

# ТЕОРІЯ ОПТИМАЛЬНИХ РІШЕНЬ

*Розглядається задача знаходження оптимального завантаження енергоблоків на плановий період з відключенням однієї групи енергоблоків та врахуванням маневреності іншої групи енергоблоків. Наведена математична модель задачі, якій відповідає задача лінійного булевого програмування. Наведені результати обчислювальних експериментів для програми Gurobi.*

© О.В. Фесюк, 2015

Теорія оптимальних рішень. 2015

УДК 519.8

О.В. ФЕСЮК

## ОПТИМАЛЬНЕ ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ПРИ ТРЕТИННОМУ РЕГУЛЮВАННІ ЇХ ПОТУЖНОСТІ

**Вступ.** У забезпеченні споживачів електричною енергією належної якості та економічності, надійності функціонування електроенергетичних систем та їх об'єднань, визначальну роль відіграє автоматичне регулювання частоти струму та активної потужності [1].

Частота змінного струму є основним показником якості електричної енергії. При зміні частоти в енергосистемі змінюються як продуктивність споживачів електричної енергії, так і режим роботи генераторів електричних станцій. У відповідності з [2] в нормальному режимі роботи енергосистеми частота має підтримуватися у межах  $(50 \pm 0,2 \text{ Гц})$ , не виходячи за гранично допустимі межі  $(50 \pm 0,4 \text{ Гц})$ .

Для підтримки заданої частоти струму та потужності в Об'єднаній енергосистемі України використовується первинне, вторинне та третинне регулювання частоти та потужності. Первинне регулювання здійснюється за допомогою автоматичних регуляторів швидкості турбіни. Вторинне – за допомогою зміни потужності енергоблоків, які беруть у ньому участь. Третинне регулювання забезпечує наявність первинних та вторинних резервів, і здійснюється за допомогою пуску або зупинки гідроагрегатів ГЕС (для швидкого регулювання) та ТЕС (для менш швидкого регулювання).

У роботі розглядається задача знаходження оптимального завантаження енергоблоків при третинному регулюванні їх потужності для покриття планового графіка споживання електроенергії.

**Задачі регулювання частоти струму в енергосистемі.** Передбачене енергетичною стратегією України на період до 2030 року [3] приєднання Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України до Європейської системи UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) потребує вирішення низки проблем в енергетиці України. Одна із них – приведення допустимих відхилень частоти до діючих у Європейській енергосистемі вимог, що становлять  $\pm 0,02$  Гц [4].

Для забезпечення нормального режиму роботи енергосистеми має виконуватись баланс активних потужностей генерації та споживання електроенергії. Дисбаланс між генерацією і споживанням призводить до відхилення частоти струму, наслідком чого є погіршення економічних показників роботи елементів енергосистеми в її генеруючій та споживчій частинах [5]. У роботі [1] виділяють такі причини виникнення і прояви дисбалансів активної потужності:

- увімкнення або вимкнення потужних споживачів, відключення генераторів, поділ енергосистеми на райони тощо;
- монотонні зміни потужності навантаження з періодами від 5 – 15 хвилин;
- випадкові коливання потужності, значення яких не перевищує 2 – 5 % від загальної потужності, з періодами коливань від десятків секунд до 5 хв.

Для поновлення частоти та відновлення резервів активної потужності до первинного, вторинного та третинного регулювання частоти та потужності залучаються спеціально визначені та сертифіковані електростанції. Первинне і вторинне регулювання відбувається за допомогою механічних, електронних засобів та контрольного програмного забезпечення.

Первинне регулювання частоти призначене для утримання відхилення частоти у припустимих межах при порушенні балансу активних потужностей в енергосистемі, яке забезпечується зміненням потужності генерації електростанцій та навантаження. Час дії первинного регулювання складає приблизно 30 секунд, на протязі якого залучаються автоматичні регулятори швидкості турбін.

Вторинне регулювання призначене для підтримання середнього значення частоти на заданому рівні або балансу потужностей на плановому рівні при заданій частоті відновлюючи порушений баланс потужностей, а також для вивільнення використаного регулювального діапазону первинного регулювання. На цьому етапі залучають маневрені гідроелектростанції (ГЕС) а також гідроакумуляуючі електростанції (ГАЕС) і не маневрені ГЕС, а також споживачів з регульованим навантаженням, які здатні під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого вторинного резерву [2].

Третинне регулювання частоти призначене для забезпечення постійної наявності первинних і вторинних резервів, поновлення вторинних резервів, які використані при вторинному регулюванні, для здійснення оперативного коригування режиму, для оптимізації роботи енергосистеми. Для здійснення третинного регулювання має створюватися третинний резерв. У швидкому третинному регулюванні використовують пуск або зупинку гідроагрегатів ГЕС, а також переведення агрегатів ГАЕС у режим двигуна або генератора. Як менш швидкодіючий третинний резерв може бути використане увімкнення/вимкнення енергоблоків теплових електростанцій (ТЕС).

Задача оптимального розподілу планового графіка навантаження – це перший крок у забезпеченні балансу потужностей генерації і споживання. Цю задачу відносять до третинного регулювання частоти струму і розглядають як задачу планування навантажень агрегатів станцій [1].

Задача полягає у наступному. На третьому етапі регулювання для електроенергетичної системи маємо плановий графік навантаження, який визначається на наступну добу, і задачу розподілу чи перерозподілу цього планового навантаження по енергоблокам ТЕС, частина із яких може вмикатися/вимикатися. Розглянемо задачу пошуку мінімального по затратах на генерацію електроенергії завантаження енергосистеми. Енергоблоки, які можна вимикати, віднесемо до першої групи енергоблоків. До другої групи віднесемо енергоблоки, які постійно працюють і можуть змінювати лише свою потужність.

**Математична модель задачі.** Множину паралельно працюючих енергоблоків ТЕС позначимо  $N = \{1, 2, \dots\}$ ; для кожного енергоблоку  $i \in N$  задані:  $p_i^{low}$  і  $p_i^{up}$  – нижня і верхня межа допустимого навантаження;  $c_i$  – витрати умовного палива на вироблення одиниці електричного навантаження. Множину енергоблоків першої групи позначимо  $N_1$ , а другої –  $N_2$ . Увімкнення/вимкнення енергоблоків першої групи керується  $O_i^{low}$  та  $O_i^{up}$  – допустимими діапазонами на кількість годин роботи енергоблоку  $i \in N_1$  протягом доби. Нехай  $T$  – тривалість планового періоду,  $E_t$  – електричне навантаження енергосистеми на плановий період  $t \in \{1, \dots, T\}$ . Позначимо:  $x_{i,t}$  – невідоме електричне навантаження  $i$ -го енергоблоку в інтервалі  $t \in \{1, \dots, T\}$ ,  $y_{i,t}$  – булева змінна, яка дорівнює нулю, якщо енергоблок  $i \in N_1$  вимкнений в інтервалі  $t \in \{1, \dots, T\}$ , і дорівнює одиниці, якщо енергоблок увімкнений.

Математичну модель задачі сформулюємо за аналогією з моделями [6, 7] у формі наступної задачі лінійного булевого програмування:

$$f_{opt} = \min \sum_{i \in N} \sum_{t=1}^T c_i x_{i,t} \quad (1)$$

при обмеженнях

$$\sum_{i \in N} x_{i,t} = E_t, \quad t = 1, \dots, T, \quad (2)$$

$$O_i^{low} \leq \sum_{t=1}^T y_{i,t} \leq O_i^{up}, \quad i \in N_1, \quad (3)$$

$$p_i^{low} y_{i,t} \leq x_{i,t} \leq p_i^{up} y_{i,t}, \quad i \in N_1, \quad t = 1, \dots, T, \quad (4)$$

$$y_{i,t} \in \{0, 1\}, \quad i \in N_1, \quad t = 1, \dots, T, \quad (5)$$

$$p_i^{low} \leq x_{i,t} \leq p_i^{up}, \quad i \in N_2, \quad t = 1, \dots, T, \quad (6)$$

$$z_{i,t} \geq x_{i,t+1} - x_{i,t}, \quad i \in N_2, \quad t = 1, \dots, T, \quad (7)$$

$$-z_{i,t} \leq x_{i,t+1} - x_{i,t}, \quad i \in N_2, \quad t = 1, \dots, T, \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^{T-1} z_{i,t} \leq \Delta_i, \quad i \in N_2. \quad (9)$$

Цільова функція (1) задає сумарні витрати умовного палива на вироблення електроенергії. Обмеження (2) гарантують виконання плану по генерації електричної енергії у кожному інтервалі планового періоду. Обмеження (3) задає вимоги на кількість годин роботи енергоблоків, які можуть відмикатися. Тобто, кожен енергоблок  $i \in N_1$  має працювати не менше, ніж  $O_i^{low}$  і не більше, ніж  $O_i^{up}$  годин за плановий період. Обмеження (4) та (6) означають, що електричне навантаження  $x_{i,t}$  вибирається із діапазону  $[p_i^{low}, p_i^{up}]$  як для енергоблоків другої групи, так і увімкнених енергоблоків першої групи. Лінійні обмеження (7) – (9) моделюють негладкі обмеження на маневреність енергоблоків [7]:

$$\sum_{t=1}^{T-1} |x_{i,t+1} - x_{i,t}| \leq \Delta_i, \quad i \in N_2, \quad (10)$$

де  $\Delta_i$  – параметр, який для  $i$ -го енергоблоку другої групи обмежує сумарні переходи з режиму в режим за плановий період. Негладкі обмеження (10) записані у формі лінійних нерівностей, які використовують додаткові змінні  $z_{i,t}$  для енергоблоків другої групи в інтервалах  $t \in \{1, \dots, T - 1\}$ .

**Обчислювальні експерименти** для задачі (1) – (9) здійснювалися за допомогою системи Маневр-NEW. Для вибраного варіанта задачі автоматично генерувався код на мові моделювання AMPL. AMPL-код відправлявся до Neos-сервера [8] для розв’язання задачі програмою Gurobi [9]. Із отриманого файлу результатів розрахунку система виділяє значення оптимальних навантажень енергоблоків і заносить їх у відповідну таблицю для навантажень енергоблоків. Автоматично формувався звіт, який містить інформацію про вибрані енергоблоки, AMPL-код, отриманий результат оптимізації, таблицю та побудовані на її основі графіки навантажень енергоблоків на кожний період.

Обчислювальні експерименти здійснювалися для різної кількості енергоблоків: від 37 (потужністю менше 310 МВт) до 98. Верхня межа потужності енергоблоку вибиралася нижчою від максимально допустимої для енергоблоку, згідно [1, с. 48], щоб надати можливість участі енергоблоку у вторинному регулюванні частоти струму та активної потужності. В першу групу віднесені енергоблоки потужністю менше 250 МВт та енергоблоки з відносно великими значеннями затрат умовного палива на генерацію одиниці електроенергії. Верхня границя кількості годин роботи для кожного з цих енергоблоків дорівнювала 24 годинам. Нижня границя вибиралася в залежності від потужності енергоблоку та встановлювалась у межах від 10 (для малопотужних і менш економних енергоблоків) до 24 годин (енергоблоки потужністю 800 МВт).

Плановий графік завантаження енергосистеми на добу будувався наступним чином. Із сайту ДП «Енергоринок» [10] взято плановий графік споживання електроенергії ОЕС України за 15.11.2014, який містить 24 інтервали. Для того, щоб зберегти криву графіка планового завантаження відсікалася частина базового навантаження, яке покривається за рахунок атомних електростанцій та теплоелектроцентралей.

Для десяти тестових задач у таблиці наведені результати розрахунків за допомогою програми Gurobi. Тут  $n_x$  та  $n_y$  – кількість змінних  $x_{i,t}$  та  $y_{i,t}$ , а  $m$  – кількість обмежень у задачі (1)–(9),  $itr$  – кількість затрачених симплексних ітерацій, а  $time$  – час роботи програми Gurobi. Із таблиці бачимо, що для зазначених розмірів програма Gurobi розв’язує задачі за час, який не перевищує 0.5 секунди. Найбільший час потрачений на розв’язок задачі із 92 енергоблоками, а найменший – на розв’язок задачі із 41 енергоблоком.

ТАБЛИЦЯ. Результати роботи програми Gurobi 5.5.0 для 10 тестових задач

| № з/П | $N_1$ | $N_2$ | $n_x$ | $n_y$ | $m$  | $itr$ | $time$<br>(секунди) |
|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|---------------------|
| 1     | 61    | 37    | 3277  | 1464  | 5555 | 3500  | 0.256960            |
| 2     | 61    | 31    | 2983  | 1464  | 5135 | 3356  | 0.309952            |
| 3     | 56    | 30    | 2839  | 1320  | 4847 | 3064  | 0.232964            |
| 4     | 46    | 30    | 2574  | 1104  | 4336 | 2657  | 0.193969            |
| 5     | 46    | 26    | 2378  | 1104  | 4056 | 2567  | 0.174972            |
| 6     | 37    | 25    | 2113  | 888   | 3554 | 2314  | 0.254961            |
| 7     | 37    | 16    | 1672  | 888   | 2924 | 2109  | 0.157975            |
| 8     | 37    | 10    | 1478  | 792   | 2592 | 1960  | 0.139978            |
| 9     | 37    | 4     | 1084  | 888   | 2084 | 1767  | 0.094985            |
| 10    | 35    | 2     | 938   | 839   | 1846 | 1635  | 0.120980            |

Результати обчислювальних експериментів показали наступне. Якщо кількість енергоблоків 53 і більше, то майже всі енергоблоки з першої групи вмикалися/вимикалися раз на добу. Якщо кількість енергоблоків менше 53, то спостерігаються частіші увімкнення/вимкнення енергоблоків. Менш економічні енергоблоки відмикалися частіше. Частих перемикач можна позбутися, якщо деякі енергоблоки з множини  $N_1$  віднести до множини  $N_2$  або навпаки.

**Висновки.** Програма Gurobi дозволяє оперативно вирішувати задачу перерозподілу навантаження енергоблоків ТЕС при дисбалансі генерації і споживання електроенергії в ОЕС України. Вона може бути використана для вивільнення первинного та вторинного резервів регулювання частоти струму та потужності в енергосистемі, які потрібно вирішувати за час до 5 – 10 хвилин. Математична модель задачі (1) – (9) реалізована у системі Маневр-NEW, як одна з функцій, що надає можливість користувачу працювати із задачею оптимального перерозподілу навантажень енергоблоків ТЕС при третинному регулюванні їх потужності.

Робота виконана при підтримці НАН України (проект № 0112U002251) та стипендіального фонду Президента України для молодих учених.

*А.В. Фесюк*

#### ОПТИМАЛЬНАЯ ЗАГРУЗКА ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ ТРЕТИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ИХ МОЩНОСТИ

Рассматривается задача нахождения оптимальной загрузки энергоблоков на плановый период с отключением одной группы энергоблоков и учетом маневренности другой группы энергоблоков. Приведена математическая модель задачи, которой соответствует задача линейного булевого программирования. Приведены результаты вычислительных экспериментов для программы Gurobi.

*O.V. Fesiuk*

#### OPTIMAL LOAD OF POWER UNITS FOR THIRD STEP OF REGULATION OF THEIR CAPACITY

The problem of finding optimal load of power units for the planning period with disabling of one group of the units and taking into account of maneuverability of other group of the power units is considered. A mathematical model of the problem, which corresponds to a linear Boolean programming problem, and the results of computational experiments for Gurobi program are presented.

1. *Яндутьський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П.* Автоматичне регулювання частоти та перетоків потужності в енергосистемах: навч. посіб. / під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндутьського. – К.: НТУ України «КПІ», 2010. – 88 с.
2. *СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009* «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова» [Електронний ресурс]: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua>. - Режим доступу: вільний.
3. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року* // Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.06, № 145-р.
4. *Ковецкий В.М., Ковецкая М.М.* Оценка маневренных возможностей электрогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии // Проблемы заглавной энергетики. – 2007. – № 16. – С. 47 – 53.
5. *Голота А.Д.* Автоматика в электроэнергетических системах. Навч. посібник. – К.: Вища школа, 2006. – 368 с.
6. *Лиховид О.П., Фесюк О.В., Івлічев А.В.* Оптимальне завантаження енергосистеми з відключенням енергоблоків // Теорія оптимальних рішень. – К.: Ін-т кібернетики імені В.М. Глушкова НАН України. – 2013. – С. 102 – 107.
7. *Стецюк П.І., Журбенко М.Г., Лиховид О.П.* Математичні моделі та програмне забезпечення в задачах енергетики – К.: ПП «Ательє «Поліграфічний комплекс», 2012. – 64 с.
8. *Обчисловальный сервер NEOS* [Електронний ресурс]: <http://www.neos-server.org>. – Режим доступу: вільний.
9. *Gurobi Optimization, Inc., Gurobi Optimizer Reference Manual, 2014*, <http://www.gurobi.com>.
10. *Веб-сайт ДП «Енергоринок»* [Електронний ресурс]: <http://er.gov.ua>.

Одержано 10.02.2015