

УЧЕТ СЕТЕВОГО ФАКТОРА ПРИ ОПТИМАЛЬНОМ ПЛАНИРОВАНИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ С УПРАВЛЕНИЕМ НАГРУЗКОЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛЕЙ

¹Гайибов Т. Ш., ²Реймов К. М., ²Умаров Б. С., ³Садуакасов Д. С.*

¹Ташкентский государственный технический университет

имени Ислама Каримова, Ташкент, Узбекистан

²Каракалпакский государственный университет имени Бердаха, Нукус, Узбекистан

³Университет Есенова, Актау, Казахстан

e-mail: tulgayibov@gmail.com, e-mail: kamal_tstu@mail.ru, e-mail: baigazi.umarov@mail.ru,
e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема оптимального планирования краткосрочных режимов работы энергетических систем. Для обеспечения стабильной и эффективной работы энергосистем важную роль играет управление нагрузкой электропотребителей и учет сетевого фактора. Представленная математическая модель объединяет эти два аспекта, оптимизируя работу системы.

Основная цель исследования – снижение затрат на топливо за счет эффективного распределения мощности между электростанциями и нагрузочными узлами. Для достижения этой цели применяется градиентный метод, обеспечивающий быстрое и точное решение. При планировании мощности независимые и зависимые переменные разделяются, что позволяет достичь оптимального распределения ресурсов.

Учет сетевого фактора является важным элементом для снижения потерь электроэнергии и повышения экономической эффективности системы. Если этот фактор не учитывать, возможны избыточные потери энергии и неэффективное распределение мощности. Предложенный алгоритм направлен на минимизацию активных потерь в сети.

Результаты расчетов, представленные в статье, подтверждают эффективность предложенного алгоритма. Вычисления показали, что учет сетевого фактора снижает расход топлива на 0,26% по сравнению с исходным методом. Хотя этот процент кажется небольшим, в масштабах энергосистемы он приводит к значительной экономии.

Ключевые слова: энергетические системы; оптимальное планирование; краткосрочные режимы; управление нагрузкой электропотребителей; сетевой фактор; математическое моделирование; градиентный метод; потери активной мощности; алгоритм оптимизации; энергетический баланс.

Введение. Функционирование многих современных энергосистем характеризуется резкой неравномерностью графиков нагрузок электропотребителей и частыми изменениями схем электрических сетей.

Одним из рациональных путей обеспечения экономичных режимов работ таких энергосистем при краткосрочном планировании является выравнивание графика нагрузки посредством управления электропотреблением. Выравнивание графика нагрузки можно осуществить привлечением потребителей в процесс оптимизации на основе административно-экономических мер [1].

Материалы и методы исследования. Математическое описание и алгоритм решения рассматриваемой задачи без учета сетевого фактора предложены авторами данной работы в [1]. Здесь рассматриваются вопросы математического моделирования и решения задачи с учетом сетевого фактора.

Рассматриваемая задача математически формулируется в следующем виде:

минимизировать суммарные топливные издержки на расчетных тепловых электростанциях (ТЭС) за цикл регулирования T

$$B = \sum_{t \in T} \sum_{i \in N} B_i(P_i^t) \quad (1)$$

с учётом ограничений

- по балансу мощности в энергосистеме в каждом интервале цикла регулирования T

$$W_t = \sum_{i \in N} P_i^t - \sum_{j \in M} P_j^t - \pi_t = 0, \quad t \in T, \quad (2)$$

- по балансу электроэнергии за цикл регулирования для каждого из расчетных электропотребителей.

$$\varphi_j = \sum_{t \in T} P_j^t - \mathcal{E}_j^T = 0, \quad j \in M, \quad (3)$$

- по предельным мощностям расчетных электростанций и электропотребителей

$$P_i^{t,min} \leq P_i^t \leq P_i^{t,max}, \quad i \in N, \quad t \in T; \quad P_j^{t,min} \leq P_j^t \leq P_j^{t,max}, \quad j \in M, \quad t \in T, \quad (4)$$

- по перетокам мощностей в контролируемых линиях электропередачи (ДЭП)

$$P_l^t \leq \bar{P}_l^t, \quad l \in L_p, \quad t \in T, \quad (5)$$

где N, M - множество ТЭС и электропотребителей, участвующих в оптимизации; L_p - множества ЛЭП, в которых контролируются перетоки мощности; P_i^t, P_j^t - мощности i - й ТЭС и j - го электропотребителя в t - м интервале цикла регулирования; π_t - суммарные потери активной мощности в электрических сетях в t - м интервале цикла регулирования; $B_i(P_i^t)$ - топливная издержка i - й ТЭС при её нагрузке P_i^t ; W_t, φ_j - функции небалансов активной мощности в t - м интервале и электроэнергии j - го потребителя за цикл регулирования T , соответственно.

В описанной модели расчетные ГЭС учитываются на основе выбора соответствующих множителей Лагранжа λ и сведением их, в расчетном смысле, в разряд эквивалентных ТЭС как в [2, 5-7].

В предлагаемом здесь алгоритме задача оптимального планирования краткосрочного режима энергосистемы с оптимизацией нагрузок потребителей и учетом сетевого фактора решается минимизацией функции:

$$F = B + \sum_{t \in T} \sum_{l \in L_p} \lambda_l^t \quad (6)$$

с учетом всех заданных ограничений градиентным методом. При этом для учета ограничений (2) и (3) оптимизируемые мощности расчетных станций и нагрузочных узлов с регулирующими электропотребителями делятся на две группы – независимые и зависимые переменные. Ограничения, наложенные на независимые переменные, учитываются закреплением на каждой итерации переменных, вышедших за допустимые пределы на нарушенных предельных значениях с проверкой необходимости их открепления в последующих итерациях. А ограничения по предельным значениям зависимых переменных учитываются методом штрафных функций как в [2, 3, 6, 7].

В случае принятия за зависимые переменные активных мощностей первой ТЭС во всех интервалах цикла регулирования и мощностей нагрузочных узлов с регулируемыми электропотребителями в первом интервале цикла регулирования, расчет мощностей станций и нагрузочных узлов, принятых за независимые переменные в очередной k -й итерации выполняется по следующим формулам:

$$P_i^{t(k)} = P_i^{t(k-1)} - h_i^{t(k-1)} \cdot \frac{\partial F^{(k-1)}}{\partial P_i^t}, \quad i \in N (i \neq 1), \quad t \in T, \quad (7)$$

$$P_j^{t(k)} = P_j^{t(k-1)} - h_j^{t(k-1)} \cdot \frac{\partial F^{(k-1)}}{\partial P_j^t}, \quad j \in M, \quad t \in T (t \neq 1), \quad (7a)$$

где компоненты градиента функции определяются как

$$\frac{\partial F^{(k-1)}}{\partial P_i^t} = b_i^{t(k-1)} + w_{li}^{t(k-1)} + (b_1^{t(k-1)} + w_{l1}^{t(k-1)}) \cdot (-1 + \alpha^{t(k-1)}), \quad (8)$$

$$\frac{\partial F^{(k-1)}}{\partial P_j^t} = w_{lj}^{t(k-1)} + (b_1^{t(k-1)} + w_{l1}^{t(k-1)}) \cdot (1 + \alpha_j^{t(k-1)}), \quad (8a)$$

$w_{li}^{t(k-1)}$, $w_{lj}^{t(k-1)}$ - производные от штрафной функции, вводимой при нарушении ограничения по перетоку l -й ЛЭП, по мощностям i -й расчетной ТЭС и j -го расчетного нагрузочного узла в t -м интервале цикла регулирования и k -й итерации; $h_i^{t(k-1)}$, $h_j^{t(k-1)}$ - шаги в направлении антиградиента по независимым мощностям i -й расчетной станции и j -го расчетного нагрузочного узла в k -й итерации, определяемые по условиям, приведенным в [3].

Предлагаемый алгоритм учета сетевого фактора при оптимальном планировании краткосрочных режимов энергосистем предусматривает предварительную перестройку зависимостей производных потерь от активной мощности расчетных электростанций $\sigma_i(P_i)$ и нагрузочных узлов $\sigma_j(P_j)$, которые используются при расчете по формулам (8) и (8a). Сущность алгоритма заключается в следующем:

1) осуществляется оптимальное покрытие суммарного графика нагрузки энергосистемы всеми расчетными ТЭС с оптимальным управлением нагрузкой электропотребителей без учета сетевого фактора. В результате получаются оптимальные графики нагрузок расчетных электростанций и потребителей;

2) для каждого интервала цикла регулирования выполняются расчеты установившихся режимов электрических систем, определяются суммарные потери в электрических сетях, их производные по мощностям электростанций и нагрузочных узлов. Ввиду неравномерности графиков нагрузок электростанций и потребителей здесь получаются зависимости $\sigma_i(P_i)$ и $\sigma_j(P_j)$;

3) осуществляется оптимальное планирование режима энергосистемы на рассматриваемый период с управлением нагрузкой регулируемых электропотребителей как без учета сетевого фактора. На этом этапе при расчете компонентов градиента по формулам (12) и (12a) используются полученные в результате выполнения п.п. 2 $\sigma_i(P_i)$ и $\sigma_j(P_j)$.

Расчет производных потерь в предлагаемом алгоритме осуществляется на основе решения системы линейных алгебраических уравнений как в [2-4, 6, 7].

Эффективность предложенного алгоритма исследована на примере оптимального покрытия графика нагрузки энергосистемы, схема которой приведена на рис. 1, четырьмя расчетными ТЭС со следующими расходными характеристиками условного топлива (т.у.т./ч.:

$$\begin{aligned} B_1 &= 90 + 0,1P_1 + 0,0007P_1^2, & B_6 &= 70 + 0,11P_6 + 0,0004P_6^2, \\ B_7 &= 80 + 0,15P_7 + 0,0005P_7^2, & B_8 &= 60 + 0,12P_8 + 0,00055P_8^2. \end{aligned}$$

ТЭС находятся в узлах 1, 6, 7 и 8. Станция в узле 8 является балансирующей.

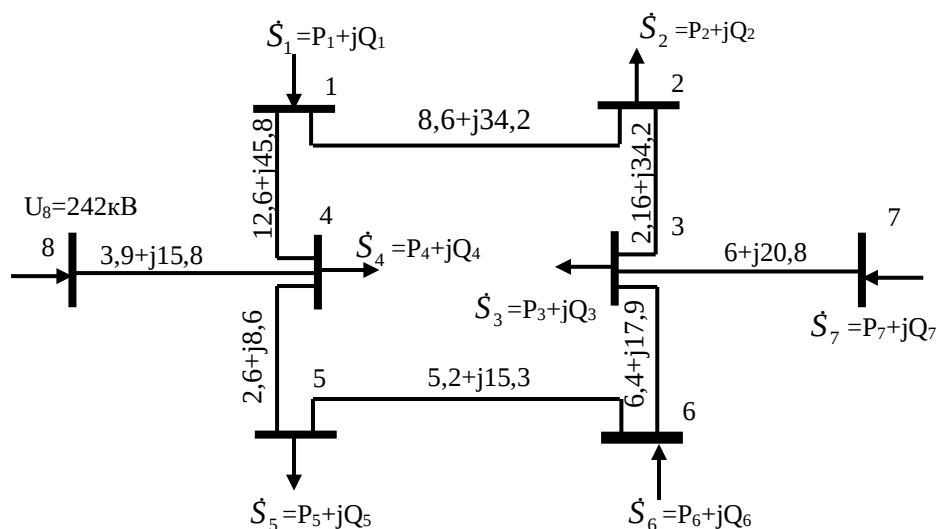


Рис. 1 - Схема энергетической системы

В нагрузочных узлах 2, 4, 5, и 6 имеются регулируемые электропотребители, графики нагрузок которых заданы в таблице 1 четырьмя характерными временными интервалами. Предельные мощности расчетных ТЭС, расчетных нагрузок и количество электроэнергии, получаемые потребителями за период планирования даны в таблице 2.

Таблица 1 - Графики нагрузок потребителей.

Номер временного Интервала	P_2 , МВт	P_3 , МВт	P_4 , МВт	P_5 , МВт	Суммарная нагрузка P_H , МВт
1	230	400	130	340	1100
2	280	470	150	400	1300
3	350	580	260	490	1680
4	300	500	180	420	1400

Таблица 2 - Предельные мощности расчетных ТЭС, расчетных нагрузок (в МВт) и количество электроэнергии, получаемые потребителями в узлах (в МВт.ч).

Параметры	Номера узлов с ТЭС				Номера узлов с регулируемыми потребителями				
	1	6	7	8	2	3	4	5	Суммарная
P^{min} , МВт	200	200	200	200	230	400	130	340	1100
P^{max} , МВт	600	600	600	600	350	580	260	490	1680
$\mathcal{E}$, МВт.ч.					1160	1950	720	1650	5480

Коэффициенты активной мощности для стационарных узлов 0,85, а для нагрузочных 0,9.

Для оценки эффекта от учёта сетевого фактора, а также сравнения результатов исследований в таблице 3 приведены результаты оптимального планирования режима энергосистемы с оптимальным управлением нагрузкой электропотребителей без учёта сетевого фактора.

Таблица 3 - Результаты оптимального планирования режима энергосистемы без учета сетевого фактора.

t	Нагрузки потребителей				Потери л, МВт	Нагрузки электростанций				B, т.у т./ч.
	P_2 ,	P_3 ,	P_4 ,	P_5 ,		P_1 ,	P_6 ,	P_7 ,	P_8 ,	
	Вт	Вт	Вт	Вт		МВт	Вт	Вт	Вт	
1	269,9	479,8	159,8	399,9	58,4	321,4	267,2	455,1	324,1	706,14
2	295,1	485,1	164,7	430,8	68,8	339,9	281,2	479,7	343,7	743,26
3	300,0	500,0	210,0	400,0	80,3	350,5	289,7	494,5	355,6	766,13
4	294,9	485,1	185,6	419,2	68,9	341,9	283,0	482,7	346,1	747,83
Суммарный расход топлива за период планирования: 2963,36 т.у.т.										

В таблице 4 приведены результаты оптимального планирования режима энергосистемы с оптимальным управлением нагрузкой электропотребителей и учетом сетевого фактора вышеописанным алгоритмом.

Таблица 4 - Результат оптимального планирования режима энергосистемы с учетом сетевого фактора.

t	Нагрузки потребителей				Потери л, МВт	Нагрузки электростанций				B, т.у т./ч.
	P_2 ,	P_3 ,	P_4 ,	P_5 ,		P_1 ,	P_6 ,	P_7 ,	P_8 ,	
	Вт	Вт	Вт	Вт		МВт	Вт	Вт	Вт	
1	269,3	479,8	159,4	399,4	58,5	322,9	457,9	285,3	300,4	708,67
2	308,4	484,6	165,0	428,8	55,7	333,2	467,1	328,4	313,9	744,73
3	300,7	500,0	215,3	402,0	66,1	341,2	485,7	337,1	320,1	765,53
4	281,6	485,6	180,2	419,8	56,6	337,8	471,3	297,2	317,6	736,69
Суммарный расход топлива за период планирования: 2955,61 т.у.т.										

Результаты исследования. Сравнивая полученные результаты при оптимальном планировании режима энергосистемы с управлением нагрузкой без учета (табл. 3) и с учетом сетевого фактора (табл. 4), убедимся в том, что в результате учета сетевого фактора обеспечивается значительная экономическая эффективность. В рассматриваемом примере суммарный расход условного топлива в энергосистеме от учета сетевого фактора уменьшается на 7,75 т.у.т., что составляет 0,26 % от суммарного расхода условного топлива в исходном режиме.

Заключение.

1. Предложена математическая модель задачи оптимального планирования краткосрочного режима энергосистемы с оптимальным управлением нагрузкой электропотребителей и учетом сетевого фактора.

2. Получены условия оптимальности покрытия графика нагрузок энергосистемы с оптимальным управлением нагрузкой регулируемых электропотребителей с учетом сетевого фактора.

3. Предложен алгоритм учета сетевого фактора при оптимальном планировании краткосрочных режимов энергосистем с управлением нагрузкой электропотребителей. Алгоритм позволяет решить задачу с высокой точностью и надежностью. Использование получаемых зависимостей $\sigma(P)$ в процессе расчета дает возможность практически без итеративно учитывать сетевой фактор.

4. Установлено, учет сетевого фактора при оптимальном планировании краткосрочных режимов энергосистем с управлением нагрузкой электропотребителей позволяет получить значительный экономический эффект.

ЛИТЕРАТУРЫ

1. Gayibov Tulkin., Reymov Kamal. Optimization of modes of electrical power systems with the control of power consumption. / Proceedings of the 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering elektroenergetika 2013. September 18–20, 2013, Stara Lesna, Slovak Republic. pp. 83-86.
2. Насиров Т.Х., Гайибов Т.Ш. Теоретические основы оптимизации режимов энергосистем. – Т.: «Фан ва технология», 2014, 184 с.
3. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/Под общ. ред. Ю.Н.Руденко и В.А.Семенова. –М.: Изд-во МЭИ, 2000. 648 с.
4. Tulkin Gayibov, Kamal Reymov “Taking into account the Power Losses in Optimization of Modes of Power Systems”, International Electrical Engineering Journal, vol. 7 (2016), No.2, pp. 2156-2160.
5. M.M. Slama, M.M. Elgazar, S.M. Abdelmasoud, Y.A. Henry. “Solving Short Term Hydrothermal Generation Scheduling by Artificial Bee Colony Algorithm”, International Electrical Engineering Journal (IEEJ) , vol. 6 (2015), No.7, pp. 2078-2365.
6. Murty, P.S.R, Optimization and Control in Power Systems. BS Publications, Hyderabad, 2008.
7. Bergen, Arthur R. Power Systems analysis /Arthur R. Bergen, Vijay Vittal. Prentice Hall, Inc. Upper Saddle River, New Jersey, 2000.
8. Nikiforov G.V., Oleinikov V.K., Zaslavets B.I. Energy saving and energy management in metallurgical production. M: Energoatomizdat, 2003.- 480 p.
9. Novikov S.S Methods of operational planning and control of power consumption of large-capacity electric steel-smelting furnaces when operating on the wholesale electricity market: Avtorefer. dis. ... Cand. those. sciences. - M., 2008.- 18 p.
10. Struchenkov V.I. Optimization methods in applied problems. - Moscow: Publishing house: "SOLO PRESS", 2009. - 320 p.
11. Rakhmonov I.U., Najimova A.M., and Reymov K.M. AIP Conference Proceedings 2647. 030010. (2022). <https://doi.org/10.1063/5.0104788>
12. Taslimov A.D. AIP Conference Proceedings 2552. (2023). 050023. <https://doi.org/10.1063/5.0112398>
13. Rakhmonov I.U., Najimova A.M. AIP Conference Proceedings 2647. 030011. (2022). <https://doi.org/10.1063/5.0104791>
14. Rakhmonov I.U., Najimova, A.M., Esemuratova Sh.M., Koptileuov T.T. AIP Conference Proceedings 2647. 070024. (2022). <https://doi.org/10.1063/5.0104793>
15. R. Karimov, N. Kurbanova, and others. Journal of Physics: Conference Series. 2094(5). 052042. (2021). doi:10.1088/1742-6596/2094/5/052042
16. Hoshimov F.A., Rakhmonov I.U., Niyozov N.N., Omonov F.B. AIP Conference Proceedings 2647. 030025. (2023). <https://doi.org/10.1063/5.0112388>

CONSIDERATION OF THE NETWORK FACTOR IN OPTIMAL PLANNING OF SHORT-TERM OPERATING MODES OF POWER SYSTEMS WITH LOAD MANAGEMENT OF ELECTRICITY CONSUMERS

¹Gaibov T. Sh., ²Reymov K. M., ²Umarov B. S., ³Saduakasov D. S.

¹Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan

²Karakalpak State University named after Berdakh, Nukus, Uzbekistan

³Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

e-mail: tulgayibov@gmail.com, e-mail: kamal_tstu@mail.ru, e-mail: baigazi.umarov@mail.ru,

e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz

Abstract. This article addresses the issue of optimal planning of short-term energy system operation modes. Managing power consumption and considering the network factor play a crucial role in ensuring the stable and efficient operation of energy systems. The proposed mathematical model integrates these two aspects, optimizing system performance.

The main objective of this study is to reduce fuel consumption by efficiently distributing power among power plants and load nodes. To achieve this, the gradient method is applied, providing a fast and accurate solution. During planning, independent and dependent variables are separated, ensuring optimal resource allocation.

Considering the network factor is essential for minimizing electricity losses and improving the overall economic efficiency of the system. If this factor is ignored, excessive energy losses and inefficient power distribution may occur. The proposed algorithm is designed to minimize active power losses in the network.

The calculation results presented in this article confirm the effectiveness of the proposed algorithm. The findings show that taking the network factor into account reduces fuel consumption by 0.26% compared to the initial method. While this percentage may seem small, it leads to significant cost savings at the scale of energy systems.

Keywords. Energy systems; Optimal planning; Short-term modes; Power consumption management; Network factor; Mathematical modeling; Gradient method; Active power losses; Optimization algorithm; Power balance.

ЭЛЕКТР ТҮТЫНУШЫЛАРДЫҢ ЖҮКТЕМЕСІН БАСҚАРУ АРҚЫЛЫ ЭНЕРГОЖҮЙЕЛЕРДІҢ ҚЫСҚА МЕРЗІМДІ ЖҰМЫС РЕЖИМДЕРІН ОҢТАЙЛЫ ЖОСПАРЛАУДА ЖЕЛІЛІК ФАКТОРДЫ ЕСКЕРУ

¹Гайибов Т. Ш., ²Реймов К. М., ²Умаров Б. С., ³Садуақасов Д. С.*

¹Ислам Каримов атындағы Ташкент мемлекеттік техникалық университеті,
Ташкент, Өзбекстан

²Бердақ атындағы Қарақалпақ мемлекеттік университеті, Нөкіс, Өзбекстан

³Есенов университеті, Ақтау, Қазақстан

e-mail: tulgayibov@gmail.com, e-mail: kamal_tstu@mail.ru, e-mail: baigazi.umarov@mail.ru,
e-mail: danabek.saduakassov@yu.edu.kz

Аңдатпа. Бұл мақалада энергетикалық жүйелердің қысқа мерзімді жұмыс режимдерін оңтайлы жоспарлау мәселесі қарастырылады. Энергия жүйелерінің тұрақты әрі тиімді жұмысын қамтамасыз ету үшін электр тұтынушылардың жүктемесін басқару және желі факторын есепке алу маңызды рөл атқарады. Мақалада ұсынылған математикалық модель осы екі аспектіні біріктіре отырып, жүйенің жұмысын оңтайландырады.

Зерттеу барысында негізгі мақсат – электр станциялары мен жүктеме түйіндерінің қуаттарын тиімді тарату арқылы жанармай шығындарын азайту. Бұл мақсатқа жету үшін градиент әдісі қолданылды, ол жылдам әрі нақты есептеу нәтижелерін алуға мүмкіндік береді. Жоспарлау кезінде тәуелсіз және тәуелді айнымалылар бөлініп, қуаттың тиімді үлестірілуі қамтамасыз етіледі.

Желі факторын есепке алу – электр энергиясының шығындарын азайту және бүкіл жүйенің экономикалық тиімділігін арттыру үшін маңызды элемент болып табылады. Егер бұл фактор ескерілмесе, электр энергиясының артық шығындары мен тиімсіз қуат тарату жағдайлары туындауы мүмкін. Сондықтан, ұсынылған алгоритм желідегі белсенді қуат шығындарын азайтуға бағытталған.

Мақалада келтірілген есептеу нәтижелері алгоритмнің тиімділігін дәлелдейді. Есептеулер көрсеткендей, желі факторын есепке алу арқылы жанармай шығындары бастапқы әдіске қарағанда 0,26%-ға төмендейді. Бұл аз көрінгенімен, энергетикалық жүйелер үшін айтарлықтай үнемдеуге алып келеді.

Түйін сөздер: Энергетикалық жүйелер; Оптималды жоспарлау; Қысқа мерзімді режимдер; Электр тұтынушылардың жүктемесін басқару; Желі факторы; Математикалық модельдеу; Градиент әдісі; Активті қуат шығындары; Оптимизация алгоритмі; Электр энергиясының балансы.