

ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ MANEUVER-NEW ДЛЯ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**О.В. Фесюк^{1*}, П.І. Стецюк^{2**}, О.Ф. Буткевич^{3***}**^{1,2} - Інститут кібернетики ім. В.М. Глушкова НАН України,

пр. Академіка Глушкова, 40, Київ, 03187, Україна,

e-mail: sasha.fesyuk@gmail.com³ - Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: butkevych@ied.org.ua

Описано функціональні можливості веб-орієнтованої системи Maneuver-New, призначеної для розв'язання задач цілочислового, лінійного та нелінійного програмування, та особливості її використання для знаходження оптимального завантаження енергоблоків теплових електростанцій. Наведено результати порівняння отриманого розв'язку тестової задачі з розв'язком, опублікованим за кордоном, які свідчать про переваги розробленої системи Maneuver-New. Бібл. 8, рис. 2, табл. 2.

Ключові слова: оптимальне завантаження енергоблоків ТЕС, ED- та UC-задачі, NEOS-сервер, *r*-алгоритм.

Вступ. Задачі визначення оптимального завантаження енергоблоків (ОЗЕ) теплових електростанцій (ТЕС) належать до оптимізаційних задач диспетчерського керування режимами електроенергетичних систем (ЕЕС) та їхніх об'єднань (ОЕС). Частина задач диспетчерського керування зводиться до явно виражених оптимізаційних задач [1], інша ж частина, наприклад, аналізу стійкості ОЕС, до них не належить, але результати розв'язання останніх використовують для визначення обмежень, які враховують під час розрахунків оптимальних режимів ОЕС (зазначені обмеження фактично дають змогу враховувати нормативні вимоги, спрямовані на забезпечення надійності енергопостачання). Основне «місце» задач ОЗЕ – серед задач короткотермінового планування режимів ОЕС. Незважаючи на комплексний характер оптимізаційних задач короткотермінового циклу диспетчерського керування (оптимальний розподіл стосується як активної, так і реактивної потужностей), задачі оптимального (за критерієм мінімуму витрат) покриття електричного навантаження ОЕС у багатьох випадках розв'язують окремо від оптимізації режиму за реактивною потужністю, враховуючи під час розв'язання задачі ОЗЕ лише обмеження щодо значень потоків потужності контролюваними перетинами, які, у свою чергу, обмежують навантаження окремих ТЕС. Зараз в ОЕС України передбачається, що усі електростанції беруть участь у первинному регулюванні частоти, а функції вторинного регулювання покладаються на САРЧП з відповідними гідроагрегатами (ГА) та маневровими блоками ТЕС, задіяними в САРЧП. Тут про «дооптимізацію» режиму не йдеться. На сьогодні можливість участі енергоблоків ТЕС в автоматичному вторинному регулюванні частоти дуже обмежена, їхньої потужності разом з потужністю ГА, задіяних у САРЧП, явно недостатньо, щоб після виникнення небалансу у 1000 МВт та реалізації усіх можливостей первинного регулювання у разі «автономної» роботи ОЕС України «компенсувати» відхилення частоти. Наявна в ОЕС України САРЧП не виконує функцію регулювання частоти. Разом із тим у загальному випадку після дії САРЧП передбачається третинне регулювання частоти. Тому крім етапу короткотермінового (добового) планування режимів (ЕЕС, ОЕС) ОЗЕ ТЕС є доцільним під час третинного регулювання частоти (розв'язуючи задачу ОЗЕ як задачу оперативної «дооптимізації» режиму з використанням відповідних резервів потужностей ТЕС). Однак зараз в ОЕС України навіть на етапі короткотермінового планування задача оптимізації добового режиму з активної потужності фактично не розв'язується. Основними причинами такого стану справ є наявність квазімонополіста в енергетичному секторі України (DTEK of System Capital Management) та задіяна модель ринку електроенергії. Енергетичний холдинг-квазімонополіст, використовуючи вугілля власних шахт, має домінуючий вплив на ціноутворення на ринку електроенергії, тому задачі оптимального завантаження енергоблоків ТЕС для нього відходять на другий план. Водночас публікації останніх років, наприклад, [3, 6, 8] свідчать, що задачі ОЗЕ ТЕС залишаються актуальними (зокрема і внаслідок усвідомлення факту обмеженості та вичерпності власних і світових запасів органічного палива), а засоби їхнього розв'язання удосконалюються.

Задачі ОЗЕ ТЕС з урахуванням експлуатаційних обмежень для покриття електричного навантаження ЕЕС (ОЕС) відрізняються умовами розв'язання і зводяться до двох задач: 1) економічного завантаження блоків, що знаходяться в роботі; 2) вибору блоків із наявного складу з можливістю пуску/зупинки окремих блоків у певні моменти часу, які теж підлягають визначенню. Обидві зазначені задачі в англійській літературі мають відповідні назви: Economic Dispatch Problem (ED-задача) та Unit Commitment Problem (UC-задача).

Мета роботи – створення програмної системи (Maneuver-New) для розв'язання оптимізаційних задач, зокрема, ED- та UC-задач диспетчерського керування електроенергетичними системами, здатної оперативно знаходити глобальні оптимальні розв'язки.

Функції системи Maneuver-New. Система забезпечує розв'язання та аналіз оптимізаційних УС-задач, які представлені моделями змішаного цілочислового лінійного програмування (ЗЦЛП), оптимізаційних ED-задач, які представлені моделями лінійного програмування (ЛП) та нелінійного програмування (НЛП). У цих задачах, як правило, неперервні змінні – це невідомі значення навантажень енергоблоків в окремі інтервали планового періоду, а булеві змінні характеризують стан енергоблоків ("ввімкнений"/"вимкнений"). Належність оптимізаційної УС- або ED-задачі до того чи іншого класу задач математичного програмування визначається видом цільової функції (з мінімізацією якої повинно досягатися економічне завантаження блоків ТЕС на весь плановий період) та лінійними обмеженнями на режими експлуатації енергоблоків в окремі інтервали планового періоду. Розв'язання оптимізаційних задач виконується засобами сучасного програмного забезпечення, що реалізують методи ЗЦЛП, ЛП та НЛП: програми CPLEX, FICO-Xpress, Iopt та інші, що знаходяться на NEOS-сервері [4] та забезпечують розв'язання оптимізаційних задач у дистанційному режимі. Оптимізаційні моделі описуються мовою AMPL (A Mathematical Programming Language). Для розв'язання спеціальних класів задач НЛП із негладкими цільовими функціями використовуються програми на основі г-алгоритму [5].

Інтерфейс користувача (ІК) підтримує збереження та оброблення інформації про енергоблоки ТЕС, формування вхідних даних для вибраних задач математичного програмування, розв'язання оптимізаційних задач

та аналіз їхніх розв'язків. Загальну схему функціонування системи показано на рис. 1, де центральним є блок "Оптимізаційні задачі". Він дає змогу обрати потрібну (одну із 11) оптимізаційну задачу, визначити для неї енергоблоки та графік навантаження енергосистеми, а також забезпечує автоматичне генерування AMPL-коду та його відправлення для розв'язання задачі відповідною програмою NEOS-сервера; автоматичне генерування файлів з вхідними даними для Octave чи C++ програм, що розв'язують ED-задачу НЛП; одержання результату від NEOS-сервера або Octave/C++ програми; формування звіту з вхідними даними та розв'язком задачі.

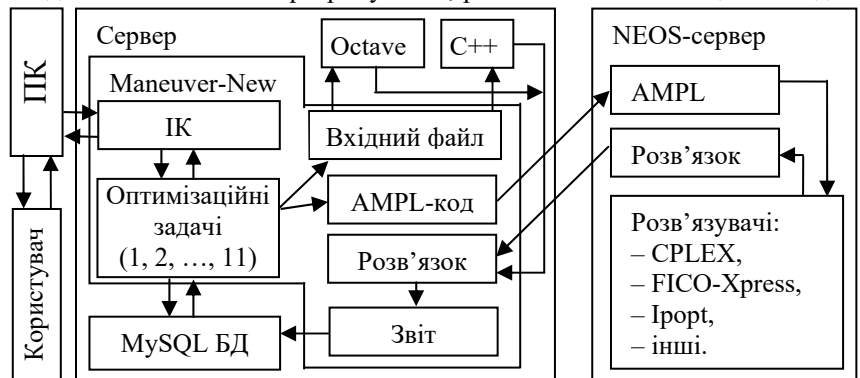


Рис. 1

ЗЦЛП-моделі для УС-задач та ЛП-моделі для ED-задач дають змогу: мінімізувати сумарні витрати на покриття навантаження ОЕС з урахуванням залишкового ресурсу енергоблоків, враховувати обмеження на зміну потужності енергоблоків та їх поділ на дві групи (одні можна "вмикати"/"вимикати", а інші – не можна), використовувати споживачі-регулятори. Час розв'язання таких задач (100 енергоблоків, 24 інтервали планового періоду) програмами CPLEX та FICO-Xpress не перевищує двох секунд. У системі присутні НЛП-моделі для ED-задач з негладкими опуклими та неопуклими цільовими функціями. Для їхнього розв'язання розроблено спеціалізовані алгоритми на основі програми *ralg5* [2], що реалізує варіант г-алгоритму з адаптивним кроком. Алгоритми реалізовані мовами Octave та C++. Програми перевірено на задачах знаходження оптимального завантаження різної кількості енергоблоків ТЕС ОЕС України для різних добових графіків електричного навантаження ОЕС: 30.01.2017 р. (40 блоків), 19.10.2016 р. (33 блоки), 8.07.2017 р. (24 блоки). Результати експериментально-розрахункових досліджень свідчать, що ці програми придатні для використання не лише в циклі короткотермінового планування режимів, але і в режимі оперативної «дооптимізації» поточного режиму ОЕС за активною потужністю: Octave програми розв'язують (знаходять глобальний оптимум) задачі для 24 інтервалів планового періоду за 10–30 с, а програми на C++ – за 10–20 с для 50 інтервалів планового періоду.

Приклад розв'язання ED-задачі, яка є багатоекстремальною задачею НЛП. Функція витрат на генерування потужності кожним енергоблоком має вигляд, показаний на рис. 2. Вона враховує так званий ефект «пульсацій» для енергоблоків, регулюючи клапани турбін яких послідовно відкриваються для збільшення потужності. Такого вигляду ED-задачі розглядаються в [7], де витрати на генерування потужності (p) i -м енергоблоком описуються функцією вигляду

$$f_i(p) = a_i + b_i p + c_i p^2 + e_i |\sin(h_i \times (P_i^{\min} - p))|, \quad (1)$$

де a_i, b_i, c_i, e_i, h_i – задані параметри, P_i^{\min} – нижня границя потужності електричного навантаження i -го енергоблока, $i = 1, \dots, N$; складова функції (1) $\psi(p) = e |\sin(h \times (P^{\min} - p))|$ враховує ефект «пульсації» для енергоблоків. До експлуатаційних обмежень також належать: P_i^{\max} – верхня границя по-

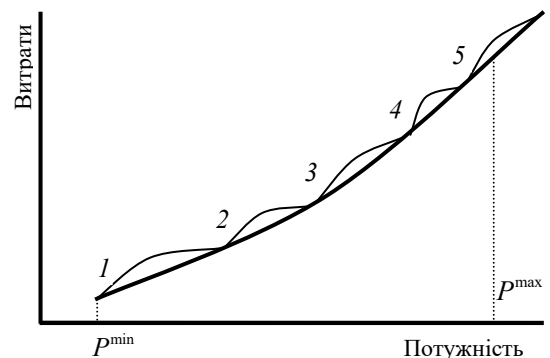


Рис. 2

тужності електричного навантаження енергоблока; лінійні обмеження $p_i^{t-1} - p_i^t \leq DR_i$ та $p_i^t - p_i^{t-1} \leq UR_i$ ($t = 2, \dots, T$), де DR_i та UR_i – допустимі зміни навантаження (відповідно зменшення та збільшення) i -го блока між сусідніми інтервалами планового періоду.

Таку задачу система Maneuver-New розв'язує з використанням г-алгоритму у поєднанні з методом мультистарта (програмні реалізації включено до блоків Octave та C++, позначених на рис. 1). Під час тестування системи розглядалася задача з 10 енергоблоками та 24 інтервалами планового періоду [7]. У табл. 1 наведено вхідні дані для десяти енергоблоків, а значення планової потужності електричного навантаження ЕЕС – в останньому стовпчику табл. 2, яка містить і результати розв'язання цієї задачі системою Maneuver-New, округлені з точністю до 0.1 MW (окрім навантаження енергоблока № 10, для якого нижня та верхня границі потужності співпадають і становлять 55 MW).

Таблиця 1

Вхідні дані	Номери енергоблоків									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P_i^{\max} , MW	470	460	340	300	243	160	130	120	80	55
P_i^{\min} , MW	150	135	73	60	73	57	20	47	20	55
a_i , \$/h	958.2	1313.6	604.97	471.6	480.29	601.75	502.7	639.4	455.6	692.4
b_i , \$/MWh	21.6	21.05	20.81	23.9	21.62	17.87	16.51	23.23	19.58	22.54
c_i , \$/MW ² h	43·10 ⁻⁵	63·10 ⁻⁵	39·10 ⁻⁵	70·10 ⁻⁵	79·10 ⁻⁵	56·10 ⁻⁵	211·10 ⁻⁵	480·10 ⁻⁵	0.10908	951·10 ⁻⁵
e_i , \$/h	450	600	320	260	280	310	300	340	270	380
h_i , rad/MW	0.041	0.036	0.028	0.052	0.063	0.048	0.086	0.082	0.098	0.094
UR_i , MW	80	80	80	50	50	50	30	30	30	30
DR_i , MW	80	80	80	50	50	50	30	30	30	30

Таблиця 2

Го- ди- ни	Блок № 1	Блок № 2	Блок № 3	Блок № 4	Блок № 5	Блок № 6	Блок № 7	Блок № 8	Блок № 9	Блок № 10	Потужність планового навантаження ЕС
1	226.6	309.5	73.0	60.0	73.0	57.0	93.1	68.8	20.0	55.0	1036
2	303.2	309.5	76.4	60.0	73.0	72.6	93.1	47.0	20.2	55.0	1110
3	303.2	309.5	117.3	60.0	122.9	122.4	93.1	54.6	20.0	55.0	1258
4	303.2	309.5	185.2	110.0	122.9	122.4	93.1	84.6	20.1	55.0	1406
5	303.2	309.5	198.7	120.4	172.4	122.4	93.1	85.3	20.0	55.0	1480
6	303.2	309.5	278.6	170.4	122.9	160.0	93.1	85.3	50.0	55.0	1628
7	379.9	316.4	276.1	180.8	172.7	122.7	93.1	85.3	20.0	55.0	1702
8	456.5	396.4	196.1	178.5	172.7	122.4	93.1	85.3	20.0	55.0	1776
9	456.4	396.8	217.6	218.3	222.6	122.4	99.6	85.3	50.0	55.0	1924
10	456.4	396.8	297.4	248.5	222.6	128.3	129.6	85.3	52.1	55.0	2072
11	456.4	396.8	297.4	298.4	222.6	122.4	129.6	115.3	52.1	55.0	2146
12	459.0	396.8	339.9	299.3	243.0	160.0	129.6	85.3	52.1	55.0	2220
13	456.5	396.8	274.7	249.3	222.6	122.4	129.6	115.3	49.8	55.0	2072
14	456.5	396.8	265.2	200.4	222.6	122.5	99.6	85.4	20.0	55.0	1924
15	456.5	389.5	185.3	166.3	172.7	122.4	93.1	85.3	49.9	55.0	1776
16	379.9	309.5	165.7	120.4	172.7	122.4	123.0	85.3	20.1	55.0	1554
17	303.2	309.5	193.8	122.7	172.7	122.4	93.2	85.3	22.2	55.0	1480
18	379.9	309.7	185.3	172.6	172.7	122.4	93.1	85.3	52.0	55.0	1628
19	303.2	389.6	265.3	180.8	222.6	122.4	99.6	85.3	52.2	55.0	1776
20	379.9	459.8	297.4	230.7	222.6	159.6	129.6	85.3	52.1	55.0	2072
21	379.9	389.5	306.8	180.8	222.6	122.4	129.6	85.3	52.1	55.0	1924
22	303.2	309.5	247.2	180.8	172.7	122.4	99.6	85.3	52.3	55.0	1628
23	226.6	229.4	185.2	162.1	122.9	122.4	93.1	85.3	50.0	55.0	1332
24	226.6	222.3	195.7	120.4	73.2	122.4	63.1	85.3	20.0	55.0	1184

Для знайденого розв'язку значення цільової функції дорівнює 1028676, що на 2401 менше, ніж значення цільової функції (1031077) у точці локального мінімуму, координати якої визначено в роботі [7]. Результати цього порівняння свідчать, що за розв'язку, знайденого системою Maneuver-New, покриття графіка потужності планового навантаження ЕЕС забезпечується з меншими витратами.

Висновки. Система Maneuver-New забезпечує оперативне розв'язання UC- та ED-задач із знаходженням глобального оптимуму. Результати виконаних досліджень, зокрема і з використанням даних, опублікованих у закордонних виданнях, свідчать про переваги вітчизняної розробки у порівнянні із зарубіжними аналогами.

1. Буткевич А.Ф., Рыбина О.Б. Оптимизационные задачи диспетчерского управления территориально-распределенными электроэнергетическими объектами и синтез средств их решения. *Техн. електродинаміка*. Темат. вип. Проблеми сучасної електротехніки. 2000. Ч. 3. С. 99-103.
2. Стецюк П.И. Методы эллипсоидов и r-алгоритмы. Кишинэу: Эврика, 2014. 488 с.
3. Hassan Z.G., Ezzat M., Abdelaziz A.Y. Solving unit commitment and economic load dispatch problems using modern optimization algorithms. *International Journal of Engineering, Science and Technology*. 2017. Vol. 9. No 4 Pp. 10-19.
4. NEOS Server: State-of-the-Art Solvers for Numerical Optimization. URL: <https://neos-server.org/neos/>
5. Shor N.Z. Minimization Methods for Non-Differentiable Functions. Berlin: Springer-Verlag, 1985. 178 p.
6. Tung N.S., Bhadoria A., Bhardwaj A. Start up Cost constraint Optimization using Lagrangian Algorithm for Unit Schedule in Electrical Power System. *International Journal of enhanced research in Science Technology & Engineering*. 2013. Vol. 2. Issue 1. Pp. 1-7.
7. Yuan X., Wang L., Zhang Y., Yuan Y. A hybrid differential evolution method for dynamic economic dispatch with valve-point effects. *Expert Systems with Applications*. 2009. Vol. 36. Pp. 4042-4048.
8. Zivic Djurovic M., Milacic A., Krsulja M. A simplified model of quadratic cost function for thermal generators. *Proceedings of the 23rd International DAAAM Symposium*. 2012. Vol. 23. No 1. Pp. 25-28.

УДК 519.85, 621.311

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМЫ MANEUVER-NEW ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМАЛЬНОЙ ЗАГРУЗКИ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.В. Фесюк¹, П.И. Стецюк², А.Ф. Буткевич³

^{1,2} - Институт кибернетики им. В.М. Глушкова НАН Украины,

пр. Академика Глушкова, 40, Киев, 03187, Украина,

e-mail: sasha.fesyuk@gmail.com

³ - Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина,

e-mail: butkevych@ied.org.ua

Описаны функциональные возможности веб-ориентированной системы Maneuver-New, предназначенной для решения задач целочисленного, линейного и нелинейного программирования, и особенности ее использования для нахождения оптимальной загрузки энергоблоков тепловых электростанций. Приведены результаты сравнения полученного решения тестовой задачи с решением, опубликованным за рубежом, свидетельствующие о преимуществах разработанной системы Maneuver-New. Библ. 8, рис. 2, табл. 2.

Ключевые слова: оптимальная загрузка энергоблоков ТЭС, ED- и UC-задачи, NEOS-сервер, r-алгоритм разработанной системы Maneuver-New.

THE MANEUVER-NEW SYSTEM'S USE FOR PROBLEMS SOLVING OF THE OPTIMAL LOADING OF THE THERMAL POWER PLANTS' UNITS

O.V. Fesiuk¹, P.I. Stetsyuk², O.F. Butkevych³

^{1,2} - Glushkov Institute of Cybernetics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

40 Glushkov ave., Kyiv, 03187, Ukraine,

e-mail: sasha.fesyuk@gmail.com

³ - The Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

e-mail: butkevych@ied.org.ua

Functionality features of the web-based system Maneuver-New that is designed for solving integer-valued, linear, and nonlinear programming problems, and its using for finding the optimal load of power units of thermal power plants are described. The results of comparison of the obtained solution of the test task with the solution published abroad are presented. These results testify to the advantages of the developed Maneuver-New system. References 8, figures 2, tables 2.

Keywords: thermal power plants units' optimal loading, ED- and UC-problems, NEOS-server, r-algorithm.

1. Butkevych O.F., Rybina O.B. Optimization problems of the dispatcher control of territorially-distributed electric power objects and synthesis of the means for their solving. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2000. Temat. vypusk Problemy suchasnoi elektrotekhniki. Part 3. Pp. 99-103. (Rus)
2. Stetsyuk P.I. Methods of ellipsoids and r-algorithms. Chisinau: Evrika, 2014. 488 p. (Rus)
3. Hassan Z.G., Ezzat M., Abdelaziz A.Y. Solving unit commitment and economic load dispatch problems using modern optimization algorithms. *International Journal of Engineering, Science and Technology*. 2017. Vol. 9. No 4. Pp. 10-19.
4. NEOS Server: State-of-the-Art Solvers for Numerical Optimization. URL: <https://neos-server.org/neos/>
5. Shor N.Z. Minimization Methods for Non-Differentiable Functions. Berlin: Springer-Verlag, 1985. 178 p.
6. Tung N.S., Bhadoria A., Bhardwaj A. Start up Cost constraint Optimization using Lagrangian Algorithm for Unit Schedule in Electrical Power System. *International Journal of enhanced research in Science Technology & Engineering*. 2013. Vol. 2. Issue 1. Pp. 1-7.
7. Yuan X., Wang L., Zhang Y., Yuan Y. A hybrid differential evolution method for dynamic economic dispatch with valve-point effects. *Expert Systems with Applications*. 2009. Vol. 36. Pp. 4042-4048.
8. Zivic Djurovic M., Milacic A., Krsulja M. A simplified model of quadratic cost function for thermal generators. *Proceedings of the 23rd International DAAAM Symposium*. 2012. Vol. 23. No 1. Pp. 25-28.

Надійшла 02.03.2018
Остаточний варіант 20.03.2018