УДК 621. 311

С.В. ДУБОВСЬКИЙ, *кандидат технічних наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)*

ОПТИМІЗАЦІЯ НАВАНТАЖЕНЬ ТЕС ЗА ЦІНОВИМ ПРІОРИТЕТОМ

Обґрунтовано новий швидкодіючий алгоритм багатомірної оптимізації режимів енергоблоків ТЕС шляхом порівнянь приріcних цін на кроці.

Оптимальний розподіл навантажень між паралельно працюючими турбогенераторами ТЕС набув актуальності разом зі створенням перших електростанцій з кількома паралельно працюючими генераторними установками, а згодом, регіональних і об'єднаних електроенергетичних систем. З огляду на очевидну залежність сумарних показників ефективності від режимів навантаження паралельно працюючих одиниць генеруючого обладнання (енергоблоків, турбоагрегатів ТЕС і ТЕЦ з поперечними зв'язками), оптимальний розподіл навантажень посідав усе більше місце як у практиці оперативного управління електроенергетичними системам, так і при вирішенні задач прогнозування перспективного розвитку енергетичних систем [1].

Математична постановка, критерії, методи та засоби оптимізації змінюються разом зі змінами зовнішніх умов розвитку електроенергетики. За часів планової економіки розподіл навантажень здійснювався здебільшого за критерієм мінімуму системних витрат умовного палива [2]. З упровадженням економічних механізмів управління електроенергетикою набув важливості критерій мінімуму собівартості виробництва електричної енергії [3]. Останнім часом разом із ним використовується критерій мінімуму оптової ціни купівлі електричної енергії від ТЕС, конкуруючих за навантаження, еколого-економічні та інші складні критерії [4, 5].

Поряд зі змінами критеріїв постійно ускладнюється зміст задач оптимізації, більш жорсткими стають вимоги до оперативності їх рішення. Зумовлено це наступними основними причинами.

Постійне зростання споживання електричної енергії призводить до відповідного зростання кількості одиниць встановленого обладнання, що, певна річ, збільшує розмірність оптимізаційних задач. Цьому сприяє також сучасна тенденція до зниження одиничної потужності генеруючих установок унаслідок децентралізації електроенергетики, що супроводжує ринкові перетворення. З іншого боку, лібералізація енергетичних ринків викликає необхідність як збільшення кількості каналів інформаційного обміну між виробниками, споживачами та регулятором енергоринку, так і зниження періоду часу, необхідного для здійснення оперативних управлінь. У сучасних енергетичних системах вже планується впровадження оперативного управління навантаженнями з щогодинним темпом встановлення ринкової ціни, що передбачає оптимізацію в режимі реального часу.

Зростаючі вимоги спричиняють до необхідності постійного вдосконалення методів вирішення багатомірних і багатокритеріальних завдань оптимізації навантажень, збільшення швидкодії відповідних програмних засобів.

У даній роботі розглянуто один із можливих варіантів методичного вдосконалення рішень багатомірних задач оптимального розподілу активних навантажень енергетичної системи між паралельно працюючими ТЕС з метою підвищенням швидкодії відповідних програмних засобів за рахунок спрощення алгоритмів оптимізації.

Постановка задачі

Загальний зміст задачі оптимального навантаження ТЕС зводиться до наведеного нижче [2]. Сумарне активне навантаження енергетичної системи N_c з M паралельно працюючими турбоагрегатами (енергоблоками) ТЕС слід розподілити між ними таким чином, щоб забезпечити мінімум системної витрати умовного палива C_o, з урахуванням обмежень на мінімум та максимум робочої потужності:

$$C_o = \sum_{i=1}^{M} C_i\,(N_i) \Rightarrow \min \tag{1}$$

$$\sum_{i=1}^{M} N_i = N_s \tag{2}$$

$$N_i^{\min} \le N_i \le N_i^{\max}\,,\; i = 1....M\,, \tag{3}$$

де N_i – потужність кожного енергоблоку, що підлягає оптимізації; M – кількість працюючих енергоблоків; N_s – сумарне навантаження енергоблоків ТЕС; N_i^{max} – максимальна потужність кожного енергоблоку; N_i^{min} – мінімальна потужність кожного енергоблоку; $C_i(N_i)$ – витратні функції енергоблоків.

Рішення задачі (1) – (2) без урахування обмежень (3) отримано в [2] методом пошуку умовного екстремуму з використанням методу Лагранжа, тобто шляхом прирівняння до нуля часткових похідних від допоміжної функції Лагранжа:

$$\frac{\partial}{\partial N_i}\left(\sum_{i=1}^{M}(C_i(N_i)+\lambda\cdot N_i\right)=0,\ i=1\ldots M, \tag{4}$$

де λ – постійний множник Лагранжа.

На підставі цього було отримано загальний принцип оптимальних навантажень у вигляді умови рівності відносних витрат:

$$\varepsilon_i(N_i^o)=\lambda \tag{5}$$

де i=1...M– умовний номер енергоблоку; $\varepsilon_i(N_i^o)=\frac{\partial C_i}{\partial N_i}$ – відносна витрата; N_i^o – оптимальна потужність кожного енергоблоку.

Якщо функціональні залежності відносних витрат від потужності відомі, то значення оптимальної потужності кожного енергоблоку визначаються з рішення системи з M рівнянь (5) з додатком до неї рівняння балансу потужності (2).

Одержане рішення не містить обмежень щодо вигляду витратних функцій та режимів використання енергетичного обладнання і тому вважається загальним. Разом із тим, можна вказати на певні часткові випадки, щодо яких умова (5) або не діє, або не співпадає з фактичним оптимумом системи. До них належить, зокрема, наведений нижче.

Відомо, що витратні функції енергоблоків у робочому діапазоні потужності (N_i^{min}, N_i^{max}) часто виражають лінійними функціями:

$$C_i=C_{oi}+\bar{\varepsilon}_i\cdot N_i, \tag{6}$$

де $\bar{\varepsilon}_i=\frac{C_i(N_i^{\max})-C_i(N_i^{\min})}{N_i^{\max}-N_i^{\min}}$ – середнє значення відносних витрат.

У такій формі надають, зазвичай, типові енергетичні характеристики ТЕЦ і ТЕС на всьому діапазоні змін потужності або на двох його ділянках [6]. Однак для лінійних функцій витрат залежність відносних витрат від потужності кожного енергоблоку відсутня. Це не дозволяє визначити оптимум з умови (5). Крім того, для різних енергоблоків відносні витрати є різними попри умови (5).

Проте відомо, що оптимум навантажень енергоблоків з лінійними характеристиками фактично існує і визначається з рішення задачі (1) – (3) з урахуванням (6) методами лінійного програмування [7].

Слід вказати також на певні непорозуміння, які виникають у разі оптимізації за умовою (5) системи, працюючої в режимі максимального або мінімального навантаження. Відомо, що максимальна ефективність роботи енергоблоків майже завжди відповідає їх роботі з номінальним (максимальним) навантаженням. Тому в режимі максимального навантаження системи мінімум системних витрат палива майже завжди відповідає повному навантаженню енергоблоків. Однак у такому разі кожен енергоблок має певне індивідуальне значення відносних витрат, відмінне від інших, що є несумісним з умовою (5). Теж саме має місце при роботі системи на мінімумі сукупних навантажень.

Згадані непорозуміння можна пояснити тим, що часткові екстремуми системних витрат інколи мають місце не лише всередині відрізку припустимих значень потужностей енергоблоків, а й на його межах [3]. У цих "граничних" випадках прирівнювання до нуля похідних від функції Лагранжа не має сенсу, тож умова рівних відносних витрат втрачає дієздатність.

Сучасний стан математичної теорії пошуку оптимальних рішень, яка впроваджується навіть у типових прикладних програмних засобах, дозволяє врахувати "внутрішні" та граничні екстремальні точки як для лінійних, так і для нелінійних витратних функцій [7]. Однак на час одержання умови (5) в 1949 році ці методи ще не були відомі.

Умова рівності відносних витрат досі використовується в багатьох задачах економічної оптимізації систем енергетики, в т.ч. у задачах оптимального навантаження агрегатів окремих ТЕС і ТЕЦ [8], оптимізації режимів складних систем електроенергетики з урахуванням втрат у транспортних мережах [9], задачах мінімізації оптової ціни закупівлі електричної енергії від енергоблоків ТЕС, конкуруючих за навантаження тощо. Тому доцільним може бути розширення області її використання шляхом урахуванням граничних екстремумів.

Можливість цього розглянуто нижче на прикладі економічного розподілу навантажень між енергоблоками ТЕС, які працюють на регульованому Оптовому ринку електричної енергії.

Основна ідея створення Оптового ринку електричної енергії полягає в реалізації можливості мінімізації цін купівлі електричної енергії від окремих установок ТЕС, конкуруючих за навантаження. Згідно з Правилами оптового енергоринку [11], конкурентні навантаження повинні здійснюватися на основі обробки цінових заявок, що надають енергетичні компанії стосовно кожного енергоблоку-претендента на несення навантажень у певному календарному періоді (добі).

Цінові заявки містять інформацію щодо мінімуму та максимуму наявної потужності енергоблоків, а також масив значень так званих прирісних цін, що надається з певною дискретністю змін потужності в межах робочого діапазону навантажень. Прирісні ціни визначають наступним чином. Діапазон робочої потужності поділяють на дискретні інтервали з певною дискретністю (приростом) потужності ΔN_{ij}. Дискретність поділу, задля зручності, вважають однаковою для всіх енергоблоків. Для кожного ступеня (інтервалу)," приросту потужності з умовним номером j обчислюють відповідний приріст витрати на виробництво додаткової електричної енергії. На підставі цього обчислюють прирісні ціни за формулою:

$$\varepsilon_{i,j} = \frac{C(N_j + \Delta N_{i,j}) - C(N_j)}{\Delta N_{i,j}}. \tag{7}$$

Алгоритм оптимізації навантажень передбачає поділ на відповідні дискретні відрізки (прирости) очікуваного діапазону сумарних навантажень енергоблоків ТЕС.

Для кожного з них послідовно визначають оптимальні прирости потужності енергоблоків за критерієм мінімуму приросту системних витрат:

$$\Delta C_s = \sum_{i=1}^{M} \varepsilon_i \cdot \Delta N_i \Rightarrow \min \tag{8}$$

$$\sum_{i=1}^{M} \Delta N_i = \Delta N_s \tag{9}$$

При цьому враховують також обмеження (3) на мінімум та максимум потужності.

Задача оптимізації на дискретному відрізку не відрізняється від відповідної задачі (1)–(2), тому її базове рішення прийнято визначати з умови (5). Оскільки в даному випадку похідна від витрат з потужності є аналогом прирісної ціни, умова (5) переходить у рівноцінну умову рівності прирісних цін:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = ...\varepsilon_M \tag{10}$$

На перехідних етапах становлення ринку електричної енергії, задля забезпечення контролю цін регулюючим органом, формування цінових заявок можливе на підставі витратних характеристик енергоблоків, що відображають фактичні (планові) виробничі витрати (собівартість) виробництва з додатком до них певного відсотка прибутку. Відповідно до існуючих концепцій реформування енергоринку, очікується, що витратні характеристики формуватимуться на розсуд менеджменту енергетичних компаній із урахуванням ними кон'юнктури ринку. Це змінить форму витратних характеристик, однак не вплине на сутність алгоритмів оптимізації навантажень, наведених нижче.

Перш ніж перейти до загальних рішень, доцільно детально розглянути оптимізацію навантажень у частковому випадку лінійних витратних функцій.

Модель лінійної оптимізації

Серед багатьох аналітичних та чисельних методів лінійного програмування найчастіше використовують симплекс-метод [7], що має наявне геометричне вираження для двомірної задачі. Графічну ілюстрацію рішення задачі стосовно двох різнотипних енергоблоків з лінійними витратними функціями наведено на рис. 1.

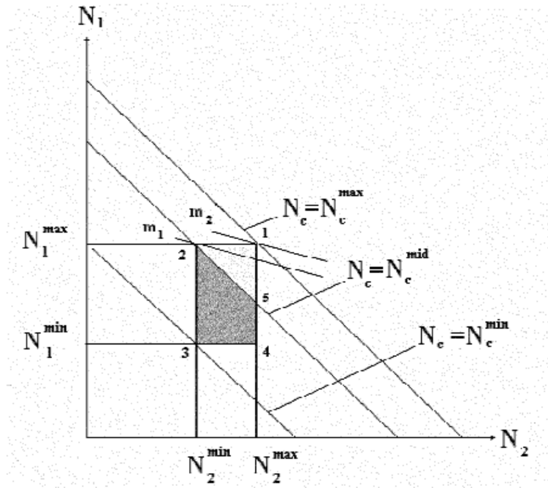

Рис. 1. Геометрична схема оптимізації навантажень симплекс-методом

Абсциса графіка являє собою потужність першого енергоблоку, а ордината – другого. Лінії, що відповідають обмеженням на мінімальну та максимальну потужність енергоблоків, утворюють прямокутник припустимих значень робочих потужностей (виділено темним фоном). Рівняння балансу потужностей (2) утворює систему паралельних нахильних ліній, кожна з яких відповідає певному значенню навантаження системи.

Якщо максимальне навантаження системи енергоблоків відповідає сумі максимальних припустимих навантажень кожного з них, то перетин лінії $N_c = N_c^{max}$ з прямокутником припустимих потужностей відбувається в одній робочій точці 1 з координатами (N_2^{max}, N_1^{max}). Мінімальному навантаженню системи відповідає точка 3 з координатами (N_2^{min}, N_1^{min}). Проміжному навантаженню відповідає відрізок 2-5, що утворюється внаслідок перетину прямокутника припустимих значень робочої потужності лінією потужності $N_c = N_c^{mid}$.

Окрім ліній, що відповідають рівнянням обмежень, розглядається також параметрична система паралельних ліній, що відповідає рівнянню лінійного функціонала (1):

$$c_1 \cdot N_1 + c_2 \cdot N_2 = D, \qquad (11)$$

де D – довільний параметр.

Усі прямі параметричної системи мають однаковий нахил до вісі абсцис із кутовим коефіцієнтом $k = -c_1/c_2$. Якщо $c_1 > c_2$, кут нахилу прямої лінійного функціонала до вісі абсцис є меншим за 45°, у протилежному випадку – більшим.

Згідно з основним принципом симплекс-методу, стан оптимального навантаження енергоблоків системи досягається на одній з прямих параметричної системи, що торкається однієї з вершин багатокутника обмежень 2-3-4-5, форма якого змінюється разом зі зміною навантаження системи.

З наведеного графіка зрозуміло, що точки оптимальних навантажень енергоблоків, які відповідають різним значенням сумарного навантаження, утворюють відрізок 1-2 прямої $N_1 = N_1^{max}$. Припустимо, що $c_1 < c_2$. Тоді з графіка зрозуміло, що оптимальним буде використання енергоблоку №1 у режимі максимального навантаження, а енергоблоку №2 – у часткових режимах. Тобто всі зміни сумарного навантаження буде сприймати енергоблок №2. Після того як навантаження енергосистеми досягне значення $N_c = N_c^{mid} = N_1^{max} + N_2^{min}$ регулюючі можливості енергоблоку №2 вичерпуються і подальші зниження сумарного навантаження відбуватимуться за рахунок розвантаження енергоблоку №2, тоді як енергоблок №1 працюватиме в постійному режимі мінімального навантаження. Цьому режиму роботи системи відповідає відрізок 2-3 прямої $N_2 = N_2^{min}$. Гранична точка 3 відповідає роботі обох енергоблоків на мінімумі потужності із сумарною потужністю $N_c = N_c^{min} = N_1^{min} + N_2^{min}$, що відповідає технічному мінімуму навантаження системи.

У випадку кількох енергоблоків з лінеаризованими витратними характеристиками задача оптимального навантаження вирішується так само, як і для двох енергоблоків. Усі позитивні зміни навантажень системи сприймає енергоблок з найменшим значенням прирісної ціни. Після досягнення ним технологічного максимуму потужності подальші позитивні зміни навантажень сприймає енергоблок із другим найменшим значенням прирісного коефіцієнта, потім – з третім і т.д. За негативних змін навантажень системи першим розвантажується енергоблок з найбільшою прирісною ціною до досягнення ним технологічного мінімуму потужності, потім розвантажується енергоблок з другою за значенням прирісною ціною тощо.

Зрозуміло, що простота і наочність використання лінійної моделі супроводжується таким її недоліком, як неможливість відображення фактичних витратних функцій із заздалегідь визначеною похибкою на всьому інтервалі змін робочої потужності. Виправити цей недолік дозволяє кусково-лінійна апроксимація витратних характеристик.

Модель кусково-лінійної оптимізації

Будемо вважати, що кусково-лінійна апроксимація витратної функції енергоблоку визначається згаданою вище табличною залежністю прирісних цін від потужності енергоблоку, що надається з певною дискретністю n.

Позначимо умовний номер інтервалу змін потужності через $j=1..J_i$, де $1 \le i \le M$ – умовний номер енергоблоку. Табличне значення потужності кожного енергоблоку, що відповідає табличному значенню прирісної ціни $\varepsilon_{i,j}$, визначається при цьому за формулою:

$$N_{i,j} = N_i^{\min} + n \cdot (j-1). \qquad (12)$$

Припустимо, що сумарне навантаження системи енергоблоків збільшується від мінімального значення N_c^{min} до максимального N_c^{max} з дискретністю $n_c = n$:

$$N_{c,k} = N_c^{\min} + (k-1) \cdot n, \qquad (13)$$

де k – умовний номер ступеня сумарних навантажень.

Припустимо, що значенню k=1 відповідає мінімум системних навантажень, який дорівнює сумі технологічних мінімумів потужності всіх енергоблоків системи:

$$N_{c,1} = N_c^{\min} = \sum_{i=1}^{M} N_i^{\min}. \qquad (14)$$

Цьому стану відповідають прирісні ціни $\varepsilon_{i,1}$.

Зазначимо, що в разі виконання умови оптимальності (10) цей стан не вважається оптимальним.

Другому ступеню системних навантажень відповідає потужність:

$$N_{c,2} = N_c^{\min} + n = \sum_{i=1}^{M} (N_i^{\min} + n_i), \qquad (15)$$

де n_i – приріст потужності кожного з енергоблоків системи, що визначається з рішення оптимізаційної задачі на відрізку $[N_c^{min}, N_c^{min} + n_s]$.

Для спрощення її рішення використаємо умову рівності дискретності завдання графіка навантаження тажень системи та витратних характеристик енергоблоків:

$$n_c = n. \tag{16}$$

У цьому разі, згідно з наведеною вище процедурою лінійної оптимізації, визначення відповідних приростів зводиться до пошуку умовного номера одного енергоблока I_{min} з найменшим значенням прирісної ціни:

$$\varepsilon_{I_{\min},1} = MIN(\varepsilon_{1,1},......,\varepsilon_{i,1},.......,\varepsilon_{M,1}). \tag{17}$$

При цьому оптимальний розподіл приросту визначаємо таким чином:

$$n_i = n \text{ при } i = I_{\min} \tag{18}$$

$$n_i = 0 \text{ при } i \neq I_{\min}. \tag{19}$$

Тобто, весь приріст навантажень на даному відрізку змін сумарної потужності сприймає енергоблок з найнижчим значенням прирісної ціни.

Так само виконується оптимізація приростів потужності енергоблоків на наступних ступенях приросту системних навантажень. За умови досягнення будь-яким енергоблоком максимуму потужності він виключається зі схеми оптимізації. При цьому процес покрокової оптимізації виконується до досягнення максимуму потужності всіма енергоблоками. Процес оптимізації розвантаження енергоблоків здійснюється у зворотному порядку.

По мірі подрібнення дискретності, завдання витратних функцій, як і кроку завдання сумарного навантаження, алгоритм оптимізації не зміниться. У граничному випадку $n \to 0$, досягнення якого є можливим у разі завдання витратних характеристик в аналітичній формі, прирісні ціни можуть бути визначені також в аналітичному вигляді. Останнє означає, що описаний вище алгоритм цінових пріоритетів збереже дію та в разі безперервних нелінійних витратних функцій.

На практиці, вочевидь, існує оптимальна дискретність завдання витратних характеристик, що зумовлюється нечутливістю систем регулювання енергоблоків, похибками вимірювання тощо.

Графічну інтерпретацію оптимізації навантажень системи з трьох енергоблоків із різними довільними залежностями $\varepsilon_i = \varepsilon_i(\frac{N_i}{N_i^{\max}})$ наведено на рис. 2.

У вихідному стані 1, 2, 3 енергоблоки працюють на мінімумі потужності. Згодом навантаження системи поетапно збільшується і на кінцевому етапі 1",2", 3"усі енергоблоки працюють з максимальною потужністю.

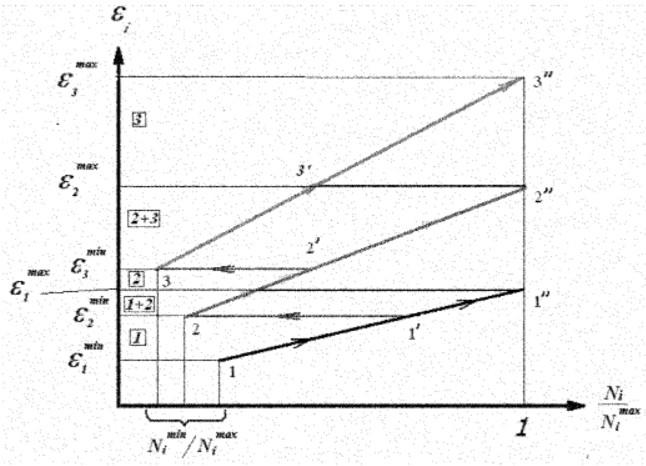

Рис. 2. Схема оптимальних навантажень енергоблоків

Згідно з принципом цінових пріоритетів, першим навантажується енергоблок з найнижчим значенням прирісної ціни. У процесі навантаження (лінія 1-1') прирісна ціна на цьому енергоблоці зростає. Після досягнення нею значення мінімуму прирісної ціни другого енергоблоку (точка 1'), починається сумісне навантаження першого (лінія 1'-1'') та другого енергоблоків (лінія 2-2'). У точці 2' до процесу навантаження (лінія 3-3'') приєднується третій енергоблок. У точці 1" перший енергоблок вибуває з подальшого навантаження. З другим енергоблоком те саме відбувається у точці 2''.

З наведеного рисунку доволі просто визначити зони змінних режимів роботи енергоблоків системи (відповідні номери енергоблоків наведено на рис. 2 у квадратних рамках), виходячи з наявних таблиць залежності приріcтних цін від потужності кожного енергоблоку.

Так, енергоблок №1 сприймає всі навантаження системи на відрізку змін прирістної ціни $[\varepsilon_1^{min}, \varepsilon_2^{min}]$, чому відповідає інтервал змін його потужності $[N_1^{min}, N_1(\varepsilon_2^{min})]$.

На відрізку $[\varepsilon_2^{min}, \varepsilon_1^{max}]$ приріст системного навантаження розподіляється між енергоблоками №1 та №2.

На відрізку $[\varepsilon_1^{max}, \varepsilon_3^{min}]$ сумарні навантаження сприймає лише енергоблок №2.

На відрізку $[\varepsilon_3^{min}, \varepsilon_2^{max}]$ приріст системного навантаження розподіляється рівномірно між енергоблоками №2 та №3.

На відрізку $[\varepsilon_2^{max}, \varepsilon_3^{max}]$ сумарні навантаження сприймає лише енергоблок №3.

Відповідні зміни потужності енергоблоків у кожній зоні навантажень визначають з таблиць залежності прирісних коефіцієнтів від потужності.

З наведеного рисунку можна бачити, що оптимальні управління навантаженнями енергоблоків мають ступінчастий характер, що характеризується наявністю відповідних точок переключення режимів навантаження, положення яких достатньо легко визначити з порівнянь функціональних залежностей прирісних цін. Знаючи положення цих точок, можливо легко визначити положення характерних ділянок навантаження та скласти якісне уявлення щодо ролі кожного енергоблоку у роботі системи, не застосовуючи комп'ютеру.

Однак при вирішенні багатомірних задач оптимізації навантажень реальних систем, що можуть налічувати 100 і більше окремих одиниць генерації, подібний якісний аналіз переключень є занадто складним і недоцільним.

Апробація алгоритму

Для реалізації описаного вище алгоритму було розроблено програму багатомірної оптимізації системи з довільною кількістю одиниць генерації та формою витратної характеристики. Програма дозволяє визначити оптимальний розподіл потужностей енергоблоків протягом довільного календарного періоду, виходячи з заданого графіка системних навантажень ТЕС у цей період.

Нижче наведено деякі результати тестових розрахунків оптимального розподілу навантажень системи, що складається з типових енергоблоків К-160-130, К-200-130, К-300-240, К-800-240 на вугіллі марок АШ, Г, П та на газомазутному паливі. За критерій оптимальності взято критерій мінімуму собівартості виробництва електричної енергії. Витратні характеристики типових енергоблоків, як і обмеження потужностей, розраховано на базі енергетичних (паливних) характеристик, наведених у [6], з їх представленням поліноміальними залежностями від потужності. Для вугільних енергоблоків враховано наявність підсвічування факела природним газом згідно з чинними галузевими нормативами. Ціну вугілля взято на рівні 300 грн./т, природного газу – 640 грн./1000 нм^3. Нижчу робочу теплоту згоряння палив взято за статистичними даними останнього року.

Розрахункові залежності прирісних цін від потужності типових енергоблоків наведено на рис. 3.

Результати оптимізації навантажень типових енергоблоків у всьому діапазоні можливих змін

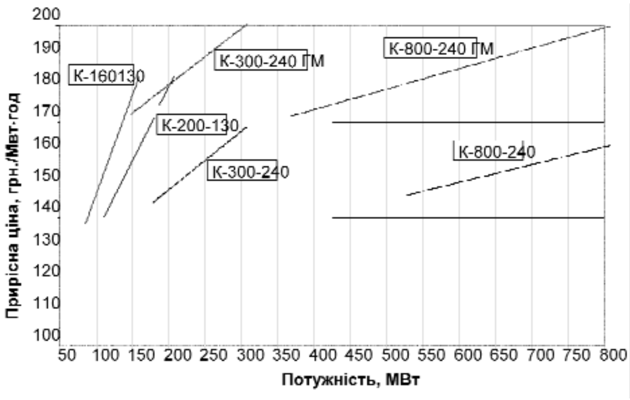

Рис. 3. Розрахункові залежності прирісних цін для типових енергоблоків ТЕС.

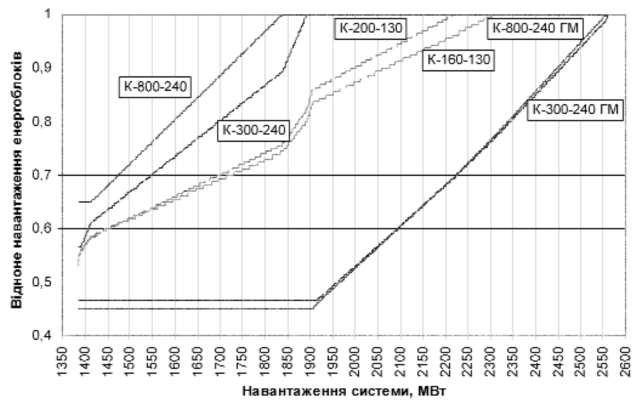

Рис. 4. Оптимальні навантаження типових енергоблоків залежно від потужності системи

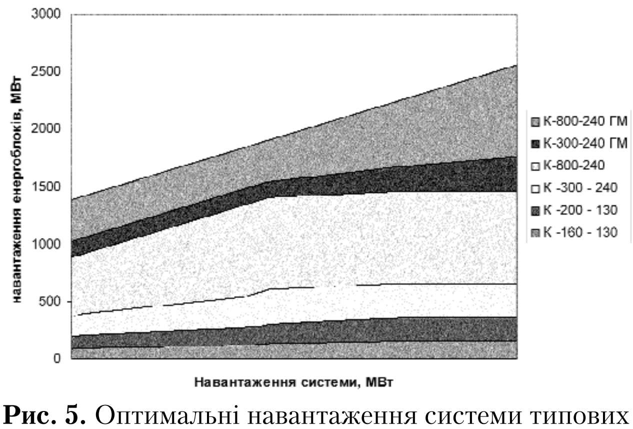

Рис. 5. Оптимальні навантаження системи типових енергоблоків

потужності системи надано на рис. 4 у відносних, а на рис. 5 – в абсолютних значеннях.

Аналогічні розрахунки проводили також з використанням стандартних програм оптимізації Exel Windows. Результати тестових розрахунків показали, що за рівних значень дискретності (1 МВт) та припустимої похибки (0,01%), оптимізація за алгоритмом цінових пріоритетів потребує майже на порядок менших витрат часу, ніж у разі використання стандартних алгоритмів лінійної оптимізації, та на два порядки – нелінійної оптимізації (метод Ньютона та градієнтного спуску).

Пояснюється це тим, що програма оптимізації за ціновим пріоритетом є значно простішою, ніж аналоги, і використовує переважно операції порівнянь значень електронних таблиць. Такі операції виконуються значно швидше за будь-які операції обчислень.

Важливим є і те, що запропонований алгоритм не має технічних обмежень (окрім ємності електронних таблиць) на розмірність задачі, припускаючи її збільшення до десятків тисяч.

Означені властивості дають можливість збільшити припустиму розмірність задач оптимізації, що необхідно виконувати за фіксований період часу, тобто ефективно працювати в режимі реального часу. Окрім режимної оптимізації, алгоритм цінових пріоритетів доцільно використовувати також у багатомірних моделях прогнозування розвитку систем енергетики.

1. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука. – 1973. – 273 с.

2. Горштейн М.В. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. – М.: Госэнергоиздат. – 1949.

3. Прузнер С.Л. Экономика теплоэнергетики СССР. – М.: Высшая школа. – 1970. – 335 с.

4. Волков Э.П., Прохоров В.Б., Рогалев Н.Д., Сафронов С.В. Снижение вредного воздействия выбросов в районе расположения ТЭС на окружающую среду на основе оптимизации распределения нагрузки // Теплоэнергетика. – 1993. – №1. – С. 8-13.

5. Иванов С.А., Басс М.С. К вопросу о методах оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 2005. – №3. – С. 38-40.

6. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия. – 1973. – 240 с.

7. Волошин Г.Я. Методы оптимизации в экономике. – М.: Дело и Сервис. – 2004. – 319 с.

8. Горштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергия. – 1981.

9. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия. – 1969. – 352 с.

10. Правила оптового ринку електричної енергії України (правила енергоринку). Затверджені постановою НКРЕ від 12 листопада 1997 року №1047а зі змінами і доповненнями, внесеними постановами НКРЕ України.