

## ДОСЛІДЖЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗОВАНИХ ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ ЕЕС

**В.М. Авраменко**, докт. техн. наук, **П.О. Черненко**, докт. техн. наук, **В.Л. Прихно**, канд. техн. наук, **О.В. Мартинюк**, канд. техн. наук, **Н.Т. Юнєєва**, канд. техн. наук, **Н.Ф. Колесникова**, мол. наук. співроб.

Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

*Наведено основні результати досліджень, спрямованих на подальший розвиток методів моделювання великих електроенергетичних систем, що виконувалися в 2013 р. у відділі моделювання електроенергетичних об'єктів і систем у рамках НДР "Система-5" та "Монітор-2". Бібл. 11, рис. 3, табл. 2.*

**Ключові слова:** електроенергетична система, математичне моделювання, програмне забезпечення, динамічна стійкість, статична стійкість, протиаварійна автоматика, аварійний режим, прогнозування навантаження, оптимізація режиму.

### 1. Програмні засоби для забезпечення стійкості ЕЕС

**1.1. Удосконалення динамічної моделі навантаження у програмі розрахунку динамічної стійкості ЕЕС.** Динамічні характеристики навантаження (ДХН) є важливим елементом динамічної моделі енергосистеми для розрахунку її динамічної стійкості. У розрахунках стійкості складних енергосистем ДХН є характеристикою комплексного навантаження у вузлах розрахункової схеми і має у своєму складі, поряд зі статичним навантаженням, еквівалентний асинхронний двигун. Проте у деяких випадках (відокремлення потужної електростанції або дослідження невеликої автономної енергосистеми) існує можливість і необхідність передбачати у схемі реальні асинхронні двигуни і враховувати для них режими з порушенням стійкості (гальмуванням та «перевертанням») з наступним самозапуском і відновленням нормального режиму.

У розрахунках динамічної стійкості енергосистем нехтують електромагнітними процесами в елементах електричної мережі і для асинхронних двигунів навантаження використовують заступні схеми усталеного режиму. Дуже часто більш точна Т-подібна схема ще спрощується і набуває вигляду Г-подібної схеми з реактивними опорами намагнічування  $X_{\mu}$  і розсіювання ротора  $X_k$  та активним опором  $r_2/s$ , де  $s$  – ковзання АД.

Режими асинхронних двигунів (АД) у широкому діапазоні зміни швидкості обертання (ковзання) призводять до витіснення струмів у роторі двигуна і відповідно до змінення параметрів заступної схеми АД. Зі збільшенням ковзання, іншими словами, частоти струмів у роторі, зростає активний опір  $r_2$  і зменшується індуктивний опір  $X_k$ . Аналіз цих залежностей [1] показує, що прийнятну для такої задачі точність може дати кусково-лінійна апроксимація. Використовуючи каталожні дані (кратності максимального і пускового моментів, пусковий струм), можна обчислити параметри модифікованої заступної схеми.

Модель АД, що використовує таку апроксимацію, вимагає розширення набору параметрів ДХН, який реалізований у програмному комплексі розрахунку стійкості складних ЕЕС. З використанням цієї апроксимації у чисельному розрахунку електромеханічного переходного процесу енергосистеми з урахуванням ДХН на кожному інтервалі часу визначаються параметри заступної схеми, які використовуються в рівняннях динаміки двигуна. Таку модифікацію виконано у програмному комплексі Інституту електродинаміки НАН України АВР-74 для розрахунків стійкості складних електроенергетичних систем [2].

Модифікована таким чином модель ДХН була використана для аналізу стійкості автономної енергосистеми, у складі якої працюють шість синхронних генераторів і враховується динаміка шести великих високовольтних (6 кВ) асинхронних двигунів (потужність від 1500 до 2400 кВт) [3].

Аварійним збуренням було трифазне коротке замикання біля шин 35 кВ розподільного пристрою 35 кВ з відмовою вимикача і роботою пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ), який вимикає усі приєднання до місця КЗ. На рис. 1 показано перехідний режим АД, близького до місця КЗ, який свідчить про порушення стійкості АД (ковзання після вимкнення КЗ  $\sim 0,25 > S_{кр}$ ).

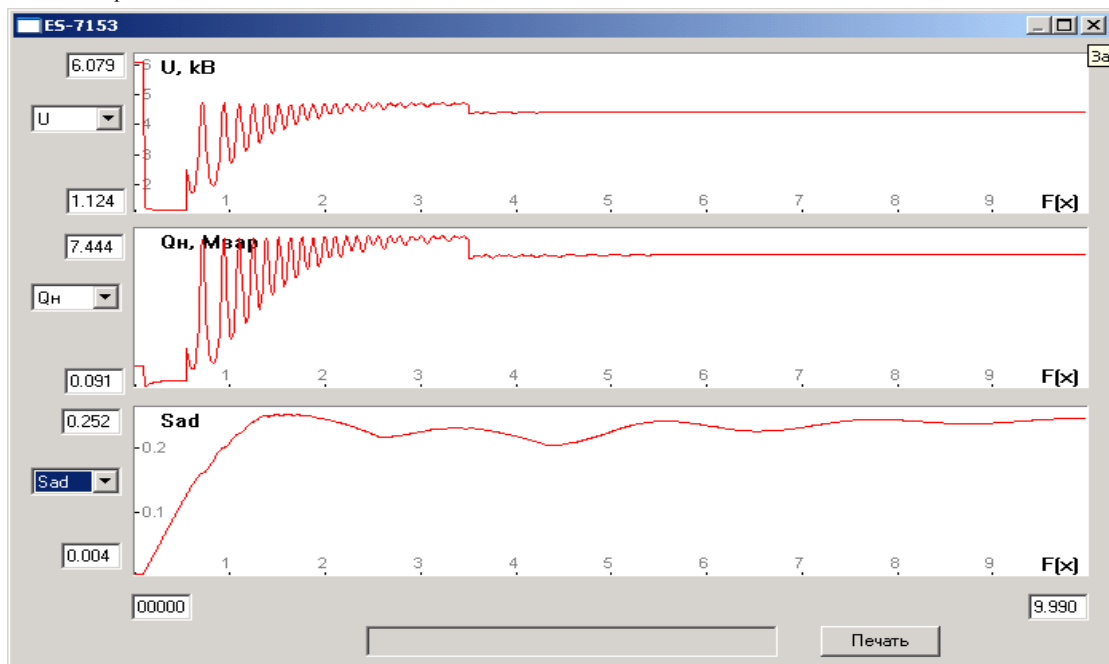


Рис. 1

На рис. 2 показано перехідний режим цього ж АД при цьому ж збуренні, але за умови, що два АД з шести вимикаються при  $t=3,5$  с. Видно, що АД повертається до нормального режиму.

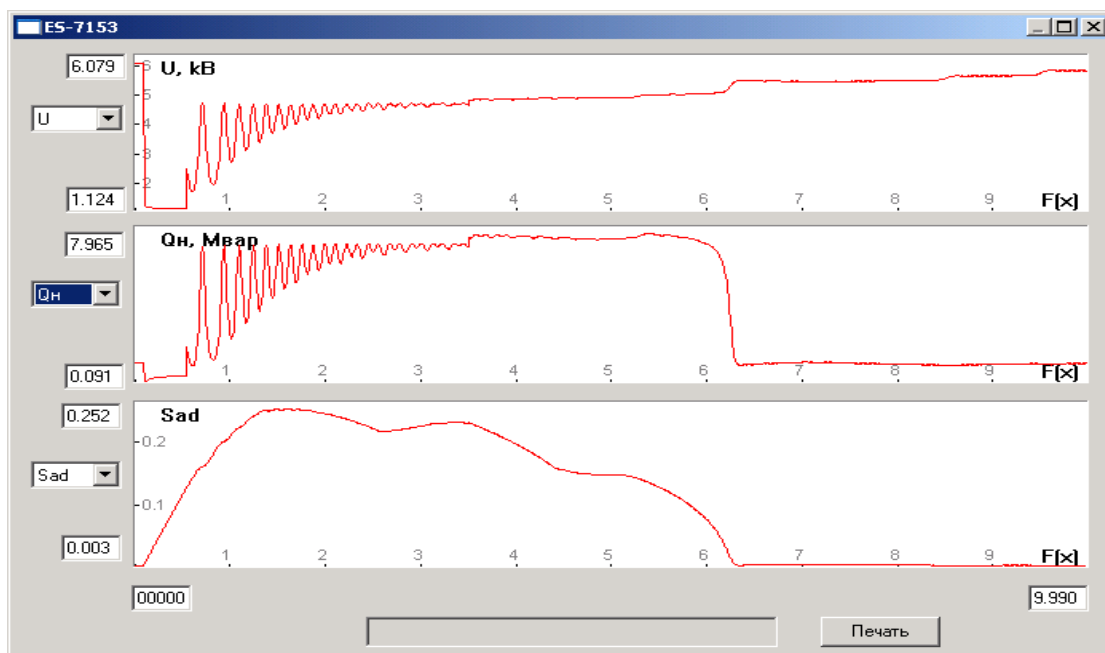


Рис. 2

Таким чином, така модифікація моделі ДХН дає змогу виконувати розрахунки перехідних режимів, які супроводжуються порушенням стійкості асинхронних двигунів і поверненням їх до нормального режиму (самозапуском) після тривалого КЗ і певних дій протиаварійної автоматики.

**1.2. Дослідження алгоритмів адаптивної мікропроцесорної протиаварійної автоматики забезпечення статичної стійкості ЕЕС.** Досліджувалися алгоритми адаптивної протиаварійної автоматики (ПА), завданням якої є забезпечення нормативного рівня статичної стійкості ОЕС України. Практично ця задача вирішується шляхом визначення і підтримання нормативних запасів стійкості у певних перетинах ОЕС, які можуть бути критичними щодо стійкості ОЕС у цілому.

Для дослідження алгоритмів ПА, що розроблялися, були вибрані перетини у південному регіоні ОЕС України, через які здійснюється живлення дефіцитних районів Кримської та Південної електроенергетичних систем НЕК «Укренерго». Особливість регіону полягає в тому, що потужності у трьох контрольованих перетинах тісно пов'язані між собою і фактично є наслідком зміни навантаження в однакових кліматичних районах, що треба враховувати у формуванні траєкторії обваження режиму, яка використовується у розрахунках границі статичної стійкості у перетині енергосистеми. Інший важливий момент – необхідність одночасного визначення обсягів керівних дій для забезпечення нормативного рівня стійкості, які здійснюються з єдиного центру протиаварійної автоматики, розміщеного на підстанції 330 кВ Ново-Каховська.

Розрахунки запасу статичної стійкості виконувалися для режиму ОЕС України 2 березня 2012 р., 19.30, розрахованого програмним комплексом «КОСМОС» на основі телеінформації (задача так званого оцінювання стану). Розрахункова схема має 719 вузлів, 60 генераторів (електростанцій, енергоблоків).

У разі, коли визначений коефіцієнт запасу менший мінімально допустимого за нормативами, слід визначити обсяг керівних дій, який треба виконати, щоб вимоги нормативу задовольнялись. Для забезпечення нормативного запасу статичної стійкості використовується автоматичне вимикання частини навантаження (живильних ліній), яке здійснюється спеціальною автоматикою вимикання навантаження (САВН) за фактом аварійного вимикання елементів електричної мережі, яке автоматично обважнює перетин. Визначення потрібного обсягу керівних дій (вимикання навантаження) здійснюється поступовим, дискретним збільшенням навантаження, яке вимикається, з перевіркою коефіцієнтів запасу  $K_p$  (за потужністю) і  $K_u$  (за напругою), поки нормативні вимоги не будуть задоволені. Ця процедура здійснюється на основі розрахунків післяаварійних режимів складних енергосистем, які виконуються за допомогою програми у складі комплексу АВР-74/06 розробки Інституту електродинаміки НАН України [2].

Автоматика, яка розташована на ПС-330 кВ Ново-Каховська, контролює три перетини:

- 1) ПЛ-330 кВ Трихати–Миколаїв, КрТЕС–Ново-Каховська, Зап.ТЕС–Ново-Каховська, Мелітополь–Джанкой, а також п'ять ПЛ-110 кВ.
- 2) ПЛ-330 кВ Трихати–Миколаїв, КрТЕС–Ново-Каховська, Зап.ТЕС–Зап330, ДД–Молочанськ, Зап.ТЕС-ІІ–Зап.ТЕС-І, а також п'ять ПЛ-110 кВ.
- 3) ПЛ-330 кВ Джанкой–Мелітополь, Джанкой–Ново-Каховська, Островська–Ново-Каховська, ПЛ-220 кВ Титан–Ново-Каховська.

Необхідність роботи САВН виникає після аварійного вимикання ліній, які є для автоматики пусковими сигналами.

Виконано розрахунки запасів стійкості для післяаварійних режимів, які виникають після вимикання найбільш важливих ліній у перетинах:

1. Аварійне вимикання ПЛ-330 кВ Мелітополь–Джанкой.

Обваження здійснювалось шляхом збільшення навантаження (множення навантаження у вихідному режимі на коефіцієнт обваження  $K_{обв}$ ) у вузлах навантаження, які відділяє від ОЕС перетин 2).

Граничний режим (за активною потужністю) має запас (без врахування нерегулярних коливань)  $0,051 < K_{нормат}$ , який для післяаварійного режиму становить 0,08.

2. Аварійне вимикання ПЛ-330 кВ Трихати–Миколаїв.

Тут граничний режим (за напругою) має запас 0,105 (нормативний  $K_u = 0,10$  для післяаварійного режиму) із запасом активної потужності у перетинах 15...20 %.

3. Аварійне вимикання ПЛ-330 кВ Зап.ТЕС–Ново-Каховська.

Тут граничний режим має запас з активної потужності 15...16 %.

4. Аварійне вимикання ПЛ-330 кВ Мелітополь–Джанкой з врахуванням дії САВН в Кримській ЕЕС.

Перетин 3,  $K_{обв} 1,20$ : а) без вимикання навантаження  $K_p = 0,48$ ; б) САВН, черги 1-4,  $dP_n=53\text{МВт}$   $K_p=0,75$ ; в) САВН, черги 1-5,  $dP_n=64\text{Вт}$   $K_p=0,10$ .

Використання цифрової, мікропроцесорної техніки дає змогу створювати адаптивні системи протиаварійного керування, тобто такі системи, в яких обсяги керівних дій визначаються відповідно до поточного стану енергосистеми, постійно коригуються у центральному комплексі відповідно до поточного стану енергосистеми.

Параметри поточного режиму визначаються розрахунком оцінювання стану (електричного режиму) ОЕС на основі телевимірювань. Обсяги керівних дій для забезпечення нормативів стійкості визначаються на заданій множині зовнішніх збурень та для заданих траєкторій обваження режиму, послідовними розрахунками обважених режимів. Заданими є також послідовність (черга) вимикання навантаження пристроями САВН, встановленими у визначених вузлах електричної мережі, і обсяги навантаження, які вимикає кожний конкретний пристрій. У центральному комплексі ПА формуються сигнали на виконання керівних дій відповідно до сигналу про збурення, яке трапилося в електричній системі ОЕС.

## **2. Інтелектуалізована система для автоматизації розрахунків аварійних режимів та уставок релейного захисту ЕЕС**

Протягом звітного періоду було продовжено роботу по створенню інтелектуалізованої системи для розрахунків аварійних режимів, уставок релейного захисту і уставок у мікропроцесорних пристроях. Розроблено методику побудови інтерфейсу цієї інтелектуалізованої системи за принципом об'єктно-орієнтованого програмування на базі стандартної бібліотеки C++. При розробці методики побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи був визначений підхід, що використовує об'єктну декомпозицію, при якій статична структура системи описується в термінах об'єктів та зв'язків між ними, а поведінка системи – в термінах обміну повідомленнями між об'єктами. Об'єктно-орієнтоване програмування на базі стандартної бібліотеки C++ найприродніший і найбільш зручний підхід при розробці такого складного інтерфейсу, який дозволив пов'язати роботу з усіма необхідними компонентами програмного забезпечення при розрахунках аварійних режимів і виборі уставок захистів.

Методика побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи для релейного захисту є розгалуженою фреймовою системою, що забезпечує повнофункціональний процес роботи з вихідними даними та розрахунковими програмами, їх компонентами попередньої підготовки (сортування для подальшого використання відповідною розрахунковою програмою, обміну вихідними даними між вбудованими в інтерфейс програмами та інше) і корекції (форматизація та синтаксичне редагування, автоматизоване введення до них попередньо створених макетів та ін.) у режимі реального часу безпосередньо при розрахунках, оформленні результату цих розрахунків та інше.

Для побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи розроблено методику використання бібліотеки регулярних виразів PCRE (англ. Perl Compatible Regular Expressions). Оскільки регулярні вирази – це один із способів пошуку та здійснення маніпуляцій з підрядками (рядок – зразок, або інакше – «шаблон») в тексті (файл вихідних даних), заснований на використанні звичайних символів, спеціальних символів та символічних класів (набір символів), що задає правило пошуку, то для користувача інтелектуалізованої системи це дасть можливість виконати складний комбінований пошук або заміну відповідних шаблону підрядків та інше. Також для побудови інтерфейсу інтелектуалізованої системи була розроблена методика зберігання структурованих даних, обміну інформацією між програмами за допомогою мови XML (англ. eXtensible Markup Language). За допомогою мови XML буде створено певну структуру, що описує роботу кожної програми в комплексі, зберігатимуться налаштування роботи комплексу. Також розроблено методику використання бібліотеки шаблонів (STL) для створення інтерфейсу інтелектуалізованої системи. Стандартна бібліотека шаблонів (STL)

(англ. Standard Template Library) – набір узгоджених узагальнених алгоритмів, контейнерів, засобів доступу до їх вмісту і різних допоміжних функцій в C++. Використання цієї бібліотеки дасть можливість зберігання набору об'єктів у пам'яті, забезпечення засобів доступу до вмісту контейнера, визначення обчислювальної процедури, приховування функції в об'єкті для використання іншими компонентами тощо.

У рамках НДР «Монітор-2» були розроблені фрейми та програмне забезпечення для формування БІСМ-ВМП-ПЛ [базових інформаційно-ситуаційних моделей складних електричних мереж для визначення місць пошкодження (ВМП) повітряних ліній (ПЛ) електропередачі 110...750 кВ].

Першим кроком став вибір структури та способу підготовки вихідної інформації для поточного розрахунку ТРАВ – таблиць розрахункових аварійних величин (відповідних вимірюваним аварійним параметрам) при КЗ бажаної ПЛ. Така структура забезпечує формування файлів вихідної інформації, що містять набір проблемно-орієнтованих «Завдань» на варіантні розрахунки КЗ уздовж кожної ПЛ та об'єднані за ознакою рівня напруги (та районів). Ці файли готуються вручну з використанням проблемно-орієнтованих засобів автоматизації програмного комплексу V-VI-50W (автоматично формовані інтелектуалізовані макети), а також за допомогою засобів, що є невід'ємною складовою роботи фреймової системи та програмного забезпечення.

Попередньо сформована за допомогою фреймової структури БІСМ-ВМП-ПЛ дає можливість у кожному конкретному розрахунковому сеансі вибрати одну або необхідну кількість ПЛ та в кожному конкретному розрахунковому сеансі, поряд із обчисленням ТРАВ для однієї ПЛ, також розрахувати ТРАВ одразу для сукупності бажаних ПЛ, у тому числі для ПЛ цілого району.

У зв'язку з постійним розвитком мережі ЕЕС України і необхідністю представити всі елементи схеми 110...750 кВ було розроблено в рамках наукового проекту комплексної програми НАН України «Об'єднання-2» програмне забезпечення для автоматизованого розрахунку аварійних режимів та уставок типових захистів у складних електричних мережах до 10 000 вузлів. Наявний в експлуатації НЕК «Укренерго» і ЕС програмний комплекс V-VI-50 (у різній комплектації) ІЕД НАН України, орієнтований на обсяги розрахункових схем ЕМ до 3000 вузлів, не дає змоги в повному обсязі виконати потрібні зміни у розрахункових схемах ЕС. Розроблене програмне забезпечення інтегровано в Комплекс на 10 000 вузлів і проведено тестування розроблених програм Комплексу з використанням базових математичних моделей (БММ) ОЕС України (ДП «НЕК «Укренерго»), БММ Дніпровської ЕС та інших.

### **3. Дослідження методів короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергосистеми**

Згідно з прийнятим 24.10.2013 р. Законом України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», протягом трирічного перехідного періоду передбачено створення ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії. В майбутній моделі енергоринку короткострокові прогнози сумарного електричного навантаження (СЕН) є вихідною інформацією для формування заявок щодо обсягу електроенергії при укладенні договорів між суб'єктами енергоринку – енергогенеруючими та електропостачальними компаніями (а також потужними електроспоживачами). Таким чином, одночасно з підвищенням вимог щодо точності та надійності короткострокових прогнозів СЕН, розширюється коло суб'єктів прогнозування. Підвищенню ефективності вирішення задач прогнозування сприяють зростання обчислювальних можливостей ЕОМ, вдосконалення системи збору і первинної обробки інформації, розробка нових та вдосконалення існуючих математичних моделей і методів.

Дослідження, що проводяться в ІЕД НАН України в галузі прогнозування СЕН на різні інтервали часу, характеризуються комплексним підходом, який дає змогу враховувати ієрархічну структуру ОЕС України та більшу кількість факторів (метеорологічних, астрономічних і технологічних), що впливають на навантаження енергосистеми [4]. При побудові математичних моделей СЕН для вирішення задачі прогнозування використовується як кла-

сичний математичний апарат параметричного аналізу нестационарних часових рядів [5], так і сучасні методи на основі штучного інтелекту [6-7]. У цій роботі викладено результати порівняння точності короткострокових прогнозів СЕН енергосистеми, що виконані на єдиній інформаційній базі даних із застосуванням класичного математичного апарата та нейрофазі мережі (НФМ).

Класичний підхід передбачав використання адитивної математичної моделі (АММ) СЕН, виділення і прогнозування компонент якої детально описано в роботі [5]:  $P_{i,j} = P_{i,j}^{\text{баз}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} + P_{i,j}^{\text{метео}} + P_{i,j}^{\text{астр}} + P_{i,j}^{\text{зал}}$ , де  $P_{i,j}$  – фактичне електричне навантаження енергосистеми  $j$ -ї години ( $j=1\dots 24$ )  $i$ -го дня ( $i=1\dots N$  – загальна кількість днів передісторії);  $P_{i,j}^{\text{баз}}$  – базова компонента СЕН енергосистеми;  $P_{i,j}^{\text{тиж}}$  – тижнева компонента СЕН енергосистеми, що описує тижневі коливання електричного навантаження;  $P_{i,j}^{\text{метео}}$  – метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища та хмарності на електричне навантаження енергосистеми;  $P_{i,j}^{\text{астр}}$  – астрономічна компонента СЕН, що моделює залежність електричного навантаження від рівня природної освітленості;  $P_{i,j}^{\text{зал}}$  – залишкова компонента СЕН  $j$ -ї години  $i$ -го дня.

Визначено оптимальну архітектуру нейрофазі мережі (НФМ), що складається з нульового, двох прихованих та вихідного шарів. Навчання мережі виконувалося за допомогою алгоритму Левенберга-Марквардта згідно з прийнятим квадратичним критерієм. При цьому для навчання НФМ використовувалися погодинні дані СЕН регіональної енергосистеми, відповідні метеодані, а також враховувалися святкові та перенесені робочі дні за період з 01.01.07 по 31.01.08. Для прогнозування на інтервалі 1–168 годин формується набір прогнозуючих моделей на 1, 24, 48, 72, 96, 120, 144 і 168 годин наперед. Проміжні значення отримуються за допомогою моделі з більшим горизонтом прогнозування.

Проведено порівняльні розрахунки прогнозів СЕН регіональної енергосистеми України на період з 18.02.08 по 24.02.08. Обраний період характеризувався різкими коливаннями середньодобової температури в діапазоні від +6,1 до -2,9 °С, а також за будь-якої погоди (сніг, дощ, без опадів), що сприяло перевірці надійності математичної моделі впливу на СЕН метеорологічних факторів. Розрахунки проводилися на інтервал упередження сім діб. Як вихідна інформація використовувались:

*при прогнозуванні з використанням НФМ:* погодинні дані СЕН регіональної енергосистеми за попередні чотири тижні до періоду прогнозування; погодинні дані температури повітря на період з 18.02.08 по 24.02.08;

*при прогнозуванні з використанням адитивної математичної моделі (АММ):* добові графіки СЕН регіональної енергосистеми та обласних енергосистем, що до неї входять, за період з 10.12.07 по 17.02.08; значення температури повітря (з дискретністю в три години та середньодобової) та типу погоди в обласних центрах, що входять до РегЕС за аналогічний період; час сходу та заходу сонця в центрі регіональної енергосистеми за аналогічний період; тип доби тижня передісторії.

Як прогнозні значення метеорологічних факторів використовувалися фактичні дані про температуру повітря та тип погоди в обласних центрах, що входять до РегЕС, за період з 18.02.08 по 24.02.08. Результати прогнозування показано на рис. 3. Статистичні характеристики похибки прогнозування погодинних значень СЕН регіональної електроенергетичної системи України на період з 18.02.08 по 24.02.08 наведено в табл. 1.

Відповідно до наведених результатів метод прогнозування з використанням адитивної математичної моделі забезпечує дещо вищу точність як за середньою/середньоквадратичною,

Таблиця 1

Похибка, %	НФМ	АММ
Середня, MAPE	2,2	1,8
Мінімальна	0,0	0,01
Максимальна	8,5	5,89
Середньоквадратична	2,7	2,21

так і за максимальною похибками. Зокрема, екстремальні похибки, що перевищують 5 %, у методі з АММ мали місце лише у трьох випадках із 168 проти 18 випадків у методі з НФМ. Зазначені результати можна пояснити неврахуванням у моделі СЕН, що використовує НФМ, найбільш інформа-

тивного інтервалу передісторії з 01.01.08 по 17.02.08 і відповідно відсутністю адаптації під нові метеорологічні та технологічні умови.

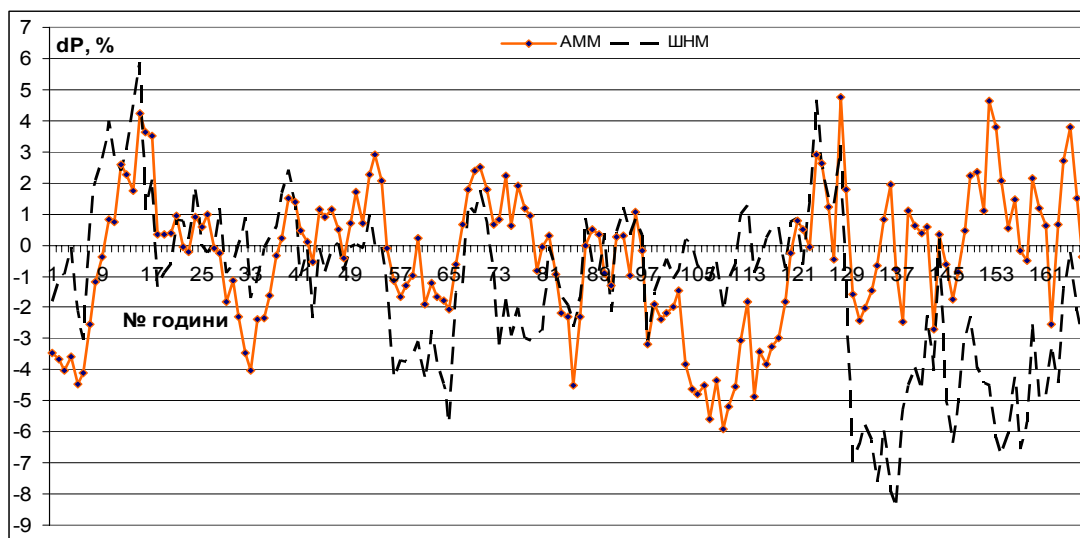


Рис. 3

#### 4. Методика, алгоритм та програма оперативної оптимізації режиму ЕЕС

Відомо, що при розв'язанні задачі оптимізації режиму електроенергетичної системи (ЕЕС) за напругою та реактивною потужністю мінімізуються втрати активної потужності в електричній мережі шляхом зміни завантаження джерел реактивної потужності, коефіцієнтів трансформації трансформаторів поздовжнього та поперечного регулювання, а також за рахунок увімкнення або вимкнення реакторів.

Дослідження, проведені для різних режимів об'єднаної енергосистеми України та регіональних енергосистем, показали, що при оптимізації значну частину економічного ефекту можна отримати за рахунок невеликої кількості оптимально вибраних керуючих впливів. Оскільки при розв'язанні задачі в традиційній постановці неможливо виконувати оцінку потенційної ефективності того або іншого варіанту реалізації керуючих дій, було розроблено спеціальну методику, що дозволяє забезпечити диспетчера інформацією про величину втрат активної потужності при залученні усіх можливих керуючих впливів, а також про найбільш ефективні варіанти оптимізації із залученням декількох (наприклад, від одного до десяти) керуючих впливів, які можна реально здійснити.

Як правило, розв'язання задачі оптимізації пов'язане з урахуванням великої кількості обмежень, тому отримати оціночні судження про вплив керуючих дій на величину втрат (наприклад, на основі коефіцієнтів впливу) неможливо. Отже, потрібний цілеспрямований пошук варіантів з повним розрахунком кожного з них (з метою визначення складу обмежень на момент завершення розрахунку) [8]. Аналіз показав, що для отримання оцінок величин зниження втрат можна спростити саму цільову функцію, замінивши її квадратичною апроксимацією. У зв'язку з необхідністю розрахунку великої кількості варіантів для пошуку найбільш ефективних впливів необхідно застосовувати оптимізаційний метод другого порядку.

Для оперативної оптимізації режиму ЕЕС необхідно мати інформацію про параметри поточного режиму. Тому було поєднано в єдиному програмному модулі рішення двох задач: оцінювання стану і оперативної оптимізації, при цьому цільова функція задачі є сумою втрат активної потужності в елементах заступної схеми.

У вузлах, де є джерела реактивної потужності, обмеження мають вигляд двосторонніх нерівностей, які в цьому алгоритмі доцільно перетворити на рівності, додавши до кожного з них балансну змінну із заданим діапазоном регулювання відповідних джерел.

Цільова функція і обмеження є нелінійними, тому у розробленому алгоритмі мінімізація цільової функції здійснюється ітераційним методом, на кожному кроці якого вирішу-

ється задача квадратичного програмування. Такий підхід припускає заміну на початку чергової ітерації реальної цільової функції квадратичною, а нелінійних обмежень – лінеаризованими.

Розв'язання задачі квадратичного програмування з обмеженнями типу рівності зведе не до розв'язання задачі безумовної оптимізації з спроектованою матрицею Гессе і спроектованим вектор-градієнтом [9].

Алгоритм розв'язання задачі вибору найбільш ефективних впливів здійснюється в такій послідовності: у початковій стадії процесу відбору варіантів оптимізації усі змінні, що відповідають керуючим впливам, фіксуються на початкових значеннях. Далі обмеження по черзі знімаються і оцінюється ефективність підключення до процесу оптимізації кожної змінної окремо. Зняття фіксації виконується за допомогою корекції рішення задачі квадратичного програмування. При цьому розраховується додаткова матриця-мультиплікатор і уточнюються діагональні елементи розкладання спроектованої матриці Гессе [10].

Для скорочення витрат часу на розрахунок спочатку оцінюється потенційна ефективність кожного з можливих варіантів без урахування того факту, що можуть з'явитися нові порушені обмеження. Якщо виявляється, що деякі варіанти, навіть без урахування обмежень, які виникли знову, не є привабливими, то вони не розглядаються, і для них поглиблений розрахунок (з урахуванням обмежень) не виконується. Повний оціночний розрахунок виконується лише для декількох дій, які можуть дати значну економію. Далі з розрахованих варіантів відбирається один – найкращий за величиною зниження втрат.

Обчислювальний процес виконується таким чином. Спочатку шляхом зняття фіксації визначається перша найбільш ефективна дія. Знайдений керуючий вплив складає перший варіант. Далі починається пошук другого впливу, який забезпечує максимальну економію у поєднанні з першим. Очевидно, у кожному із запропонованих варіантів рекомендовані впливи для одного і того ж параметра матимуть різні значення. Тому максимальний ефект досягається при повній реалізації остаточно прийнятого варіанту [11].

Описану методику оптимізації режиму за напругою і реактивною потужністю реалізовано у вигляді програми промислового призначення і включено до складу ПК КОСМОС. За програмою оптимізації проведено велику кількість розрахунків на основі реальних енергосистем. Деякі результати розрахунків наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Енерго-об'єкти	Час доби, год.	Кількість наявних впливів	Втрати в ЕЕС, МВт	Результати оптимізації режиму		
				За всіма керуючими впливами, МВт	За ефективними керуючими впливами, МВт	% від можливого
Північна ЕС	3	28	33,2	1,2	0,8	67
	9		36,2	2,0	1,4	70
	15		37,5	2,7	1,8	67
Кримська ЕС	3	21	14,3	0,8	0,75	94
	9		23,6	1,6	1,5	94
	15		21,2	1,5	1,4	93
Київ-енерго	3	14	14,4	0,6	0,5	83
	9		23,7	0,6	0,4	67
	15		25,6	0,8	0,6	75

Як видно з таблиці, обмежена кількість оптимально вибраних керуючих впливів забезпечує від 67 до 93 % можливого повного скорочення втрат активної потужності в електричній мережі енергосистем.

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Хачатрян Э.А. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат. – 1981. – 209 с.
2. Авраменко В.М. Розвиток методів моделювання ЕЕС для розв'язання задач автоматизованого диспетчерського керування енергосистемами // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2012. – Вип. 32. – С. 32–38.
3. Авраменко В.Н., Гуреева Т.М. Исследование устойчивости автономной энергосистемы // Энергетика та електрифікація. – 2013. – № 5. – С. 39–47.



4. Черненко П.А. Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Енергоефективність: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2000. – С. 99–104.
5. Мартинюк О.В., Черненко П.О. Алгоритми та програмні засоби тривісного короткострокового прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання України // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 7. – С. 3–8.
6. Черненко П.А., Мартинюк А.В., Попов С.В., Бодянский Е.В. Анализ эффективности трех подходов к решению задачи краткосрочного прогнозирования электрической нагрузки энергосистемы // Енергетика та електрифікація. – 2013. – № 5. – С. 48–61
7. Черненко П.О., Мартинюк О.В., Попов С.В., Бодянский С.В. Порівняльний аналіз двох підходів до вирішення задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження електроенергетичної системи // Техн. електродинаміка. – 2013. – № 3. – С. 61–72.
8. Черненко П.О., Прихно В.Л., Трубицын В.В. Задача усунення порушених обмежень на діапазон зміни параметрів режиму як складова частина «порадника диспетчера» // Вісн. Вінницького нац. техн. ун-ту. – 2011. – № 1. – С. 71–76.
9. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
10. Черненко П.О., Прихно В.Л., Трубицын В.В. Оперативна оптимізація режимів енергосистем за напругами та реактивними потужностями з вибором ефективних керувальних впливів // Вісн. Вінницького національного технічного університету. – 2011. – № 6. – С. 85–90.
11. Черненко П.А., Прихно В.Л., Трубицын В.В. Определение эффективных управляющих воздействий в процессе оперативной оптимизации режима электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2012. – Вип. 31. – С. 12–21.

УДК 621.311:004.415.2

**В.Н. Авраменко**, докт. техн. наук, **П.А. Черненко**, докт. техн. наук, **В.Л. Прихно**, канд. техн. наук, **А.В. Мартинюк**, канд. техн. наук, **Н.Т. Юнеева**, канд. техн. наук, **Н.Ф. Колесникова**, мл. науч. сотр.

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

**Исследование моделей и интеллектуализированных программных средств для автоматизации диспетчерского управления ЭЭС**

*Приведены основные результаты исследований, направленных на дальнейшее развитие методов моделирования больших электроэнергетических систем, выполнявшихся в 2013 г. в отделе моделирования электроэнергетических объектов и систем в рамках НИР «Система-5» и «Монитор-2».* Библ. 11, рис. 3, табл. 2.

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, математическое моделирование, программное обеспечение, динамическая устойчивость, статическая устойчивость, противоаварийная автоматика, аварийный режим, прогнозирование нагрузки, оптимизация режима.

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

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

**Research of models and intelcting soft ware for automation of dispatching control of EPS**

*Basic results of the researches, sent to further development of methods of simulation of the large electric power systems executed in 2012 year, are brought in the department №3 of simulation of electric power objects and systems within the framework of scientific works "Система-5" and "Монитор-2".* References 11, figures 3, tables 2.

**Key words:** electric power systems, mathematical simulation, soft ware, transient stability, steady state stability, emergency automatic, emergency states, load forecast, state optimization.

Надійшла 19.05.2014

Received 19.05.2014