільтрацією Фур'є та вейвлет-фільтрацією.

Для визначення частот центрів інерції кластерів була проведена фільтрація методами дискретного вейвлет-перетворення (ДВП) [4] та перетворення Фур'є з урахуванням можливої відсутності даних СМІР по усіх генераторах групи (рис. 4).

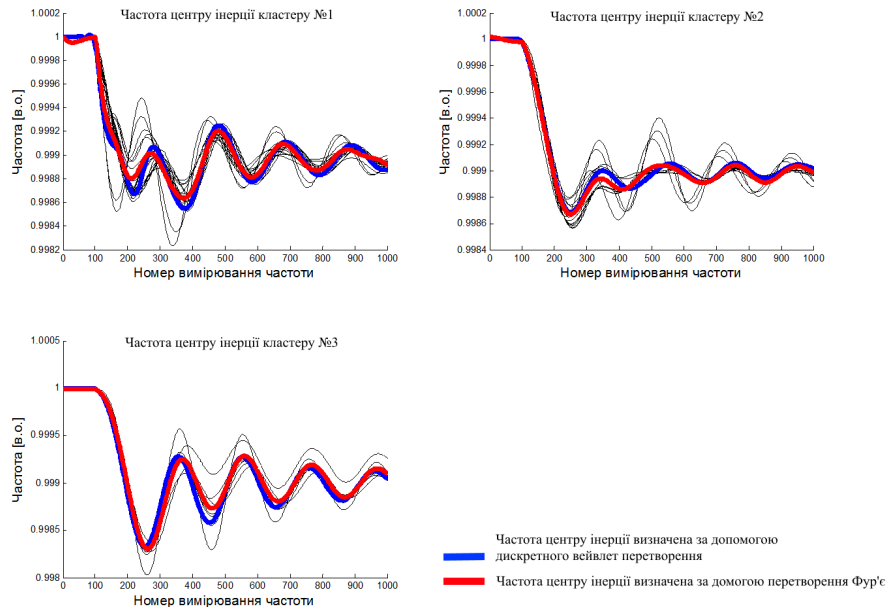


Рис. 4. Частоти центрів інерції трьох кластерів під час збурення на ЗАЕС

Відсутність даних СМІР по усіх генераторах групи компенсувалася нормуванням спектральної потужності коливань генераторів у когерентних групах. Таким чином коливання з різною амплітудою, але протилежною фазою (внутрішні коливання КГГ) при зворотному перетворенні спектрів Фур'є в сигнали коливань будуть повністю компенсовані.

Початковий розподіл небалансу в ЕЕС відбувається відповідно до електричної відстані до МВН. Визначення електричної відстані від генераторів до МВН доцільно проводити еквівалентуванням графової моделі поточкорозподілу в ustalених режимах (рис. 5). Прямо пропорційне співвідношення між еквівалентними провідностями до місця збурення дає розподіл небалансу по генераторах.

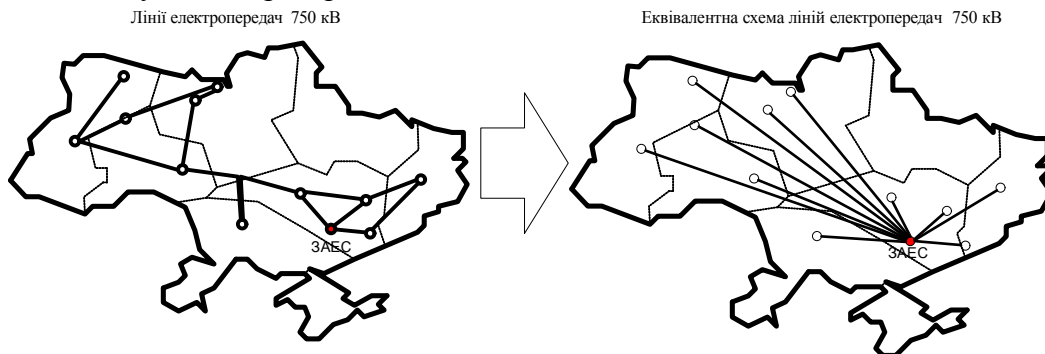


Рис. 5. Електрична відстань до місця виникнення небалансу на ЗАЕС

Генератори, що мають менший вхідний опір відносно місця збурення беруть на себе більшу частину навантаження небалансу. Отриманий розподіл потужності навантаження відповідає складнику  $P_{мех_i} - P_{ел_i} = P_{a_i}$  моделі (1).

Отже, визначивши всі необхідні складові рівняння динаміки, значення постійної інерції еквівалентного генератора КГГ [5, 6] визначають залежністю (3).

$$H_i = \frac{Pa}{2 \cdot S_{rated}} \cdot \frac{\omega_s^2}{\omega_r} \cdot \frac{1}{\frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2}}, \quad (3)$$

де  $S_{rated}$  – установлена потужність еквівалентного генератора КГГ [МВт];  $\delta$  – робочий кут еквівалентного генератора КГГ [рад];  $\omega_r$  – кутова частота ротора еквівалентного генератора [рад/с];  $\omega_s$  – синхронна кутова частота ротора еквівалентного генератора [рад/с];  $H_i$  – постійна інерції еквівалентного генератора [с].

Як зазначалося раніше, швидкість зміни частоти ЕЕС протягом перших секунд після збурення визначають величиною запасеної кінетичної енергії системи. Система з високою інерцією дає низьку швидкість зміни та вищий мінімум частоти, оскільки системи первинного регулювання частоти турбін мають більше часу на активацію. За частоти нижчої певного критичного рівня автоматика відокремлює ВДЕ на автономну роботу, що у свою чергу призведе до подальшого утягнення режиму, зменшення частоти і, в гіршому випадку, до системної аварії. Так експериментально було визначено [7], що в разі значних збурень за підвищених рівнів швидкості зміни частоти зі збільшенням рівнів вітрової генерації не всі генератори (вітрові і синхронні) зможуть залишатися в синхронізмі з мережею (порушується динамічна стійкість).

Дослідження показали [7], що значне збурення біля великого скупчення вітрових електричних станцій (ВЕС) може зумовлювати відокремлення ВЕС на автономну роботу, що створить значний дисбаланс активної потужності в системі. Це може призвести до ще більш серйозної аварії, якщо ВЕС швидко не приєднається до мережі та не відновить видачу активної потужності.

Отже, розв'язання цієї проблеми полягає або у зменшенні швидкості зміни частоти, або у збільшенні швидкодії первинних регуляторів потужності. Проте зменшення швидкості зміни частоти або збільшення запасу кінетичної енергії обертових мас вбачається більш гнучким та економічно вигідним рішенням [7].

### Інерційний відгук та моделювання процесів зміни системної інерції

Обертові частини агрегатів, приєднаних до ЕЕС, накопичують кінетичну енергію, яка вивільняється під час зміни частоти в системі. Збільшення потужності синхронної машини в перші секунди перехідного режиму (інерційний відгук)  $\Delta P_i$  є функцією постійної інерції, встановленої потужності СМ, системної частоти та описується залежністю (4).

$$\Delta P_i = H_i \cdot P_i \frac{\partial f_{sys}}{\partial t}, \quad (4)$$

де  $H_i$  – постійна інерції  $j$ -го генератора [с];  $P_i$  – встановлена потужність агрегата [МВт];  $f_{sys}$  – системна частота [в. о.].

У разі відсутності в генерувальній установці ЗКЕ, наприклад, у СЕС необхідно забезпечити інерційний відгук установки за допомогою швидкого регулювання активної потужності. Контролер, що забезпечує ІВ генераторів без ЗКЕ, прийнято називати контролером віртуальної інерції (КВІ) [7]. У випадку СЕС найпростішим законом керування для КВІ є диференціальний за значенням  $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$ . При втраті генерувальних потужностей або раптовому збільшенні навантаження потужність для забезпечення ІВ за допомогою СЕС надходить з оперативного резерву на завантаження станції. Наразі розробляють мережеві кодекси, які регламентують для ВДЕ автоматичну підтримку резервів на завантаження на заданому рівні [8]. Резерви на розвантаження для СЕС відповідають поточній потужності станції та використовуються КВІ під час відключення потужних ліній електропередач, що еквівалентно втраті навантаження в ЕЕС. Ураховуючи вищесказане, розроблено структуру диференціального КВІ в системі керування СЕС (рис. 6).

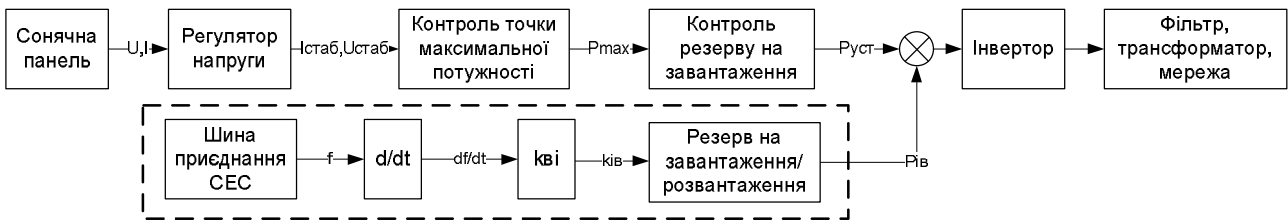


Рис. 6. Диференціальний контролер віртуальної інерції в структурі керування СЕС

Основним параметром, який визначає величину ІВ КВІ, є коефіцієнт віртуальної інерції  $k_{vi}$ , що входить у структуру контролера у якості пропорційної ланки (рис. 6). Потужність інерційного відгуку  $P_{vi}$  формується з урахуванням знаку  $\frac{\partial f_{sys}}{\partial t}$  та наявних оперативних резервів.

Для дослідження характеру перехідних процесів за зміни величини інерції ЕЕС внаслідок заміщення значної частки синхронних генераторів на ВДЕ використана чотиривузлова ділянка мережі, представлена на рис. 7. Усі використані в моделі синхронні генератори мають однакову потужність та постійну інерції  $H_i$ , при цьому сумарна постійна інерції ділянки мережі змінювалась від 32 с (рис. 7 а) до 16 с (рис. 7 б).

Збурення в ЕЕС вносилось на шині № 4 (+4МВт), результати розрахунку частоти в перехідному режимі наведені на рис. 8.

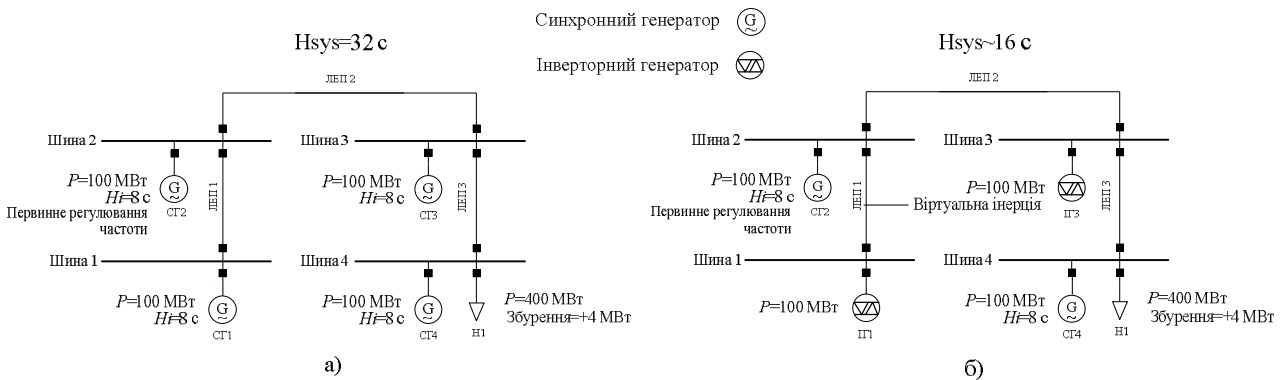


Рис. 7. Тестова мережа для дослідження впливу постійної інерції на характер перехідного процесу

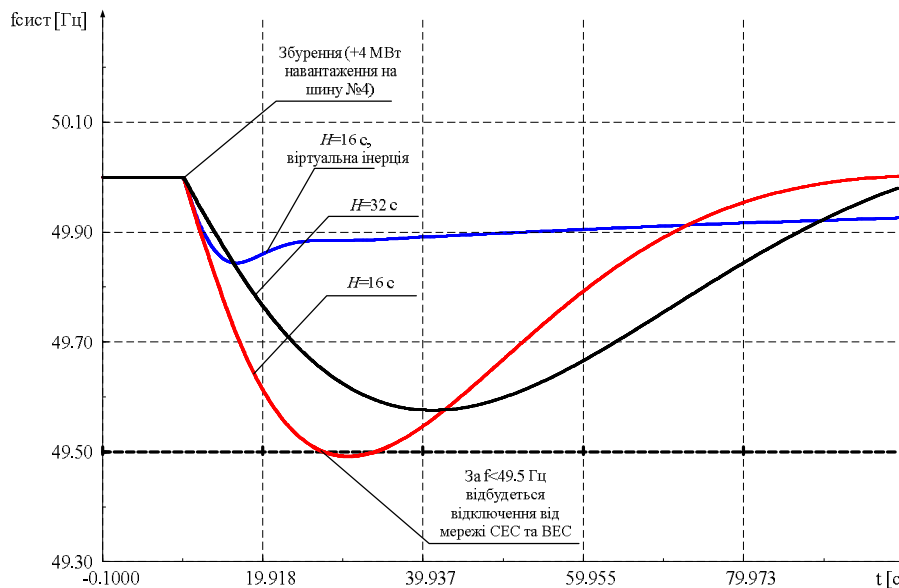


Рис. 8. Результати моделювання збурення на шині № 4 за різних постійних інерцій системи

Аналіз отриманих результатів досліджень показав значну зміну відхилення частоти від

49.56 Гц ( $\Delta f=0.44$  Гц) за відсутності ВДЕ з інверторним приєднанням до 49.49 Гц ( $\Delta f=0.51$  Гц) при зменшенні кількості приєднаних синхронних генераторів на 50% з еквівалентною заміною їх на ВДЕ з інверторним приєднанням (ІГ1, ІГ3). Важливо зазначити, що згідно з мережевими кодексами європейських ЕЕС відхилення частоти більше, ніж на 0.5 Гц від номінальної призведе до відімкнення сонячних і вітрових електричних станцій від мережі, що може зумовити збільшення дефіциту потужності [8]. За використання КВІ відхилення частоти зменшилось у три рази ( $\Delta f=0.159$  Гц), і це запобігло від'єднанню генерувальних потужностей.

### Висновки

У роботі запропоновано метод оцінки запасів кінетичної енергії когерентних груп генераторів та ЕЕС на основі даних СМПР. Для визначення початкового розподілу небалансу запропоновано використовувати дані графової моделі потокорозподілу, яка дозволяє визначити вхідні опори генераторів ЕЕС відносно місця виникнення небалансу.

На прикладі даних перехідного режиму під час збурення на Запорізькій АЕС, за даними СМПР, проведено фільтрацію внутрішніх коливань КГГ, визначено форми частоти центрів інерції КГГ ОЕС України.

Проведені дослідження показали необхідність розв'язання проблеми зменшення рівнів запасу кінетичної енергії електроенергетичної системи при інтеграції ВДЕ. Подальше впровадження ВДЕ має супроводжуватися розробкою ефективних методів забезпечення інерційного відгуку для основних типів відновлюваних джерел. Для ВДЕ з інверторним приєднанням показана ефективність використання КВІ для забезпечення ІВ. З метою оптимізації якості перехідного процесу за частотою ІВ від КВІ повинен узгоджуватися з динамічними властивостями ЕЕС та роботою вже наявних систем автоматичного керування.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Rodriguez C. Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems / C. Rodriguez, G. A. J. Amaratunga // In Power Engineering Society General Meeting. IEEE. – 2004. – P. 2193 – 2199.
2. Wesenbeeck M. Van Grid Tied Converter with Virtual Kinetic Storage / M. Van Wesenbeeck, S. De Haan, P. Varela, K. Visscher // Power Tech. IEEE Bucharest, Bucharest. – 2009. – 28 June – 2 July 2009. – P. 1 – 7.
3. Буткевич О. Ф. Деякі аспекти моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань / О. Ф. Буткевич, В. В. Чижевський // Праці Інституту електродинаміки НАН України : зб. наук. праць. Спец. вип. – 2010. – С. 72 – 77.
4. Avdakovic S. Wavelet transform applications in power system dynamics / S. Avdakovic, A. Nuhanovic, M. Kusljagic, M. Music // Electric Power Systems Research. – 2012. – № 83 (1). – P. 237 – 245.
5. Inoue T. Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients / T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi, K. Yoshida // IEEE Trans. Power Syst. – Feb. 1997. – vol. 12, no. 1. – P. 136 – 143.
6. Chassin D. P. Estimation of WECC system inertia using observed frequency transients / D. P. Chassin, Z. Huang, M. K. Donnelly, C. Hassler, E. Ramirez, C. Ray // IEEE Trans. Power Syst. – 2005. – vol. 2, no. 2. – P. 1.190 – 1.192.
7. Ciapessoni E. Renewable power integration in Sicily: Frequency stability issues and possible countermeasures / E. Ciapessoni, D. Cirio, A. Gatti, A. Pitto // Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP). IREP Symposium. – 2013. – P. 1 – 7.
8. Yazdani A. A control methodology and characterization of dynamics for a photovoltaic (PV) system interfaced with a distribution network / A. Yazdani, P. P. Dash // Power Delivery, IEEE Transactions. – 2009. – № 24 (3). P. 1538 – 1551.

**Яндульський Олександр Станіславович** – д. т. н., професор, декан факультету електроенерготехніки та автоматики, тел.: (044) 236-41-11.

**Марченко Анатолій Андрійович** – к. т. н., доцент кафедри автоматизації енергосистем, тел.: (044) 454-93-08.

**Нестерко Артем Борисович** – асистент кафедри автоматизації енергосистем, тел/ф.: (044) 406-82-36, e-mail: nesterko@fea.kpi.ua.

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут».