

УДК 621.311:681.3

П. О. Черненко, канд. техн. наук, доц.;

О. В. Мартинюк, канд. техн. наук

БАГАТОРІВНЕВЕ КОРОТКОСТРОКОВЕ ПРОГНОЗУВАННЯ СУМАРНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОБ'ЄДНАННЯ

Наведено короткий опис методики багаторівневого багатofакторного короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН) енергооб'єднання. Детально розглянуто алгоритм розв'язання цієї задачі з використанням наявної в енергооб'єднанні України інформації про фактори, що впливають на значення СЕН.

Вступ та постановка задачі

Розвиток і вдосконалення задач автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), призначених для планування режимів енергооб'єднання (ЕО) на всіх його ієрархічних рівнях, вимагає підвищення точності й надійності інформації про очікувані електричні навантаження. Ця інформація традиційно отримується в результаті розв'язання задачі короткострокового прогнозування сумарних електричних навантажень (СЕН).

Незважаючи на велику кількість опублікованих робіт з короткострокового прогнозування СЕН [1—3], можливості щодо вдосконалення математичної моделі СЕН далеко не вичерпані. Дослідження, проведені в ІЕД НАН України, дозволяють зробити висновок про те, що лише комплексний підхід до розв'язання задачі прогнозування (оперативного, короткострокового, середньострокового), що враховує методологічні, інформаційні, алгоритмічні й організаційні аспекти розв'язання цієї задачі, дозволяє підвищити точність і надійність результатів прогнозування [4]. Методологічний аспект стосовно розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН обумовлений постановкою і розв'язанням цієї задачі як багаторівневої, багатofакторної, детерміновано-стохастичної, що враховує статистичні характеристики вихідної інформації й коректну верифікацію результатів прогнозування.

У більшості опублікованих робіт, що стосуються короткострокового прогнозування, як правило, враховується вплив (і не завжди коректно) тільки метеорологічних факторів. Із впровадженням АСУ на електростанціях, підстанціях і енергоємних підприємствах (ЕП), а також із використанням на трьох ієрархічних рівнях (енергооб'єднання, регіональні енергосистеми та обласні енергосистеми) програми оперативного розрахунку поточного режиму (програми оцінки стану) створюються реальні передумови для ефективного багаторівневого розв'язання цієї задачі з урахуванням технологічних, економічних, метеорологічних та астрономічних факторів [5]. Блок-схема комплексного розв'язання задачі короткострокового прогнозування наведена на рис. 1. Такий підхід дозволяє отримувати погодинну інформацію про витрати активної потужності на власні потреби електростанцій і підстанцій; активні втрати потужності (теплові і на корону) в електричних мережах різного класу напруг; про добові графіки електричного навантаження енергоємних підприємств із урахуванням їх зміни в залежності: від технологічних факторів, використання багатотарифного обліку електроенергії та кон'юнктурного попиту на вироблену продукцію.

На цей час у низці підрозділів ЕО України використовуються програми короткострокового прогнозування СЕН із спрощеними моделями, що враховують лише метеорологічні фактори. Час від часу це приводить до появи суттєвих відхилень між прогнозними та реальними значеннями СЕН. На цьому етапі в енергооб'єднанні України відсутній достатній обсяг вихідної інформації для комплексного багаторівневого розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН. Зокрема, робота з впровадження програми оцінювання стану в обласних енергосистемах тільки розпочалася, відсутні реальні та прогнозні графіки СЕН енергоємних підприємств, неповна інформація щодо поточних та прогнозних значеннях метеорологічних факторів надходить з Гідрометеоцентру. Тому, на теперішньому етапі в НЕК «Укренерго» існує потреба в удосконаленні математичних моде-

лей СЕН для короткострокового прогнозування на базі наявної в них інформації про фактори, що впливають на електричне навантаження.

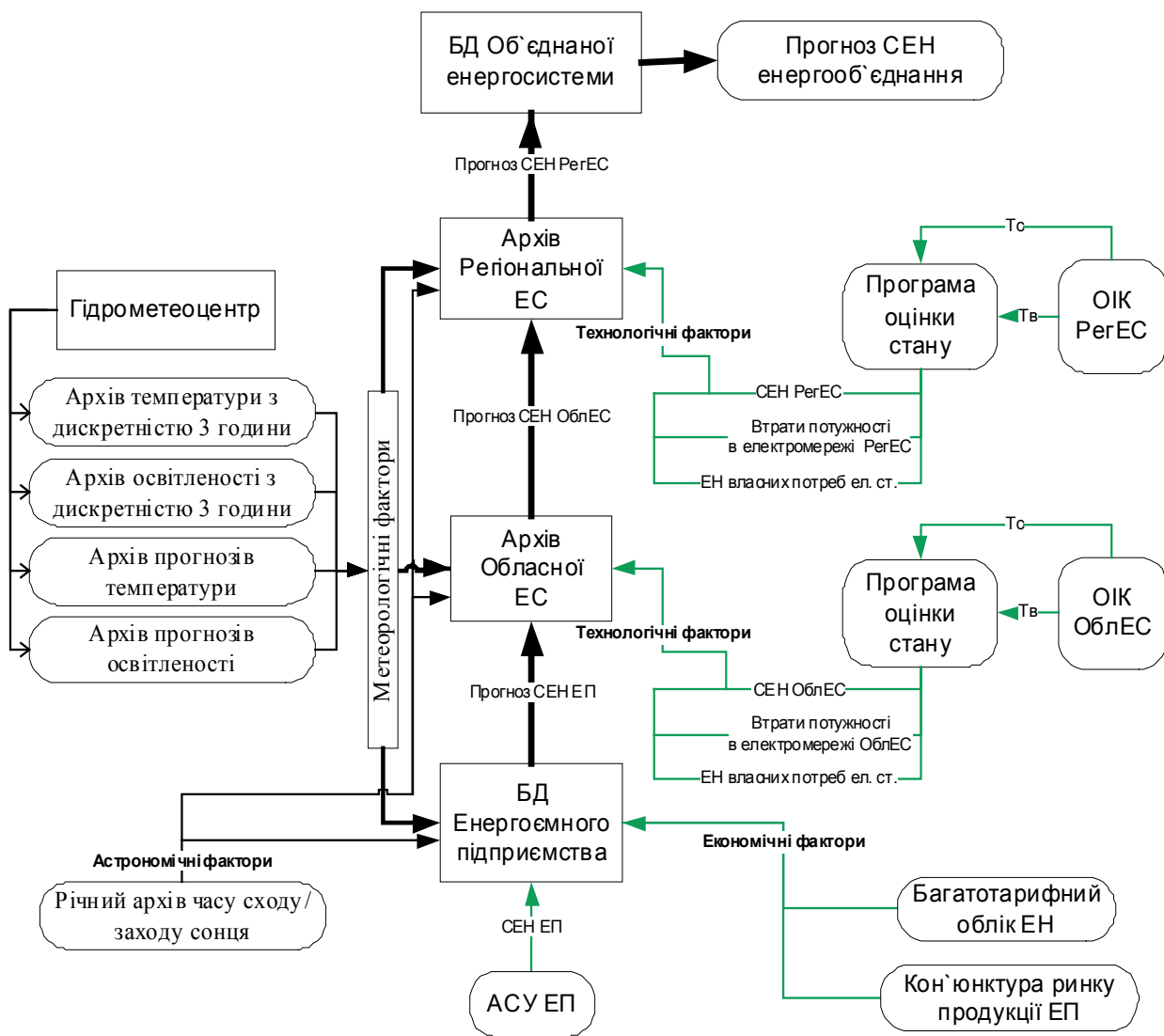


Рис. 1. Блок-схема комплексного розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН енергооб'єднання

Запропонована методика короткострокового прогнозування СЕН ґрунтується на математичній моделі електричного навантаження ЕО, що враховує вплив погодинних значень температури повітря, середньодобову хмарність в обласних центрах України а також наявну в НЕК «Укренерго» інформацію про електроспоживання та СЕН енергоємних підприємств.

Докладніша інформація щодо метеорологічних та технологічних факторів така:

- погодинні значення СЕН всіх облэнерго України;
- значення температури повітря у всіх обласних центрах України в такі години доби: 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21 год.;
- якісні характеристики хмарності (дощ, сніг, без опадів) по обласних центрах України;
- значення добового споживання енергії й електричного навантаження ЕП у періоди ранкового та вечірнього максимуму СЕН ОЕС України;
- прогноз температури повітря й хмарності по всіх обласних центрах України.

Зазначена інформація надходить у єдину базу даних [6] і використовується для розв'язання всього спектра задач прогнозування електричних навантажень і електроспоживання.

Побудова математичної моделі СЕН здійснюється в такій послідовності: для всіх днів передісторії методом лінійної інтерполяції розраховуються погодинні значення температури навколишнього повітря:

$$T_j = T_{k'} \left(\frac{(k-j)}{(k-k')} \right) + T_k \left(1 - \frac{(k-j)}{(k-k')} \right),$$

де T_j — значення температури о j -й годині ($j = 1 \dots 24$); $T_{k'}$, T_k — найближчі значення температури з архіву температур у моменти часу k' й k (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21), які передують i -й годині та слідує за i -ю годиною, тобто, $k' \leq i < k$.

Якісні оцінки хмарності на інтервалі передісторії переводяться в кількісні відповідно до схеми: без опадів — 1 бал, дощ — 2 бали, сніг — 2 бали.

Математична модель СЕН передбачає адитивний розклад електричного навантаження енергосистеми на такі компоненти:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{\text{баз}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} + P_{i,j}^{\text{метео}} + P_{i,j}^{\text{зал}}, \quad (1)$$

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 j -ї години ($j = 1 \dots 24$) i -го дня; $P_{i,j}^{\text{тиж}}$ — 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; $P_{i,j}^{\text{зал}}$ — залишкова компонента СЕН j -ї години i -го дня.

Дані про СЕН, температуру та хмарність групуються по п'ять вибірок залежно від типу дня: понеділок, робочий день (вівторок—четвер), п'ятниця, субота та неділя. Таким чином, для електричного навантаження кожної години кожного типу дня будується власна математична модель. Проведений статистичний аналіз зміни сумарного електричного навантаження енергоємних підприємств за даними передісторії дозволив виявити й виключити аномальні значення СЕН енергоємних підприємств і таким чином уточнити вплив метеорологічних факторів на СЕН обласних ЕЕС [7].

Кожна з виділених компонент моделі (1) розраховується в такій послідовності. Базова складова СЕН $P_{i,j}^{\text{баз}}$ визначається з використанням методу ковзного середнього за формулою

$$P_{n,j}^{\text{баз}} = \sum_{k=n-6}^n \frac{P_{k,j}}{7}. \quad (2)$$

На відміну від більшості існуючих методів короткострокового прогнозування, в яких передбачається незмінність базової складової електричного навантаження на прогнозованому інтервалі, у даній моделі при прогнозуванні базової компоненти СЕН враховується її залежність від метеорологічних факторів за допомогою регресійного рівняння, що пов'язує СЕН з температурою повітря і хмарністю. При цьому, базові компоненти метеофакторів розраховуються за формулою, що аналогічна формулі (2).

Попередньо, будуючи метеорологічну модель базової компоненти СЕН, за допомогою функції взаємної кореляції розраховується оптимальний час затримки впливу базової температури повітря. Максимальні значення коефіцієнтів кореляції між погодинними значеннями базових компонент СЕН і температури мають місце при значеннях затримки, що становлять від 12-ти до 20-ти годин. При цьому було виявлено, що через малу величину коефіцієнта кореляції навіть для оптимального часу затримки, моделювати вплив температури на електричне навантаження на основі єдиної для всіх годин доби математичної моделі не ефективно. Доцільнішим є створення математичних моделей окремо для кожної години доби, але з урахуванням зазначеного вище часу затримки впливу. Коефіцієнт кореляції між відхиленнями електричного навантаження та хмарності максимальний при нульовому лагу затримки, що фізично не суперечить тому факту, що зміна хмарності практично миттєво (менше 1-ї години) впливає на зміну СЕН.

Для урахування впливу базових значень температури та хмарності використовується лінійна двофакторна регресійна залежність

$$P_{i,j}^{\text{баз}} = a_0 + a_1 \cdot T_{i,j-L}^{\text{баз}} + a_2 \cdot O_i^{\text{баз}}, \quad (3)$$

де $T_{i,j-L}^{\text{баз}}$, $O_i^{\text{баз}}$ — базові значення температури й хмарності, L — оптимальний лаг затримки, i —

кількість днів передісторії, j — номер години доби.

Зазначена регресійна залежність будується окремо для кожної години доби, при цьому параметр «хмарність» ураховується тільки в період світлого часу доби.

Розрахунок тижневої, $P_{i,j}^{\text{тиж}}$, і метеорологічної, $P_{i,j}^{\text{метео}}$, компонент здійснюється у такий спосіб:

1. Розраховується базова складова температури повітря й хмарності відповідно до формули.

2. Формуються архіви відхилень між фактичними значеннями СЕН, температури та хмарності й відповідними їм базовими значеннями $(P_{i,j} - P_{i,j}^{\text{баз}}, T_{i,j} - T_{i,j}^{\text{баз}}, O_{i,j} - O_{i,j}^{\text{баз}})$.

3. Для урахування ефекту затримки впливу температури на СЕН формуються додаткові архіви відхилень між фактичними значеннями температури за два попередні дні $(i-1, i-2)$ і базовою компонентою температури поточного дня « i » $(T_{i-1,j} - T_{i,j}^{\text{баз}}, T_{i-2,j} - T_{i,j}^{\text{баз}})$.

4. Використовуючи дані із зазначених у п. 2 і п. 3 архівів, для кожної години кожного типу дня на основі функції взаємної кореляції, розраховується оптимальний лаг затримки впливу температури за аналогією з базовими компонентами.

5. Дані зі зазначених у п. 2 і п. 3 архівів групуються в окремі для кожної години кожного типу дня вибірки. При цьому під час формування вибірки відхилень погодинної температури враховується розрахований у п. 4 оптимальний лаг затримки впливу.

6. Для кожного набору вибірок, що відносяться до однотипної години й доби, формується багатofакторна регресійна залежність між відхиленнями СЕН (з однієї сторони) і відхиленнями температури й хмарності (з іншої).

У загальному випадку шукана регресійна залежність, що моделює вплив метеорологічних факторів на СЕН, описується формулою, що містить лінійні й квадратичні члени всіх змінних, зазначених у пункті 5 описаного вище алгоритму.

Для вибору оптимальної регресійної залежності використовується метод групового врахування аргументів (МГУА). Згідно з МГУА, вихідні дані розбиваються на навчальну й екзаменаційну послідовності. На навчальній послідовності розраховуються коефіцієнти для всіх часткових моделей, оптимальна з яких обирається на даних екзаменаційної послідовності. Як критерій оптимальності використовується критерій регулярності

$$\Delta^2 = \frac{\sum_i (Y_{REAL}^i - Y_{APROX}^i)^2}{\sum_i (Y_{REAL}^i)^2} \rightarrow \min.$$

Для оптимальної моделі коефіцієнти регресійної залежності перераховуються на загальній вибірці даних.

Отримана в такий спосіб регресійна залежність (без вільного члена a_0) є метеорологічним компонентом СЕН $(P_{i,j}^{\text{метео}})$. Вільний член зазначеної залежності є тижневим компонентом СЕН $(P_{i,j}^{\text{нед}} = a_0)$.

Прогнозування СЕН i -го дня здійснюється в такий спосіб:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{\text{баз}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} + P_{i,j}^{\text{метео}}. \quad (4)$$

Під час прогнозування СЕН передбачається, що відомі прогнозні значення температури й хмарності на необхідний інтервал упередження. Використовуючи прогнозні значення метеорологічних факторів, виконується розрахунок їх базових компонент (за аналогією із формулою 2) і розраховуються відхилення прогнозних значень температури й хмарності від отриманих базових складових. Зазначені відхилення підставляються в регресійні залежності впливу метеofакторів на СЕН. Таким чином, розраховується метеорологічна компонента $P_{i,j}^{\text{метео}}$ (6) і уточнюється базова компонента $P_{i,j}^{\text{баз}}$ (3).

У якості $P_{i,j}^{\text{тиж}}$ використовуються розраховані окремо для кожної години на інтервалі передісторії

значення вільного члена багатofакторної регресійної залежності того типу дня, якому відповідає прогнозована доба.

Для апробації моделі виконувалися розрахунки за реальними даними ОЕС України Дніпровської ЕЕС і АК «Київенерго». Для прикладу продемонструємо результати розрахунків компонент моделі (1) на даних АК «Київенерго» за період денного максимуму електричного навантаження (11 год.).

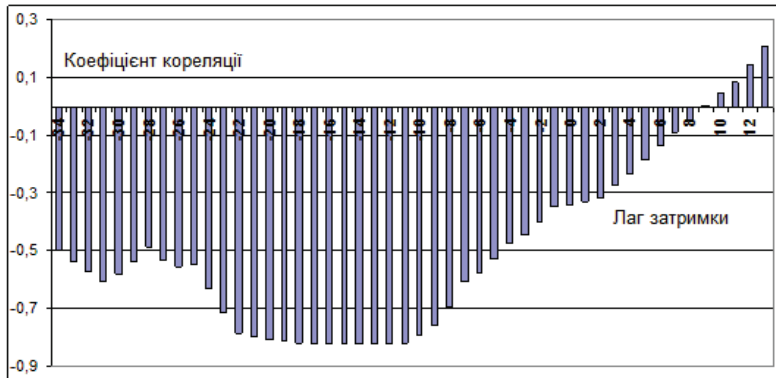


Рис. 2. Значення коефіцієнта кореляції між СЕН АК «Київенерго» в 11 год. і температурою з різними значення лягу затримки

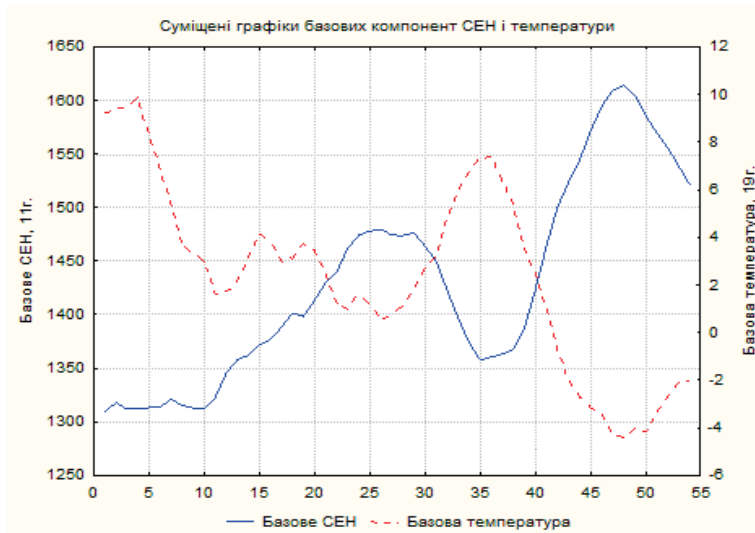


Рис. 3. Графіки базових компонент СЕН 11-ї год. і температури о 19 год. попереднього дня

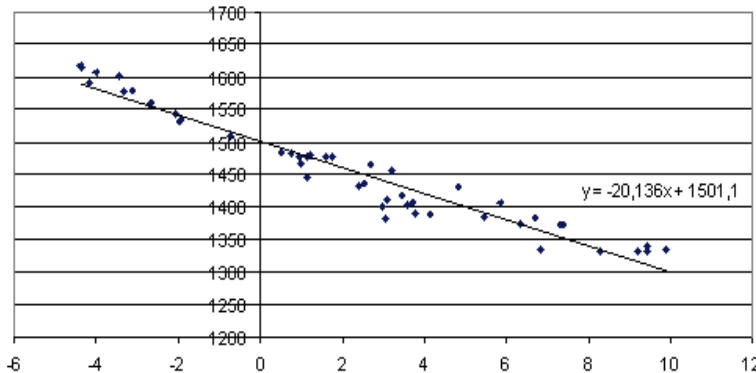


Рис. 4. Графік залежності базової компоненти СЕН 11-ї год. від базової компоненти температури о 19 год. попереднього дня

ти такі:

значення коефіцієнта кореляції між базовим електричним навантаженням АК «Київенерго» й температурою в м. Києві за різні моменти часу показані на рис. 2.

Відповідно до наведеної гістограми, значення коефіцієнта кореляції СЕН 11-ї години досягає максимуму з температурою, що була о 19 години попереднього дня (ляг затримки впливу дорівнює -16 год.) і становить -0,83. При цьому значення коефіцієнта кореляції між СЕН 11-ї години й температурою перевищує -0,8 для лягів затримки від -11 до -20. Таким чином, у регресійній моделі (3) впливу метеofакторів на базове СЕН 11-ї години в якості $T_{i,j-L}^{баз}$ доцільно використовувати усереднене значення температури повітря за період з 15 по 24 години попереднього дня. На рис. 3 показані графіки базових компонент СЕН та температури повітря з лягом затримки, що становить 16 годин. Наявність стійкого зворотного кореляційного зв'язку між зазначеними графіками є очевидною.

Регресійна залежність між базовим СЕН АК «Київенерго» 11-ї години і температурою повітря показана на рис. 4.

Ефективність застосування МГУА для ідентифікації моделі метеорологічної компоненти показана на прикладі. Проводилося порівняння значення залишкових компонент, $P_{i,j}^{зал}$, загальної моделі електричного навантаження на прикладі даних АК «Київенерго», отриманих у результаті застосування для розрахунку метеорологічної складової СЕН двох регресійних залежностей — спрощеної та оптимальної.

Спрощена (5) і оптимальна (6) моделі метеорологічної компонен-

$$P_{i,j}^{\text{метео}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} = a_0 + a_1 \Delta T_{i.м.к.} + a_2 \Delta O_{cp,i}; \quad (5)$$

$$P_{i,j}^{\text{метео}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} = a_0 + a_1 \Delta T_{i.м.к.} + a_2 \Delta T_{cp.,i-2} + a_3 \Delta T_{cp.,i-1} + a_4 \Delta T_{cp.,i} + a_5 \Delta O_{cp,i} + a_6 \Delta T_{i.м.к.}^2, \quad (6)$$

де $\Delta T_{i.м.к.}$ — середнє значення відхилень погодинної температури (що мають максимальну кореляцію із СЕН) від базової компоненти погодинної температури поточного дня; $\Delta T_{cp.,i-2}$ — відхилення середньодобової температури позаминулого дня від базової компоненти температури поточного дня i ; $\Delta T_{cp.,i-1}$ — відхилення середньодобової температури минулого дня від базової компоненти температури поточного дня i ; $\Delta T_{cp.,i}$ — відхилення середньодобової температури поточного дня від базової компоненти температури поточного дня i ; $\Delta O_{cp,i}$ — відхилення середньодобової хмарності поточного дня від базової компоненти хмарності поточного дня i ; $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ — коефіцієнти регресійної залежності, розраховані значення яких наведено нижче.

Коефіцієнти детермінованості, R^2 моделей (5) і (6) становлять 0,78 і 0,98, відповідно. Значення коефіцієнтів $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ для моделей (5)/(6) становлять: $a_0 = 117/100$; $a_1 = 18,6/-119$; $a_2 = 40,4/-3,8$; $a_3 = 0/27,8$; $a_4 = 0/-27,8$; $a_5 = 0/46,5$; $a_6 = 0/21,2$.

Статистичні характеристики значень залишкових компонент наведених моделей, розрахованих за формулою $P_{i,j}^{\text{зал}} = P_{i,j} - P_{i,j}^{\text{баз}} - P_{i,j}^{\text{тиж}} - P_{i,j}^{\text{метео}}$, наведені в табл. При цьому моделювання здійснювалося на різних вибірках вихідних даних. У першому випадку (вівторок, середа, четвер), моделі, що враховують вплив метеорологічних факторів (5) і (6) створювалися окремо для кожного робочого дня — вівторка, середи та четверга. У другому випадку (вівторок—четвер), створювалися єдині регресійні залежності на об'єднаній вибірці даних з вівторка по четвер.

Статистичні характеристики залишкової компоненти моделі СЕН

| Статистична характеристика | Модель (5) | | Модель (6) | |
|-----------------------------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
| | вівторок, середа, четвер | вівторок—четвер | вівторок, середа, четвер | вівторок—четвер |
| Математичне очікування | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Середнє квадратичне відхилення | 12,8 | 26,3 | 29,3 | 35,0 |
| Середнє квадратичне відхилення, % | 0,9 | 1,8 | 2,0 | 2,4 |

Під час розрахунку відносного середньоквадратичного відхилення у відсотках використовувалися значення середнього СЕН АК «Київенерго» 11-ї години за період з 27.10.08 по 28.12.08 р. Розрахунки підтверджують необхідність врахування хмарності в енергосистемах із перевагою комунально-побутового споживання електроенергії навіть за наявності досить грубої вихідної інформації. Зокрема виключення параметра «хмарність» із моделей (5) і (6) приводить до збільшення значення відносного середньоквадратичного відхилення залишкової компоненти СЕН на 0,2 % і 0,3 % відповідно. Згідно з використаними критеріями Колмогорова—Смирнова та Пірсона, значення залишкової компоненти СЕН, що розраховані на основі моделі метеорологічної компоненти (6), відповідають нормальному закону розподілу.

Висновки

1. Із завершенням роботи з впровадження АСУ на електростанціях, підстанціях і енергоємних підприємствах, а також впровадженням програми оцінки стану в обласних енергосистемах створюються реальні передумови для комплексного багаторівневого розв'язання задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання.

2. У розробленій математичній моделі СЕН на базі наявної в ЕО України метеорологічної інформації підвищення точності й надійності результатів короткострокового прогнозування досягається за рахунок урахування погодинного кореляційного зв'язку між СЕН, температурою повітря та

хмарністю, а також індивідуального врахування погодинної затримки впливу зміни температури повітря на СЕН.

3. Достовірність вихідної інформації про СЕН і електроспоживання енергоємних підприємств на інтервалі передісторії дозволяє підвищити точність формування математичної моделі СЕН енергооб'єднання та зменшити похибку результатів короткострокового прогнозування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бенн Д. В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. / Д. В. Бенн, Е. Д. Фармер ; [пер. с англ.]. — М. : Энергоатомиздат, 1987. — 200 с.
2. Гросс Э. Краткосрочное прогнозирование нагрузки / Э. Гросс, Ф. Э. Гальяна // ТИИЭР. — 1987. — Т. 75, № 12. — С. 6—23.
3. Гурский С. К. Адаптивное прогнозирование временных рядов в электроэнергетике / С. К. Гурский. — Минск : Наука и техника, 1983. — 272 с.
4. Черненко П. А. Многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения / П. А. Черненко // Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ. Енергоефективність : зб. наук. пр. — Київ : ІЕД НАН України. — 2000. — С. 99—104.
5. Черненко П. А. Идентификация параметров, моделирование и многоуровневое взаимосвязанное прогнозирование электрических нагрузок энергообъединения / П. А. Черненко // Технічна. електродинаміка, тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки», Ч. 3. — Київ, 2010 р. — С. 57—64.
6. Черненко П. А. Обработка и анализ информации для иерархического прогнозирования электрических нагрузок / П. А. Черненко, А. И. Заславский, А. В. Мартынюк // Праці ІЕД НАНУ. — 2006. — Вип. 2 (14) — С. 47—49.
7. Повышение эффективности планирования режимов энергообъединения с использованием комплекса среднесрочного прогнозирования / [П. А. Черненко, А. В. Мартынюк, А. И. Заславский, К. Б. Денисевич] // Электрические сети и системы. — 2009. — № 5. — С. 21—35.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 2.02.11

Рекомендована до друку 9.02.11

Черненко Павло Олексійович — старший науковий співробітник, **Мартинюк Олександр Васильович** — молодший науковий співробітник.

Відділ моделювання електроенергетичних об'єктів і систем, Інститут електродинаміки НАН України, Київ