

### **№ 3. ВІДДІЛ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ ТА СИСТЕМ**

УДК 621.311.004.942

#### **МЕТОДИКИ, АЛГОРИТМИ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗОВАНІ ПРОГРАМНІ ЗАСОБИ ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИМИ СИСТЕМАМИ**

**В.М. Авраменко**, докт. техн. наук, **П.О. Черненко**, докт. техн. наук, **Н.Ф. Колесникова**, мол. наук. співр., **О.В. Мартинюк**, канд. техн. наук, **Н.Т. Юнєєва**, канд. техн. наук  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна  
e-mail: avr@ied.org.ua

*Наведені нові результати досліджень, спрямованих на подальший розвиток засобів автоматизації керування великими електроенергетичними системами, що виконувалися в 2014 р. у відділі моделювання електроенергетичних об'єктів і систем: методика моніторингу рівня статичної стійкості у перетині енергосистеми з виконанням розрахунку перехідного процесу після малого тестового збурення і використанням перетворення Фур'є, програми автоматизації розрахунків уставок мікропроцесорних захистів елементів складних електричних мереж, методика і двохетапний алгоритм достовіризації технологічної інформації для короткострокового прогнозування електричного навантаження електроенергетичної системи. Бібл. 7, рис. 3, табл. 2.*

**Ключові слова:** електроенергетична система, математичне моделювання, програмне забезпечення, статична стійкість, аварійний режим, релейний захист, мікропроцесорний пристрій, прогнозування навантаження.

**1. Методика моніторингу рівня статичної стійкості у перетині енергосистеми.** Забезпечення стійкості є однією з найважливіших задач керування електроенергетичними системами (ЕЕС). В Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України вона вирішується шляхом дотримання запасів стійкості, які передбачені нормативом [1]. Щодо стійкості в умовах малих збурень (статичної стійкості) є складна проблема визначення можливості коливального порушення стійкості, яке може бути наслідком незадовільного настроювання автоматичних регуляторів збудження синхронних генераторів, яке не відповідає умовам поточного режиму енергосистеми.

Запропоновано методику моніторингу рівня статичної стійкості у перетині енергосистеми, яка має два етапи. На першому, підготовчому, виконуються обважнення перетину, розрахунки перехідного процесу та амплітуд вільних коливань і в результаті визначається функція зв'язку загасання коливань і запасу стійкості. На другому етапі, виконуваному *on-line* для поточного режиму, знаходиться коефіцієнт загасання і через нього запас стійкості.

Для розрахованого після тестового збурення перехідного процесу зміни активної потужності по лінії застосовується перетворення Фур'є для двох рівних послідовних інтервалів, і для основної (домінантної) гармоніки обчислюється коефіцієнт загасання коливань  $K_3$  [2]:

$$K_3 = \frac{A_2 - A_1}{A_1 \cdot \Delta t_{21}},$$

де  $A_1$  – амплітуда гармоніки для 1-го інтервалу;  $A_2$  – амплітуда гармоніки для 2-го інтервалу;  $\Delta t_{21}$  – зміщення у часі 2-го інтервалу стосовно 1-го.

Досягнення в процесі обважнення режиму порушення стійкості дає змогу знайти граничну потужність контрольованої лінії  $P_{гр}$  і по відношенню до неї обчислити коефіцієнт запасу стійкості по лінії в  $i$ -му режимі:  $K_{pi} = (P_{гр} - P_i) / P_i$ .

У результаті для вихідного і послідовно обважнених режимів ( $i = 0, 1, 2, \dots$ ) одержуємо послідовність пар  $K_3 - K_p$ , яку можна розглядати як певну функцію  $K_p = f(K_3)$ . Її можна вико-

ристати для визначення запасу стійкості  $K_p$ , коли відомий коефіцієнт загасання вільних коливань  $K_3$ . Згадану функцію можна знайти, виконавши *of-line*, на етапі підготовки системи моніторингу, обважнення і відповідні розрахунки для ліній у контрольованому перетині у такій послідовності: розрахунок обважненого  $i$ -го режиму – розрахунок перехідного процесу після малого тестового збурення – визначення за допомогою перетворення Фур'є амплітуди основної гармоніки для двох послідовних інтервалів – обчислення коефіцієнта загасання коливань  $K_{zi}$  – обчислення запасу стійкості  $K_{pi}$ . Для моніторингу рівня стійкості *on-line* виконується оцінювання поточного стану за даними телеметрії (в ОЕС України виконується ієрархічно з інтервалом 10 хв [4]), а далі та сама послідовність: розрахунок перехідного процесу – перетворення Фур'є – коефіцієнт загасання  $K_3$  – запас стійкості з використанням функції  $K_p=f(K_3)$ .

**Дослідження спектрів і запасу стійкості режимів перетину ОЕС-Київ.** Забезпечення стійкості цього перетину є актуальною задачею для ОЕС України. Розрахункова схема має 716 вузлів, 60 генераторів.

Розрахунки стійкості виконувалися таким чином:

1. Для лінії 750 кВ ХАЕС – ЧАЕС для варіантів: а) у ремонті лінія 330 кВ Шепетівка – Житомир; б) у ремонті лінія 750 кВ Вінницька 750 кВ – Київська 750 кВ;
2. Для лінії 750 кВ Вінницька 750 кВ – Київська 750 кВ для варіантів: а) у ремонті лінія 330 кВ Шепетівка – Житомир; б) у ремонті лінія 750 кВ ХАЕС – ЧАЕС.

Для кожного з варіантів виконувалося обважнення режиму аж до досягнення режиму з порушенням стійкості ОЕС. Для вихідного та послідовно обважнених режимів за допомогою програмного комплексу Інституту електродинаміки АВР-84 виконувалися розрахунки електромеханічного перехідного процесу після малого кінцевого збурення. Для того щоб ма-

ти можливість порівняти результати розрахунків із зареєстрованим пристроєм «Регіна» реальним процесом коливань активної потужності по лінії ХАЕС-ЧАЕС, вид і амплітуда тестового збурення були вибрані як реально можливі, а саме вимикання навантаження 20 МВт на київській підстанції «Октябрська».

У табл. 1 наведено розраховані шляхом перетворення Фур'є амплітудно-частотні спектри, а у табл. 2 – результати розрахунків  $K_3$ ,  $K_p$  для чотирьох варіантів стану перетину. Для кожного варіанта виконано апроксимацію функції  $K_p=f(K_3)$  степеневим поліномом другої або третьої степені й одержано такі функції:

$$1a: -9782K_3^3 - 77,40K_3^2 - 2,68K_3; \quad 16:$$

Таблиця 1

Режим \ f, А	Інтервал 1	Інтервал 2
	f, Гц / А, МВт	f, Гц / А, МВт
1a	0,60 / 2,78	0,60 / 2,22
	1,19 / 0,37	0,74 / 0,1
	0,74 / 0,17	1,19 / 0,09
1б	0,59 / 11,19	0,59 / 9,65
	25,00 / 1,90	25,00 / 1,91
	1,17 / 1,18	1,17 / 0,89
2a	0,59 / 25,88	0,59 / 20,9
	25,00 / 1,6	25,00 / 1,6
	0,74 / 1,13	0,74 / 0,73
2б	0,56 / 9,52	0,56 / 9,29
	25,00 / 2,17	25,00 / 2,17
	1,12 / 1,10	1,12 / 1,58

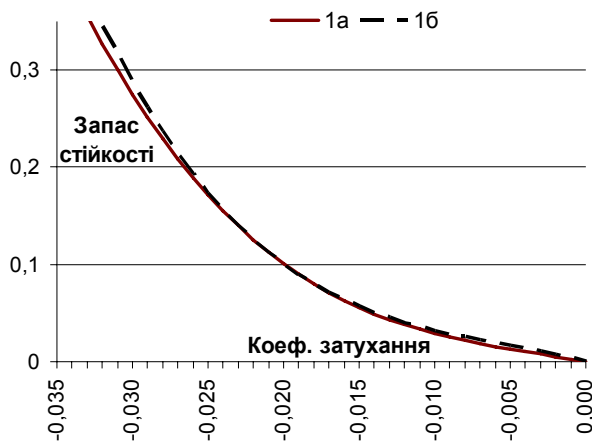


Рис. 1

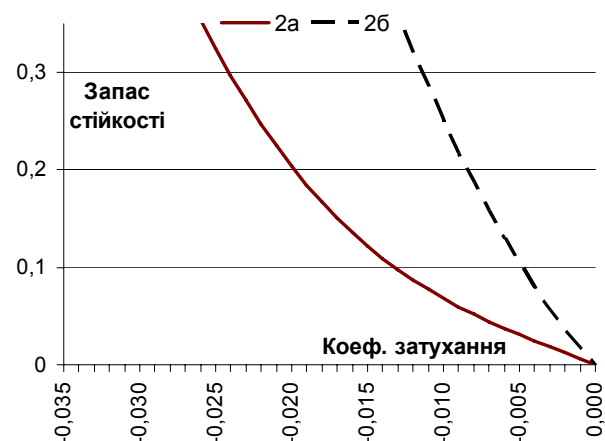


Рис. 2

$$-13551K_3^3 - 220,48K_3^2 - 4,02K_3 ;$$

2а:  $-1,45 \cdot 10^4 K_3^3 - 94,86K_3^2 - 6,30K_3$ ; 2б:  $839,08K_3^2 - 16,59K_3$ , які попарно показані на рис. 1, 2.

Наведені графіки свідчать про те, що функція має індивідуальний характер для кожної лінії, яка використовується для контролю стійкості у перетині. З іншого боку, як показує порівняння 1а та 1б, для лінії, яка є визначальною для заданої траєкторії обважнення, на цю функцію мало впливають зміни режиму перетину аж до вимикання ліній у перетині. У цьому випадку в діапазоні  $K_p=0 \dots 0,25$  функція  $K_p=f(K_3)$  може бути використана для *on-line* моніторингу рівня стійкості енергосистеми.

Таблиця 2

Режим \ $K_3 / K_{pi}$	0	1	2	3	$P_{гр}$ МВт
1а	-0,0299 / 0,27	-0,023 / 0,14	-0,0176 / 0,01	0,0216 / -0,09	967,01
1б	-0,0269 / 0,21	-0,0222 / 0,13	-0,01 / 0,03	0,0125 / -0,06	901,78
2а	-0,028 / 0,43	-0,017 / 0,15	-0,007 / 0,04	0,016 / -0,08	314,7
2б	-0,003 / 0,07	0,002 / -0,03	0,030 / -0,12	0,092 / -0,20	605,24

**Дослідження нерегулярних коливань потужності по лініях енергосистеми.** Мікропроцесорна реєстрація параметрів електричного режиму ЕЕС створює можливість глибокого статистичного аналізу і визначення на цій основі амплітуди нерегулярних коливань активної потужності у перетині енергосистеми, що є важливим для розрахунку коефіцієнта запасу стійкості у перетині.

Для Кримського перетину ОЕС України, на лініях якого встановлено МП реєстратори «Регіна», з використанням пакета *Statistica* знайдено середні значення активної потужності по перетину і її стандартні відхилення, а також гістограми стохастичної складової перетоку на двохвилинних інтервалах до і після аварійного вимикання 23.03.2014 р. лінії 330 кВ Ново-Каховська – Островська. Перевірка за критерієм  $\chi^2$  Пірсона показала невідповідність закону розподілу стохастичної складової нормальному або унімодальному.

Згідно з критерієм Чебишева довірчий інтервал для випадкової величини з довільним законом розподілу і ймовірності  $P=0,95$  становить  $\pm 4,24\sigma$ . Таким чином, для такого випадку ( $\sigma = 1,5$  МВт) амплітуда нерегулярних коливань у середньому становить  $1,5 \cdot 4,24 = 6,4$  МВт, або 1,6 %.

Виконано також статистичний аналіз перетоку активної потужності по лінії 750 кВ Хмельницька АЕС – Київська-750, який показав унімодальний закон розподілу ймовірності. Довірчий інтервал для унімодального закону за умови ймовірності 0,95 становить  $\pm 2,82\sigma$ . Таким чином, у цьому випадку для лінії 750 кВ амплітуда нерегулярних коливань активної потужності дорівнює  $2,82 \cdot 3,35 = 9,4$  МВт, або 1,25 %.

**2. Автоматизація розрахунків уставок мікропроцесорних захистів елементів складних електричних мереж.** У рамках цільової комплексної програми НАН України «Об'єднання-2» у 2014 р. розроблено програми розрахунку уставок мікропроцесорних (МП) захистів всієї лінійки REL6\*\*, у тому числі й REL670 у складних електричних мережах до 10 000 вузлів:

- програми розрахунку «дистанційних» опорів і коефіцієнтів їх компенсації струмами нульової послідовності для захистів, реалізованих у REL6\*\*;
- програми розрахунку уставок швидкодіючих максимальних струмових захистів із вимірами фазних струмів при всіх видах КЗ і струмів нульової послідовності при КЗ на землю без витримки часу (*IOC*) і з витримкою часу (*TOC*) в МП захистах REL6\*\*;
- програми розрахунку уставок струмових захистів (*EF4*) повітряних ліній від КЗ на землю та уставок резервних струмових захистів автотрансформаторів у МП захистах REL6\*\*;
- уставок дистанційних захистів повітряних ліній від усіх видів КЗ та уставок резервних дистанційних захистів автотрансформаторів.

Розроблене програмне забезпечення інтегровано в Програмний комплекс *IEDKK10-RW*. У зв'язку з постійним розвитком мережі ОЕС України і потребою забезпечити більшу точність розрахунків аварійних параметрів у мережі та вибору уставок МП захистів *REL6\*\** за 2013–2014 р. був розроблений «Комп'ютерний програмний комплекс розрахунків аварійних режимів, уставок релейного захисту та в мікропроцесорних пристроях *REL6\*\** фірми АВВ у складних електричних мережах до 10 000 вузлів (*IEDKK10-RW*)». Програмний комплекс *IEDKK10-RW* є складною багатофункціональною та багатоцільовою інтелектуалізованою обчислювальною системою, що включає пакети обслуговуючих і технологічних програм.

У програмному комплексі на 10 000 вузлів з'явилася можливість у схемах енергосистем у повному обсязі відобразити схему заміщення трансформаторів та автотрансформаторів (ввести шини 35...6 кВ), детально відобразити схему заміщення блоків (окремо показати параметри генератора і трансформатора), врахувати неоднорідність, розгалуженість мережі 110 кВ та всі особливості мережі високої напруги 750...330 кВ. Створена таким чином базова інформаційно-математична модель (БММ) ЕС дасть змогу забезпечити більшу точність розрахунків аварійних параметрів у мережі й вибір уставок МП захистів всієї лінійки *REL6\*\**, які забезпечують стійкість і надійність ОЕС України, а також можливість уточненого визначення місця пошкодження повітряних ліній [3].

Схеми електричних мереж напруги 110...750 кВ, які використовуються службами релейного захисту і автоматики Національної енергетичної компанії «Укренерго» та деяких регіональних енергосистем для розрахунків аварійних режимів і уставок захистів, складні, об'ємні і містять вже близько 3000 вузлів та потребують згаданих вище змін.

В основу комплексної методики, яка реалізована у Програмному комплексі *IEDKK10-RW* при розрахунку уставок мікропроцесорних захистів *REL6\*\** у складних електричних мережах до 10 000 вузлів, покладено прямий метод вузлових напруг і метод симетричних складових, що використовують для різних видів розрахунків аварійних режимів і вибору уставок вихідні та перетворені по Гаусу вузлові провідності та струми, вузлові опори і напруги.

Розрахункові команди, передбачені в розроблених програмах для кожного захисту у пристроях *REL6\*\**: «Відлаштування», «Узгодження», «Забезпечення необхідної чутливості», «Перевірка чутливості», «Зона охоплення». Ці команди в загальному випадку містять їх ідентифікатори, елементи з несиметріями (у першу чергу з КЗ) та їх видами і номери розрахункових підрежимів, а також іншу допоміжну інформацію, а команда «Узгодження» – також і інформацію по суміжних елементах, їхніх захистах і уставках, за узгодженням з якими цією командою визначаються уставки розрахункового ступеня. Всі розрахунки вибору уставок мікропроцесорних захистів *REL6\*\** проводяться виходячи з єдиних базових математичних моделей, які постійно зберігаються на МД ПЕОМ. Спеціальні інформаційно-пошукові системи, що входять до складу БММ і оперують з відповідними адресними відображеннями, оптимізують витрати часу при виборі з БММ необхідних параметрів вузлів і гілок, елементів матриць. Це значно прискорює отримання результату, що особливо важливо при збільшенні об'єму БММ.

Ці розрахунки носять у переважній більшості випадків різко виражений багатоваріантний характер та з метою економії витрат часу проводяться у відповідних автоматично формованих районах складної електричної мережі і реалізуються з використанням її автоматичного подвійного еквівалентування: БММ – у БМР (базову математичну модель району), БМР у БМЧР (базову математичну модель частини району). Для розрахунку і вибору уставок захистів *REL670* і всієї лінійки *REL6\*\** реалізовано БМР району, що дає змогу врахувати 140 вузлів, а БМЧР до 120 вузлів [3]. У звіті за 2013 р. детально викладено методику побудови БМЧР і технологію проведення розрахунків по БМЧР.

Всі розрахунки аварійних режимів для вибору уставок у пристроях *REL6\*\**, як показали дослідження, потребують для кожного захисту 150...200 і більше підрежимів із трифазними комутаціями елементів електричної мережі. Перелік розрахункових видів несиметрій і аварійних величин, що обчислюються для вибору і перевірки уставок захистів у МП пристроях *REL6\*\**:

- для максимальних струмових захистів від всіх видів КЗ – три- та двофазні КЗ без землі, однофазні КЗ на землю; для максимальних струмових захистів від КЗ на землю – одно- та двофазні КЗ на землю, одно- та двофазні відключення;
- для струмових захистів від КЗ (у тому числі високоомних) на землю – одно- та двофазні КЗ на землю, одно- та двофазні відключення, а також трифазні КЗ і навантажувальні режими;
- для ступенів дистанційних захистів від міжфазних КЗ і КЗ на землю – відповідно три- та однофазні КЗ, а також навантажувальні режими. За розрахунковими величинами визначаються, дораховуються і перевіряються уставки для перерахованих захистів.

Проведено тестування розроблених програм по БММ НЕК «Укренерго», Дніпровської ЕС, яке засвідчило працездатність та ергономічність розроблених програмних засобів.

**3. Достовіризація технологічної інформації для короткострокового прогнозування електричного навантаження енергосистеми.** Відповідно до запланованого переходу енергетики України на більш досконалу модель ринку двосторонніх договорів розширюється коло організацій, які можуть укласти прямі договори на постачання електроенергії і підвищуються вимоги щодо точності прогнозування добових графіків. При цьому порушення регламентованої точності буде призводити до економічних збитків компаній.

У більшості опублікованих робіт, присвячених короткостроковому прогнозуванню сумарного електричного навантаження (СЕН), враховується вплив лише метеорологічних факторів (температури повітря, хмарності тощо) [7] та ін. Проведені дослідження показали, що для підвищення точності та надійності результатів короткострокового прогнозування необхідно додатково враховувати технологічні фактори, зокрема, режим роботи енергоємних підприємств [5]. Проведений попередній аналіз показав присутність у добових графіках електричного навантаження енергоємних підприємств аномальних даних у вигляді одиночних та групових викидів. Наявність у вибірці вихідної інформації аномальних даних призводить до викривлення математичної моделі впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів, що спричиняє зниження точності та стабільності результатів прогнозування. Для усунення зазначеного негативного впливу необхідно проводити достовіризацію вихідної інформації.

За результатами проведених досліджень запропоновано двоетапний алгоритм достовіризації електричного навантаження енергоємних підприємств та енергопостачальної компанії в цілому, що дає змогу статистично коректно виявляти як одиничні, так і групові аномальні дані та проводити коригування навантаження на рівні енергоємних підприємств і енергосистеми з урахуванням природи виникнення викидів і їх тривалості, нестаціонарного характеру зміни навантаження ЕП, його внутрішньодобову та річну періодичності [6]. Перший етап передбачає ідентифікацію і відновлення чітко виражених викидів без врахування тренду навантаження, а на другому проводиться уточнена достовіризація для виявлення неявних викидів із врахуванням трендової складової та сезонних змін навантаження.

Ідентифікація аномалій для кожного етапу достовіризації проводиться згідно з критерієм Чебишева [вираз (1)]. Добова періодичність процесу усувається шляхом окремого аналізу навантаження кожної з 24-х ( $\forall j = 1 \dots 24$ ) годин доби на інтервалі передісторії, що досліджується:

$$|P_i^j| \leq \bar{P}^j + k * s, \quad (1)$$

де  $P^j$  – значення електричного навантаження за  $j$ -ту годину;  $\bar{P}^j$  – середнє значення;  $s$  – середньоквадратичне відхилення вибірки електричного навантаження на всьому інтервалі передісторії за  $j$ -ту годину;  $k$  – коефіцієнт, що залежить від виду розподілу вибірки:

$$k = \begin{cases} 1,96, & \text{якщо закон розподілу вибірки нормальний;} \\ 2,82, & \text{якщо закон розподілу вибірки унімодальний;} \\ 4,24, & \text{якщо закон розподілу вибірки довільний.} \end{cases}$$

Відновлення ідентифікованих аномальних значень на першому та другому етапах достовіризації проводиться за формулами (2) і (3) відповідно:

$$P_{\text{аном}_i}^j = \begin{cases} \frac{P_{i-1}^j + P_{i+1}^j}{2}, & \text{якщо викид одиничний,} \\ P_{\text{аном}_i}^j + M(P^j) - \frac{\sum_{k=0}^{k < M} P_{\text{аном}_{-p+k}}^j}{M}, & \text{якщо викид груповий,} \end{cases} \quad (2)$$

$$P_{\text{аном}_i}^j = \begin{cases} P_{\text{апр}_i}^j, & \text{якщо викид одиничний,} \\ P_{\text{аном}_i}^j + P_{\text{апр}_i}^j - \frac{\sum_{k=0}^{k < M} P_{\text{аном}_{-p+k}}^j}{M}, & \text{якщо викид груповий,} \end{cases} \quad (3)$$

де  $p$  – номер першого елемента в трапецієподібному викиді;  $M$  – кількість значень у даному груповому викиді;  $P_{\text{апр}_i}^j$  – апроксимоване значення електричного навантаження  $j$ -ї години  $i$ -го дня.

Наявність інформації про електричне навантаження енергоємних підприємств та описана методика достовіризації дають змогу провести коректну двоетапну процедуру ідентифікації та корекції аномальних значень електричного навантаження обласної або регіональної електроенергетичної системи, в яку входять зазначені підприємства.

Природа виникнення аномалій у добових графіках СЕН ЕЕС аналогічна навантаженню ЕП. Присутні на добових графіках СЕН ЕЕС викиди можуть бути ідентифіковані та скориговані з використанням описаного алгоритму з заміною алгоритму апроксимації. Оскільки на відміну від навантаження ЕП у добових графіках СЕН ЕЕС присутня тижнева періодичність, то для підвищення точності апроксимації доцільно застосовувати розклад даних у ряд Фур'є. Внаслідок значної дисперсії вихідного ряду даних про СЕН ЕЕС, алгоритм достовіризації може не ідентифікувати як аномальні значення електричного навантаження енергосистеми, що частково викривлені наявністю викидів СЕН енергоємних підприємств. Тому запропоновано двоетапну процедуру достовіризації СЕН ЕЕС, на першому етапі якої проводиться коригування технологічної складової електричного навантаження енергосистеми за результатами достовіризації навантаження ЕП. Блок-схему дворівневої достовіризації СЕН ЕЕС наведено на рис. 3



Рис. 3

Ефективність запропонованого методу достовіризації було досліджено шляхом порівняння похибок прогнозу СЕН суми восьми енергоємних підприємств Запорізької області на основі відновлених та невідновлених даних. Прогноз проводився для періоду з 01.03.2014 по 31.03.2014, при цьому інтервал упередження становив 24 год. В якості оператора прогнозування було обрано штучну нейронну мережу типу багат шаровий перцептрон з одним прихованим шаром нейронів. Вибір вхідних параметрів моделі ґрунтувався на аналізі автокореляційної функції. Навчання проводилось на даних з 1.07.2013 по 28.02.2014, як алгоритм навчання було обрано метод спряжених градієнтів у модифікації Полака-Райбера. Підбір кількості нейронів прихованого шару про-

дився за допомогою методу перехресної перевірки (*Cross Validation*).

Аналіз отриманих результатів підтвердив необхідність попередньої достовіризації добових графіків електричного навантаження енергооб'єктів. Зокрема, середня відносна за модулем похибка (*MAPE*) при використанні відновлених даних становила 4,0 проти 5,5 % у випадку прогнозування на основі неочищеної передісторії електричного навантаження.

1. *Стійкість енергосистем*. Керівні вказівки. – Київ: Міненерговугілля України, 2012. – 35 с.
2. Авраменко В.М., Мартинюк О.В., Гурєєва Т.М. Дослідження амплітудно-частотних спектрів активної потужності по лініях електропередачі для визначення рівня стійкості у перетині енергосистеми // Техн. електродинаміка. – 2015. № 3. – С. 48–51
3. Буткевич О.Ф., Колесникова Н.Ф., Козлова О.І., Литвинова О.А. Засоби та заходи, спрямовані на запобігання виникненню системних аварій // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Вип. 37. – С. 5–12.
4. Кириленко А.В., Прихно В.Л., Черненко П.А. Разработка иерархического оперативно-управляющего комплекса и внедрение его в энергообъединении Украины // Наука та інновації. – 2008. – Т 4. № 6. – С. 12–25.
5. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Мірошник В.О. Врахування споживання електроенергії енергоємними підприємствами при короткостроковому прогнозуванні електричного навантаження енергосистеми // Техн. електродинаміка. – 2014. – № 5. – С. 35–37.
6. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Мірошник В.О., Заславський А.І. Достовіризація вихідної інформації про електричне навантаження енергоємних підприємств // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. – 2015. – № 2. – С. 25–31.
7. Bansal R.C., Pandey J.C. Load forecasting using artificial intelligence techniques: a literature survey // International Journal of Computer Applications in Technology. – 2005. – Vol. 22. – P. 109–119.

УДК 621.311.004.942

**В.Н. Авраменко**, докт. техн. наук, **П.А. Черненко**, докт. техн. наук, **Н.Ф. Колесникова**, мл. научн. сотр., **А.В. Мартинюк**, канд. техн. наук, **Н.Т. Юнеєва**, канд. техн. наук

Институт электродинамики НАН Украины,  
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

**Методики, алгоритмы и интеллектуализованные программные средства для автоматического и диспетчерского управления электроэнергетическими системами**

*Приведены новые результаты исследований, направленных на дальнейшее развитие методов моделирования больших электроэнергетических систем, выполнившихся в 2014 г. в отделе моделирования электроэнергетических объектов и систем: методика мониторинга уровня статической устойчивости в сечении энергосистемы с выполнением расчета переходного процесса после малого тестового возмущения и использованием преобразования Фурье, программы автоматизации расчетов уставок микропроцессорных защит элементов сложных электрических сетей, методика и двухэтапный алгоритм достоверизации технологической информации для краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки электроэнергетических систем. Библи. 7, рис. 3, табл. 2.*

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, математическое моделирование, программное обеспечение, статическая устойчивость, аварийный режим, релейная защита, микропроцессорное устройство, прогнозирование нагрузки.

**V.M. Avramenko, P.O. Chernenko, N.F. Kolesnykova, O.V. Martyniuk, N.T. Yunieieva**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

**Methods, algorithms and intellected soft ware for automation of automatic and dispatching control of EPS**

*New results of the researches, sent to further development of methods of simulation of the large electric power systems executed in 2014 year, are brought in the department №3 of simulation of electric power objects and systems: the method of monitoring of steady state stability level in the grid section with calculation of transient process after small test disturbers and by the use of Fourier transform, programs of automation of settings calculation of microprocessor protection elements of difficult electric networks, method and twostage algorithm of authentication of technological information for short-term EPS load forecast. References 7, figures 3, tables 2.*

**Key words:** electric power system, mathematical simulation, soft ware, steady state stability, relay protection, microprocessor device, emergency state, load forecast.

Надійшла 22.04.2015

Received 22.04.2015