

УДК 621.311.16  
ГРНТИ 44.29.37  
DOI 10.56525/ARTI1450

## АНАЛИЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

<sup>1</sup>Гайибов Т.Ш., <sup>2</sup>Реймов К. М.

<sup>1</sup>Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, Узбекистан

<sup>2</sup>Каракалпакский государственный университет, Нукус, Узбекистан

e-mail: tulgayibov@gmail.com, kamalreymov@gmail.com

**Аннотация:** В статье рассматриваются вопросы учета потерь электрической энергии в электрических сетях при оптимизации режимов работы энергосистем по активной мощности. Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эффективности функционирования современных электроэнергетических систем и снижения потерь электроэнергии при передаче и распределении. Особое внимание уделяется анализу влияния выбора балансирующего узла на оптимальность режима энергосистемы. В работе рассмотрены теоретические аспекты оптимизации режимов энергосистем, а также практические подходы к определению потерь мощности в электрических сетях.

В ходе исследования были проведены расчетно-экспериментальные исследования, направленные на выявление зависимости оптимальности режима от выбора балансирующего узла. Полученные результаты были проанализированы и сопоставлены между собой. Анализ показал, что оптимальность режима энергосистемы не зависит от выбора балансирующего узла при условии корректного учета параметров сети и режимных характеристик системы. Установлено, что дополнительный эффект, который может наблюдаться при изменении балансирующего узла, связан главным образом с соответствующим изменением уровня его напряжения. Полученные результаты могут быть использованы при решении задач оптимизации режимов энергосистем и повышении эффективности управления электрическими сетями.

**Ключевые слова:** Электрический сеть, потерь, активный мощность, анализ, учет.

### Введение

Одной из основных задач, решаемых при планировании краткосрочных режимов энергосистем, является оптимизация их режимов по активной мощности с учетом потерь в электрических сетях. Так как, учёт потерь часто приводит к существенному перераспределению суммарной нагрузки энергосистемы между расчётными электростанциями. При этом оптимизация сводится к снижению суммарных топливных издержек в энергосистеме за счет снижения потерь, а не к простой её раздате между расчётными электростанциями.

В настоящее время из отечественной и зарубежной литературы известны множества разработок, посвященные к решению рассматриваемой задачи [1-3]. Несмотря на то, что в этих работах достаточно эффективно исследованы основные проблемы учета потерь в электрических сетях и предложены соответствующие алгоритмы их решения некоторые вопросы все ещё требуют соответствующих уточнений. К ним относится, в частности, вопросы, связанные с выбором балансирующего узла при оптимизации. В существующей литературе встречаются разные мнения ученых и специалистов по данному вопросу. В перечисленных выше работах рекомендуются принять за балансирующей узел одной из расчетных электростанций с большим диапазоном регулирования генерируемой мощности. При этом предполагается, в случае достаточности диапазона регулирования генерируемой мощности, оптимальность режима энергосистемы не зависит от выбора балансирующего узла. А в работе [4] делается вывод о том, что оптимальность режима энергосистемы зависит

от выбора балансирующего узла и поэтому для достижения наилучшего эффекта следует выбрать оптимальной балансирующей станцией.

### Материалы и методы исследования

В связи с этим в данной работе приводятся результаты исследований авторами зависимости оптимальности режима энергосистемы от выбора балансирующей станции и, соответственно выводы по данному вопросу.

Рассмотрена задача оптимального распределения нагрузки энергосистемы между расчетными тепловыми электростанциями (ТЭС), которая заключается в минимизации суммарных топливных издержек

$$B = \sum_{i=0}^n B_i(P_i) \quad (1)$$

с учетом ограничений:

- по балансу активной мощности в энергосистеме

$$W = \sum_{i=0}^n P_i - P_H - \pi = 0 \quad (2)$$

- по реальному диапазону изменения мощности расчетных ТЭС:

$$P_{i,\min} \leq P_i \leq P_{i,\max}, \quad i = 0, 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

Критерий оптимальности распределения нагрузки энергосистемы между рассматриваемыми ТЭС получим из необходимого условия экстремума функции Лагранжа  $L = B + \mu W$  с учетом ограничений (3):

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_i} &= 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \\ \frac{\partial L}{\partial \mu} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

Из последней условия легко получим критерий оптимальности распределения нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС:

$$b_0 = \eta_1 b_1 = \eta_2 b_2 = \dots = \eta_n b_n \quad (5)$$

с учетом ограничений (2).

В (1) - (4)  $B_i(P_i)$  - характеристика топливных издержек  $i$ -ой ТЭС;  $b_o = \frac{\partial B_o}{\partial P_o}$ ;  $b_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_i}$  -

относительные приросты топливных издержек в балансирующей и  $i$ -ой ТЭС;  $W$  - функция небаланса активной мощности в энергосистеме;  $P_H$  - суммарная активная нагрузка энергосистемы,  $\pi$  - суммарные потери активной мощности в электрических сетях;

$\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}$ ,  $\eta_i = \frac{1}{1 - \sigma_i}$  - относительные приросты (производные) потерь и сетевые коэффициенты для  $i$ -й ТЭС.

Суммарные потери активной мощности в электрических сетях является сложной функцией всех режимных параметров, поэтому для уточнения значений этих потерь и производных от них при реализации условия (5) следует рассчитать установившейся режим электрической сети. Таким образом, рассматриваемая задача решается методом последовательного приближения (итеративным методом).

Исследования выполнены на примере оптимального распределения нагрузки энергосистемы, схема электрической сети которой взята из [4] и представлена на рисунке, между тремя расчетными ТЭС. В таблице 1 даны параметры схемы электрической сети.

Таблица 1. Параметры схемы электрической сети

№ вет	Начало	Конец	R, Ом	X, Ом	b, $\times 10^{-3}$ См	КГ'
1	1	5	0,30	20,65	0,5480	1,00
2	2	4	2,48	8,51	0,2359	1,00
3	3	4	1,35	3,51	0,0934	1,00
4	5	4	1,40	52,00	0,0000	1,90

Узловые нагрузки:  $\dot{S}_1 = 350 + j126$  МВА,  $\dot{S}_2 = 150 + j53$  МВА,  
 $\dot{S}_3 = 100 + j46$  МВА,  $\dot{S}_4 = 450 + j195$  МВА.

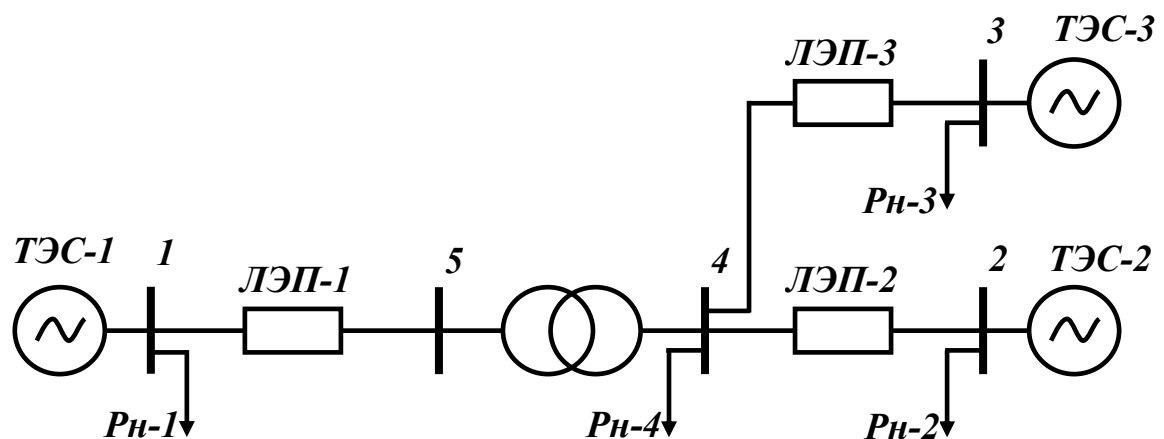


Рисунок 1. Схема электрической сети энергосистемы

Энергетические характеристики расчетных ТЭС представлены в виде квадратичных расходных характеристик условного топлива:

$$B = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2.$$

Коэффициенты расходных характеристик и реальные диапазоны изменения нагрузок расчетных ТЭС приведены в таблице 2.

Таблица 2. Расходные характеристики и предельные значения мощностей ТЭС

№ станции	$a_i$	$b_i$	$c_i$	$P_{min}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт
1	80	0,268	0,0008	400	780
2	102	0,3	0,001	280	800
3	96	0,28	0,0015	210	500

### Результаты исследования

Следует отметить, обычно, оптимальные уровни напряжений генерирующих узлов определяются заранее исходя из условий встречного регулирования напряжения, обеспечения требуемой надежности электроснабжения и оптимального режима работы электрической сети. А при оптимизации режима энергосистемы по активной мощности эти напряжения принимаются как фиксированные. Соответственно, в цикле расчета установившегося режима электрической сети с целью уточнения суммарных потерь

активной мощности и производных от них, для таких узлов являются заданными активные мощности и модули напряжений. За такие напряжения в станционных узлах рассматриваемой электрической сети (1, 2, 3) приняты 230 кВ, 115 кВ, 115 кВ, соответственно.

Для сравнения результатов оптимизации и выявления получаемого эффекта в таблице 3 приведены результаты оптимального распределения суммарной нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС без расчета производных потерь и соответствующих сетевых коэффициентов (приняты  $\sigma_i = 0, i = 1, 2, 3$ ) при различных балансирующих узлах.

Таблица 3. Результаты оптимального распределения нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС без расчета относительных приростов.

$\pi$ , МВт	$P_1$ , МВт	$P_2$ , МВт	$P_3$ , МВт	$B$ , т.у.т.
12,88	464,09	355,27	243,52	964,62

При оптимизации с учетом потерь в электрических сетях для расчета производных потерь принять наиболее точный метод – метод конечных приращений, особенности которого подробно исследованы в [1, 5].

В таблице 4 приведены результаты оптимального распределения суммарной нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС с учетом потерь в электрических сетях при условиях принятия за балансирующий узлы 1, 2 и 3, соответственно.

Таблица 4. Результаты оптимального распределения суммарной нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС при различных балансирующих узлах.

Бал. узел	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_3$	$\pi$ , МВт	$P_1$ , МВт	$P_2$ , МВт	$P_3$ , МВт	$B$ , т.у.т.
1	0,00	0,064	0,016	11,72	477,79	337,62	246,30	963,91
2	-0,069	0,00	-0,052	11,72	477,74	337,66	246,32	963,91
3	-0,016	0,050	0,00	11,72	477,74	337,65	246,33	963,91

Сравнивая результаты оптимизации, приведенные в таблицах 3 и 4, убедимся в том, что учет потерь в электрических сетях обеспечит получения заметного экономического эффекта.

Сравнение результатов оптимального распределения суммарной нагрузки энергосистемы между расчетными ТЭС при разных балансирующих узлах показывает, что оптимальность режима энергосистемы не зависит от выбора балансирующего узла. Получение дополнительного эффекта при изменении балансирующего узла в [4] связано с соответствующим изменением его напряжения.

#### **Выводы:**

1. Учет потерь в электрических сетях при оптимизации режимов энергосистем обеспечит получения дополнительного экономического эффекта независимо от выбора балансирующего узла.

2. Оптимальность режима энергосистемы с учетом потерь в электрических сетях не зависит от выбора балансирующего узла.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация. –Т.: Молия, 1999.

2. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике/ Под общей ред. Ю.Н.Руденко и В.А.Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.

3. Optimization and Control in Power Systems/ Murty, P.S.R., BS Pudications, Hyderabad, 2008.
4. Зеленохат Н.И., Подрезова Д.В. Оптимизация режима работы энергосистемы с учетом стоимости потерь активной мощности в электрической сети // Энергетик. -2012. -№3. -С. 45-49.
5. Юлдашев Х.Ю., Гайибов Т.Ш. Учёт сетевого фактора при оптимизации суточного режима больших энергетических систем // Изв. АН УзССР, СТН. 1986. №2. С.16-20.

## ANALYSIS OF LOSS ACCOUNTING IN ELECTRICAL NETWORKS DURING OPTIMIZATION OF POWER SYSTEM OPERATING MODES BY ACTIVE POWER

Gayibov T.<sup>1</sup>, Reimov K.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tashkent State Technical University, Tashkent, Uzbekistan

<sup>2</sup>Karakalpak State University, Nukis, Uzbekistan

e-mail: tulgayibov@gmail.com, kamalreymov@gmail.com

**Abstract:** This article examines the issues of accounting for power losses in electrical networks during the optimization of power system operating modes with respect to active power. The relevance of the study is determined by the growing need to improve the efficiency of modern power systems and to reduce electricity losses during transmission and distribution processes. Particular attention is paid to the analysis of the influence of the slack bus selection on the optimality of the power system operating mode. The paper discusses theoretical aspects of power system optimization as well as practical approaches to determining power losses in electrical networks.

During the research, calculation and experimental studies were carried out in order to determine the relationship between the optimality of the operating mode and the choice of the balancing (slack) bus. The obtained results were analyzed and compared in detail. The analysis showed that the optimality of the power system operating mode does not depend on the choice of the balancing bus when the network parameters and system operating conditions are correctly taken into account. It was also found that any additional effect observed when changing the balancing bus is mainly associated with the corresponding change in its voltage level. The results obtained in this study can be applied in solving problems related to the optimization of power system operating modes and improving the efficiency of electrical network management.

**Keywords:** Electric grid, losses, active power, analysis, accounting.

## ЭНЕРГОЖҮЙЕ РЕЖИМДЕРІН АКТИВТІ ҚУАТ БОЙЫНША ОҢТАЙЛАНДЫРУ КЕЗІНДЕ ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІНДЕГІ ШЫҒЫНДАРДЫ ЕСЕПКЕ АЛУДЫ ТАЛДАУ

Гайибов Т.Ш.<sup>1</sup>, Реймов К. М.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ташкент мемлекеттік техникалық университеті, Ташкент, Өзбекстан

<sup>2</sup>Қарақалпақ мемлекеттік университеті, Нукус, Өзбекстан

e-mail: tulgayibov@gmail.com, kamalreymov@gmail.com

**Аннотация:** Бұл мақалада электр энергетикалық жүйелердің жұмыс режимдерін активті қуат бойынша оңтайландыру кезінде электр желілеріндегі энергия шығындарын есепке алу мәселелері зерттеледі. Зерттеу жұмысының өзектілігі қазіргі заманғы электр энергетикалық жүйелерінің тиімді жұмыс істеуін қамтамасыз ету және электр энергиясын тасымалдау мен тарату барысында болатын шығындарды азайту қажеттілігімен түсіндіріледі. Сонымен қатар, жұмыста энергожүйе режимінің оңтайлылығына балансирлеуші түйінді таңдаудың әсері қарастырылады.

Зерттеу барысында энергожүйе режимдерін оңтайландырудың теориялық негіздері талданып, электр желілеріндегі қуат шығындарын анықтаудың практикалық тәсілдері қарастырылды. Жұмыста есептік-эксперименттік зерттеулер жүргізіліп, режимнің оңтайлылығының балансируші түйінді таңдауға тәуелділігі зерттелді. Алынған нәтижелер салыстырмалы түрде талданып, олардың өзара байланысы анықталды. Зерттеу нәтижелері энергожүйе режимінің оңтайлылығы балансируші түйінді таңдауға тікелей тәуелді емес екенін көрсетті. Балансируші түйін өзгерген жағдайда байқалатын қосымша тиімділік негізінен сол түйіннің кернеу деңгейінің өзгеруімен байланысты екені анықталды. Алынған нәтижелер электр энергетикалық жүйелердің жұмыс режимдерін оңтайландыру және электр желілерін тиімді басқару мәселелерін шешуде қолданылуы мүмкін.

**Түйін сөздер:** электр желісі, шығындар, активті қуат, талдау, есепке алу.