

ДЕКОМПОЗИЦІЯ ДОБОВОГО ГРАФІКА ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЙОГО СКЛАДОВИХ ПІД ЧАС КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ

¹Інститут електродинаміки НАН України, Київ

Запропонована методика виділення з нестационарного часового ряду сумарного електричного навантаження складових, які характеризують вплив технологічних, метеорологічних і астрономічних факторів. Методика дозволяє виділяти і оцінювати базову, трендову та залишкову складові розробленої математичної моделі. Описана послідовність виділення і алгоритми розрахунку складових моделі, що дозволяють провести коректну декомпозицію одночасного впливу зазначених факторів і суттєво знизити залишкову складову електричного навантаження. Для підвищення точності моделювання запропоновано будувати такі моделі на характерних часових відрізках річного інтервалу, що відповідають різному впливу температури повітря на електричне навантаження. Апробація методики проведена на реальних даних ПАТ «Київенерго».

Ключові слова: зовнішні фактори, електричне навантаження, енергосистема, короткострокове прогнозування, математична модель, похибка моделювання, ретроспективні дані.

Вступ

Прогнозна інформація про сумарне електричне навантаження електроенергетичної системи (ЕЕС) є базою для розв'язання більшості технічних задач АСДУ. Як показує практика, найчастіше в диспетчерських службах енергосистем та в ДП «Енергоринок» виконується робота з короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН) з інтервалом упередження від 1 до 7 діб. Неповнота інформації про фактори, які впливають на СЕН, та низька точність їх прогнозування ускладнюють ефективне розв'язання цієї задачі. Варто зазначити, що останнім часом в цьому напрямку з'являються якісні зрушення. Зокрема, доступною є інформація про погодинні значення температури повітря, що локалізована територіально, та добові графіки електричного навантаження енергоємних підприємств України [1].

Слід зазначити, що згідно з Законом України «Про ринок електричної енергії в Україні», з 01.07.2019 р. запроваджується лібералізована конкурентна модель ринку в електроенергетиці, а саме — ринку двосторонніх договорів, внутрішньодобового та балансуєчого ринків електроенергії. В рамках нової ринкової моделі до його учасників посилюються вимоги щодо точності та надійності короткострокових прогнозів обсягів споживання або генерації електричної енергії.

Добові графіки навантаження об'єднаної енергосистеми України на всіх рівнях її ієрархії є нестационарними часовими рядами з сильно вираженими добовим, тижневим та річним періодами [2—4]. Через суттєвий вплив на СЕН такого нестационарного фактора як температура повітря сезонна періодичність практично не проявляється. Нестационарність добових графіків СЕН зумовлена одночасним впливом технологічних (режими роботи енергоємних та інших підприємств, сезонні зміни в структурі навантаження), метеорологічних (температура повітря, хмарність, тип погоди), астрономічних (час сходу/заходу Сонця), календарних (вплив тижневого робочого циклу, вихідних, святкових, нерегулярних днів) та інших факторів. Цей вплив, як правило, нелінійний і взаємопов'язаний, що ускладнює процедуру однозначного виділення усіх складових електричного навантаження, які характеризують вплив контрольованих факторів.

Метою роботи є розробка методики виділення з нестационарного часового ряду сумарного електричного навантаження складових, які характеризують вплив технологічних, метеорологічних і астрономічних факторів. Побудовані з використанням зазначеної методики математичні моделі

СЕН ЕЕС повинні забезпечувати підвищення точності і стабільності результатів короткострокового прогнозування за даними реальних енергосистем України.

Математичне моделювання електричного навантаження енергосистеми

Запропонований в цій роботі підхід передбачає побудову комплексу математичних моделей на виділених на річному інтервалі фрагментах даних передісторії, для яких властивий окремий характер впливу метеорологічних факторів на електричне навантаження енергосистеми. Це, зокрема, умовно зимовий інтервал, який триває протягом опалювального сезону і характеризується від'ємним кореляційним зв'язком між температурою повітря й значеннями СЕН; міжсезоння (частково квітень—травень, вересень—жовтень) — період без опалення, що також характеризується зворотним впливом зміни температури повітря на навантаження, проте має інші кількісні характеристики та умовно літній сезон, якому властива зона нечутливості навантаження до зміни температури в певних межах та пряма кореляційна залежність за її перевищень. В умовно зимовому та умовно літньому інтервалах також може спостерігатися явище насиченості — зменшення реакції СЕН за екстремальних значень температури повітря внаслідок повного використання засобів обігріву чи охолодження.

Для усунення добової періодичності, в межах кожного сезону запропоновано використовувати 24 окремі погодинні адитивні математичні моделі СЕН. Схожий підхід використано також в роботі [5]. Складові розробленої математичної моделі такі:

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

де $P_{i,j}$ — фактичне навантаження енергосистеми j -ї години ($j = 1 \dots 24$) i -го дня ($i = 1 \dots N$ — загальна кількість днів передісторії); $P_{i,j}^{\text{техн}}$ — технологічна складова СЕН, що характеризує навантаження енергоємних підприємств; $P_{i,j}^{\text{баз}}$ — базова компонента СЕН енергосистеми, не залежна від різких змін метеорологічних факторів; $P_{i,j}^{\text{тренд}}$ — трендова складова, що характеризує усталену подовбу зміну електричного навантаження j -ї години в обраному сезоні; $P_{i,j}^{\text{метео}}$ — метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища та хмарності на електричне навантаження енергосистеми; $P_{i,j}^{\text{астр}}$ — астрономічна складова навантаження, що визначає вплив на навантаження рівня природної освітленості; $P_{i,j}^{\text{зал}}$ — залишкова компонента СЕН j -ї години i -го дня.

Підготовчий етап передбачає формування погодинного зрізу СЕН на виділеному часовому інтервалі, достовіризації даних та усунення з вибірки нерегулярних, святкових, вихідних днів (усунення тижневого циклу). Також, для кожного часового зрізу визначається доцільність урахування впливу астрономічного фактора — рівня природної освітленості. У випадку, якщо час сходу/заходу Сонця лежить поза межами ± 40 хв в відносно обраної години часового зрізу на виділеному інтервалі, то астрономічна складова СЕН є незмінною. До прикладу, якщо до заходу Сонця понад 40 хвилин, то ця складова є практично нульовою, оскільки засоби штучного освітлення додатково не застосовуються. Якщо Сонце вже понад сорок хвилин як зайшло, то штучне освітлення в межах обраної години використовуються максимально і незмінне на всьому обраному інтервалі часу. В цьому разі астрономічна складова є частиною базової компоненти математичної моделі (1) і також не потребує окремого моделювання. В усіх інших випадках виділення астрономічної складової відбувається за алгоритмом, наведеним у відповідному розділі.

Таким чином, загальна послідовність декомпозиції СЕН така: формування однорідних вибірок погодинних зрізів навантаження, достовіризація даних, виділення технологічної, метеорологічної, астрономічної (за наявності), трендової, базової та залишкової складових. Процедури достовіризації та моделювання електричного навантаження енергоємних підприємств детально описані в [6], тому наведемо особливості виділення і моделювання решти складових математичної моделі (1).

Моделювання впливу температури повітря (метеорологічна складова СЕН)

Процедуру виділення, моделювання та прогнозування складової електричного навантаження енергосистеми, чутливої до впливу температури повітря, проводиться для погодинних зрізів СЕН

окремо на кожному з виділених часових інтервалів. У випадку схожості кількісних і якісних параметрів математичних моделей різних часових зрізів, дані передісторії можуть об'єднуватися для побудови єдиної для цих зрізів моделі впливу температури повітря. Алгоритм передбачає виконання таких етапів.

1. Формується масив погодинних зрізів СЕН розмірністю $P_{N,24}$, де N — кількість днів в часовому інтервалі, що досліджується.

2. На основі кореляційного аналізу погодинних зрізів j (де j — номер години доби, $j=1\dots 24$) СЕН $P_{i,j}$ і температури повітря, для кожного елемента $P_{i,j}$ обраного зрізу проводиться розрахунок відповідної йому так званої «ефективної» температури повітря

$$T_{i,j}^{ef} = \frac{1}{L} \sum_{i=k}^{k+L} T_i, \quad (2)$$

де k — початкове відставання в часі (з дискретністю в одну годину) відносно моменту споживання $P(i,j)$, L — загальна кількість погодинних значень температури, що беруть участь в розрахунку (ширина «вікна» значень температури повітря).

За аналогією з п.1., формується масив погодинних зрізів ефективних температур $T_{N,24}^{ef}$.

Поняття ефективної температури введено через затримку реакції електричного навантаження на зміну температури навколишнього повітря, пов'язаної з інерційністю процесів охолодження і нагріву будівель. В цьому випадку, ефективна температура $(T_{i,j}^{ef})$, відповідно до (2), є усередненням визначеної кількості (L) погодинних значень температури повітря, взятої з певним відставанням (k). І розрахована з параметрами (k, L), за яких коефіцієнт кореляції масивів ефективних температур і електричних навантажень ($P_{i,j}$, $i=1\dots N$) відповідного часового зрізу (j) є максимальним. Таким чином, параметри k та L є незмінними на всьому погодинному зрізі (j) та розраховуються в результаті розв'язання оптимізаційної задачі

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N ((P_{i,j} - \bar{P}_j)(T_{i,j}^{ef} - \bar{T}_j^{ef}))}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (P_{i,j} - \bar{P}_j)^2 \sum_{i=1}^N (T_{i,j}^{ef} - \bar{T}_j^{ef})^2}} \rightarrow \max(k, L), \quad (3)$$

$$\text{де } \bar{P}_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{i,j}), \quad \bar{T}_j^{ef} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (T_{i,j}^{ef}).$$

При цьому використовуються такі обмеження: $0 \leq k \leq 24$; $1 \leq L \leq 48$; k, L — натуральні числа.

Параметри k, L в загальному випадку можуть змінюватися залежно від обраного часового зрізу і сезону. Наприклад, отримані на даних ПАТ «Київенерго» значення: для літнього сезону — $k=0, L=12$, для зимового опалювального — $k=0, L=31$.

3. В межах сезону для вибраного погодинного зрізу $j, \forall i=1\dots N$ формується масив відхилень навантажень від усереднених значень СЕН, що відповідають ефективним температурам із зони нечутливості (чи зони насичення)

$$\Delta P_{i,j} = P_{i,j} - \frac{1}{Z} \sum_z P_{z,j}, \quad (4)$$

де $P_{z,j}$ — навантаження о j -й годині в день z , в який ефективна температура для цієї години була в межах зони нечутливості/насичення, Z — загальна кількість таких днів.

Формується також масив відхилень ефективної температури повітря відносно межі зони нечутливості T_j^{ef-z} (для літнього періоду — верхньої, для зимового чи міжсезоння — нижньої)

$$\Delta T_{i,j}^{ef} = T_{i,j}^{ef} - T_j^{ef-z}. \quad (5)$$

4. Для тих погодинних зрізів j , що не мають астрономічної складової, будується поліноміальна однофакторна регресійна залежність

$$\Delta P_{i,j} = \sum_{m=0}^{m=M} a_m \left(\Delta T_{i,j}^{ef} \right)^k, \quad (6)$$

де M — степінь полінома, a_m — параметри моделі. Зазначена регресійна залежність є метеорологічною складовою $P_{i,j}^{\text{метео}}$ математичної моделі (1).

5. Якщо погодинний зріз має астрономічну складову, то шукана математична модель впливу температури повітря отримується шляхом інтерполяції розрахованих регресійних залежностей (6) навколишніх часових зрізів, в яких відсутня астрономічна складова. Відповідний розрахунок проводиться з урахуванням вагових коефіцієнтів, які пропорційні наближеності до погодинного зрізу, що розглядається.

Після моделювання, $\forall j = 1 \dots 24, i = 1 \dots N$ метеорологічна складова вилучається з погодинних зрізів фактичних значень електричного навантаження ЕЕС $P'_{i,j} = P_{i,j} - P_{i,j}^{\text{метео}}$.

Моделювання астрономічної складової

Витрата електроенергії на засоби штучного освітлення залежить від рівня природної освітленості. Найінтенсивніше освітленість змінюється в період, наближений до часу сходу/заходу Сонця (± 40 хв.). В межах одного умовного сезону коливання світлової тривалості доби в Україні можуть перевищувати 4 години. Ці коливання спричиняють суттєву зміну рівня природної освітленості в окремих погодинних зрізах і, як наслідок, впливають на динаміку навантаження у ці години. Таким чином, вплив зазначеного фактора необхідно враховувати як астрономічну складову $P_{i,j}^{\text{астр}}$ — окрему компоненту математичної моделі (1).

Слід зазначити, що якісні та кількісні параметри математичних моделей $P_{i,j}^{\text{астр}}$, виділені для різних годин доби в загальному випадку, можуть відрізнятися внаслідок різного складу задіяних освітлювальних приладів. Алгоритм моделювання і виділення астрономічної складової електричного навантаження ЕЕС j -ї години такий:

1. В масиві значень електричного навантаження $P'_{i,j}$ шуканого обраного погодинного зрізу j визначається день «х», в якому час сходу (заходу) Сонця максимально наближений до години j . Формуються такі архіви:

– архів різниць СЕН $\Delta P_{i,j}^k = P'_{i,j} - P'_{x,j}, \forall i \in 1 \dots N$;

– архів різниць часу $\Delta t_{i,j} = t_i - j, \forall i \in 1 \dots N$,

де t_i — час сходу (заходу) Сонця i -ї доби з вибраного інтервалу передісторії;

– архів різниць показників (в балах) хмарності

$$\Delta S_{i,j} = S_{i,j} - S_{x,j}, \forall i \in 1 \dots N,$$

де $S_{i,j}, S_{x,j}$ значення хмарності о j -й годині i -ї та x -ї доби, відповідно.

2. Створення математичної моделі $P_{i,j}^{\text{астр}}$. Дані отриманих архівів використовуються для побудови поліноміальної багатофакторної регресійної залежності між відхиленнями СЕН, $\Delta P_{i,j}^k$, з однієї сторони, відхиленнями часу, $\Delta t_{i,j}$ та хмарності, $\Delta S_{i,j}$ — з іншої

$$\Delta P_{i,j}^k = \varphi(\Delta t_{i,j}, \Delta S_{i,j}). \quad (7)$$

Пошук оптимального виду регресійної залежності здійснюється за допомогою методу групового врахування аргументів (МГУА) з використанням критерію регулярності. Астрономічна складова СЕН j -ї години доби розраховується за допомогою отриманої залежності, зміщеної відносно свого мінімального на вибірці значення

$$P_{i,j}^{\text{астр}} = \varphi(\Delta t_{i,j}, \Delta S_{i,j}) - \min_{i=1 \dots N} \left(\varphi(\Delta t_{i,j}, \Delta S_{i,j}) \right). \quad (8)$$

Як альтернативу МГУА для моделювання можна використати поліноміальну залежність третього степеня.

3. Поза межами інтервалу добових графіків СЕН, для яких побудована залежність (8), можливі два крайні випадки: $P_{i,j}^{\text{актр}} = 0, \forall q \in 1 \dots N$, якщо час заходу Сонця в q -й день $t_q \geq j+1$, або $P_{q,j}^{\text{актр}} = \max(P_{i,j}^{\text{актр}})$ у випадку $t_q \leq j-1$.

Зазначимо, що запропонований алгоритм моделювання астрономічної складової є працездатним і за відсутності чи недостовірності інформації про рівень хмарності. В такому випадку використовується однофакторна залежність $\Delta P_{i,j}^k = \varphi(\Delta t_{i,j})$ в формулі (7). Отримані результати відповідатимуть середнім показникам хмарності в регіоні. Адекватність моделі можна підвищити, ітераційним чином прибравши вихідні дані, найвіддаленіші від отримуваної апроксимаційної залежності.

Після моделювання астрономічної складової, $\forall j = 1 \dots 24, i = 1 \dots N$ вона вилучається з погодинних зрізів електричного навантаження ЕЕС: $P_{i,j}'' = P_{i,j}' - P_{i,j}^{\text{актр}}$.

Моделювання трендової і базової компонент

Базова та трендова компоненти виділяються з використанням однофакторної моделі $P_{i,j}'' = \varphi(i)$, де $\varphi(i)$ — поліноміальна функція виду (6). Отримана в такий спосіб регресійна залежність (без вільного члена a_0) є трендовою складовою математичної моделі СЕН (1) ($P_{i,j}^{\text{тренд}}$). Вільний член a_0 залежності є базовою компонентою СЕН ($P_{i,j}^{\text{баз}}$). Залишкова складова математичної моделі СЕН (1) розраховується як $P_{i,j}^{\text{зал}} = P_{i,j}'' - P_{i,j}^{\text{баз}} - P_{i,j}^{\text{тренд}}$.

Приклад розрахунку

Апробація математичної моделі СЕН ЕЕС та алгоритмів виділення її компонент проводилася на ретроспективних даних ПАТ «Київенерго» за 2014—2015 роки. Попередній аналіз передісторії виявив, що внаслідок впливу економічного фактора (зростання тарифу) кількісні параметри компонент математичної моделі (1) для цих двох років суттєво відрізняються. Таким чином, об'єднувати вибірки даних на виділених у різні роки однотипних сезонах без їхнього попереднього узгодження не доцільно. Тому, наведемо результати моделювання складових моделі (1) на окремих вибірках умовно літніх сезонів у 2014 і 2015 роках. Як вихідні дані використано:

- погодинні значення СЕН ПАТ «Київенерго» за періоди 19.05.2014 — 21.09.2014 та 18.05.2015 — 20.09.2015;
- погодинні значення температури повітря по м. Києву за аналогічний період;
- погодинний рівень хмарності (в балах) за даними метеорологічної служби аеропорту «Жуляни»;
- подобовий час сходу/заходу сонця по м. Києву;

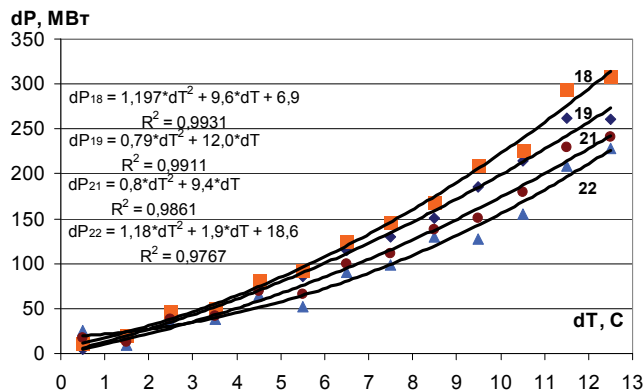


Рис. 1. Моделювання впливу температури повітря на СЕН ПАТ «Київенерго»

– тип доби (робоча, субота, неділя, державне свято).

Декомпозиція добових графіків СЕН ЕЕС на виділених інтервалах проводилась, відповідно до описаного вище алгоритму, шляхом аналізу та моделювання їх погодинних зрізів як нестационарного випадкового процесу. На рис. 1 показано аналітичні функції та їх графіки, що описують вплив відхилень ефективної температури повітря відносно верхньої межі зони нечутливості на зміну електричного навантаження даної ЕЕС в зазначені години доби умовно літнього сезону 2015 року. Параметри математичних моделей отримані відповідно до п.п. 1—5 наведеного вище алгоритму моделювання впливу температури

повітря. В цьому випадку доцільно обмежитись регресійними моделями 2—3 порядку, які з високою достовірністю (коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,98...99$) забезпечують апроксимацію вихідних даних. Розрахований інтервал зони нечутливості СЕН до зміни температури повітря становив 12...16,5 °С. Зазначені моделі дозволяють розрахувати вплив ретроспективної температури повітря на електричне навантаження ЕЕС в окремі години доби.

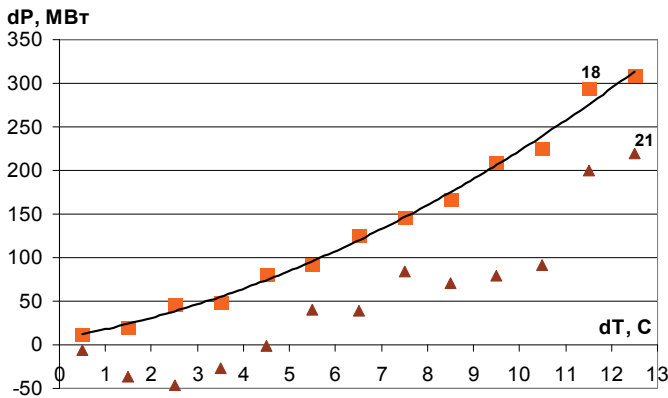


Рис. 2. Викривлення метеорологічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» о 21 годині через зміну природної освітленості

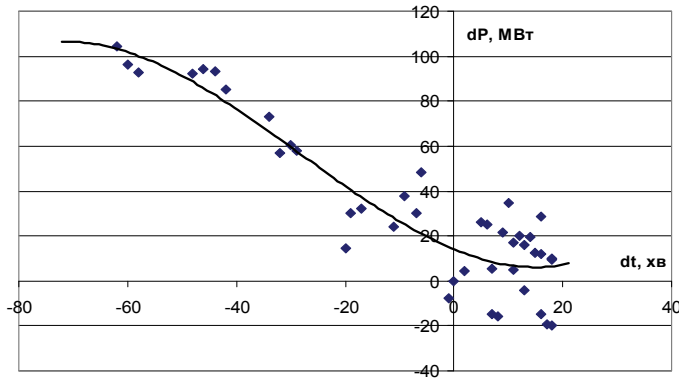


Рис. 3. Моделювання астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» о 21 годині

регресійна залежність (7) у вигляді поліному 3-го степеня

$$\Delta P_{i,j}^k = a_0 + a_1 \Delta T_{i,j} + a_2 \Delta T_{i,j}^2 + a_3 \Delta T_{i,j}^3. \quad (9)$$

Розраховані коефіцієнти поліному апроксимації (9) a_0, a_1, a_2, a_3 становлять відповідно: 14,1; -1,00; 0,0266; 0,0003. Згідно з рис. 3, астрономічно чутлива складова електричного навантаження, що пов'язана з використанням штучного освітлення, за понад 30 хвилин до заходу Сонця (в безхмарний день) залишається на стабільно низькому рівні (14,1 МВт) і швидко наростає під час і відразу після заходу. Максимальне значення цієї компоненти досягається за годину після заходу Сонця (95 МВт згідно з (8)) і в подальшому залишається незмінним. Використовуючи математичну модель (9) з урахуванням наведених в п. 3 обмежень на кінцях кривої можна розрахувати значення астрономічної складової СЕН ПАТ «Київенерго» о 21-й годині, залежно від дати навіть поза межами обраного умовно літнього інтервалу. А також оцінити частку електроенергії, що витрачається на штучне освітлення залежно від години доби та дати. В цьому випадку, максимальне значення астрономічної складової ПАТ «Київенерго» з урахуванням незмінної «базової» частки в 14,1 МВт о 21-й годині становить 109,1 МВт, або 10% від усередненого навантаження за цю годину. Таким чином, за допомогою запропонованої методики можна оцінити потенціал енергозбереження внаслідок використання енергоефективніших засобів освітлення.

На рис. 4 наведено фактичні значення електричного навантаження ПАТ «Київенерго» о 21 годині (права вісь) та його декомпозиція з використанням адитивної багатофакторної моделі (1) (ліва вісь). Виділено метеорологічну, астрономічну, трендову, базову та залишкову складові СЕН ЕЕС.

Як зазначалось в п. 5 алгоритму, процедура моделювання впливу температури повітря на погодинне електричне навантаження в періоди з наявною астрономічною складовою проводиться опосередковано шляхом інтерполяції моделей сусідніх погодинних зрізів. На рис. 2 проілюстровано доцільність такого підходу. Подані на рисунку вихідні дані відхилення СЕН (4) для 18-ї години з високою достовірністю ($R^2 = 0,99$) описуються аналітичною однофакторною моделлю впливу відхилення ефективної температури повітря (5) другого порядку. Водночас виконати аналогічне моделювання для СЕН ПАТ «Київенерго» 21-ї години неможливо внаслідок спотворення метеозалежності одночасним впливом астрономічного фактора.

На рис. 3. показано результати моделювання астрономічної складової для СЕН ПАТ «Київенерго» 21-ї години умовно літнього інтервалу 2015 року. Моделювання проведено на підставі п.п. 1—3 відповідного алгоритму після вилучення метеозалежної компоненти.

На основі сформованих згідно з п. 1 алгоритму архівів відхилення СЕН ПАТ «Київенерго» $\Delta P_{i,j}^k$, та часу, $\Delta T_{i,j}$, побудована

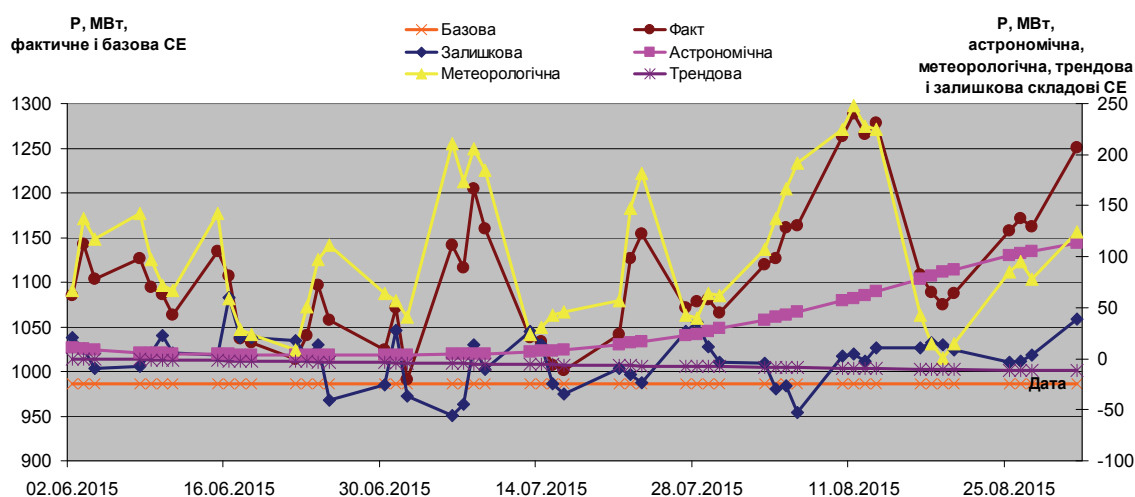


Рис. 4. Декомпозиція електричного навантаження ПАТ «Київенерго»

Для моделювання тренду і базової складової в даному випадку використано лінійну регресію з вільним членом. Зниження стандартного відхилення значень часового ряду СЕН ЕЕС о 19 та 21 год. на умовно літніх інтервалах 2014—2015 р. внаслідок виділення окремих регулярних складових математичної моделі показано на рис. 5. Зазначені відхилення можна інтерпретувати як похибку моделі СЕН ЕЕС і оцінку ширини довірчого інтервалу при прогнозуванні навантаження.

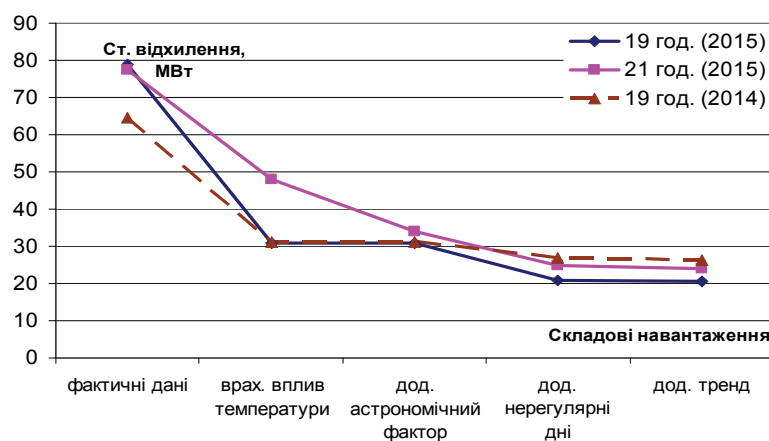


Рис. 5. Зниження стандартного відхилення (МВт) вихідного ряду значень електричного навантаження ЕЕС у разі удосконалення математичної моделі СЕН

Таким чином, практичні розрахунки на даних ПАТ «Київенерго» показали, що врахування впливу метеорологічних, астрономічних, календарних факторів та тренду в рамках запропонованої математичної моделі дозволяє зменшити усереднене стандартне погодинне відхилення часового ряду значень електричного навантаження з 70...80 МВт до 20...25 МВт. У відносних одиницях це становить 1,25...1,5% від загального навантаження енергосистеми в зазначені періоди залежно від години доби.

Слід зазначити, що для побудови повноцінної математичної моделі всього добового графіка СЕН ЕЕС зазначену вище процедуру потрібно повторити для решти 22 погодинних зрізів електричного навантаження.

Висновки

1. Розроблено методику виділення з нестационарного часового ряду сумарного електричного навантаження складових, які характеризують вплив на СЕН технологічних, метеорологічних і астрономічних факторів. На її основі побудовано адитивну багатofакторну математичну модель електричного навантаження. Описана послідовність виділення і алгоритми розрахунку компонент моделі, що дозволяють провести коректну декомпозицію одночасного впливу зазначених факторів і суттєво знизити залишкову складову електричного навантаження.

2. Математична модель метеорологічної складової враховує ефект інерційності впливу температури повітря шляхом розрахунку на ретроспективних даних «ефективної» температури, якісно різні характери її впливу на СЕН залежно від періоду року, а також нечутливість навантаження до зміни температури в певному інтервалі.

3. Для підвищення точності моделювання СЕН доцільно будувати низку окремих моделей на спеціальним чином виділених інтервалах річного періоду часу. Кількість та тривалість інтервалів визначаються характером впливу температури повітря на електричне навантаження.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. Galiana F. Identification of stochastic electric load models from physical data / F. Galiana, E. Handshin, A. Fiechter // IEEE Trans. AC. — 1974. — Vol. 19. — № 6. — P. 887—893.
3. Gupta P. C. Adaptive short-term forecasting of hourly loads using weather information / P. C. Gupta, K. Yamada // IEEE Trans. Power Appar. and Syst. — 1972. — Vol. 91. — № 5. — P. 2085—2094.
4. Hahn H. Electric load forecasting methods: Tools for decision making / H. Hahn, S. Mayer-Nieberg, S. Pichl // European journal of operational research. — 2009. — Vol. 199. — P. 902—907.
5. Прогнозирование электрической нагрузки ОЭС Украины / [Б. И. Макоклюев, А. В. Антонов, К. В. Ущиповский, Р. В. Грабчак] // Электрические сети и системы. — 2010. — № 4. — С. 4—12.
6. Черненко П.О. Особливості короткострокового прогнозування електричного навантаження енергосистеми із суттєвою складовою промислового електроспоживання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, В. О. Мірошник // Праці ІЕД НАНУ. — 2016. — Вип. 43. — С. 24—31.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 1.12.2017

Черненко Павло Олексійович — д-р. техн. наук, професор, провідний науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів і систем Інституту електродинаміки НАН України, e-mail: cher@ied.org.ua ;

Мартинюк Олександр Васильович — канд. техн. наук, старший науковий співробітник, старший науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів і систем Інституту електродинаміки НАН України, e-mail: samark@ukr.net

P. O. Chernenko¹
O. V. Martyniuk¹

Decomposition of Daily Schedule of Electric Load of Power System and the Modeling of its Components in the Short-Term Forecasting

¹Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine

The methodology for decomposition of the non-stationary time series of the total electric load (TEL) into components, which characterize the influence of technological, meteorological and astronomical factors, has been described. The methodology also makes it possible to identify and evaluate the basic, trend and residual components of the developed mathematical model. There has been described the sequence of selection and algorithms for calculating components of the model, allowing to make the correct decomposition of the influence of these factors and significantly reduce the residual component of the electric load. In order to improve the accuracy of the simulation, it is proposed to create such models on the characteristic time intervals of the annual interval corresponding to different effects of the temperature of the air on the electric load. The approbation of the methodology was carried out on the real data of the JSC "Kyivenergo".

Keywords: external factors, electric load, power system, short-term forecasting, mathematical model, simulation error, retrospective data.

Chernenko Pavlo. O. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Leading Researcher of the Department for Modeling Electric Power Facilities and Systems, e-mail: cher@ied.org.ua ;

Martyniuk Oleksandr V. — Cand. Sc. (Eng.), Leading Researcher, Leading Researcher of the Department for Modeling Electric Power Facilities and Systems, e-mail: samark@ukr.net

П. А. Черненко¹
А. В. Мартынюк¹

Декомпозиция суточного графика электрической нагрузки энергосистемы и моделирование его составляющих при краткосрочном прогнозировании

¹Институт электродинамики НАН Украины, Киев

Предложена методика выделения из нестационарного временного ряда суммарной электрической нагрузки составляющих, характеризующих влияние технологических, метеорологических и астрономических факторов. Методика позволяет также выделять и оценивать базовую, трендовую и остаточную составляющие разработанной математической модели. Описана последовательность выделения и алгоритмы расчета составляющих модели электрической нагрузки, позволяющие выполнить корректную декомпозицию влияния указанных факторов и существенно снизить остаточную составляющую модели. Для повышения точности моделирования предложено синтезировать такие модели на характерных временных отрезках годового интервала, соответствующих различному влиянию температуры воздуха на электрическую нагрузку. Апробация методики проведена на реальных данных ПАТ «Киевэнерго».

Ключевые слова: внешние факторы, электрическая нагрузка, энергосистема, краткосрочное прогнозирование, математическая модель, погрешность моделирования, ретроспективные данные.

Черненко Павел Алексеевич — д-р. техн. наук, профессор, ведущий научный сотрудник отдела моделирования электроэнергетических объектов и систем, e-mail: cher@ied.org.ua ;

Мартынюк Александр Васильевич — канд. техн. наук, старший научный сотрудник, старший научный сотрудник отдела моделирования электроэнергетических объектов и систем, e-mail: samark@ukr.net