

О.Ф.Буткевич, докт.техн.наук, **А.В.Левконюк** (Інститут електродинаміки НАН України, Київ),
Є.В.Зорін, В.С.Буланая (ДП “Національна енергетична компанія “Укренерго”, Київ)

ПРО ВИКОРИСТАННЯ СИНХРОНІЗОВАНИХ ВИМІРІВ КУТІВ НАПРУГИ З ОБ’ЄКТІВ ОЕС УКРАЇНИ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ДОПУСТИМОСТІ ЇЇ ПОТОЧНИХ РЕЖИМІВ ЗА ЗАПАСАМИ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ

Показано доцільність використання в центрі диспетчерського керування Об’єднаної енергосистеми (ОЕС) України синхронізованих за супутниковими сигналами єдиного часу високоточних вимірів складових векторів напруги (модулів та кутів), що надходять з електростанцій та підстанцій ОЕС України від електровимірювальних реєструючих пристроїв “Регіна-Ч”, для контролю її поточних режимів за запасами статичної стійкості. Результати виконаних досліджень дають підстави для внесення відповідних доповнень до чинних ГКД 34.20.575-2002. “Стійкість енергосистем. Керівні вказівки”.

Показана целесообразность использования в центре диспетчерского управления Объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины синхронизированных по спутниковым сигналам единого времени высокоточных измерений составляющих векторов напряжения (модулей и углов), получаемых с электростанций и подстанций ОЭС Украины от электроизмерительных регистрирующих устройств “Регіна-Ч”, для контроля ее текущих режимов по запасам статической устойчивости. Результаты выполненных исследований дают основания для внесения соответствующих дополнений к действующим ГКД 34.20.575-2002. “Стійкість енергосистем. Керівні вказівки”.

Забезпечення стійкості функціонування є однією з основних вимог, які є визначальними під час проектування та експлуатації більшості технічних систем, не кажучи вже про електроенергетичні системи (ЕЕС). Вимога забезпечення стійкості режимів функціонування ЕЕС проходить червоною ниткою практично через усі етапи їхнього планування та реалізації, на кожному з яких мають справу з різною за точністю інформацією, що зумовлює використання і відповідних моделей ЕЕС.

Порушення стійкості режимів ЕЕС може відбуватися з різних причин і мати різний характер (різні форми). Цим питанням присвячено багато публікацій, серед яких доречно виділити [17], де різновидам процесів порушення стійкості ЕЕС дано відповідні визначення та класифікацію, які, певною мірою, є розвитком попередніх аналогічних праць, наприклад, [16]. Однак на практиці під час аналізу стійкості режимів ЕЕС традиційно використовують дещо спрощений в аспекті зазначеної класифікації підхід, який, водночас, є і певною мірою узагальнюючим. Залежно від величини збурень режиму розрізняють *статичну* та *динамічну* стійкість ЕЕС (принагідно зазначимо, що в [17] використовується дещо інша термінологія, і прикметники *статичний* та *динамічний* стосуються *аналізу безпеки* ЕЕС, а не стійкості ЕЕС, хоча стійкість ЕЕС можна розглядати в аспекті *режимної* складової *енергетичної безпеки* держави [1]). Будь-який фізично існуючий усталений (а фактично – завжди *квазіусталений*) режим ЕЕС повинен бути і статично стійким, оскільки під час функціонування ЕЕС виникають малі збурюючі сили, що спричиняють збурення режиму, а за таких умов статично нестійкий режим не може існувати. Тому в практичному аспекті розв’язання задачі аналізу статичної стійкості певного режиму ЕЕС (стану ЕЕС) не обмежується тільки встановленням факту “стійкий” чи “нестійкий”, а передбачає також і визначення *запасу стійкості*, який вказує на певну “відстань” (з використанням відповідної метрики), що існує між заданим та граничним за стійкістю режимом. Бажано, щоб у разі дотримання мінімально необхідних *запасів статичної стійкості* під час реалізації (ведення) режимів ЕЕС їхня статична стійкість забезпечувалася. Використання таких запасів обумовлено, як відомо, потребою урахування впливу на оцінку стійкості режимів ЕЕС (“стійкий” чи “нестійкий”) різних чинників, пов’язаних, насамперед, як з неточністю і невизначеністю частини інформації, яку використовують під час планування та аналізу стійкості режимів ЕЕС, та “нееталонністю” відповідних моделей, так і зі стохастичним характером змін окремих режимних параметрів, зокрема потужності навантаження у вузлах ЕЕС, що мають місце під час реалізації режимів. Введенням міні-

мально необхідних *запасів статичної стійкості* намагаються компенсувати впливи зазначених вище чинників на результати оцінки статичної стійкості режимів ЕЕС.

Різні спроби урахування впливу частини вищезазначених чинників для мінімізації необхідних запасів статичної стійкості вже робилися близько чотирьох десятиліть тому, наприклад, у [6,7], і продовжуються в наш час, наприклад, у [19]. Про певну еволюцію вимог та рекомендацій стосовно особливостей визначення запасів стійкості ЕЕС свідчать і зміни, що їх зазнавали *керівні вказівки* [8, 9], однак “метрика”, з використанням якої відбувається оцінювання допустимості поточного режиму, залишилася незмінною.

Згідно з чинними “*Керівними вказівками*” [4], запас статичної стійкості характеризується коефіцієнтами запасу з активної потужності в перетинах ЕЕС та коефіцієнтами запасу з напруги у вузлах навантаження. Зазначені режимні параметри і відповідні коефіцієнти запасу є досить інформативними і, певною мірою, мають узагальнюючий характер, оскільки дозволяють оперативно-диспетчерському персоналу контролювати “віддаленість” (певну “дистанцію”) режиму ЕЕС від границі аперіодичної стійкості ЕЕС незалежно від причин, які можуть призводити до зменшення такої “дистанції” і викликати порушення стійкості ЕЕС. Коефіцієнти запасу статичної стійкості з активної потужності у контрольованих перетинах (K_p) та коефіцієнти запасу статичної стійкості з напруги у вузлах навантаження (K_u) нормуються і визначаються за формулами [4]

$$K_p = (P_{сп.} - P - \Delta P) / P, \quad (1)$$

$$K_u = (U - U_k) / U, \quad (2)$$

де P – значення сумарного перетоку активної потужності в контрольованому перетині за конкретного режиму, а $P_{сп.}$ та ΔP – відповідно значення перетоку активної потужності в граничному за статичною стійкістю режимі в даному перетині та амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в цьому самому перетині; U – значення напруги у вузлі за конкретного режиму, а U_k – критичне значення напруги у даному вузлі (нижче якого відбувається порушення статичної стійкості двигунів).

Згідно з “*Керівними вказівками*” [4], коефіцієнти запасу K_p повинні бути не менше, ніж 0,2 для нормальних та 0,08 – для післяаварійних режимів, а щодо коефіцієнтів K_u , то під час їхнього визначення для вузлів з напругою від 110 кВ рекомендується як U_k використовувати більше із двох значень – $0,7U_{ном}$ та $0,75U_{ном}$, де $U_{ном}$ та $U_{ном}$ – відповідно номінальне значення напруги та значення напруги в даному вузлі за нормального режиму функціонування ЕЕС (у разі наявності у вузлі синхронних двигунів, що працюють з відімкненими автоматичними регуляторами збудження, значення U_k рекомендується задавати від $0,85U_{ном}$ до $0,9U_{ном}$).

Звернімо увагу на те, що зазначені документи [4] мають не лише “директивний”, але і рекомендаційний характер, надаючи певні “ступені свободи” у їхньому застосуванні. Наприклад, ними передбачено як використання напруги будь-яких вузлів (об’єктів ЕЕС) для контролю нормативних запасів з напруги, через визначення U_k за результатами розрахунків режимів функціонування ЕЕС, так і використання (як правило) значень перетоків активної потужності “для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості” [4, п. 7.2.5] (до цього пункту зазначених документів ми згодом повернемося).

Керуючися нормативними значеннями коефіцієнтів запасу K_p , для кожного контрольованого перетину ЕЕС визначають (*off-line*) максимально допустимі перетоки активної потужності ($P_{м.д.}$). Оскільки для кожного такого перетину ЕЕС існує певна кількість можливих за реальних умов функціонування ЕЕС способів обважніння режиму (траєкторій обважніння), то як $P_{м.д.}$ використовують найменше із одержаних за різними траєкторіями обважніння значення максимально допустимого перетоку активної потужності (йому відповідає і найменше значення $P_{сп.}$)

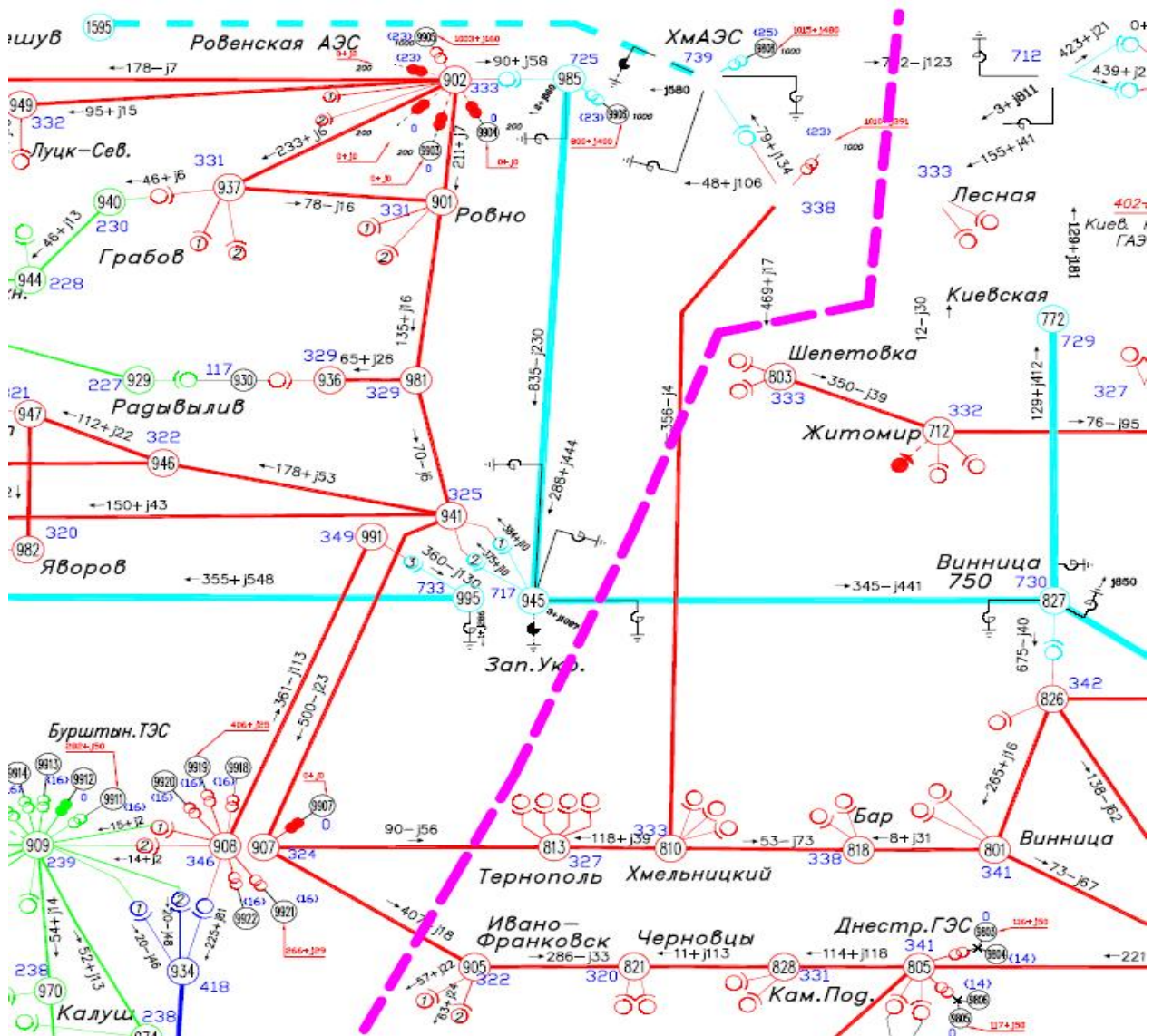
$$P_{м.д.} = \min \{P_{м.д.j}, j = \overline{1, q}\}, \quad (3)$$

де $P_{м.д.j} = (P_{сп.j} - \Delta P) / (1 + K_p)$ – значення максимально допустимого перетоку активної потужності, визначене для контрольованого перетину у j -й спосіб обважніння режиму; q – кількість усіх можливих для даного перетину ЕЕС траєкторій обважніння режиму; $P_{сп.j}$ – значення перетоку активної потужності у даному перетині в граничному за статичною стійкістю режимі, досягнуте за j -го способу обважніння режиму.

Отже, щоб дотримуватися нормативного значення K_P (1) для певного контрольованого перетину за будь-якого режиму ЕЕС, оперативно-диспетчерський персонал повинен керуватися значенням $P_{м.д.}$ (3) і забезпечувати виконання умови

$$P \leq P_{м.д.} \quad (4)$$

Контроль з боку диспетчера за виконанням умови (4) є практичним способом контролю за дотриманням нормативних запасів статичної аперіодичної стійкості поточних режимів ЕЕС, що відповідає п. 7.2.5 [4]. Поточні режими ЕЕС, під час ведення яких виконується умова (4) для усіх контрольованих перетинів, можна класифікувати в аспекті статичної аперіодичної стійкості ЕЕС як *допустимі*. І хоч контроль за дотриманням нормативного значення K_U (2) є важливим як в аспекті збереження “локальної” стійкості вузлів навантаження, значну частину якого становлять двигуни, так і в аспекті збереження статичної стійкості ЕЕС, окремі фрагменти (райони) яких є дефіцитними за реактивною потужністю, однак у більшості випадків (як правило—[4, п. 7.2.5]) контроль виконання умови (4) є домінуючим, не дивлячись на складність у топологічному аспекті окремих перетинів Об’єднаної енергосистеми (ОЕС) України, наприклад, перетину “Захід-Вінниця” (на рисунку представлено фрагмент схеми основної електричної мережі ОЕС України, де пунктирна лінія проходить через елементи зазначеного перетину).



“Одновимірний” критерій (4) використовують і у разі взаємно “пов’язаних” перетинів ЕЕС (ОЕС), враховуючи, що максимальне допустиме значення перетоку активної потужності у кожному з таких перетинів залежить від значень перетоків потужності в інших перетинах. Певна “грубість”

такого оцінювання *допустимості* режимів під час їх ведення очевидна і пов'язана з використанням в усіх випадках найменшого із одержаних за різними траєкторіями об'єкту значення максимально допустимого перетоку активної потужності, що може призводити до недовикористання пропускної спроможності перетинів, оскільки фактичні запаси статичної стійкості виявлятимуться надлишковими. З іншого боку, орієнтація в усіх випадках на гіпотетичний "сценарій" зміни поточного режиму, за якого він "найкоротшим шляхом" зможе трансформуватися у граничний за стійкістю, нібито, у разі виконання умови (4), дає певні гарантії збереження статичної стійкості будь-якого поточного режиму, тим самим виправдовуючи зазначену "грубість". Однак, крім зазначеної "грубість", слід звернути увагу на питання *надійності реалізації* критерію (4), використання якого потребує надійного надходження в центр диспетчерського керування ОЕС телевимірів перетоків активної потужності в елементах (зазвичай, у лініях електропередачі) контрольованого перетину: у разі відмови трафіка надходження зазначеної інформації, що стосується принаймні одного з елементів перетину, поточне значення сумарного перетоку активної потужності в перетині стає невизначеним (на практиці, щоб "компенсувати" втрату інформації, використовують ретроспективні значення режимних параметрів замість втрачених, але похибка визначення сумарного перетоку активної потужності, викликана таким використанням, залежатиме як від завантаження відповідного елемента перетину, так і від "динаміки" перетоків потужності, і може бути суттєвою).

За нових економічних умов задача адекватності оцінювання допустимості поточних режимів в аспекті забезпечення їхньої статичної стійкості набуває особливої актуальності, оскільки обмеження величини перетоків активної потужності в перетинах ОЕС є тим чинником, який може істотно впливати як на розташування резервів активної потужності, так і на ціноутворення на ринку електроенергії (у разі розвинутого ринку). Очевидно, що, беручи до уваги "історію" розв'язання цієї задачі, досягти удосконалення зазначеного оцінювання можна лише на базі використання нових підходів та можливостей, що їх надають інформаційні технології та сучасні засоби обчислювальної техніки.

Завдяки впровадженню електровимірювальних реєструючих приладів (ЕВРП) вітчизняного виробництва "Регіна-Ч", на базі яких створено першу чергу сучасної системи моніторингу перехідних режимів ОЕС України [10], з'явилася можливість по-новому підійти до розв'язання задачі визначення допустимості її *поточних* режимів за запасами статичної стійкості [11,12].

Нагадаємо, що зазначені ЕВРП є базовими елементами об'єктного рівня системи моніторингу перехідних режимів, які забезпечують високоточне і синхронізоване за супутниковими сигналами точного часу вимірювання режимних параметрів на об'єктах ОЕС України, насамперед вимірювання складових векторів напруги (модулів та відповідних кутів), і передачу опрацьованих результатів зазначених вимірювань на вищій рівні ієрархії оперативно-диспетчерського керування ОЕС. Така інформація, разом з синхронізовано зареєстрованими дискретними сигналами (сигналами індикації стану обладнання та функціонування пристроїв релейного захисту і автоматики), дозволяє на якісно новому рівні забезпечити розв'язання задач оперативного та автоматичного керування, аналізу процесів та верифікації моделей "динаміки" ОЕС.

Розглянемо два принципово різних підходи до розв'язання задачі оцінювання допустимості поточних режимів ОЕС за запасами статичної стійкості, реалізація кожного з яких потребує забезпечення різних технічних умов.

Перший підхід передбачає перенесення основного обчислювального навантаження з *off-line* в *on-line* режим. Можливі два варіанти його реалізації, що відрізняються оцінкою досягнення *граничного за статичною аперіодичною стійкістю* режиму. Перший варіант полягає у тому, що, використовуючи відповідні програмні засоби для обчислення в режимі реального (а фактично – квазі-реального) часу запасів з активної потужності в контрольованих перетинах та з напруги у вузлах ОЕС, визначають за різними, гіпотетично можливими за поточних умов, траєкторіями об'єкту режиму "дистанцію" до граничного *за умовами існування* (фактично – за збіжністю ітераційного процесу розрахунку) режиму. Слід підкреслити, що граничний *за умовами існування* та граничний *за статичною аперіодичною стійкістю* режими близькі, але не тотожні: порушення статичної аперіодичної стійкості може виникати раніше від досягнення граничного за умовами існування режиму. Другий варіант реалізації, на відміну від першого, передбачає обчислення критерію статичної стійкості ОЕС. Наприклад, можна обчислювати власні числа характеристичної матриці ОЕС, що відповідає запису системи лінеаризованих рівнянь збуреного руху ОЕС у формі Коші (математична модель ОЕС, яку можна використовувати для розрахунку критерію статичної стійкості) [2]. Обчислення власних чисел зазначеної матриці дозволяє одержувати формально строгішу і, одночасно, універ-

сальнішу (оскільки зникає залежність від траєкторії) оцінку *статичної стійкості* поточного режиму ОЕС у вигляді *ступеня стійкості* (який теж вказує на “дистанцію”, що існує між поточним режимом та межею його стійкості і вимірюється в $[c^{-1}]$). Оскільки *ступінь стійкості* – це абсолютна величина дійсного або дійсної частини комплексного власного числа характеристичної матриці ОЕС, яке є найближчим до уявної осі комплексної площини, то, у разі оцінки *статичної аперіодичної стійкості* режиму ОЕС, потрібно брати до уваги дійсне власне число. Слід зазначити, що розрахунок критерію статичної стійкості будь-яким методом дозволяє більш строго визначити граничний за статичною аперіодичною стійкістю режим ОЕС, тому ніяких перешкод і для визначення запасів з активної потужності в контрольованих перетинах ОЕС немає. Реалізація такого варіанту можлива, однак існують певні труднощі, пов’язані як з одержанням інформації, необхідної для формування характеристичної матриці ОЕС, так і з забезпеченням необхідної швидкодії виконання усіх обчислень у режимі *on-line*. Відправною ж точкою для реалізації кожного із зазначених варіантів є результати розв’язання задачі оцінювання стану ОЕС.

Другий підхід базується на статистичній теорії навчання [20]. Його принципова відмінність від першого полягає у тому, що для оцінювання допустимості поточних режимів передбачається використання в контурі оперативного керування ОЕС України моделей, навчених (*off-line*) розпізнаванню режимів ОЕС за певними *ознаками* та встановленню їхньої належності до одного із *класів допустимості* (*допустимих та недопустимих режимів*)

$$Y = F_i^{(r)}(X_i), \quad i = \overline{1, m_r}, \quad (5)$$

де X_i – вектор режимних параметрів, що подається з певною періодичністю на вхід i -ї моделі $F_i^{(r)}(\cdot)$, яка стосується r -го контрольованого перетину ОЕС; Y – “вихід” моделі (її “реакція” на вхідний вектор X_i), значення якого вказує на належність режиму до певного *класу допустимості*. Зазвичай такі моделі одержують на нейромережевому базисі у вигляді відповідно навчених штучних нейронних мереж.

Удосконаленням засобів розв’язання задачі контролю допустимості поточних режимів ОЕС займаються перманентно, а з використанням методів та засобів штучного інтелекту – протягом останніх двох десятиліть, наприклад, [13,18]. З появою можливості одержання синхронізованих вимірів складових векторів напруги (кутів та модулів) з об’єктів ОЕС з’явилися спроби використання кутів напруги для контролю за станом перетинів енергооб’єднань [15]. Однак така інформація може ефективно використовуватися і в моделях (5) класифікації режимів ОЕС за запасами статичної стійкості. Результати виконаних досліджень [3,11,14] свідчать, що для побудови таких моделей, орієнтованих на застосування в контурі оперативно-диспетчерського керування ОЕС, можна використовувати алгоритми з багаторядною перцептроноподібною структурою, які реалізують метод групового урахування аргументів [5].

Зв’язок між вхідними (X) та вихідними (Y) змінними такої моделі подається у вигляді поліному Колмогорова-Габора, остаточною структурою якого встановлюється в результаті побудови моделі класифікації режимів ОЕС,

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^M a_i x_i + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^M a_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^M a_{ijk} x_i x_j x_k + \dots, \quad (6)$$

де $A(a_0, a_1, \dots, a_{ij}, \dots, a_{ijk}, \dots)$ – вектор коефіцієнтів, що підлягають визначенню.

Процес побудови-навчання моделей $F_i(X_i)$ потребує попередньо підготовлених вибірок даних (навчальної та перевіркової) $S = \{(Z_j, V_j)\}_{j=1}^M$, кожний j -й вектор режимних параметрів яких (Z_j) є представником певного режиму (до складу такого вектора попередньо відбираються складові тих векторів напруги, які гіпотетично можуть бути інформативними в аспекті визначення допустимості режимів за запасами статичної стійкості). Що ж стосується складових V_j ($j = \overline{1, M}$) кожної j -ї точки вибірки даних S , то її значення $V_j \in \{+1, -1\}$ залежить від того, до якого із двох класів належить режим. В результаті побудови моделі $F_i(X_i)$ остаточно визначається і склад її вхідного вектора X_i : в процесі побудови моделі початкова кількість *претендентів* (елементів вектора Z) зменшується, тому до складу вектора X_i входить лише певна частина елементів вектора Z (разом із визна-

ченням складу вектора X_i відбувається визначення і об'єктів, яким “належать” відповідні елементи цього вектора, що враховується при визначенні місць розташування ЕВРП “Регіна-Ч”). Під час “функціонування” побудованої моделі $F_i(\cdot)$ її “вихід” (Y_i) може набувати значень, відмінних від ± 1 , наприклад, $Y_i = \{0 + \vartheta\}$ або $Y_i = \{0 - \vartheta\}$, де ϑ – дійсне число. Тому належність режиму до певного класу допустимості фактично визначається за $\text{sign}(Y_i)$. У разі розбиття простору суттєвих ознак режимів на більшу кількість класів, наприклад, m (кожен з яких відповідає режимам з різним запасом стійкості), доцільно мати відповідну кількість $(m-1)$ аналогічних моделей.

Важливою складовою процесу побудови та дослідження моделей класифікації поточних режимів ОЕС України за запасами статичної аперіодичної стійкості є підготовка вибірок, з використанням яких можна побудувати моделі та з'ясувати питання впливу різних схемно-режимних чинників на спроможність моделей правильно класифікувати поточні режими. Слід підкреслити, що для формування зазначених вибірок доцільно використовувати також наявні результати розрахунків режимів ОЕС (значення режимних параметрів, одержаних на кроках обважніння режимів у контрольованих перетинах за різними траєкторіями): такі розрахунки завжди виконують для підготовки інструкцій диспетчерському персоналу, зокрема і для визначення $P_{м.о.}$ (3) для різних контрольованих перетинів ОЕС України.

Беручи до уваги визначальний вплив структури будь-якого контрольованого перетину ОЕС та топологічних змін в “оточуючій” його електричній мережі на запаси статичної стійкості ОЕС (запаси з активної потужності в перетині), було сформовано різні варіанти базових вибірок для перетину “Захід-Вінниця” (рисунок), інформацію щодо особливостей яких наведено в таблиці, де використано скорочені найменування: ХАЕС, РАЕС – відповідно Хмельницька та Ровенська АЕС; БуТЕС – Бурштинська ТЕС; ПС – електрична підстанція; ЗУ – Західноукраїнська; АТ – автотрансформатор; ЛЕП – лінія електропередачі; ТПР – трансформатор поперечного регулювання; ШР – шунтуючий реактор.

З використанням підготовлених вибірок (таблиця), що відтворюють характерні схемно-режимні умови функціонування ОЕС України (до складу вектора Z таких вибірок входило 42 відібраних режимних параметри – складових векторів напруги різних об'єктів ОЕС України), побудовано та перевірено різні (як за значенням критерію регулярності, так і за складом елементів вектора X) моделі оцінювання допустимості режимів за запасами з активної потужності для перетину “Захід-Вінниця” (хоч обмеження перетоків активної потужності у цьому перетині і визначаються умовою збереження динамічної, а не статичної стійкості режимів ОЕС України, проте цей перетин є “цікавим” в аспекті можливостей різнобічного дослідження зазначених моделей).

Порядок побудованих поліномів-моделей (6) оптимальної складності дорівнював шести.

Аналіз результатів побудови та тестування зазначених моделей з використанням різних за складом вибірок підтвердив високу інформативність кутів напруги у разі їхнього використання у складі вхідного вектора X , а також виявив потребу побудови структурно-орієнтованих моделей – залежно від характеру можливих топологічних змін в контрольованому перетині та “оточуючій” його електричній мережі: саме істотні структурні зміни зумовлюють потребу використання різних моделей, побудованих (навчених) на різних “узагальнюючих” варіантах вибірок.

Результати тестування побудованих моделей з використанням у різних поєднаннях підготовлених вибірок (таблиця) показали, що у разі окремого використання вибірок 1, 2, 3 та 4 моделі не припускалися помилок під час класифікації режимів ОЕС України, у разі ж спільного використання першої та другої (1+2) вибірок моделі припускалися помилок класифікації у 0,56% випадків, а у разі спільного використання вибірок 1+2+3 та 1+2+3+4 моделі припускалися помилок відповідно у 2,05% та 3,22% випадків.

Помилки класифікації режимів з використанням таких моделей виникали переважно у випадках, коли режими знаходилися на “відстані” (в метриці активної потужності) від границі допустимості режиму, яка порівнянна з величиною кроку обважніння режиму, а точніше – з величиною кроку формування навчальної вибірки. Тому один із шляхів скорочення кількості помилок класифікації режимів з використанням таких моделей – це зменшення величини кроку формування навчальної вибірки в околі границі допустимості режимів [3].

Порядкові номери серій розрахунків з обважніння режимів у перетині “Захід-Вінниця”	Схемно-режимні особливості	Номери вибірок
<i>Нормальна схема електричної мережі ОЕС України</i>		
1-11	Нормальна схема	1
210-220	Відключення блоку №1 ХАЕС	1
321-355	Варіації положень ТПР на ПС Вінниця	1
392-395	Варіації складу ШР (на ПС ЗУ та на ПС Вінниця)	1
<i>Відключення електричних зв'язків поза перетином</i>		
251-255	Відключення АТ (на ХАЕС)	2
286-290	Відключення ЛЕП РАЕС-ЗУ	2
356-360	Відключення ЛЕП ХАЕС-ЗУ	2
<i>Відключення однієї із ЛЕП перетину</i>		
11-40	Відключення (по черзі) кожної із ЛЕП перетину	3
<i>Відключення однієї ЛЕП в перетині та одного електричного зв'язку поза перетином</i>		
361-365	Відключення ЛЕП ХАЕС-ЧАЕС та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4
366-370	Відключення ЛЕП Вінниця-ЗУ та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4
371-375	Відключення ЛЕП ХАЕС-Шепетівка та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4
376-380	Відключення ЛЕП ХАЕС-Хмельницький та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4
381-385	Відключення ЛЕП БуТЕС-Ів.Франківськ та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4
386-390	Відключення ЛЕП БуТЕС-Тернопіль та ЛЕП ХАЕС-ЗУ	4

Результати тестування побудованих моделей (з використанням вибірок, структурні особливості яких зазначено в таблиці) також підтвердили, що використання кутів напруги у складі вхідного вектора X дозволяє моделі “реагувати” і на структурні зміни в мережі ОЕС. Беручи до уваги можливість відмову окремих елементів трафіку надходження в центр диспетчерського керування від “Регіна-Ч” інформації, що стосується окремих елементів вхідного вектора X моделі, побудованої для певного контрольованого перетину ОЕС України, доцільно для цього ж перетину “паралельно” (одночасно) використовувати (*on-line*) також моделі-дублери, які дещо відрізнятимуться від зазначеної (основної) моделі складом елементів вхідного вектора X та значенням критерію регулярності (результати виконаних досліджень підтверджують практичну можливість одержання таких моделей). Тоді, у разі втрати інформації, необхідної для “функціонування” основної моделі, завдяки “паралельному” використанню моделей-дублерів, що не мають у складі *свого* вектора X втрачених (для основної моделі) режимних параметрів, буде забезпечуватися надійність контролю допустимості режимів ОЕС України за запасами статичної стійкості.

Результати виконаних досліджень свідчать про доцільність використання в центрі диспетчерського керування ОЕС України синхронізованих вимірів складових векторів напруги (модулів та кутів) для підвищення надійності і адекватності оцінювання допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості, що дає підстави для внесення до чинних галузевих керівних документів [4] відповідних доповнень, які стосуються використання якісно нової інформації – кутів векторів напруги.

1. Буткевич О.Ф., Кириленко О.В., Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І. Один із аспектів енергетичної безпеки України // Техн. електродинаміка. Тем. випуск „Силова електроніка та енергоефективність”. – 2003. – Ч. 2. – С. 100–103.
2. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007. – №5. – С. 39–52.

3. *Буткевич О.Ф., Левколюк А.В.* Оцінювання рівня безпеки поточних режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. Тем. випуск „Силова електроніка та енергоефективність”. – 2007. – Ч. 1. – С. 68–73.
4. *ГКД 34.20.575-2002.* Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – К.: “КВІЦ”, 2002. – 48 с.
5. *Ивахненко А.Г.* Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем. – К.: Наук. думка, 1982. – 296 с.
6. *Красновский А.З., Файбисович В.А.* Новые способы определения запаса статической устойчивости действующей энергосистемы // Доклады на III Всесоюз. науч.-техн. совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Л.: «Энергия», 1973. – С. 154–161.
7. *Китушин В.Г.* Предел передаваемой мощности и запас статической устойчивости сложных систем // Доклады на III Всесоюз. науч.-техн. совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. – Л.: «Энергия», 1973. – С. 161–169.
8. *Основные положения и временные руководящие указания по определению устойчивости энергетических систем.* – М.: Энергоиздат, 1954. – 48 с.
9. *Руководящие указания по устойчивости энергосистем.* – М.: Союзтехэнерго, 1984. – 11 с.
10. *Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинко В.М. та ін.* Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2007. – № 1 (16). – С. 16–22.
11. *Стогній Б.С., Буткевич А.Ф., Зорин Е.В., Левколюк А.В., Чижевський В.В.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів енергооб’єднання // Техн. електродинаміка. – 2008. – №6. – С. 52–59.
12. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф.* Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв’язання задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 23. – С. 147–155.
13. *Aggoune M., El-Sharkawi M., Park D., Damborg M., Marks R.* Preliminary results on using artificial neural networks for security assessment // IEEE Trans. on Power Systems. – May 1991. – Vol. 6. – No 2. – Pp. 890–896.
14. *Butkevych O., Kyrylenko O.* Power system operation control based on synchronized phasor measurements // Przegląd Elektrotechniczny (Poland). ISSN 0033-2097, R. 85 NR 4/2009. – 77–79.
15. *Dobson I., Parashar M.* A cutset area concept for phasor monitoring / IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2010, Minneapolis, USA. – 8 p.
16. *IEEE TF Report, “Proposed terms and definitions for power system stability”* // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1982, July, vol. PAS-101. – Pp. 1894–1897.
17. *Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Andersson G., Bose A., Canizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stancovic A., Taylor C., Cutsem T.V., Vital V.* Definition and classification of power system stability // IEEE Trans. on Power Systems. – May 2004. – Vol. 19. – No 2. – Pp. 1387–1401.
18. *McCalley J.D., Wang S., Treinen R.T., Papalexopoulos A.D., Zhao Q., Zhou G.* Security boundary visualization for systems operation // IEEE Trans. on Power Systems. – May 1997. – Vol. 12. – No. 2. – Pp. 940–947.
19. *Su C.-L., Lu C.-N.* Two-point estimate method for quantifying transfer capability uncertainty // IEEE Trans. on Power Systems. – May 2005. – Vol. 20. – No. 2 – Pp. 573–579.
20. *Vapnik V.N.* The nature of statistical learning theory. – 2nd ed. –Springer Science+Business Media, LLC, 2000. – 314 p.

Надійшла 16.09.2010