

УДК 621.311

### ВЕКТОРНІ ВИМІРЮВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ НИЗЬКОЧАСТОТНИХ МОД ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ КОЛИВАНЬ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

О.Ф. Буткевич<sup>1,2\*</sup>, докт.техн.наук, Ю.В. Пилипенко<sup>1</sup>, канд.техн.наук  
В.В. Чижевський<sup>2</sup>, канд.техн.наук, І.О. Єлізаров<sup>1</sup>

<sup>1</sup> – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна, e-mail: [butkevych@ied.org.ua](mailto:butkevych@ied.org.ua)

<sup>2</sup> – Національний технічний університет України “Київський політехнічний інститут ім. І. Сікорського”,  
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна

*Досліджено випадки виникнення у 2016-2017 р.р. в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України низькочастотних коливань режимних параметрів (НЧК) та наведено результати ідентифікації мод НЧК, що свідчать про вплив схемо-режимних умов на склад та частоти домінуючих мод НЧК. Під час цих досліджень використовувалися результати векторних вимірювань режимних параметрів та ансамбль спеціально відібраних методів аналізу сигналів. Визначено необхідні умови для створення системи моніторингу НЧК в ОЕС України.*

Бібл. 17, табл. 4, рис. 5.

**Ключові слова:** об'єднана енергетична система, пристрій векторних вимірювань, низькочастотні коливання, методи аналізу сигналів.

**Вступ.** Електромеханічні коливання в електроенергетичних системах (ЕЕС) можуть виникати як внаслідок аварійних збурень, так і за нормальних режимів функціонування ЕЕС. Наприклад, реалізація режимів ЕЕС з потоками активної потужності по лініях електропередачі, близькими до гранично допустимих за пропускну здатністю зазначених ліній, теж є тим чинником, що сприяє виникненню електромеханічних коливань в ЕЕС та їхніх об'єднаннях (ОЕС). Більшість великих системних аварій, які сталися протягом останніх років, є наслідком виникнення, посилення та поширення в ОЕС низькочастотних (до 1 Гц) електромеханічних коливань (НЧК). Якщо обмежитися випадками виникнення НЧК в ЕЕС та ОЕС лише у 21-му столітті, то їхня «географія» (за країнами виникнення) матиме такий вигляд (у хронологічній послідовності): **КНР** (6.03.2003 р.) – частота коливань близько 0,4 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів) [12]; **США – Канада** (14.08.2003 р.) – частота коливань близько 0,17 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів, яке стосувалося 55 млн. осіб) [12]; **Італія** (28.09.2003 р.) – частота коливань близько 0,55 Гц (наслідки – масштабне знеструмлення споживачів) [12]; **Тайвань** (24.01. 2004 р.) – частота коливань близько 0,8 Гц [17]; **КНР** (29.08.2006 р.), частота коливань – близько 0,64 Гц [14]; **Німеччина**, енергооб'єднання УСТЕ (4.11.2006 р.) – частота коливань близько 0,3 Гц [16]; **КНР** (29.01.2007 р.) – частота коливань близько 0,3 Гц [7]; **Колумбія** (7 разів протягом 2008 р.: 27.04, 22.05, 10.08, 10-12.08, 19.08, 06.12) – частота коливань становила 0,05-0,07 Гц (наслідки – масштабні знеструмлення споживачів) [5]; **Сінгапур – Малайзія** (2009 р.) – частота коливань близько 0,4 Гц [6]; **Італія** (19 та 24.02.2011 р.) – частота коливань близько 0,25 Гц [4]; **Індія** (30–31.07.2012 р.) – частота коливань в діапазоні 0,35...0,71 Гц (наслідки – знеструмлення споживачів загальною потужністю 48 ГВт) [13].

Наведений перелік далеко не повний, зокрема не згадано про виникнення НЧК в ЕЕС Бангладеш (1.11.2014 р.), в ОЕС України – 16.03.2016 р., 21.03.2016 р. та 18.02.2017 р., але, вочевидь, достатньо і наведених фактів, щоб пересвідчитися в актуальності проблеми демпфування НЧК, що нерозривно пов'язана з динамічними властивостями ОЕС, над покращенням яких працюють у країнах Європи, обох Америк, Азії та Австралії. Відповідні дослідження та розробки виконуються і в Інституті електродинаміки НАН України, оскільки, не дивлячися на відсутність наразі синхронної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням країн Європи (винятком залишається «острів Бурштинської електрос-

---

© Буткевич О.Ф., Пилипенко Ю.В., Чижевський В.В., Єлізаров І.О., 2017

\*ORCID ID: <http://orcid.org/0000-0002-6613-0911>

танції», але він – це лише виокремлена частинка ОЕС України), зазначена проблема надає все переконливіші докази набуття актуальності і в ОЕС України.

**Метою досліджень**, окремі результати яких наведено в даній статті, було ідентифікувати низькочастотні моди електромеханічних коливань, які виникали в ОЕС України у 2016–2017 роках, та з'ясувати питання впливу сучасних умов на склад та частоти домінуючих мод зазначених коливань, визначити необхідні умови для створення повномасштабної системи моніторингу НЧК в ОЕС України – необхідної складової відповідної інтегрованої системи демпфування (ІСД) НЧК.

**Інструментарій ідентифікації мод НЧК.** У більшості досліджень, пов'язаних з питаннями забезпечення стійкості ЕЕС (ОЕС), використовують лінеаризовану математичну модель «динаміки» ЕЕС (у загальному випадку –  $n$ -го порядку) і визначають для досліджуваного стану ЕЕС (режиму) власні числа  $(\lambda_i, i = \overline{1, n})$  відповідної характеристичної матриці  $(A)$ . Від математичної моделі ЕЕС залежить кількісний та якісний склад власних чисел (кожне  $\lambda_i$  характеризує  $i$ -ту моду  $[e^{\lambda_i t}]$  і йому відповідає власний вектор  $U_i$  матриці  $A$  та власний вектор  $V_i$  матриці  $A^T$ ). Кожна мода робить свій «внесок» до змінних стану системи (моделі). Позначивши вектор змінних стану  $\Delta x$ , його зміну в часі можна подати у вигляді

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{i=n} e^{\lambda_i t} U_i V_i^T \Delta x(0) = U e^{\Lambda t} U^{-1} \Delta x(0), \quad (1)$$

де  $\Delta x(0)$  – це  $\Delta x(t=0)$ ;  $U$  – модальна матриця, сформована із власних векторів матриці  $A$ ;  $e^{\Lambda t}$  – діагональна матриця, ненульові елементи якої – моди.

Кожна  $i$ -та мода характеризується низкою параметрів: амплітудою, сталою демпфування ( $\sigma_i$ , [ $c^{-1}$ ]), частотою ( $\omega_i$ , [Гц]), фазою, показником демпфування

$$\zeta_i = -\sigma_i (\sigma_i^2 + \omega_i^2)^{-0.5}. \quad (2)$$

Використовуючи параметри домінуючих мод, оцінюють в аспекті стійкості режими ОЕС та визначають заходи, спрямовані на покращення відповідних показників (ступеня стійкості, показників демпфування, запасів стійкості). Не наводячи тут канонічну процедуру застосування модальної теорії лінійних систем для аналізу динамічних властивостей ОЕС (цим, зазвичай, зловживає більшість авторів відповідних публікацій), лише зазначимо, що в інформативному аспекті таке застосування є досить продуктивним, оскільки крім визначення параметрів мод електромеханічних коливань надає змогу також визначати групи когерентних генераторів та коефіцієнти участі кожної змінної стану у відносному русі на частотах домінуючих мод.

Сучасний підхід до одержання зазначеної «модальної» інформації у режимі реального часу передбачає опрацювання вибірок даних, формування яких відбувається за результатами векторних вимірювань параметрів поточного режиму ОЕС, що їх реалізують широко впроваджені в ОЕС світу пристрої векторних вимірювань PMUs (англомова аббревіатура від Phasor Measurement Units). Вітчизняним аналогом таких пристроїв є електровимірювальні реєструючі прилади (ЕВРП) «Регіна-Ч», розроблені в Інституті електродинаміки НАН України і впроваджені в ОЕС України та за її межами малим приватним підприємством «АНІГЕР».

У багатьох випадках НЧК у енергосистемах виникають внаслідок збурень режиму. Необхідна умова одержання адекватних результатів застосування стандартного модального аналізу – малі відхилення змінних стану від значень, одержаних у точці лінеаризації нелінійної моделі «динаміки» ЕЕС. У разі значних збурень режиму ЕЕС ця умова не виконується, принаймні, безпосередньо після виникнення збурення, тому похибки в результатах застосування засобів модального аналізу до вибірок даних (значень режимних параметрів), вимірюваних відразу після виникнення збурення, можуть бути значними, що підтверджується і результатами моделювання перехідних електромеханічних процесів з використанням тестових моделей ЕЕС та опрацюванням відповідних вибірок даних. Після збурення коливання параметрів режиму можуть поступово згасати або ж зберігатися. В останньому випадку амплітуда коливань може залишатися умовно незмінною або ж зростати, і якщо таке зростання відбуватиметься поступово, то в режимі реального часу можна одержувати цілком адекватні результати ідентифікації мод НЧК, використовуючи відповідні методи аналізу сигналів та вибірки даних. Разом з тим, навіть коли йдеться про незгасаючі або ж слабкозгасаючі НЧК, не можна оминати увагою випадки нелінійної взаємодії мод НЧК, наслідком чого, зазвичай, є стрімке і значне (резо-

нансне) зростання амплітуд коливань, подібне тому, що відбувається у разі виникнення значних збурень. Для дослідження таких випадків (як і дослідження електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС за різних постановок задач взагалі) використовують інструментарій, який узагальнено можна назвати інструментарієм «нелінійного модального аналізу» і до якого віднесемо метод нормальних форм [10, 11] (дає змогу досліджувати нелінійні динамічні системи, зокрема визначати моди НЧК та відповідні індекси їхньої нелінійної взаємодії у разі виникнення збурень в ОЕС), аналіз на базі оператора Купмена (*Коортан*) [15] (моди, одержані з використанням спектрального аналізу оператора Купмена забезпечують нелінійне розширення мод лінеаризованої моделі ОЕС) та ін. Тому можна очікувати, що найбільш плідним в аспекті реалізації в ОЕС України системи моніторингу НЧК, яка є складовою ІСД НЧК [3], буде використання в режимі *on-line* результатів функціонування засобів аналізу сигналів, орієнтованих на усталені (квазіусталені) режими ОЕС, з урахуванням результатів, одержаних засобами вищезазначеного «нелінійного» інструментарію, що стосуються нелінійної взаємодії мод у разі виникнення значних збурень режиму ОЕС. Слід зазначити, що система моніторингу НЧК на базі ЕВРП «Регіна-Ч» як складова ІСД НЧК в ОЕС України [3] надаватиме інформацію для демпфування НЧК як системам автоматичного керування збудженням (САКЗ) синхронних машин (СМ) [1] (дія таких систем з використанням зазначеної інформації не призводитиме до зміни координат поточного режиму ОЕС, що визначаються активною потужністю генерування), так і диспетчеру ОЕС для демпфування НЧК шляхом оперативного прийняття та реалізації відповідних рішень (у разі недостатньої ефективності зазначених САКЗ СМ), наприклад, з перерозподілу навантаження серед електростанцій (у даному випадку інформація щодо параметрів домінуючих мод НЧК використовуватиметься для зміни координат поточного режиму ОЕС з метою припинення, «знесення» НЧК).

**Результати досліджень.** Як свідчать результати аналізу умов, за яких виникали НЧК в ОЕС України у 2016–2017 рр., такі коливання не були викликані значними збуреннями режиму, тому у дослідженнях, частину результатів яких наведено нижче, було використано методи аналізу сигналів, орієнтовані на застосування в режимі *on-line* в системі моніторингу НЧК, яка реалізується на базі ЕВРП «Регіна-Ч». Очевидно, окремого коментаря потребують коливання параметрів режиму, що виникли 16.02.2017 р. о 23:08 внаслідок некоректного функціонування (спричиненого виходом із ладу мікросхеми в каналі першої похідної частоти) САКЗ 5-го турбогенератора (ТГ-5) Рівненської АЕС (РАЕС) під час його синхронізації (що призвело до переведення реактора у режим «гарячого зупинення»): ці коливання в даній роботі не досліджувалися.

Перш ніж перейти безпосередньо до розгляду результатів виконаних досліджень, вважаємо за доцільне попередньо нагадати про вплив схемо-режимних умов ОЕС на «енергетичні показники» її власних частот. Зміни режиму ОЕС можуть впливати на частоти та енергію власних коливань, особливо, якщо такі зміни пов'язані зі значними (аварійними) збуреннями. Але навіть незначні зміни режиму (особливо обтяженого) теж можуть впливати на власні частоти ОЕС. Для ілюстрації цього використаємо табл. 1, що містить 9 пар власних чисел (ВЧ) характеристичної матриці ОЕС, пронумерованих у порядку зменшення їхніх дійсних складових у початковому режимі ОЕС (ці номери залишаються незмінними на наступних кроках обтяження режиму) і обчислених для кожного режиму, розрахованого після відповідного кроку обтяження. Збільшення потоку активної потужності в контрольному перетині на кожному кроці обтяження режиму було зіставним з потужністю нерегулярних коливань.

У табл. 1 жирним шрифтом виділено дві пари ВЧ (№ 5 та № 9), які «стрімко» (порівнюючи з іншими парами ВЧ), з кожним кроком обтяження режиму наближаються до уявної осі комплексної площини (після 1-го кроку обтяження режиму пара № 5 перейшла з п'ятої на першу позицію (1-й рядок) в таблиці, зберігши її за собою і після 2-го кроку обтяження), причому, дійсні частини (сталі демпфування) цих ВЧ збільшуються (алгебрично), а уявні (частоти) зменшуються. Разом з тим дані табл. 1 свідчать про наявність «руху» окремих пар ВЧ (виділено курсивом) і в протилежному напрямі: дійсні складові таких ВЧ зменшуються, у той час як уявні залишаються, практично, незмінними (ВЧ «рухаються» у протилежний бік від уявної осі). Так «рухається», наприклад, пара ВЧ № 4 (виділена жирним курсивом в затемнених клітинах табл. 1), уявні частини якої після другого кроку обтяження залишилися незмінними.

Отже, навіть незначні зміни режиму ОЕС, викликані, наприклад, флуктуаціями навантажень електроспоживання, можуть впливати на власні частоти ОЕС. Підтвердження цього можна одержати внаслідок аналізу відповідних сигналів (вибірок даних, сформованих із значень режимних параметрів ОЕС, вимірних, наприклад, ЕВРП «Регіна-Ч»), але слід брати до уваги наступне.

1. У досліджуваних режимах ОЕС може забезпечуватися належне демпфування електро-механічних коливань, і значення відповідних показників демпфування (2) будуть не меншими від 0,05. Таке демпфування впливатиме на енергію складових вільних коливань у разі їх виникнення, про що свідчитимуть, насамперед, незначні амплітуди відповідних мод.

Таблиця 1

Зміна власних чисел (ВЧ) характеристичної матриці зі зміною (обтяженням) режиму ОЕС					
початковий режим		після 1-го кроку обтяження		після 2-го кроку обтяження	
№ № пар ВЧ	пари ВЧ [с <sup>-1</sup> , Гц]	№ № пар ВЧ	пари ВЧ [с <sup>-1</sup> , Гц]	№ № пар ВЧ	пари ВЧ [с <sup>-1</sup> , Гц]
1	-0,05216 ± j0,9528	5	<b>-0,04250 ± j0,8004</b>	5	<b>-0,03999 ± j0,7911</b>
2	-0,05353 ± j1,8708	1	-0,05147 ± j0,9513	1	-0,05118 ± j0,9504
3	-0,06226 ± j0,7027	2	-0,05337 ± j1,8707	2	-0,05340 ± j1,8705
4	<b>-0,06318 ± j0,9168</b>	3	-0,06172 ± j0,6989	3	-0,06160 ± j0,6968
5	<b>-0,06446 ± j0,8170</b>	4	<b>-0,06337 ± j0,9169</b>	4	<b>-0,06338 ± j0,9169</b>
6	-0,06805 ± j1,0840	6	-0,06812 ± j1,0839	9	<b>-0,06729 ± j0,6477</b>
7	-0,07500 ± j1,3489	9	<b>-0,07273 ± j0,6483</b>	6	-0,06810 ± j1,0837
8	-0,07579 ± j1,4720	8	-0,07593 ± j1,4682	8	-0,07595 ± j1,4661
9	<b>-0,08188 ± j0,6493</b>	7	-0,07810 ± j1,3450	7	-0,07974 ± j1,3429

На відміну від апіорі відомої кількості ВЧ у разі їх визначення засобами стандартного модального аналізу під час математичного (комп'ютерного) моделювання режимів ОЕС кількість складових кожного реального сигналу, який підлягає аналізу, апіорі невідома. У разі використання методів аналізу сигналів, що базуються на параметричних моделях, результати ідентифікації мод НЧК залежатимуть від порядку моделі сигналу, яку слід визначати. Не дивлячися

на існування різних підходів до визначення порядку моделі сигналу (наприклад, з використанням таких інформаційних критеріїв, як Шварца, Акаїке та ін.), результати досліджень, виконаних з використанням різних тестових багатокомпонентних сигналів (складові яких є характерними для складових НЧК в ОЕС), показали, що одержання адекватної, хоча і дещо завищеної оцінки порядку моделі сигналу забезпечує використання *принципу мінімальної довжини опису* (MDL) [9], згідно з яким оптимальному порядку моделі сигналу ( $degr_{opt}$ ) відповідатиме максимальне значення порядку  $degr(k)$  із розрахованих для різних значень  $k$ , тобто

$$degr_{opt} = \max_{k=1,2,\dots,N} degr(k), \quad (3)$$

де  $degr(k) = -d_y^{-1} \sum_{i=0}^{i=k-1} y^2[i] + k \ln N$ ,  $y[i]$  –  $i$ -й відлік сигналу, загальна кількість відліків становить  $N$ ;  $d_y$  – дисперсія  $y$ .

Одержання дещо завищеного значення  $degr_{opt}$  не погіршує точності визначення параметрів наявних складових сигналу у порівнянні з використанням фактичного порядку моделі сигналу (в таких дослідженнях використовувалися згадані вище тестові багатокомпонентні сигнали).

2. Оскільки «внески» різних мод до змінних стану системи (1) теж будуть різними, то задача практичної ідентифікації «малоенергетичних» мод НЧК за результатами вимірювання параметрів режиму ОЕС може бути проблематичною, особливо за наявності шуму в сигналі. Для підвищення надійності виявлення домінантних мод НЧК слід використовувати ансамбль спеціально відібраних методів аналізу сигналів [2].

Розглянемо **результати аналізу НЧК, що виникали в ОЕС України у 2016–2017 р.р.**, але, зважаючи на регламентований обсяг статті, обмежимося окремими результатами. Почнемо з **НЧК, що виникали у 2016 р.**: на рис. 1, а показано графік коливань потоку активної потужності по повітряній лінії (ПЛ, фаза А), що з'єднує розподільчі пристрої (РП) 750 кВ Хмельницької (ХАЕС) та Чорнобильської атомних електростанцій (АЕС), Ці коливання мали місце 16.02.2016 р. після 6:42:35, а на рис. 1, б – графік коливань потоку активної потужності по ПЛ (фаза А), що з'єднує РП 750 кВ підстанцій (ПС) «Вінницька» та «Київська» (зазначені коливання мали місце 21.03.2016 р. після 14:54:30).

Таблиця 2

Відрізок часу	Методи аналізу сигналів								
	НКГ			ПМ			Проні модифікований		
	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	$\xi$	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	$\xi$	$f, \text{Гц}$	$A, \text{МВт}$	$\xi$
<i>Ширина вікна спостереження = 5 с</i>									
1-6	0,53	1,1	-0,014	0,53	1,1	-0,012	0,58	1,7	-0,037
2-7	<b>0,29</b>	<b>3,7</b>	-0,749	0,31	3,0	-0,698	0,54	1,9	-0,086
3-8	0,63	1,3	-0,087	0,63	1,3	-0,089	0,51	2,0	-0,157
4-9	0,31	1,2	-0,033	0,31	1,2	-0,048	–	–	–
7-12	0,46	1,4	-0,115	0,46	1,4	-0,114	–	–	–
	0,66	1,1	-0,064	0,66	1,1	-0,064	–	–	–
8-13	0,70	1,9	-0,052	0,70	1,9	-0,052	–	–	–
9-14	0,43	2,8	-0,134	0,43	2,7	-0,134	0,58	1,5	0,018
	0,68	1,6	-0,002	0,68	1,6	-0,001	–	–	–
17-22	<b>0,27</b>	<b>10,2</b>	-0,119	0,27	10,1	-0,118	<b>0,28</b>	<b>4,6</b>	0,069
18-23	<b>0,29</b>	<b>7,9</b>	-0,040	0,29	7,9	-0,040	<b>0,29</b>	<b>5,7</b>	0,037
37-42	<b>0,26</b>	<b>11,8</b>	-0,021	0,26	11,9	-0,024	<b>0,27</b>	<b>8,1</b>	0,049
	0,53	1,6	-0,033	0,54	1,6	-0,018	–	–	–
38-43	<b>0,27</b>	<b>10,3</b>	0,017	0,27	10,4	0,014	<b>0,28</b>	<b>12,1</b>	-0,020
39-44	<b>0,27</b>	<b>10,8</b>	-0,005	0,27	10,3	0,002	<b>0,25</b>	<b>13,1</b>	-0,033
	0,46	1,0	0,043	–	–	–	–	–	–
120-125	<b>0,33</b>	<b>21,4</b>	-0,052	0,33	21,4	-0,052	–	–	–
	0,67	3,4	-0,035	0,67	3,5	-0,035	<b>0,33</b>	<b>12,4</b>	0,066
	1,06	3,2	-0,056	1,06	3,1	-0,054	–	–	–
121-126	<b>0,33</b>	<b>21,2</b>	-0,018	0,33	21,4	-0,021	<b>0,35</b>	<b>17,4</b>	0,012
	0,64	4,6	-0,082	0,64	4,4	-0,076	–	–	–
122-127	<b>0,34</b>	<b>9,3</b>	0,083	0,34	9,3	0,084	<b>0,38</b>	<b>21,2</b>	-0,060
	0,59	3,0	0,046	0,59	2,9	0,050	–	–	–
	0,84	1,0	0,014	–	–	–	–	–	–
<i>Ширина вікна спостереження = 10 с</i>									
34-44	<b>0,26</b>	<b>10,4</b>	-0,009	0,26	10,4	-0,010	<b>0,26</b>	<b>8,7</b>	0,021
	0,51	1,2	-0,005	0,51	1,3	-0,005	–	–	–
35-45	<b>0,26</b>	<b>12,3</b>	-0,015	0,26	12,3	-0,015	<b>0,27</b>	<b>10</b>	0,008
	0,91	1,7	-0,153	0,92	1,6	-0,149	–	–	–
36-46	<b>0,26</b>	<b>11,9</b>	-0,013	0,26	11,9	-0,013	<b>0,27</b>	<b>11,3</b>	-0,006
	0,38	3,3	-0,132	0,38	3,3	-0,131	–	–	–
	0,52	1,6	-0,041	0,52	1,6	-0,041	–	–	–

З рис. 1, а видно, що збільшення амплітуди коливань починається близько 10-ї секунди (початковою точкою відріку обрано 6:42:35, такий самий підхід до відріку часу – «від початку координат» – використано і далі, зокрема в таблицях), перший локальний максимум досягається близько 20-ї секунди, другий – в околі 40-ї, а глобальний («імпульсний») максимум – невдовзі, через кілька секунд, після 120-ї.

Для ідентифікації мод НЧК було використано програмні засоби, що реалізують ансамбль методів аналізу сигналів (найпридатніших для розв'язання зазначеної задачі в режимі реального часу [2]). Частота формування вибірок даних становила 50 Гц. Для кількох часових відрізків, на яких амплітуда НЧК досягала вищезазначених максимумів, а також для відрізу, що передував помітному зростанню амплітуди НЧК, в табл. 2 наведено результати ідентифікації мод зазначених НЧК, одержані з вико-

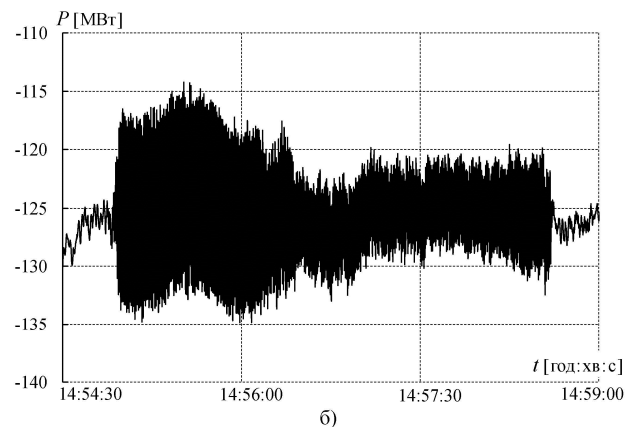
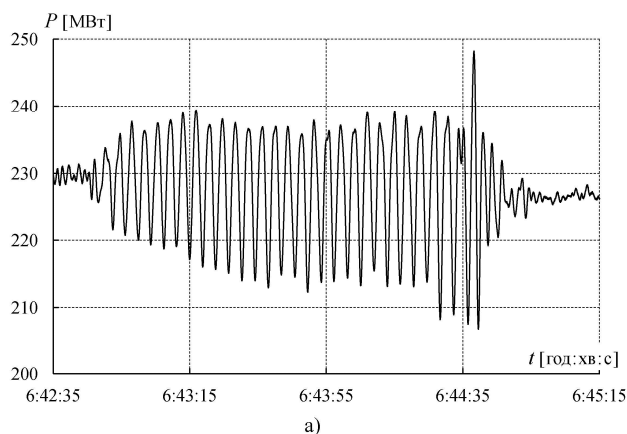


Рис. 1

ристанням трьох методів – найменших квадратів Ганкеля (НКГ), пучка матриць (ПМ) та Проні модифікованого (останній поступаєтья «класичному» методу Проні за можливостями ідентифікації низькочастотних компонентів сигналів за однакової ширини вікон спостереження, у той самий час забезпечує більшу адекватність результатів ідентифікації за наявності шуму, але може поступатися мето-

дам НКГ та ПМ, про що свідчать і дані табл. 2: в окремих вікнах спостереження моди не було виявлено, суттєві похибки мали місце у визначенні показників демпфування).

У табл. 2 зазначено параметри (частоту, амплітуду та показник демпфування) лише тих мод НЧК, амплітуда яких перевищувала 1 МВт. Більша частина таблиці містить результати, одержані у разі використання вікон спостереження шириною у 5 с (кожний рядок таблиці стосується відрізка часу, «охоплюваного» вікном спостереження, результати зводяться до середини вікна спостереження), але в кінці таблиці, щоб проілюструвати вплив ширини вікна спостереження на результати ідентифікації мод НЧК, наведено також результати (для часового відрізка, що містить 40-у секунду, в околі якої амплітуда НЧК досягла локального максимуму), одержані у разі використання вікна спостереження шириною в 10 с.

На підставі даних табл. 2 можна дійти висновку, що частота моди, «внесок» якої у зростання амплітуди НЧК був основним, більшу частину тривалості НЧК становила 0,26–0,27 Гц, а на часовому відрізку, де спостерігався глобальний максимум амплітуди НЧК (після 120-ї секунди), вона зросла до 0,34 Гц (до 0,38 Гц – у разі її визначення з використанням модифікованого методу Проні). В подальшому (на часовому відрізку згасання НЧК, який не відтворено в табл. 2) частота даної моди зазнавала флуктуацій у межах 0,33–0,38 Гц (на останньому часовому відрізку згасання НЧК наближаючись до 0,33 Гц). На часовому відрізку після 6:43:55 амплітуда зазначеної домінуючої та інших мод НЧК не перевищували 1 МВт, хоча іноді в окремому вікні спостереження амплітуда і «долала поріг» в 1 МВт, але таке «долання» було короткотривалим і обмежувалося одним вікном спостереження. Підкреслимо, що наявність зазначеної домінуючої моди було виявлено усіма методами аналізу сигналів, які використовувалися у даному дослідженні, а кількісна відповідність приросту амплітуди НЧК (по відношенню до 230 МВт) та амплітуди домінуючої моди в точках досягнутих максимумів свідчать про *прямий* зв'язок зазначеної моди з посиленням НЧК, тобто таке посилення не є наслідком нелінійної взаємодії мод НЧК. Інші виявлені моди не мали визначального впливу на характер НЧК.

Аналогічний аналіз було виконано з використанням даних, що стосуються випадку **виникнення НЧК 21.03.2016 р. після 14:54:30** (рис. 1, б). На відміну від попереднього випадку (рис. 1, а), де визначена частота домінуючої моди у складі НЧК свідчила про її *внутріньосистемний* характер, в коливаннях потоку потужності, графік яких наведено на рис. 1, б), частота домінуючої моди, однозначно визначеної усіма методами аналізу сигналів, вказувала на її *локально-станційний* (1,0...2,0 Гц) характер. Протягом усього часу існування НЧК частота домінуючої моди зазнавала флуктуацій: за результатами використання методів НКГ та ПМ – у діапазоні 1,68–1,85 Гц, а за результатами використання методів Проні («класичного» та модифікованого) – у діапазоні 1,67–1,93 Гц. Інші моди, виявлені з використанням методів НКГ та ПМ лише в окремих вікнах спостереження, не мали визначального впливу на характер НЧК.

Перейдемо до розгляду результатів аналізу **коливань параметрів режиму, що виникли в ОЕС України 18.02.2017 р. о 16:03** і починалися з різкої зміни частоти (від 49,96 до 50,02 Гц), змін у генеруванні активної потужності (від 15 до 220 МВт) та реактивної на АЕС та теплових електростанціях (ТЕС) (внаслідок коливань реактивної потужності ТГ-5 РАЕС навіть перейшов у режим її споживання – до 200 МВар). Внаслідок оперативних дій, зокрема з підвищення генерування реактивної потужності АЕС та ТЕС до максимальних значень, коливання параметрів режиму припинилися (згідно з диспетчерською інформацією – о 16:16). Звернімося до результатів векторних вимірювань параметрів режиму ОЕС України під час виникнення та існування зазначених коливань. Змушені обмежитися окремими ілюстративними прикладами. На рис. 2 наведено графіки коливань потоків активної потужності по ПЛ 750 кВ, що знаходяться в різних частинах ОЕС України: рис 2, а стосується ПЛ, що з'єднує РП 750 кВ ПС «Запорізька» та РП 750 кВ Запорізької АЕС, а рис 2, б – ПЛ, що з'єднує РП 750 кВ ПС «Західноукраїнська» та РП 750 кВ ПС «Вінницька». На рис. 3 показано графіки зміни у часі напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Західноукраїнська» та ПС «Київська» відповідно.

Аналізуючи рис. 2 та 3, можна дійти висновку, що о 16:05:40 амплітуди коливань режимних параметрів ОЕС України досягли глобальних екстремумів, а графіки на рис. 3 також свідчать про виникнення значного дефіциту реактивної потужності, оскільки, приблизно, після 16:03:20 відбулося різке зменшення («просідання») напруги на шинах ПС 750 кВ з її коливаннями зі зростаючою амплітудою. Однак, результати векторних вимірювань на ПС 750 кВ в іншій частині ОЕС України свідчать про те, що зазначена подібність процесів не була тотальною. Наприклад, візьмемо до розгляду ПС 750 кВ «Запорізька»: на рис. 4, а показано графік зміни потоку активної потужності по ПЛ 750 кВ (фаза А) ПС «Запорізька»–«Донбаська», а на рис. 4, б – напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Запо-



різька». Перший із цих графіків свідчить про те, що зазначені коливання потоку активної потужності не припинилися о 16:16, а лише зменшилася їхня амплітуда, як дещо зменшилося і значення потоку активної потужності по цій ПЛ (на відміну від графіків, поданих на рис. 3, які свідчать, що після коливань відповідні потоки активної потужності після 16:16 повернулися до попередніх значень). Амплітуда коливань напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Запорізька» (рис. 4, б) досягає глобального максимуму о 16:05:40, але виникненню таких коливань не передувало зниження напруги на зазначених шинах (як на шинах ПС в іншій частині ОЕС України, що ілюструє рис. 3), більше того, після 16:07:45, коли амплітуда коливань дещо зменшилася, рівень напруги на шинах почав неспинно зростати, істотно перевищуючи початковий рівень (і таке зростання продовжувалося і після 16:16).

Характер зазначеного протікання процесів у різних частинах ОЕС України вказував на те, що серед складових НЧК були моди, що класифікуються як *міжсистемні* (до 0,3 Гц) або *внутрішньосистемні* (0,3...1,0 Гц). Крім того, «просідання» напруги в одній частині ОЕС України і його відсут-

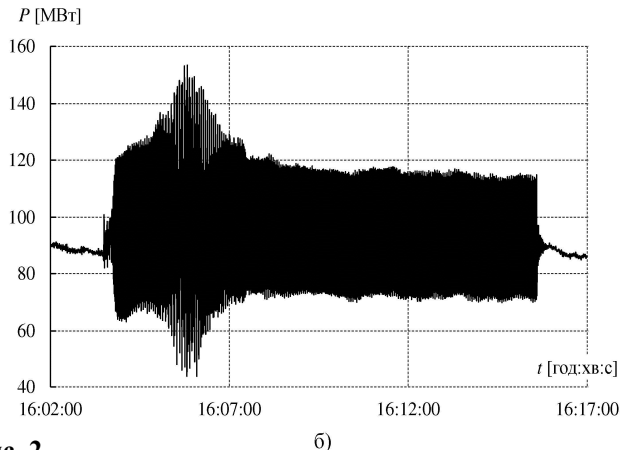
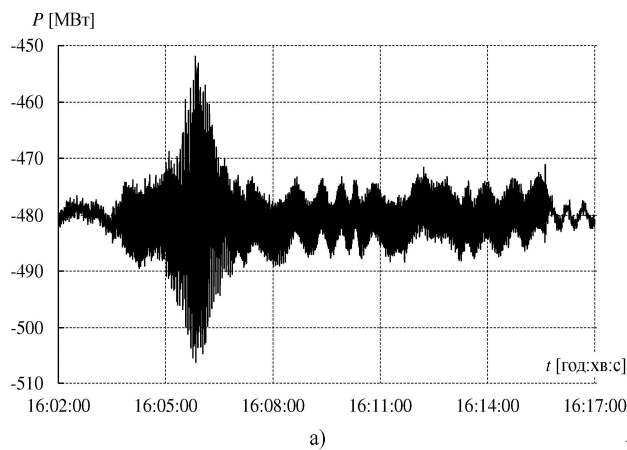


Рис. 2

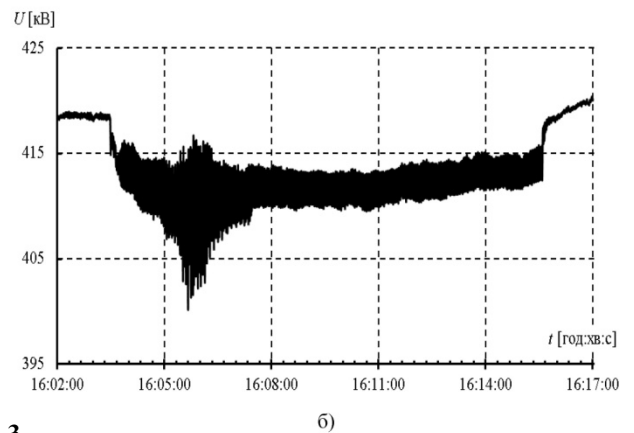
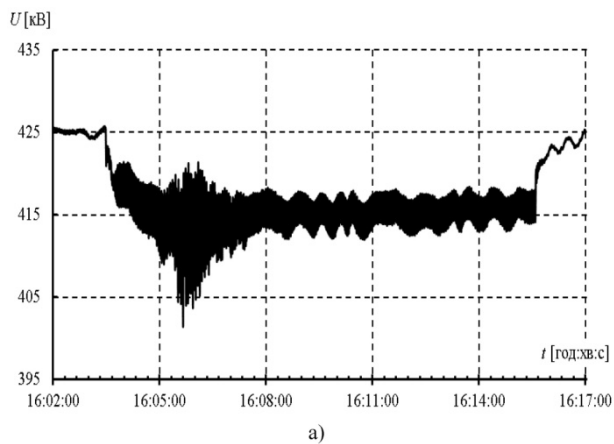


Рис. 3

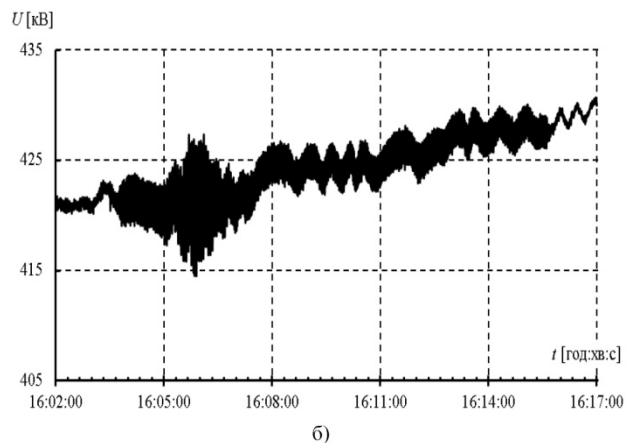
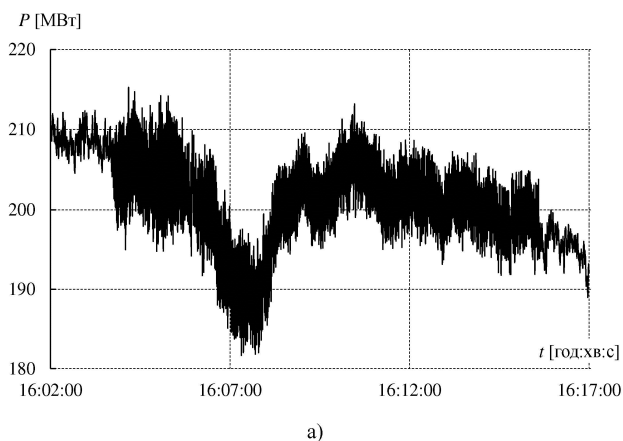


Рис. 4

ність в іншій свідчить про різні можливості щодо оперативного використання резервів реактивної потужності в цих частинах ОЕС. Вжиті заходи призвели до згасання довготривалих НЧК, але остаточно їхнє припинення сталося після 16:16.

Таблиця 3

Відрізок часу	Методи аналізу сигналів					
	Н К Г		Проні («класичний»)		Проні (модифіков.)	
	$f$ , Гц	$A$ , МВт	$f$ , Гц	$A$ , МВт	$f$ , Гц	$A$ , МВт
102-107	0,90	1,4	0,90	1,6	1,34	3,4
103-108	0,89 1,80	1,6 0,2	0,71	2,6	0,89	0,7
104-109	0,90 1,81	1,7 0,3	0,92	0,7	0,90 1,64	1,1 1,5
105-110	0,19 0,89 1,79	0,9 2,0 0,2	1,06	0,9	0,89 1,83	1,4 0,4
201-206	0,62 0,80 1,33 1,58	1,9 3,6 1,2 0,7	0,81	3,1	0,52 0,81 2,59	3,6 4,6 0,4
202-207	0,54 0,83	2,6 2,3	0,80	2,3	0,56 0,79	4,1 2,8
203-208	0,54 0,68 0,83 1,82	4,6 5,7 2,6 0,3	0,78	3,1	0,62 0,73	9,6 3,8
204-209	0,56 0,77 1,26	1,1 2,2 0,3	0,77	3,7	0,63 0,72	13,1 8,0
205-210	0,61 0,81	2,8 3,4	0,78	1,5	0,62 0,78	13,2 11,3
206-211	0,57 0,83	2,6 2,4	0,78	6,4	0,61 0,84 2,06	6,6 4,6 0,2
221-226	0,60 0,90 1,17	8,0 0,7 0,9	0,64	4,7	0,61 0,90 1,60	5,0 5,3 1,5
222-227	0,58 0,80 1,21	4,9 0,7 0,5	0,65	4,3	0,62 0,80 2,40	7,6 5,3 0,8
223-228	0,61 0,94	3,3 3,5	0,65	6,9	0,61 1,04 1,93	7,7 2,0 0,4
224-229	0,60 1,12	8,6 0,4	0,65	7,3	0,60 1,01 2,07	5,0 5,4 0,9

вий відрізок – 102–110 с), свідчать про наявність *внутріньосистемної* моди (оцінювання та «узгаляння» її частоти за результатами використання різних вікон спостереження і різних методів дає  $\approx 0,89$  Гц), що ж стосується *локально-станційних* мод, то їхня «питома вага» в енергії НЧК була незначною і вони «з'являлися» лише в деяких вікнах спостереження під час аналізу окремих сигналів (наприклад, їх не виявлено в коливаннях напруги на шинах ПС 750 кВ «Західноукраїнська», але виявлено в коливаннях напруги на шинах ПС 750 кВ «Київська»). Наступний етап посилення НЧК (у табл. 3 його представлено відрізком часу 201–211 с), характеризується появою ще однієї *внутріньосистемної* моди, частота якої в різних вікнах спостереження зазнавала «флуктуацій», набуваючи значень в діапазоні (0,54–0,62 Гц), у той час як замість *внутріньосистемної* моди з частотою  $\approx 0,89$  Гц «з'являлася» мода, частота якої змінювалася в діапазоні (0,77–0,84) Гц (є підстави вважати, що це є наслідком «флуктуацій» моди з частотою  $\approx 0,89$  Гц, оскільки в окремих вікнах спостереження, не наведених у табл. 3, як і під час опрацювання вибірок даних інших режимних параметрів, «флуктуація» частоти цієї моди «від вікна до вікна» була плавнішою і очевиднішою).

Результати опрацювання вибірок даних, сформованих за результатами векторних вимірювань параметрів режиму ОЕС України, підтвердили наявність у складі НЧК *внутріньосистемних* мод, «питома вага» яких в енергії НЧК значно (в кілька разів) перевищувала енергію *локально-станційних* мод, що виявлялися в окремих вікнах спостереження сигналів (свідченням цього є і відповідні значення амплітуд). Проілюструємо це з використанням табл. 3, де для кількох часових відрізків (у таблиці їх відокремлено один від одного затемненими полосами), що стосуються різних етапів виникнення та існування НЧК, наведено модальні параметри (частоти та амплітуди) коливань напруги на шинах 750 кВ (фаза А) ПС «Київська», визначені засобами ансамблю методів аналізу сигналів з використанням ковзних (зсув вікна становив 1 с) вікон спостереження шириною у 5 с. Результати, одержані з використанням методу пучка матриць, у табл. 3 не наведено, оскільки вони майже повністю збігаються з результатами, одержаними з використанням методу НКГ. Результати аналізу, що стосуються першого етапу виникнення НЧК (у табл. 3 зазначено значно коротший часо-





Рис. 5

Таблиця 4

ЕЕО	Оцінки пропускної спроможності [КВ/с]			Час передачі даних [мс]
	Мінімальна	Максимальна	Середня	
ПС-750 кВ Вінницька	134,5	231,3	224,4	5
Хмельницька АЕС	159,3	221,8	185,1	10
ПС 400 кВ Мукачеве	30,3	193,1	136,4	55
ПС-750 кВ Західноукраїнська	449,5	2216,5	1403,2	8
ПС-330 кВ Івано- Франківська	186,5	228	223,6	15
ПС-330 кВ Львів- Південна	1889,3	8086,9	5455,6	7
ПС-330 кВ Новокиївська	91110,3	10370	9953,9	2
ПС-750 кВ Північноукраїнська	58,4	225	180,4	17
ПС-330 кВ Шостка	24,6	195,3	113	37
Южно-Українська АЕС	0,31	4,31	3,3	202
ПС-330 кВ Котовськ	1,52	71,7	5,83	21
ПС-330 кВ Новоодеська	86,8	607,6	264,5	13
ПС-330 кВ Аджалик	51,9	735,6	576,6	14
ПС-330 кВ Трихати	180,3	691,4	620,2	19
ПС-750 кВ Дніпровська	103,9	218,8	215,6	22
ПС-750 кВ Донбаська	46,6	167,4	78,9	62
ПС-330 кВ Мелітополь	Не визначено з технічних причин			19
ПС-750 кВ Південнодонбаська	Не визначено з технічних причин			196
ПС-500 кВ Перемога	Не визначено з технічних причин			123

Результати модального аналізу вказують на те, що саме зазначені внутрішньосистемні моди мають найбільшу «питому вагу» в енергії НЧК, підтвердженням чого є відповідні значення амплітуд. Звичайно, оперативна зміна режимів роботи частини генерувального обладнання ОЕС України під час виникнення НЧК мала свій вплив на значення параметрів мод, але такий вплив завжди матиме місце у разі виникнення довготривалих НЧК.

**Необхідні умови для створення повномасштабної системи моніторингу НЧК в ОЕС України.** В розвинутих країнах питанням використання в ЕЕС (ОЕС) систем моніторингу НЧК приділяється належна увага, про що свідчать відповідні дані, наведені, наприклад, у 4-му розділі звіту [8]. Що ж стосується ОЕС України, то підхід до створення на базі ЄВРП «Регіна-Ч» вітчизняної ІСД НЧК було запропоновано, наприклад, у [3]. Слід підкреслити, що система моніторингу НЧК на базі ЄВРП «Регіна-Ч» має бути неодмінною складовою ІСД НЧК, причому, це стосується як демпфування НЧК з використанням САКЗ СМ, так і демпфування НЧК внаслідок оперативної реалізації рішень диспетчера ОЕС України. Для забезпечення можливості розв'язання низки таких актуальних задач (моніторингу та демпфування НЧК, контролю в режимі реального часу запасів стійкості ОЕС та ін.) потрібно встановити (точніше, до-встановити) ЄВРП «Регіна-Ч» (з відповідним розробленим програмним забезпеченням) на усіх електростанціях ОЕС

України та забезпечити їхній зв'язок з центром керування (ДП «НЕК «Укренерго») каналами, характеристики яких забезпечать можливість розв'язання зазначених задач у режимі реального часу.

Наразі впровадження ЕВРП «Регіна-Ч» в ОЕС України не «охоплює» усі зазначені електроенергетичні об'єкти (ЕЕО) («географію» впровадження ілюструє рис. 5), а характеристики каналів зв'язку окремих ЕЕО (ЕВРП «Регіна-Ч») із сервером, що знаходиться в центрі диспетчерського керування ОЕС України (ДП «НЕК «Укр-енерго»), не відповідають сучасним вимогам щодо розв'язання зазначених задач у режимі реального часу (оцінювання пропускної спроможності відповідних каналів зв'язку галузевої телекомунікаційної мережі «Енергія» проводилося відносно цього сервера). Результати зазначеного оцінювання з використанням модуля NetBench програмного комплексу AIDA32 наведено в табл. 4. Окрім цього, на кожному ЕЕО, використовуючи PING (*Packet Inter-Network Groper* — службова комп'ютерна програма, призначена для перевірки з'єднань у мережах на основі TCP/IP), було одержано час надходження відповіді від сервера у разі передачі стандартного пакету даних (32 байти) по протоколу TCP/IP. З урахуванням цього, у правому стовпчику табл. 4 зазначено час передачі даних від ЕЕО до серверу, що залежить від швидкості з'єднання і завантаження каналів – від клієнта до сервера. Затемнені клітини правого стовпчика табл. 4 вказують на незадовільний (в аспекті розв'язання зазначених вище задач у режимі реального часу) час передачі даних.

У разі опрацювання в режимі реального часу результатів векторних вимірювань безпосередньо на місці їх вимірювання (спеціальними програмними засобами ЕВРП «Регіна-Ч») зникає потреба передавання в центр керування ІСД НЧК значних об'ємів інформації, оскільки передаватиметься лише інформація, зокрема результати ідентифікації доміантних мод, для автоматичного опрацювання в центрі керування ІСД НЧК та відповідної подальшої реалізації в САКЗ СМ (за відповідними командами з центру керування ІСД НЧК), а також для її використання диспетчерським персоналом та персоналом відповідних технологічних підрозділів [3]. Оскільки основними «носіями» НЧК в ОЕС є певні СМ та групи СМ, а єдині засоби демпфування НЧК, які наразі є в ОЕС України, – це САКЗ СМ, що нерозривно функціонально і «територіально» пов'язані з СМ, то необхідними умовами для реалізації в ОЕС України повномасштабної (і повноцінної) системи моніторингу та демпфування НЧК є встановлення ЕВРП «Регіна-Ч» на усіх електростанціях України (з «охопленням» також і систем збудження СМ та відповідних САКЗ) та забезпечення їхнього зв'язку з центром керування такої системи надійними і швидкісними каналами передачі даних.

#### **Висновки.**

1. Проаналізовані випадки виникнення у 2016–2017 р.р. в ОЕС України НЧК відрізняються режимними умовами, а самі НЧК – складом та діапазонами частот доміантних мод (їхньою належністю до відповідних класів – за природою виникнення – згідно поширеної класифікації). Результати аналізу свідчать про наявність прямого зв'язку між зростанням амплітуд доміантних мод НЧК та посиленням (зростанням амплітуд) НЧК, тим самим підтверджуючи доцільність використання в режимі реального часу методів аналізу сигналів для ідентифікації мод НЧК.

2. Зміна схемо-режимних умов призводить до зміни доміантних мод НЧК. Тому для забезпечення ефективного демпфування НЧК засобами САКЗ СМ слід використовувати визначені в режимі реального часу результати ідентифікації доміантних мод НЧК, оскільки визначені в режимі *off-line* для певних схемо-режимних умов ОЕС (наприклад, базових режимів ОЕС) частоти доміантних мод не залишатимуться незмінними під час експлуатації (функціонування) ОЕС.

3. Результати ідентифікації мод НЧК, визначені за даними векторних вимірювань у 2016–2017 р.р., що відповідають періодам виникнення та існування НЧК в ОЕС України, свідчать про певні «флуктуації» значень параметрів доміантних мод НЧК, з чого випливає потреба використання адаптивних засобів демпфування, які налаштовуються в режимі реального часу і забезпечують демпфування коливань в певному частотному діапазоні. Використання ансамблю попередньо відібраних методів аналізу сигналів для ідентифікації мод НЧК призводить до певних відмінностей в одержаних результатах, але, разом з тим, дає змогу адекватніше оцінювати та певним чином «узагальнювати» результати визначення параметрів доміантних мод НЧК. З урахуванням цих обставин для налаштування (адаптації) в режимі реального часу відповідних засобів демпфування НЧК у певному частотному діапазоні слід орієнтуватися на використання «узагальнених» результатів визначення частот доміантних мод НЧК.

4. В Україні створені і впроваджені в ОЕС сучасні апаратно-програмні засоби, спроможні забезпечити розв'язання в режимі реального часу низки актуальних задач, зокрема і задачі моніторингу НЧК, за умови реалізації повномасштабної системи векторних вимірювань режимних параметрів ОЕС

України. Практична реалізація зазначеної системи потребує, насамперед, додаткового встановлення на електричних станціях ОЕС України ЕВРП «Регіна-Ч» та забезпечення їхнього зв'язку з сервером ДП «НЕК «Укренерго» швидкісними каналами передачі даних. Програмні засоби «керуючого ядра» зазначеної системи повинні бути встановлені в центрі диспетчерського керування ОЕС України.

1. *Agamalov O.N., Butkevych A.F.* The questions of an integrated excitation control system of synchronous machines construction in the interconnected power system // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2015. – No 4. – Pp. 57-61. (Rus)
2. *Butkevych O.F., Chyzhevskiy V.V.* Evaluation and decrease in real time of risk of oscillatory loss of Interconnected Power System stability // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2015. – No 6. – Pp. 46-52. (Ukr)
3. *Butkevych O.F., Chyzhevskiy V.V.* Some problems of integrated system construction for prevention of interconnected power system's oscillatory instability // *Power engineering: economics, technique, ecology*. – 2015. – No 3 (41). – Pp. 28-36. (Ukr)
4. Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011. ENTSO-E SG SPD Report / ENTSO-E. – 21.08.2011. – 8 p. – Available at: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/entsoe/RG\\_SOC\\_CE/Top7\\_110913\\_CE\\_inter-area-oscil\\_feb\\_19th\\_24th\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/RG_SOC_CE/Top7_110913_CE_inter-area-oscil_feb_19th_24th_final.pdf)
5. *Arango O.J., Sanchez H.M., Wilson D.H.* Low frequency oscillations in the Colombian Power System – identification and remedial actions / CIGRE Session 2010, August 22-27, Paris, France. – Paper C2-105.
6. *Despa D., Yasunori Mitani, Changsong Li, Masayuki Watanabe,* Inter-Area Power Oscillation Mode For Singapore–Malaysia Interconnected Power System Based on Phasor Measurements with Auto Spectrum Analysis / Proceedings of the 17th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2011, Stockholm, Sweden, 22–26 August, 2011. – Vol. 2. – Pp. 847–852.
7. *Duan G., Sun X., T. Wu J., Yang D., Zhang Y.* Low Frequency Oscillation Monitoring and Assessment in CSS200 WAMS / Proceedings of the Cigré 2-nd International Conference “Monitoring of Power System Dynamics Performance”, 28–30 April 2008, Saint Petersburg, Russian Federation. – S2–5. – 8 p. – Available at: <http://www.twirpx.com/file/858201/>
8. Identification of Electromechanical Modes in Power Systems. IEEE Task Force Report. Special Publication TP462. June 2012 / IEEE Power & Energy Society. IEEE 2012. The Institute of Electrical and Electronic Engineers, Inc. – 282 p.
9. *Lin T.-H., Soo V.-W.* Pruning Fuzzy ARTMAP Using the Minimum Description Length Principle in Learning from Clinical Databases / Ninth IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence. Proceedings. – 1997, November 3-8, Newport Beach, California. – Pp. 396–403.
10. *Lomei H, Sutanto D., Muttaqi K.M., and Assili M.* A new approach to reduce the non-linear characteristics of a stressed power system by using the normal form technique in the control design of the excitation system / Industry Applications Society Annual Meeting, 18-22 Oct. 2015, Addison, TX, USA. – Pp. 1-6.
11. *Nayfeh A.H.* Method of Normal Forms. – New York etc.: John Wiley & Sons, Inc., 1993. X11. – 218 p.
12. *Prasertwong K., Mirthulanathan N., Thakur D.* Understanding low frequency oscillation in power systems // *International Journal of Electrical Engineering Education*. – 2010. – Vol. 47. – No 3. – Pp. 248–262.
13. Report on the Grid Disturbances on 30th July and 31st July 2012: Submitted in Compliance to CERC Order in Petition No. 167/Suo-Motu/2012 dated 1st Aug. 2012. – 129 p. – Available at: [http://www.cercind.gov.in/2012/orders/Final\\_Report\\_Grid\\_Disturbance.pdf](http://www.cercind.gov.in/2012/orders/Final_Report_Grid_Disturbance.pdf)
14. *Shi J.H., Li P., Wu X. C., Wu J. T., Lu C., Zhang Y., Zhao Y. K., Hu J.* Implementation of an Adaptive Continuous Real-Time Control System Based on WAMS / Proceedings of the Cigré 2-nd International Conference “Monitoring of Power System Dynamics Performance”, 28–30 April 2008, Saint Petersburg, Russian Federation. – S1–12. – 9 p.
15. *Susuki Y., Mezic I., Raak F., Hikiyama T.* Applied Koopman Operator Theory for Power Systems Technology // *Nonlinear Theory and Its Applications*. – 2016. – Vol. 7. – No 4. – Pp. 430-459.
16. UCTE. Final Report – System Disturbance on 4 November 2006. – 30.01.2007. – 84 p. – Available at: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf)
17. *Yang J.-Zh., Liu C.-Wen, Wu W.-Giang.* A Hybrid Method for the Estimation of Power System Low-Frequency Oscillation Parameters // *IEEE Trans. on Power Systems*. – 2007. – Vol. 22. – No 4. – Pp. 2115–2123.

**ВЕКТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ МОД ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ В ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ УКРАИНЫ**

**А.Ф. Буткевич**<sup>1,2</sup>, докт. техн. наук, **Ю.В. Пилипенко**<sup>1</sup>, канд. техн. наук, **В.В. Чижевский**<sup>2</sup>, канд. техн. наук, **И.А. Елизаров**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> – Институт электродинамики НАН Украины,  
пр. Победы, 56, Киев-57, 03057, Украина,  
e-mail: [butkevych@ied.org.ua](mailto:butkevych@ied.org.ua)

<sup>2</sup> – Национальный технический университет Украины “Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского”, пр. Победы, 37, Киев-56, 03056, Украина

*Исследованы случаи возникновения в 2016-2017 г.г. в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины низкочастотных колебаний режимных параметров (НЧК) и приведены результаты идентификации мод НЧК, свидетельствующие о влиянии схемно-режимных условий на состав и частоты доминирующих мод НЧК. Во время этих исследований использовались результаты векторных измерений режимных параметров и ансамбль специально отобранных методов анализа сигналов. Определены необходимые условия для создания системы мониторинга НЧК в ОЭС Украины. Библи. 17, табл. 4, рис. 5.*

**Ключевые слова:** объединенная энергетическая система, устройство векторных измерений, низкочастотные колебания, методы анализа сигналов

**PHASOR MEASURING OF OPERATIONAL CONDITION PARAMETERS AND IDENTIFICATION OF LOW-FREQUENCY MODES OF ELECTROMECHANICAL OSCILLATIONS IN THE INTERCONNECTED POWER SYSTEM OF UKRAINE**

**O.F. Butkevych**<sup>1,2</sup>, **Y.V. Pylypenko**<sup>1</sup>, **V.V. Chyzhevskiy**<sup>2</sup>, **I.O. Elizarov**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
Peremohy avenue, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine,  
e-mail: [butkevych@ied.org.ua](mailto:butkevych@ied.org.ua)

<sup>2</sup> – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”,  
Peremohy avenue, 37, Kyiv-56, 03056, Ukraine

*The cases of occurrence in 2016 - 2017 in the Interconnected Power System (IPS) of Ukraine the low-frequency oscillations (LFO) of IPS operational condition parameters were studied, and identification results of LFO modes are presented. These results testify to influence of the IPS's circuit and operational conditions upon the composition and frequencies of LFO' dominant modes. During these studies the results of phasor measuring of IPS operational condition parameters and an ensemble of specially selected methods of signal analysis were used. Necessary conditions for creating a system to monitor low-frequency oscillations in the IPS of Ukraine are determined. References 17, tables 4, figures 5.*

**Key words:** Interconnected power system, phasor measurement unit, low-frequency oscillations, methods of signal analysis

Надійшла 10.07.2017  
Остаточний варіант 05.10.2017