

УДК 621.311:681.3

П. О. Черненко, д-р. техн. наук; О. В. Мартинюк, канд. техн. наук

УРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ЗОВНІШНІХ ФАКТОРІВ У КОРОТКОСТРОКОВОМУ ПРОГНОЗУВАННІ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯ

Удосконалено ієрархічну багатофакторну математичну модель електричного навантаження для розв'язання задачі короткострокового прогнозування, пов'язаного з коректнішим урахуванням впливу астрономічних і метеорологічних факторів. Додатково досліджено питання щодо вибору оптимальної довжини передісторії для різних інтервалів року.

Вступ

Перехід до перспективної моделі конкурентного ринку електроенергії, а саме ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії, зумовлює актуальність задачі підвищення точності та надійності короткострокового (від однієї до семи діб) прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН). Цю задачу доцільно розв'язувати удосконаленням математичних моделей впливу на СЕН зовнішніх факторів. До цих факторів відносяться: метеорологічні (температура повітря, хмарність, сила вітру), астрономічні (час сходу/заходу сонця, світлова тривалість доби), технологічні (режими роботи енергоємних споживачів) і т. ін.

У більшості опублікованих робіт, з розв'язання задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження, використовується незмінна величина інтервалу передісторії, що становить від 4...10 тижнів. При цьому, як правило, не враховуються зміни астрономічних факторів на інтервалі передісторії. Слід зазначити, що за термін в 10 тижнів коливання світлової тривалості доби в Україні, залежно від пори року, можуть перевищувати 4 години. Ці коливання спричиняють зміну астрономічної складової СЕН, тобто складової, що зумовлена витратою електроенергії на штучне освітлення. Неврахування змін астрономічних факторів на інтервалі передісторії вносить систематичну похибку при прогнозуванні електричного навантаження. Особливо це стосується тих годин доби, для яких на інтервалі передісторії спостерігався перехід із світлої частини доби в темну і навпаки.

В роботі приділено увагу вдосконаленню попередньо розробленої ієрархічної багатофакторної математичної моделі електричного навантаження для вирішення задачі короткострокового прогнозування, що пов'язане із коректнішим урахуванням впливу астрономічних і метеорологічних факторів. Додатково досліджено питання щодо вибору оптимальної довжини передісторії для різних інтервалів року.

Багатофакторна модель електричного навантаження енергосистеми

Розроблена ієрархічна багатофакторна модель електричного навантаження енергосистеми передбачає адитивний розклад СЕН із виділенням таких компонент:

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

де $P_{i,j}$ — фактичне електричне навантаження енергосистеми j -ї години ($j = 1...24$) i -го дня ($i = 1...N$ — загальна кількість днів передісторії); $P_{i,j}^{\text{баз}}$ — базова компонента СЕН енергосистеми j -ї години ($j=1...24$) 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.

Розрахунок кожної із виділених складових зазначеної моделі детально описано в [3]. Під час використання моделі (1) для короткострокового прогнозування електричного навантаження

енергооб'єднання на різних інтервалах року виявлено можливі напрямки її подальшого вдосконалення. Один із них стосується вибору оптимальної для короткострокового прогнозування величини передісторії. Виявлено, що дисперсії вихідних даних СЕН та факторів, що на нього впливають, на передісторії залежать від її довжини та сезону, що розглядається. Також, залежно від сезону змінюється математична модель впливу зовнішніх факторів. Зокрема, в літньому сезоні спостерігається прямий кореляційний зв'язок СЕН з температурою навколишнього середовища, в той час як в інші пори року має місце зворотний кореляційний зв'язок, степінь вираженості якого залежить від наявності централізованого опалення. Таким чином, у короткостроковому прогнозуванні доцільно використовувати змінну на річному інтервалі довжину передісторії, яка, з одного боку, забезпечувала б статистично прийнятну вибірку даних, а, з іншого — обмежувала вплив застарілих даних, що призводять до збільшення залишкової компоненти моделі (1).

Для автоматизованого вибору оптимальної довжини інтервалу передісторії застосовувався один із екстенсимальних методів розпізнавання образів — метод порівняння із прототипом. Методологія розпізнавання образів передбачає формування простору S^m відображень даних вибірки за низкою ознак (m — розмірність простору, що тотожна кількості ознак, за якими описується об'єкт). Кожному елементу вибірки, $P_{i,j}$, ставиться у відповідність вектор його опису у поняттях ознак, $\text{Im}(P_{i,j}) = (s_1, s_2, \dots, s_m)$. Зазначений вектор можна розглядати як координати точки $P_{i,j}$ у m -вимірному просторі ознак S^m . Рішення щодо класифікації об'єктів приймається внаслідок визначення степені їх близькості у просторі ознак S^m . В методі порівняння із прототипом, у якості точки — прототипу обирається геометричний центр класу (або найближчий до центру об'єкт). Для класифікації невідомого об'єкта методом перебору знаходиться найближчий до нього прототип, і об'єкт таким чином відноситься до того ж класу, що й прототип. Як міра близькості, як правило, використовується евклідова відстань. До недоліків методу порівняння із прототипом відноситься залежність результату розпізнавання від вибору метрики ознак, що суттєво впливає на просторову конфігурацію розподілу об'єктів. Таким чином, необхідно провести попередню роботу щодо аналізу багатовимірних структур експериментальних даних.

З огляду на вищенаведені особливості зміни СЕН ОЕС України на річному інтервалі, як ознаки методу, згідно з якими відбувалась класифікація добових графіків електричного навантаження, використовувалися такі: світлова тривалість доби (t , години), добове споживання електроенергії (W , МВт) та середньодобова температура повітря (T , °C). У ознаці, що характеризує світлову тривалість дня виділялося 4 класи: 9 ± 1 год., 11 ± 1 год., 13 ± 1 год., 15 ± 1 год. Кількість класів за значенням добового електроспоживання залежно від енергосистеми коливалась в межах від 3 до 5. Для формування класів за ознаками допускалось виділення нерівномірних інтервалів. Зокрема, в річному циклі коливань середньодобової температури виділялося три діапазони, що відповідають трьом характерним періодам у році: $-30 \dots +6$ °C (опалювальний сезон), $7 \dots 15$ °C (весняно-осінній сезон із вимкненим опаленням), $16 \dots 35$ °C (літній сезон). Таким чином, формувалася матриця класів ознак добових графіків СЕН обраної енергосистеми, T , розмірністю $s_1 \times s_2 \times s_3$ із прототипом в геометричному центрі кожного класу. Для кожного добового графіка СЕН на річному інтервалі передісторії у просторі ознак розраховувалась $R_i = \min(R_i^k), \forall k = 1 \dots K$, де $K = s_1 \times s_2 \times s_3$ — кількість класів (елементів) матриці T , $R_i^k = |\overline{\text{Im}(P_{i,j}), \text{Im}_k}|$ — довжина вектора у просторі S^m , $\text{Im}(P_{i,j})$ — координати відображення добового графіка СЕН i -го дня, Im_k — координати прототипу k -го класу. Графіки СЕН із мінімальною до одного й того ж прототипу відстанню об'єднувалися в один клас k .

Процедура визначення оптимальної довжини і складу передісторії для розв'язання задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження полягала в такому: до добових графіків СЕН останніх двох тижнів, що передують прогнозованому дню, додавалися графіки СЕН тотожних із ними класів. Таким чином, наповнення інтервалу передісторії добовими графіками СЕН із схожими характеристиками зовнішніх факторів сприяло зменшенню залишкової компоненти математичної моделі (1).

Інший напрямок вдосконалення математичної моделі (1) стосується попередньої обробки вихідних даних СЕН, $P_{i,j}$, енергосистеми з метою виділення і вилучення астрономічно-чутливої складової, $P_{i,j}^{\text{актр}}$, електричного навантаження:

$$P'_{i,j} = P_{i,j} - P_{i,j}^{\text{актр}} = P_{i,j}^{\text{баз}} + P_{i,j}^{\text{тиж}} + P_{i,j}^{\text{метео}} + P_{i,j}^{\text{зал}}. \quad (2)$$

Наведене удосконалення моделі СЕН необхідне, оскільки на обраному для прогнозування інтервалі передісторії складова електричного навантаження, що витрачається на штучне освітлення, $P_{i,j}^{\text{актр}}$, зазнає змін внаслідок сезонних коливань світлової тривалості доби. При цьому вноситься систематична похибка в розрахунок прогнозних значень добових графіків СЕН енергосистеми на основі описаної моделі.

Основна ідея алгоритму розрахунку $P_{i,j}^{\text{актр}}$ полягає у використанні залежності СЕН від рівня природної освітленості. Так зокрема, на ступінь використання штучного освітлення впливає значення природної освітленості в приміщеннях E^{in} . Величина E^{in} залежить від освітленості поза приміщенням і коефіцієнта КПО (коефіцієнт природної освітленості), що визначається геометрією світлових прорізів і рядом інших, незалежних від природної освітленості (E^{ext})

факторів: $E^{in} = \text{КПО} \times E^{ext}$. У проектуванні будинків, залежно від призначення приміщень, регламентований коефіцієнт КПО варіюється в межах від 0,005 (для коридорів) до 0,025 (для дитячих кімнат). Залежно від типу робіт, що виконуються в приміщеннях і відповідно до загального положення СНІП-11-4-79, регламентована величина освітленості коливається в межах від 150 лк для робіт загального характеру до не менш 250 лк для робіт, що потребують великого зорового навантаження. Для прикладу, світловий потік, що падає на один квадратний метр поверхні в літній сонячний полудень, становить близько 100000 лк. Якщо природна освітленість стає меншою деякого критичного рівня, то населення використовує засоби штучного освітлення, що й спричиняє збільшення електричного навантаження в енергосистемі.

Факторами, що визначають рівень природного освітлення є положення сонячного диску над обрієм та рівень хмарності. Якщо знехтувати зміною кута нахилу сонячного диску внаслідок сезонних коливань (а за сонячної погоди навіть в зимовий період в денні години природної освітленості для широти України цілком достатньо), то положення сонця над обрієм в i -й день року безпосередньо залежить від часу його сходу/заходу в цей день. Астрономічну складову погодинних значень добового графіка СЕН i -го дня доцільно вираховувати лише для тих годин, що лежать в межах ± 1 год. відносно часу сходу/заходу в зазначений день, оскільки за межами вказаного інтервалу астрономічна складова СЕН практично незмінна. Проводити розрахунок $P_{i,j}^{\text{актр}}$, пов'язуючи зміну природної освітленості зі зміною СЕН енергосистеми в межах однієї доби, — підхід не коректний, оскільки, відповідно до моделі (2), $P_{i,j}^{\text{актр}}$ є лише однією із складових, що формують СЕН кожної години доби. Тому, для моделювання астрономічної складової СЕН доцільно використовувати погодинні зрізи добових графіків електричного навантаження за тривалий період. Також, слід зазначити, що математичні моделі $P_{i,j}^{\text{актр}}$ для різних годин доби відрізнятимуться внаслідок різного складу задіяних освітлювальних приладів. На добовому інтервалі доцільно виділити дві групи годин: умовно робочий час (9–10, 15–17 год.) та не робочий час (6–8, 18–22). Кожен із зазначених часових інтервалів характеризується спільним складом освітлювальних пристроїв, що дозволяє допустити схожість впливу річних коливань часу сходу/заходу сонця на астрономічну складову СЕН в ці години. Таким чином, моделювання $P_{i,j}^{\text{актр}}$ доцільно здійснювати на спільній для вказаних інтервалів вибірці даних.

Моделювання астрономічної складової СЕН

Моделювання астрономічної складової СЕН запропоновано здійснювати таким чином:

1. Аналіз передісторії СЕН енергосистеми. Для визначення складової електричного навантаження окремої години j , що витрачається на штучне освітлення, $P_{i,j}^{\text{актр}}$, необхідно обрати

інтервал передісторії, у якому година, що розглядається, попадала б у світлу та темну частину доби з рекомендованим перекриттям ± 1 год. з моменту сходу (заходу) сонця. На наступному етапі для СЕН обраного інтервалу передісторії застосовується описана вище процедура класифікації добових графіків електричного навантаження на основі методу розпізнавання образів. При цьому розширюється перелік ознак методу, крім вищенаведених: світової тривалості доби, добового електроспоживання та середньодобової температури також використовується ознаки хмарності та електричного навантаження в період нічного провалу, ранкового та вечірнього максимумів СЕН енергооб'єднання. Введення додаткових ознак необхідне для усунення впливу хмарності та технологічних факторів, не врахованих моделлю (1).

2. Формування вибірок вихідних даних для моделювання астрономічної складової. В межах одного класу « k » СЕН (як правило того, що містить найбільшу кількість добових графіків) визначається день « x », в якому час сходу (заходу) сонця максимально наближений до години j . Формуються такі архіви:

Архів різниць СЕН: $\Delta P_{i,j}^k = P_{i,j}^k - P_{x,j}^k, \forall i \in 1..k_{sum}$, де $P_{x,j}^k$ – СЕН j -ї години x -дня класу « k », k_{sum} – загальна кількість добових графіків у класі « k ».

Архів різниць часу: $\Delta T_{i,j} = T_i - j, \forall i \in 1..k_{sum}$, де T_i – час сходу (заходу) сонця i -ї доби року, добовий графік СЕН якої належить класу k .

Архів значень хмарності класу « k »: $O_i^k, \forall i \in 1..k_{sum}$.

У випадку, недостатнього об'єму даних у класі « k » ($k_{sum} \leq 10$), зазначені архіви формулюються для наступного за об'ємом класу $m, m \neq k, m \in 1..K$ і т. д.

3. Побудова математичної моделі $P_{i,j}^{actp}$. Дані зазначених архівів використовуються для побудови поліноміальної багатофакторної регресійної залежності $\phi(\Delta T_{i,j}, O_i^k)$ між відхиленнями СЕН, $\Delta P_{i,j}^k$, (з однієї сторони) відхиленнями часу, $\Delta T_{i,j}$, й значеннями хмарності O_i^k (з іншої). Пошук оптимального виду регресійної залежності здійснюється за допомогою методу групового урахування аргументів із використанням критерію регулярності. Астрономічна складова СЕН j -ї години доби розраховується за допомогою отриманої залежності, зміщеної відносно свого мінімального на вибірці значення: $P_{i,j}^{actp} = \phi(\Delta T_{i,j}, O_i^k) - \min_{i=1..k_{sum}} (\phi(\Delta T_{i,j}, O_i^k))$.

4. Відокремлення астрономічної складової СЕН на даних передісторії. Для кожної доби, що належить обраному інтервалу передісторії, розраховується різниця часу $\Delta T_{i,j} = T_i - j, \forall i \in 1..N$. Використовуючи ці дані, за допомогою вищеотриманої регресійної залежності для кожного дня $i \in 1..N$ розраховується значення астрономічної складової $P_{i,j}^{actp}$ j -ї години. На наступному етапі, за допомогою формули (2) розраховуються значення СЕН, $P'_{i,j}$, очищені від впливу астрономічної складової.

Зазначені розрахунки повторюються для всіх годин доби, які на обраному для короткострокового прогнозування інтервалі передісторії знаходяться в діапазоні ± 1 год. з моменту сходу (заходу) сонця.

Слід відмітити що алгоритм виділення астрономічної складової $P_{i,j}^{actp}$ найефективніший на нижньому ієрархічному рівні (для енергооб'єднання України – це рівень облэнерго). Тому, для моделювання графіків сумарного електричного навантаження енергооб'єднання уточнену математичну модель (2) доцільно використовувати лише в комбінації із ієрархічними методами короткострокового прогнозування СЕН.

Запропонована методика уточнення математичної моделі (2) апробувалася на даних АК «Київенерго». Для прикладу наведемо результати розрахунків астрономічної складової СЕН 16 та 17-ї годин. Як вхідні дані використовувалися: добові графіки СЕН АК Київенерго за 2008–2009 роки, значення середньодобової хмарності, річний графік сходу/заходу сонця по м. Києву.

Згідно з п. 1 наведеного алгоритму необхідна вибірка даних СЕН АК Київенерго для визначення астрономічної складової 16 та 17 годин лежить в межах з 22.11.08 по 01.03.09 (що відповідає зміні світлової тривалості дня з 8 до 11 годин). Параметри вихідної вибірки СЕН: кількість днів – 100, середньоквадратичне відхилення СЕН по годинам: мінімальне – 5 % максимальне – 14 %, середнє за 24 години – 8,9 %. Для усунення впливу метеорологічних і технологічних факторів добові графіки СЕН групувались у класи за такими ознаками: середньодобова температура, добове електроспоживання, СЕН о 4, 11 та 18 годинах та хмарність. Залежно від діапазону зміни ознак на передісторії, для кожної з них визначалась власна кількість класів. В таблиці наведено максимальні і мінімальні на передісторії значення кожної ознаки, діаметр зміни параметра, що лежить в межах одного класу а також значення-прототипи ознак обраного класу СЕН. Обраний для подальшого аналізу клас СЕН містить найбільшу серед інших кількість елементів – 7 добових графіків електричного навантаження, ознаки яких максимально наближені до наведених у таблиці прототипів.

Класифікація ознак добових графіків СЕН АК Київенерго

Параметри ознаки	Температура, °С	Добове електроспоживання, МВт*год	СЕН в 4 год, МВт	СЕН в 11 год, МВт	СЕН в 18 год, МВт	Хмарність, бали	Час заходу сонця, год : хв
Мінімум	-15	23805	763	914	1168	1	15:54
Максимум	9,7	35051	987	1733	1787	2	18:00
Радіус класу	2,5	1406	28	102	78	0,5	1:03
Кількість класів	5	4	4	4	4	2	1
Обраний прототип	-2,5	33645	959	1630	1709	2	16,57

Середньоквадратичні погодинні відхилення значень СЕН в межах обраного класу такі: мінімальне – 0 % максимальне – 4 %, середнє за 24 години – 1,6 %. При цьому максимальна дисперсія погодинних значень СЕН має місце о 16-й та 17-й год., тобто у ті години, астрономічна складова СЕН яких зазнає на передісторії найбільших змін. Низькі значення дисперсії погодинних зрізів електричного навантаження підтверджують доцільність групування вихідних графіків СЕН за наведеними вище ознаками з метою усунення впливу всіх інших факторів, окрім астрономічних.

Сформовані згідно з п. 2 алгоритму архіви відхилень СЕН, $\Delta P_{i,j}^k$, та часу, $\Delta T_{i,j}$, для 16 та 17-ї годин об'єднувались в єдину вибірку. За її значеннями побудована регресійна залежність $\Delta P_{i,j}^k = \phi(\Delta T_{i,j})$ у вигляді поліному 3-го степеня $\phi(\Delta T_{i,j}) = \sum_{h=0}^{h=3} (a_h * \Delta T_{i,j}^h)$, що показана на рис. 1.

Розраховані згідно з п. 4 значення астрономічної складової СЕН 16 та 17-ї годин АК «Київенерго» для всього інтервалу передісторії показано на рис. 2.

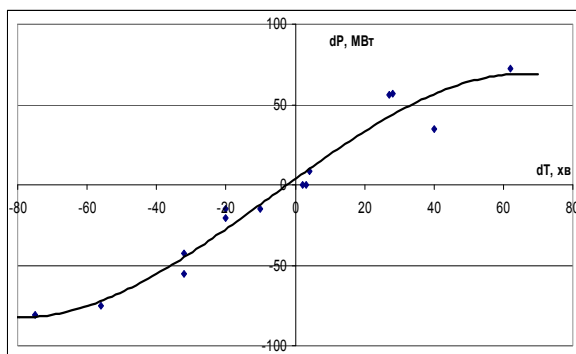


Рис. 1. Графік регресійної залежності $\Delta P_{i,j}^k = \phi(\Delta T_{i,j})$ для вибірки СЕН АК «Київенерго» 16 та 17-ї годин

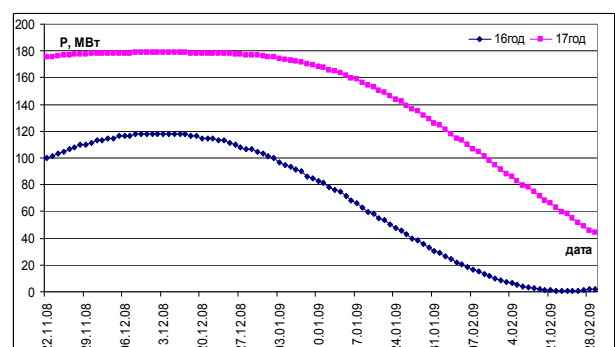


Рис. 2. Астрономічна складова СЕН 16 та 17-ї годин АК «Київенерго», $P_{i,j}^{астр}$

Розраховані коефіцієнти поліному апроксимації a_0, a_1, a_2, a_3 становлять відповідно 3,74; 1,56; 0,002; -0,0001. Про високу апроксимаційну здатність підбраного поліному свідчить

$$\text{значення коефіцієнта детермінованості } r^2 = \frac{\sum_{i=1}^{14} (\Delta P_{i,j}^k - \Delta \bar{P}_{i,j}^k)^2 - \sum_{i=1}^{14} (\Delta P_{i,j}^k - \Delta P'_{i,j}^k)^2}{\sum_{i=1}^{14} (\Delta P_{i,j}^k - \Delta \bar{P}_{i,j}^k)^2} = 0,96,$$

де $\Delta \bar{P}_{i,j}^k$, $\Delta P'_{i,j}^k$ — відповідно, середні та апроксимовані значення даних у вибірці.

Відповідно до рис. 1, компонента електричного навантаження, що пов'язана із використанням штучного освітлення, мінімальна за півтори годин до заходу сонця, досягає свого максимуму за годину після заходу і в подальшому залишається практично незмінною.

Використовуючи наведені на рис. 2 значення та формулу (2), астрономічна складова СЕН вилучається на всьому інтервалі передісторії. При цьому, середньоквадратичне відхилення очищеної від астрономічної складової ($P'_{i,j}$) вибірки СЕН АК «Київенерго» 16-ї години за період з 22.11.08 по 01.03.09 р. зменшується на 24 % (із 92,5 до 70,5 МВт), а 17-ї години — на 25 % (з 101,3 до 75,8 МВт). Внаслідок зменшення дисперсії вихідних даних за рахунок виокремлення астрономічно-чутливої складової СЕН в свою чергу приводить до зменшення похибки короткострокового прогнозування електричного навантаження енергосистеми. Коректність запропонованої методики в цілому підтверджується практичними розрахунками, отриманими за даними енергооб'єднання України з використанням розробленої програми трирівневого багатofакторного прогнозування електричного навантаження.

Висновки

Запровадження конкурентного ринку електроенергії — ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку електричної енергії обумовлює актуальність задачі підвищення точності та надійності короткострокового прогнозування електричного навантаження. Розв'язання цієї задачі доцільно проводити за рахунок удосконалення математичних моделей впливу на електричне навантаження зовнішніх факторів.

Внаслідок сезонних особливостей зміни СЕН на річному інтервалі, для розв'язання задачі короткострокового прогнозування електричного навантаження доцільно використовувати змінну довжину передісторії, яка, з одного боку, забезпечувала б статистично прийнятну вибірку даних, а, з іншого — обмежувала вплив застарілих даних. Запропонований для автоматизованого вибору оптимальної довжини інтервалу передісторії метод розпізнавання образів дозволив зменшити залишкову компоненту математичної моделі СЕН і таким чином підвищити точність його короткострокового прогнозування.

Неврахування коливання світлової тривалості доби на інтервалі передісторії вносить систематичну похибку при прогнозуванні електричного навантаження. Удосконалення математичної моделі електричного навантаження за рахунок виокремлення астрономічно-чутливої складової СЕН дозволяє суттєво зменшити дисперсію вихідної вибірки даних енергосистеми та знизити похибку короткострокового прогнозування електричного навантаження. Коректність запропонованої методики в цілому підтверджується практичними розрахунками, отриманими за даними енергооб'єднання України із використанням розробленої програми трирівневого багатofакторного прогнозування електричного навантаження.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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 — С. 57—64.
2. 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.
3. Черненко П. О. Багаторівневе короткострокове прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. — 2011. — № 2. — С. 74—80.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Стаття надійшла до редакції 14.10.11
Рекомендована до друку 11.11.11

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

Відділ моделювання електроенергетичних об'єктів і систем, Інститут електродинаміки НАН України, Київ
ISSN 1997-9266. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2012. № 1