

РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ СВЕЖЕГО ПАРА НА КРУПНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В данной работе приводится оригинальная методика расчета себестоимости свежего пара на промышленной тепловой электростанции, учитывающая отличительные особенности тепловой схемы, наличие тепловой и электрической нагрузки, работу котлов на газоугольной смеси. Данный подход позволяет определить стоимость 1 т свежего пара, принимая во внимание затраты на первичный энергоноситель, фонд оплаты труда и собственные нужды. В качестве исходных данных используются режимные карты котлов, стоимостные показатели энергоресурсов и калькуляции электростанций. Полученные значения себестоимости пара необходимы для построения технико-экономических моделей котлоагрегатов и турбогенераторов с целью проведения внутростанционной оптимизации по тепловой и электрической энергии. Внедрение результатов оптимизации в условия действующей электростанции позволит определить экономически целесообразные расходы используемых энергоресурсов, что в целом снизит затраты на производство тепла и электроэнергии.

Ключевые слова: электростанция, свежий пар, себестоимость пара, режимная карта, котел, турбогенератор, энергоресурс, фонд оплаты труда, уголь, природный газ, электроэнергия, тепловая нагрузка, расход энергоресурсов.

ВВЕДЕНИЕ

Крупные металлургические предприятия в условиях рыночной экономики, с целью повышения конкурентоспособности, различными способами снижают себестоимость готовой продукции как за счет проведения энергосберегающих мероприятий в области технологии [1], так и за счет внедрения политики энергосбережения [2], имеющей различные пути реализации, например:

- определение наиболее рациональных режимов потребления электроэнергии [3 - 5];
- снижение затрат на выработку электрической и тепловой энергии за счет рационального использования покупных и вторичных энергоресурсов [6];
- оптимальное управление энергетическим оборудованием собственных электростанций предприятий [7].

Вопросами повышения экономичности работы тепловых электростанций занимаются практически с самого начала их внедрения. Основные задачи, решаемые в данной области, посвящены повышению экономичности работы энергоблоков [8], улучшению технико-экономических показателей работы тепловых электростанций [9-11]. Большое внимание многие авторы уделяют рациональному использованию покупных [12] и вторичных энергоресурсов [13].

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

С целью выполнения мероприятий по энергосбережению на промышленных электростанциях с неблочными тепловыми и электрическими схемами, работающих на смеси топлив, авторами [14, 15] разработан алгоритм оптимизации режимов работы котлоагрегатов и генераторов с учетом проверки последних по статической устойчивости [16]. Данный алгоритм основан на методе динамического программирования в сочетании с модифицированным методом последовательного эквивалентирования. Основные положения метода динамического программирования изложены в [17, 18]. Алгоритм реализован в составе программно-вычислительного комплекса «КАТРАН» - модуль «Оптимизация» [19] и позволяет определять экономически

целесообразные загрузки генераторов и котлоагрегатов по критерию минимума затрат на свежий пар, идущий на теплофикацию и выработку электроэнергии.

Основными исходными данными для расчета являются технико-экономические модели генераторов и котлов, представляющие собой зависимость соответственно мощности на их клеммах и паропроизводительности от себестоимости одной тонны свежего пара [14].

Для построения данных моделей необходимо осуществить расчеты себестоимости пара для различных паропроизводительностей котлов и расходов топлива согласно режимным картам.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СЕБЕСТОИМОСТИ СВЕЖЕГО ПАРА НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, РАБОТАЮЩИХ НА ГАЗОУГОЛЬНОЙ СМЕСИ

Себестоимость пара промышленных электростанций в большей степени определяется затратами на энергетическое топливо, техническую воду, химически очищенную воду (ХОВ), электроэнергию, необходимую для собственных нужд (с.н.) электростанции, фонд оплаты труда (ФОТ), текущий ремонт и амортизацию, причем три последних составляющих являются постоянной частью затрат и не зависят от паропроизводительности котла.

В свою очередь, рассмотренные выше затраты на производство пара в общем можно разделить на три части, зависящие: от капитальных затрат; от фонда оплаты труда; от объема выработанной электрической и тепловой энергии.

Учет того или иного фактора при расчете себестоимости пара электростанции является практически индивидуальным для каждой электростанции промышленной системы электроснабжения и во многом зависит от времени введения в эксплуатацию генераторов.

Например, особенностью режимов работы котлов некоторых ТЭЦ в зимний период является совместное сжигание природного газа и угольной пыли, в летний – используется только природный газ. Кроме того, каждый котел характеризуется различными значениями производительности пара и соответствующим им расходом топлива, данные отражены в режимных картах котлов. Однако при определении себестоимости све-

жего пара достаточно часто можно столкнуться с проблемой отсутствия некоторой исходной информации. В данной работе такая проблема возникла при определении себестоимости пара на ТЭЦ. В существующих режимных картах котлов при их работе на газугольной смеси приведены только значения расхода природного газа, информация по объемам затрачиваемого угля отсутствует. Таким образом, для определения себестоимости пара на ТЭЦ необходимо осуществить разработку методики расчета себестоимости 1 т свежего пара, учитывающую отсутствие информации о количестве расходуемой угольной пыли.

В табл. 1 приведен пример расчета себестоимости

пара энергетического котла типа ТП-170 с паропроизводительностью 170 т/ч, рабочим давлением 100 кгс/см² и температурой перегретого пара 510°C. Пример режимной карты данного котла рассмотрен в [20].

На основании разработанной методики, рассчитываются себестоимости и для других паропроизводительностей котла. Результатами расчета являются технико-экономические модели котлов и турбогенераторов (работающих на одном паропроводе к котлоагрегату), представленные на рис. 1 и 2 и в табл. 2 и 3 соответственно.

Таблица 1

Методика расчета себестоимости 1 т свежего пара на ТЭС

Порядок расчета	Методика расчета	Пример расчета
1. Перевести расход ПГ для соответствующей паропроизводительности котла из тыс.м ³ в т у.т.	1 тыс. м ³ = 1,154 т у.т. [21]	6 м ³ = 6,92 т у.т.
2. Определить расход угля в топливной смеси в зависимости от паропроизводительности и расхода ПГ	$B_{уг} = B_{0ПГ} - B_{0см}$, где $B_{уг}$ - расход угля, т у.т.; $B_{0ПГ}$ - расход ПГ при работе котла на ПГ, т у.т.; $B_{0см}$ - расход ПГ при работе котла на газугольной смеси, т у.т.	$B_{уг} = 15,6 - 6,9 = 8,655$ т у.т.
3. Перевод расхода угольной пыли из т у.т в т	В России за единицу условного топлива (т у.т.) принимается теплотворная способность 1 кг каменного угля, поэтому: 8,655 т у.т = 8,655 т угольной пыли	
4. Расчет затрат на ПГ и угольную пыль в рублях.	$Z_{ПГ} = B_{ПГ} \cdot C_{ПГ}$, где $B_{ПГ}$ - расход ПГ, м ³ ; $C_{ПГ}$ - стоимость 1 м ³ ПГ, руб./м ³ . $Z_{уг} = B_{уг} \cdot C_{уг}$, где $B_{уг}$ - расход угля, т; $C_{уг}$ - стоимость 1 т угля, руб./т. Суммарные затраты на энергетическое топливо: $Z_{топливо} = Z_{ПГ} + Z_{уг}$	Согласно данным центра энергосберегающих технологий по состоянию на октябрь 2012 г.: - стоимость ПГ $C_{ПГ} = 2706,5$ руб./10 ³ ·м ³ ; - стоимость угля $C_{уг} = 2981$ руб./т. $Z_{уг} = 8,66 \cdot 2981 = 25801$ руб. $Z_{ПГ} = 6,92 \cdot 2706,51 = 16239$ руб. $Z_{топливо} = 16239 + 25801 = 42040$ руб.
5. Расчет себестоимости пара без учета затрат на с.н., ФОТ и амортизационные отчисления	$S_{пр} = \frac{Z_{топливо}}{D_0}$, где D_0 - паропроизводительность котла, т/ч	$S_{пр} = \frac{42040}{170} = 247,29$ руб./т
6. Определение доли затрат на ФОТ и амортизацию, расход ХОВ, техническую воду, электрическую энергию и конденсат, затрачиваемые на производство 1 т свежего пара	Доля затрат перечисленных расходных статей определялась путем обработки калькуляций электростанции от затрат на топливо, необходимого для производства 1 т свежего пара	Электроэнергия - 5,1%; ХОВ - 0,279%; техническая вода - 0,01%; конденсат - 2,6%; ФОТ - 3,02 руб./т; амортизационные отчисления - 1,76 руб./т

Окончание таблицы 1

Порядок расчета	Методика расчета	Пример расчета
7. Расчет затрат на с.н., ФОТ и амортизация для производства 1 т свежего пара. Затраты на ФОТ и амортизацию были получены в результате анализа калькуляций себестоимости пара за январь-декабрь 2013 г.	<p>Затраты на электроэнергию:</p> $Z_{эл.эн} = 0,051 \cdot S_{пр.}$ <p>Затраты на ХОВ:</p> $Z_{ХОВ} = 0,00279 \cdot S_{пр.}$ <p>Затраты на техническую воду:</p> $Z_{тех.вода} = 0,0001 \cdot S_{пр.}$ <p>Затраты на конденсат:</p> $Z_{конд.} = 0,026 \cdot S_{пр.}$ <p>Затраты на ФОТ:</p> $Z_{ФОТ} = const = 3,02 \text{ руб./т.}$ <p>Отчисления на амортизацию:</p> $Z_{аморт} = const = 1,76 \text{ руб./т}$	$Z_{эл.эн} = 0,051 \cdot 247,29 =$ $= 12,61 \text{ руб./т.}$ $Z_{ХОВ} = 0,00279 \cdot 247,29 =$ $0,69 \text{ руб./т.}$ $Z_{тех.вода} = 0,0001 \cdot 247,29 =$ $0,03 \text{ руб./т.}$ $Z_{конд.} = 0,026 \cdot 247,29 =$ $6,43 \text{ руб./т.}$
8. Вычисление себестоимости одной тонны свежего пара с учетом затрат на собственные нужды и ФОТ	$S = S_{пр} + Z_{с.н.} + Z_{ФОТ} + Z_{аморт}$ <p>где $Z_{с.н.}$ - затраты на с.н. для производства 1 т свежего пара</p> $Z_{с.н.} = Z_{эл.эн} + Z_{ХОВ} + Z_{тех.вода} + Z_{конд.}$	$S = 247,29 + 12,612 + 0,69 +$ $+ 0,03 + 6,43 + 3,02 + 1,76 =$ $= 271,83 \text{ руб./т.}$

Таблица 2

Технико-экономическая модель энергетического котла типа ТП-170

D_0 , т/ч	110	130	150	170
S , руб./т	276,99	274,74	278,37	281,15
$B_{ПГ}$, $\cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$	3,00	4,00	4,00	4,00
$B_{УГ}$, т/ч	6,58	7,27	9,12	10,96

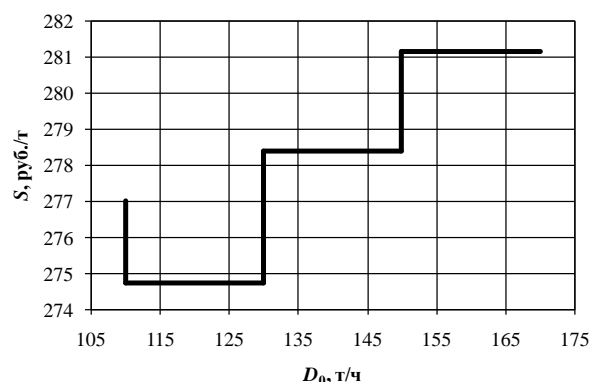


Рис. 1. Технико-экономическая модель энергетического котла типа ТП-170

Таблица 3

Технико-экономическая модель турбогенератора

P_0 , МВт	35	37	39	41	43	45	47	48
D_0 , т/ч	223	230	239	243	253	260	267	270
S , руб./т	247	249	251	251	251	252	252	252

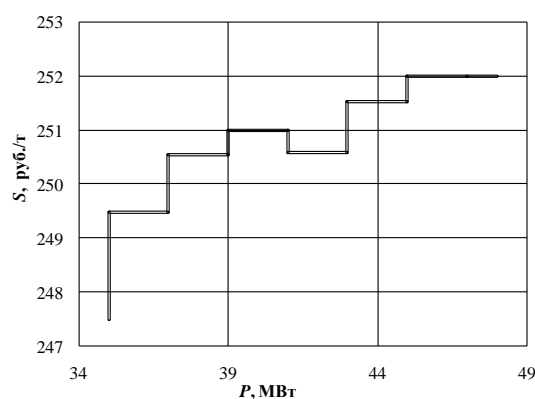


Рис. 2. Технико-экономическая модель турбогенератора ТЭЦ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученная методика позволяет определять себестоимость пара на тепловых электростанциях промышленных предприятий в условиях неопределенности;

Величины себестоимости пара учитывают не только затраты на первичный энергоноситель, но и другие статьи калькуляций электростанций: ФОТ, затраты на собственные нужды, отчисления на ремонт и обслуживание;

Разработанные технико-экономические модели котлов и генераторов используются в качестве исходных данных для внутростанционной оптимизации их работы, а также для оптимизации эксплуатационных режимов систем электроснабжения с собственными электростанциями промышленного энергоузла;

Полученные модели используются в качестве исходных данных для оптимизации установившихся режимов промышленных систем электроснабжения по критерию минимума затрат на свежий пар, что в целом снижает долю энергозатрат в себестоимости готовой продукции предприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сергеев П.А., Нешпоренко Е.Г. Улучшение производительности и снижение энергоёмкости доменного производства чугуна // Наука и производство Урала. 2015. №11. С. 42-46.
2. Российская Федерация. Законы. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: [федер. закон: принят Гос. Думой 11 ноября 2009 г. : одобр. Советом Федерации 18 ноября 2009 г.]. М. : Ось, 2001. 46 с.
3. Управление энергопотреблением и энергосбережение. Теория и практика / Г.В. Никифоров, В.К. Олейников, Б.И. Заславец, А.Н. Шеметов. Магнитогорск, 2013. 422 с.
4. Никифоров Г.В., Олейников В.К., Шеметов А.Н. Об оптимальных режимах электропотребления в условиях металлургического производства // Электрика. 2002. №3. С. 9-13.
5. Никифоров Г.В. Энергосбережение: концепция производителя энергии и позиция энергоёмкого партнёра и потребителя // Энергетик. 1999. № 8. С. 5-6.
6. Малафеев А.В., Хламова А.В., Краснов М.И. Оптимизация загрузки генераторов собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом потерь активной мощности в распределительной сети путем декомпозиции общей задачи // Главный энергетик. 2011. №3. С. 54 – 57.
7. Левит Г.Т. Режимные карты и оптимизация управления котельными установками //Электрические станции. 1998. № 5. С. 26-32.

8. Абдурашитов Ш.Р. Резервы повышения экономичности энергоблоков 300 МВт // Энергетик. 1974. №3. С. 6-7.
9. Блинов А.Я. Обеспечение комплексных мер по улучшению технико-экономических показателей электростанции // Энергетик. 1975. № 2. С. 6-8.
10. Виленский Ю.А. Повышение экономичности ТЭЦ // Энергетик. 1974. № 5. С. 10.
11. Голышев Л.В., Довготелес Г.А. Оптимизация режимов подачи пыли высокими концентрациями при сжигании угля АШ в котле ТПП-210А // Электрические станции. 2007. №3. С. 34-38.
12. Авдеев А.Ф. Экономное сжигание топлива - важнейшее условие эффективности энергетики // Энергетик. 1976. №6. С. 1-3.
13. Сушон С.П., Завалко А.Г. Перспективы повышения уровня использования ВЭР // Промышленная энергетика. 1983. № 4. С. 2-4.
14. Хламова А.В., Малафеев А.В., Копцев Л.А. Анализ оптимальных режимов работы турбогенераторов собственных электростанций ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» // Изв. вузов. Электромеханика. 2011. №4. С. 111-114.
15. Кочкина А.В. Применение метода динамического программирования для решения задач оптимального распределения активных мощностей между разнородными генерирующими источниками собственных электростанций предприятий черной металлургии // Наука и производство Урала. 2012. № 8. С. 204-209.
16. Анализ статической устойчивости синхронных генераторов / А.В. Малафеев, О.В. Газизова, Е.А. Гринчак, А.В. Кочкина // Главный энергетик. 2013. №7. С. 17 – 25.
17. Methods for Optimization of Power-System Operation Modes / N.A. Belyaev, N.V. Korovkin, O.V. Frolov, V.S. Chudnyi // Russian Electrical Engineering. 2013. no 2. pp. 74-80.
18. Frauendorfer K., Glavitsch H., Bacher R., Optimazation in Planning and Operation of Electric Power Systems, Lecture Notes of the SVOR/ASRO Tutorial Thun, Switzerland. 1992. 365 P.
19. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программа для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 7.0» RU 2013616847 / В.А. Игуменцев., А.В. Малафеев, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, А.В. Кочкина, Е.А. Панова. №2013616847, Бюл. № 3.
20. Оптимизация установившихся режимов промышленных систем электроснабжения с разнородными генерирующими источниками при решении задач среднесрочного планирования / А.В. Малафеев, А.В. Кочкина, В.А. Игуменцев, Д.Е. Варганов, А.Д. Ковалев. Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. 112 с.
21. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Справочник / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1987. 465 с.

INFORMATION IN ENGLISH

COST CALLCULATION OF WORKING STEAM IN TERMS OF INDUSTRIAL THERMAL POWER STATIONS

Varganov D.E., Varganova A.V.

The article is concerned with the issues of original procedure of working steam prime cost calculation of industrial thermal power station taking into account characteristics of cycle arrangement, heat and power load, boiler operation using coal-gas blend. This approach makes it possible to calculate the cost of 1 ton of working steam taking into consideration the primary energy source costs, salary budget and auxiliaries. Steam boiler parameter chart, cost parameters of energy sources and the power

station are used as bench-mark data. The obtained values of working steam prime cost are essential for developing technical and economical models of steam boilers and turbogenerators to provide internal optimization of heat and power energy consumption. Results implementation of optimization in terms of industrial power plant makes it possible to calculate the cost effective consumption of energy resources and to cut the total energy costs.

Keywords: power station, working steam, prime cost of steam, parameter chart, steam boiler, generating set, energy source, salary budget, coal, natural gas, electrical energy, thermal load, energy resources consumption.

REFERENCES

1. Sergeev P.A., Neshporenko E.G. *Uluchshenie proizvoditelnosti i snizhenie energoyemkosti domennogo proizvodstva chuguna* [Productivity Improvement and Reduction of Energy Consumption in Cast Iron Production in Blast Furnaces], Science and Production of the Ural, 2015, no 11, pp. 42-46.
2. The Russian Federation. Laws and Acts. *Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoi effektivnosti i o vnesenii izmeneniy v otdelnye zakonodatelnye akty rossiyskoi federatsii* [Energy-Savings, Energy Efficiency Improvement and Introduction of Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation], Moscow, 2001, 46 p.
3. Nikiforov G.V., Oleinikov V.K., Zaslavets B.I., Shemetov A.N. *Upravlenie energopotrebleniyem i energosberezhenie. Teoriya i praktika* [Load Management and Energy Saving. Theory and Practice], Magnitogorsk, 2013, 422 p.
4. Nikiforov G.V., Oleinikov V.K., Shemetov A.N. *Ob optimalnykh rezhimakh elektropotrebleniya v usloviyakh metallurgicheskogo proizvodstva* [Optimum Modes of Electricity Consumption in Conditions of Metallurgical Production], Electrical engineering. 2002, no.3, pp. 9-13.
5. Nikiforov G.V. *Energosberezhenie: kontseptsiya proizvoditelya energii i pozitsiya energoyemkogo partnyera i potrebitelya* [Energy-Saving: Power Generator Conception and Energy-Intensive Partner and Consumer Position], Power Engineer, 1999, no 8, pp. 5-6.
6. Malafeev A.V., Khlamova A.V., Krasnov M.I. *Optimizatsiya zagruzki generatorov sobstvennykh elektrostantsiy OAO "MMK" s uchyetom poter aktivnoy moshnosti v raspredelitel'noy seti putem dekompozitsii obschey zadachi* [Generator Optimal Loading of JSC "MMK" Power Station using Decomposition of General Problem Taking into Account Active-Power Losses in Power Network], Head power engineer, 2011, no.3, pp. 54 – 57.
7. Levit G.T. *Rezhimnye karty i optimizatsiya upravleniya kotelnymi ustanovkami* [Parameter Charts and Optimal Control of Boiler], Power Technology and Engineering, 1998. no.5, pp. 26-32.
8. Abdurashitov Sh.V. *Rezervy povysheniya ekonomichnosti energoblokov 300 MVt* [Power-Generating Unit 300 MW Efficiency Enhancement Potential], Power engineer, 1974, no.3. pp. 6-7.
9. Blinov A.Ia. *Obespechenie kompleksnykh mer po uluchsheniyu tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley elektrostantsii* [Complex Measure to Improve Technical and Economic Indicator of Power Station], Power engineer, 1975. no.2, pp. 6-8.
10. Vilenskii Iu.A. *Povyshenie ekonomichnosti TETs* [Gain in Performance of TPP], Power engineer, 1974, no.5, p. 10.
11. Golyshev L.V., Dovgoteles G.A. *Optimizatsiya rezhimov podachi pyli vysokimi kotsentratsiyami pri szhiganii uglya Ash v kotle TPP-210A* [Fuel Inlet Massive Concentration Optimal Conditions under ASH Coal Combustion Using TPP-210A Boiler], Power Technology and Engineering, 2007, no.3, pp. 34-38.
12. Avdeev A.F. *Ekonomnoe szhiganie topliva – vazhneishee uslovie effektivnosti energetiki* [Economical Fuel Consumption as Critical Factor of Energy Efficiency], Power engineer, 1976, no.6, pp. 1-3.
13. Sushon S.P., Zavalko A.G. *Perspektivy povysheniya urovnya ispolzovaniya VER* [Possibilities of Utilization Level Increase of Secondary Energy Resources], Industrial Power Engineering, 1983, no.4, pp. 2-4.
14. Malafeev A.V., Khlamova A.V., Koptsev L.A. *Analiz optimalnykh rezhimov raboty turbogeneratorov sobstvennykh elektrostantsiy OAO "Magnitogorskiy metallurgicheskii kombinat"* [Optimal Conditions Analysis of Operation of Power Station Turbo - Generators of JSC "MMK"], Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Elektromekhanika, 2011, no.4, pp. 111-114.
15. Kochkina A.V. *Primenenie metoda dinamicheskogo programmirovaniya dlya resheniya zadach optimalnogo raspredeleniya aktivnykh moshnostey mezhdu raznorodnymi generiruyuschimi istochnikami sobstvennykh elektrostantsiy predpriyatiy chyernoy metallurgii* [Application of Dynamic Programming to Solve Problem of Optimum Distribution of Active Power between Heterogeneous Power Generation Sources of Ferrous Metallurgy Enterprises], Science and Production of the Ural, 2012, no.8, pp. 204-209.
16. Malafeev A.V., Gazizova O.V., Kochkina A.V., Grinchak E.A. *Analiz staticheskoi ustoychivosti sinkhronnykh generatorov* [Analysis of Static Stability of Synchronous Generators], Head Power Engineer, 2013, no.7, pp. 17 – 25.
17. Belyaev N.A., Korovkin N.V., Frolov O.V., Chudnyi V.S. *Methods for Optimization of Power-System Operation Modes*, Russian Electrical Engineering, 2013, no.2, pp. 74-80.
18. Frauendorfer K., Glavitsch H., Bacher R., *Optimization in Planning and Operation of Electric Power Systems*, Lecture Notes of the SVOR/ASRO Tutorial Thun, Switzerland, 1992, 365 p.
19. Igumenshhev V.A., Malafeev A.V., Gazizova O.V., Kondrashova Yu.N., Kochkina A.V., Panova E.A. *State Registration Certificate of Software Application "Software Application "KATRA 7.0" RU 2013616847, №2013616847, Bul. no 3.*
20. Malafeev A.V., Kochkina A.V., Igumenshhev V.A., Varganov D.E., Kovalev A.D. *Optimizatsiya ustanovivshikhsya rezhimov promyshlennykh sistem elektroснабжениya s raznorodnymi generiruyuschimi istochnikami pri reshenii zadach srednesrochnogo planirovaniya* [Optimization of Steady- State Modes of Industrial Power Systems with Diverse Generating Sources to Solve Medium-Term Planning Tasks], Magnitogorsk, Nosov Magnitogorsk State Technical University, 2013, 112 p.
21. Grigoriev V.A., Zorin V.M. *Teploenergetika i teplotekhnika. Obschie voprosy* [Thermal Engineering and Thermal Technology. Generic Issues.], reference book. Moscow, Energoatomizdat, 1987, 465 p.