Characteristics of the Phase-shifting Transformer Realized According to the "Polygon" Connection

Kalinin L.P., Zaitcev D.A., Tirshu M.S., Golub I.V.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova
Kishinau, Republic of Moldova

Abstract. The object of the study is a two-transformer phase-shifting device with a span of adjustment of the angle of phase shift $\psi = 0^\circ - 60^\circ$. In order to determine the energy characteristics of the investigated device, it has been put the scope to study the regime's parameters, performing adjustment of the angle of phase shift. This was made possible due to the use of the thyristor key for 10 positions and the low of it's switching. The model was developed for a series of computational experiments for the cases of: idle, short circuit and loaded regime. A comparative analysis of the technical characteristics of the studied device, with the phase-reversing transformers investigated earlier has been carried out. The novelty of the work consists in the development of a scheme of a two-transformer phase regulating device. The additional winding of the magnetizing transformer was connected on an opposite side to the winding of the phase-shifting transformer. It has been achieved a reduction in the value of the magnetic induction in the core, as well as an increase of the stability in the process of adjusting the angle of phase shift. The analysis of the obtained characteristics of the device made it possible, by comparison with the available variants of existing circuits, to conclude that the developed one was of increased technical efficiency. The proposed technical solution decreased the installed capacity of the equipment, which in turn lead to a reduction of the weight and size indices and, as a consequence, of its cost.
Keywords: phase shifting transformer, angle of phase shift, design capacity of the device.

Caracteristicile transformatorului cu decalaj de fază, realizat conform schemei "poligon"

Kalinin L.P., Zaițev D.A., Tîrşu M.S., Golub I.V.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiințe a Moldovei
Chişinau, Republica Moldova

Rezumat. Obiectul studiului este instalația de rotire a fazei cu două transformatoare cu un diapazon de reglare a unghiului decalajului fazei $\psi = 0^\circ \div 60^\circ$, realizat conform schemei "poligon". Scopul lucrării constă în determinarea parametrilor regimului instalației la reglarea unghiului decalajului de fază, utilizând dispozitivul cu tiristoare cu 10 pozizii, precum şi legea de comutație a acestora. S-a elaborat modelul instalației cu efectuarea unui set de calcule pentru regimul de scurtcircuit, întru determinarea caracteristicilor energetice ale instalației studiate. S-a efectuat o analiză comparativă a caracteristicilor tehnice ale instalației cu transformatoare de reglare a decalajului de fază, cercetate anterior. Noutatea lucrării constă în elaborarea unei variante a schemei de realizare a instalației de defazare cu două transformatoare în configurație de „poligon“, în care prin conectarea înfăşurării suplimentare a transformatorului de excitație în contrafază cu înfăşurarea secundară a transformatorului de regalare a unghiului decalajului de fază, are ca urmare reducerea valorii inducției în coloana transformatorului cu sporirea stabilității inducției fluxului magnetic în procesul de reglare a unghiului decalajului de fază. Analiza caracteristicilor obținute prin calcul ale instalației şi compararea lor cu caracteristicile altor soluții de realizare ale instalațiilor de acest tip, a confirmat eficiența tehnică a variantei schemei propuse de realizare a instalației. Soluția tehnică propusă oferă o reducere a puterii instalate a echipamentului, ceea ce duce, la rândul său, la o sporire a indicatorilor privind dimensiunea şi masa instalației, ce are impact şi asupra costului ei.
Cuvinte-cheie: transformator de reglare a decalajului de fază, unghiul decalajului de fază, puterea calculată a instalației.

Характеристики фазоповоротного трансформатора, выполненного по схеме «многоугольник»

Калинин Л.П., Зайцев Д.А., Тыршу М.С., Голуб И.В.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. Объектом исследования является двухтрансформаторное фазоповоротное устройство с диапазоном регулирования угла фазового сдвига $\psi = 0^\circ \div 60^\circ$, выполненное по схеме «многоугольника». Целью работы является исследование режимных параметров устройства при регулировании угла фазового сдвига, с помощью разработанного тиристорного ключа на 10 позиций, а также закона его

переключения, проведение на основе построенной модели серии расчетных экспериментов: в режиме холостого хода, короткого замыкания, а также нагрузочных испытаний, позволяющих определить энергетические характеристики исследуемого устройства. Проведен сравнительный анализ технических характеристик исследуемого устройства с фазоповоротными трансформаторами, исследованными ранее. Новизна работы заключается в разработке схемного варианта двухтрансформаторного фазорегулирующего устройства, выполненного по схеме «многоугольник», в котором, за счет подключения дополнительной обмотки намагничивающего трансформатора встречно с обмоткой фазосдвигающего трансформатора, обеспечено снижение величины магнитной индукции в стержне, а также повышение ее стабильности в процессе регулирования угла фазового сдвига. Анализ полученных характеристик устройства позволил путем сопоставления с имеющимися схемными вариантами устройств, сделать вывод о технической эффективности разработанного схемного варианта. Предлагаемое техническое решение обеспечивает снижение установленной мощности оборудования, что, в свою очередь, приводит к снижению массогабаритных показателей устройства и, как следствие, его стоимости.

Ключевые слова: фазоповоротный трансформатор, угол фазового сдвига, расчетная мощность устройства.

Введение

В настоящее время, при развитии энергетических технологий наблюдается возрастающий интерес к интенсивно развивающемуся направлению научно-технологического инновационного преобразования электроэнергетики на базе новой концепции, получившей название «Smart Grid» и ставшей основой национальной политики технического развития во всех крупных индустриально развитых и динамично развивающихся странах

Интеллектуальная сеть (Smart Grid, «умная», или активно-адаптивная сеть) представляет собой электрическую сеть, которая сочетает комплексные инструменты контроля и мониторинга, информационные технологии, а также современные средства управления параметрами режима, обеспечивающие значительно более высокую пропускную способность электрических сетей, надежность и экономичность. Это позволяет генерирующим, сбытовым и коммунальным компаниям предоставлять населению энергию более высокого качества.[1-10] Развитие Smart Grid технологий в электроэнергетике предполагает решение задач повышения управляемости электрических сетей путем применения различного рода Facts - контроллеров.

К Facts также относят управляемые фазоповоротные трансформаторы (ФПТ) как с традиционным (Facts-1), так и с тиристорным управлением (Facts-2). Обеспечение регулирования режимных параметров может производиться за счет применения: ПБВ, РПН или полностью управляемых приборов силовой электроники[11-15].

В публикуемых, в последнее время, научных работах уделяется значительное внимание вопросам разработки схемных вариантов, определению параметров устройств, построению стратегий защиты и управления, оптимизации, а также опыту применения ФПТ в конкретных условиях, что доказывает актуальность исследований в данной области. [16-23]

В процессе представленного исследования применялись методы математического, структурного и имитационного моделирования на основе построенных в среде Simulink (Matlab) SPS-моделей анализируемого ФПТ (фазоповоротный трансформатор), выполненного по схеме «многоугольник».

I. Объект исследования

Цель настоящей работы состоит в исследовании характеристик двухтрансформаторного ФПТ, выполненного по схеме «многоугольник», определению его энергетических показателей, а также оптимизации его параметров при различных способах управления и конфигурации силового оборудования. Анализ проводился на основе результатов расчетных экспериментов, выполненных на структурно-имитационной SPS – модели в среде Matlab Simulink, позволяющих оценить энергетические характеристики ФПТ в процессе регулирования угла фазового сдвига.

Принципиальная схема рассматриваемого в работе варианта фазорегулирующего устройства, представлена на рис. 1.

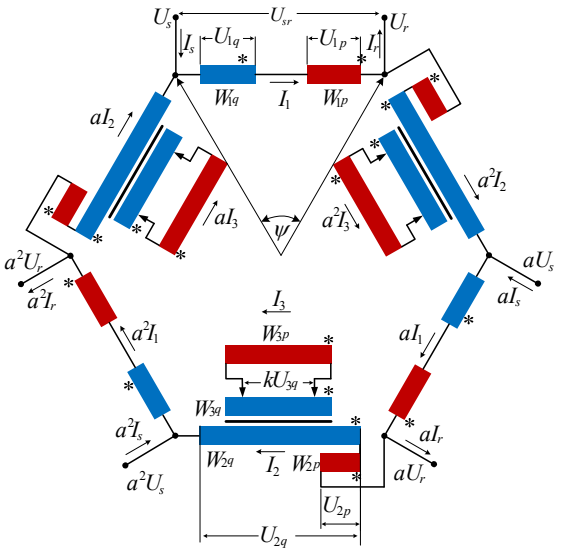


Рис.1. Принципиальная схема фазорегулирующего устройства с обозначением обмоток и параметрами режима в характерных точках.

Основными элементами устройства являются два силовых трехобмоточных трансформатора, один из которых выполняет функции параллельного (или намагничивающего), другой - функции последовательного (или фазосдвигающего) элемента. Индексом «p» помечены обмотки и соответствующие электрические величины, характеризующие режим намагничивающего трансформатора, индексом «q» - обмотки и электрические величины фазосдвигающего трансформатора.

Входные электрические значения помечены индексом «s» и выходные электрические величин обозначены индексами «r»:

U_s, I_s - Напряжение и ток на входе ФРТ,

U_r, I_r - Напряжение и ток на выходе ФРТ,

Диапазон регулирования угла фазового сдвига ψ между выходным напряжением U_r и входным напряжением U_s (или I_r и I_s) для представленного схемного варианта находится в пределах $0 \div 60^\circ$.

Связь между входными и выходными параметрами ФРТ в режиме холостого хода:

$$\left.\begin{matrix} U_r \\ I_r \end{matrix}\right\} = e^{j\psi} \cdot \left\{\begin{matrix} U_s \\ I_s \end{matrix}\right. .$$

Sw -переключатель, предназначенный для коммутации конденсаторной батареи.

Изменение угла фазового сдвига между входом U_s и выходом U_r устройства осуществляется путем взаимного перемещения регулировочных контактов на обмотке W_{3q}.

Для обеспечения регулирования угла фазового сдвига в диапазоне от 0° до 60° разработан закон управления тиристорными ключами, представленный на рис.2. Схема обмотки управления, коммутируемой ключами, приведена на рис.3.

Ступень регул-ния	+10	+9	+8	+7	+6	+5	+4	+3	+2	+1	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-10
Ключи 10								●	●	●	●				●	●	●	●	●	●	●
9	●	●	●	●	●	●	●					●	●	●							
8	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●										
7												●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
6							●				●			●				●			●
5			●			●				●			●				●			●	
4		●			●				●			●				●			●		
3	●			●				●							●						
2	●	●	●					●	●	●	●				●	●	●	●			
1				●	●	●	●					●	●	●					●	●	●

Рис.2. Закон управления тиристорными ключами.

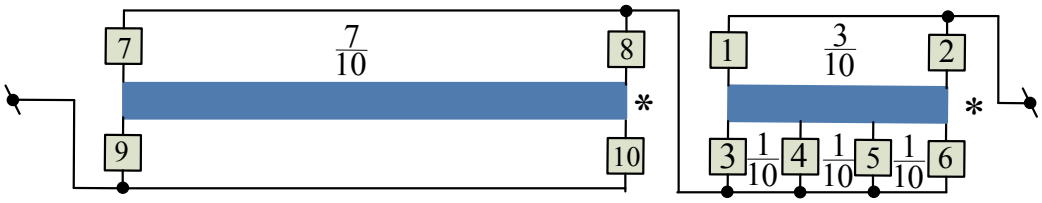


Рис.3. Схема обмотки управления, коммутируемой тиристорными ключами.

На основе схемы рис.1 в среде Simulink (Matlab) была создана структурно-иммитационная модель фазорегулирующего устройства, выполненного по схеме «Модифицированного многоугольника», на базе которой были проведено исследование объекта при различных режимах работы. Каждый из трансформаторов ФПТ представлен в модели в виде группы однофазных трансформаторов.

Параметры элементов одной из фаз каждого трансформатора определены исходя из $U_s = U_r = 230V$ и номинальной мощности нагрузки устройства равной $10kVA$. При моделировании ФРТ(фазорегулируюший трансформатор) были учтены характеристики намагничивания каждого трансформаторного элемента.

Для определения энергетических характеристик ФПУ, выполненного по схеме «модифицированный многоугольник», в соответствии с программой расчетных экспериментов, ранее использованной для определения режимных характеристик фазорегулирующих устройств, были проведены исследование ФРТ в опытах холостого хода, короткого замыкания и при нагрузке.

По результатам расчетных экспериментов были рассчитаны зависимости параметров схемы замещения ФРТ в процессе регулирования угла фазового сдвига ψ, значения которого определяются соответствующим положением тиристорных ключей, согласно закону управления (рис.3).

Характер изменения магнитной индукции в стержне можно определить по зависимостям тока холостого хода от угла фазового сдвига в процессе регулирования. Для сравнения на рис.4 показаны зависимости тока холостого хода для классической схемы ФРТ[18,19] и для предлагаемого схемного варианта. Анализ зависимостей позволяет сделать вывод, что предлагаемый вариант ФРТ обеспечивает меньшую и более стабильную величину магнитной индукции в стержне

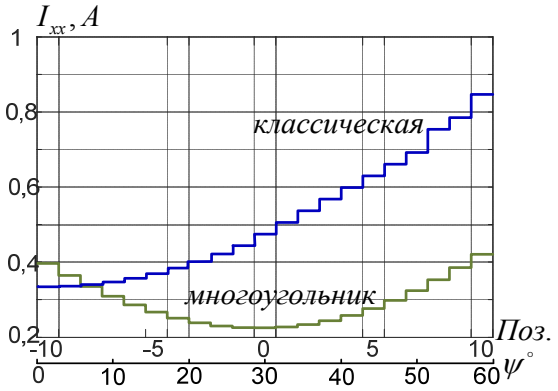


Рис.4. Зависимости тока холостого хода от ступени регулирования.

Зависимости параметров цепи намагничивания устройства, определенные в результате опыта холостого хода представлены на рис.5 в диапазоне $\psi = 0^\circ \div 60^\circ$.

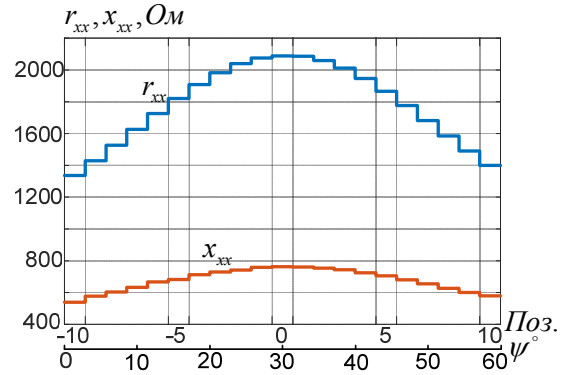


Рис.5. Характеристики активной r_{xx} и реактивной x_{xx} составляющих сопротивления Z_{xx} ФПТ в режиме холостого хода.

Из анализа зависимостей рис.5 видно, что графики сопротивлений цепи намагничивания имеют максимальные значения при фазовом сдвиге $\psi = 30^\circ$ (нулевая позиция) и симметрично снижаются в

процессе, как уменьшения, так и увеличения угла

Характеристики изменения напряжений обмоток намагничивающего и фазосдвигающего трансформатора в процессе регулирования в режиме холостого хода представлены на рис.6.

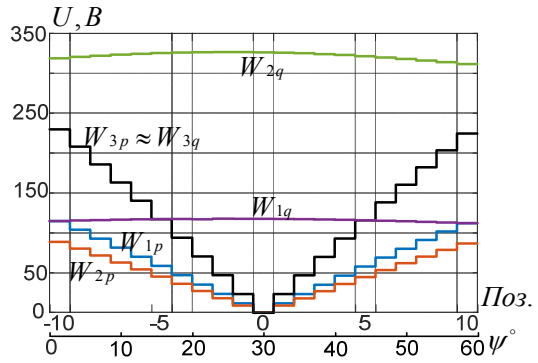


Рис.6. Зависимости изменения напряжений в режиме холостого хода.

Как видно из рис.6 напряжения на обмотках W_{2q} и W_{1q} в процессе регулирования угла практически не изменяются. Напряжение на остальных обмотках устройства меняется симметрично, принимая минимальные значения при $\psi = 30^\circ$ и максимальные значения при $\psi = 0^\circ$ и $\psi = 60^\circ$.

Характеристики активной $r_{кз}$ и реактивной $x_{кз}$ составляющих сопротивления короткого замыкания устройства $Z_{кз}$, представлены на рис.7.

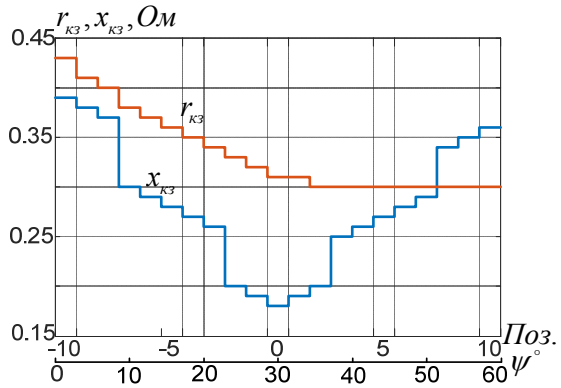


Рис.7. Характеристики активной $r_{кз}$ и реактивной $x_{кз}$ составляющих сопротивления короткого замыкания $Z_{кз}$ ФПТ.

Анализируя рис.7 можно сделать вывод, что активная составляющая сопротивления короткого замыкания спадает по экспоненте при увеличении угла ψ, а реактивная составляющая минимальное значение принимает при $\psi = 30^\circ$, а максимальные значения на границах диапазона регулирования.

На рис.8. приведены характеристики изменения потерь активной мощности, полученные в результате опытов холостого хода и короткого замыкания.

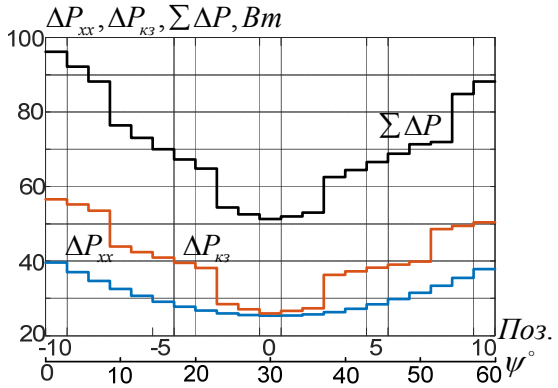


Рисунок 8. Зависимости изменения активных потерь от угла ψ в ФПТ.

Максимальные значения активных потерь имеют место на границах диапазона управления.

В процессе исследования предлагаемого схемного варианта устройства, были проведены нагрузочные испытания с целью определения мощности всех элементов, входящих в его состав. Нагрузка при проведении эксперимента моделировалась активным сопротивлением $R_н = 19.1 Ом$, обеспечивающим номинальный ток $I_r = 12 A$.

Характеристики изменения напряжений в обмотках устройства в режиме нагрузочных испытаний аналогичны характеристикам, полученным в результате опыта холостого хода, представленным на рис.6.

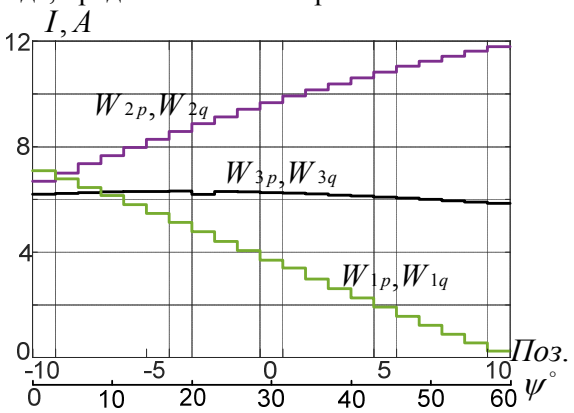


Рис.9.Зависимости изменения токов в режиме нагрузочных испытаний при регулировании угла фазового сдвига.

Графики изменения токов в обмотках устройства приведены на рис.9.

Таблица1. Энергетические характеристики элементов устройства.

	$U_{\max}, B$	$I_{\max}, A$	S, BA
W_{1p}	114.9	11.79	1354.67
W_{2p}	88.76	7.09	629.3
W_{3p}	229.8	6.32	1452.34
P			**1718.15**
W_{1q}	117.8	11.79	1388.1
W_{2q}	326.6	7.09	2315.5
W_{3q}	229.8	6.32	1452.34
Q			**2577.97**
$S_{ФРТ}$			**4296.12**
S_r			**2760**
$S_{ФРТ}/S_r, o.e.$			**1.56**
$S_{PE}/S_r, o.e.$			**0,53**

Анализ представленных графиков показывает, что ток в обмотках W_{3p} и W_{3q} практически не меняется в процессе регулирования. При $\psi = 0^\circ$ токи в обмотках W_{2p}, W_{2q} и W_{1p}, W_{1q} приблизительно равны; при значении $\psi = 60^\circ$ в обмотках W_{2p} и W_{2q} ток достигает своего максимального значения, а в обмотках W_{1p} и W_{1q} - минимального.

По результатам проведенных экспериментов были рассчитаны мощности каждого элемента ФРТ и устройства в целом. Результаты приведены в таблице1.

Таким образом, установленная мощность устройства составляет 1,56 от проходной.

II. Оценка технической эффективности ФРТ, выполненного по схеме «Модифицированного многоугольника»

Для определения технической эффективности рассматриваемого устройства использованы характеристики:

$S_{ФРТ}/S_r$ -коэффициент, характеризующий установленную (типовую) мощность устройства;

S_{PE}/S_r -коэффициент, характеризующий мощность управления, приведенные в табл. 1.

Для сравнительного анализа, результаты которого приведены на рис.10, были выбраны следующиех схемные варианты фазорегулирующих устройств:

- 1-“двухстержневой многоугольник” [24],
- 2-“однотрансформаторное ФПУ с регулированием в нейтрали” [26],
- 3-“многоугольник”,
- 4-“треугольник” [27,28],
- 5-“звезда” [25].

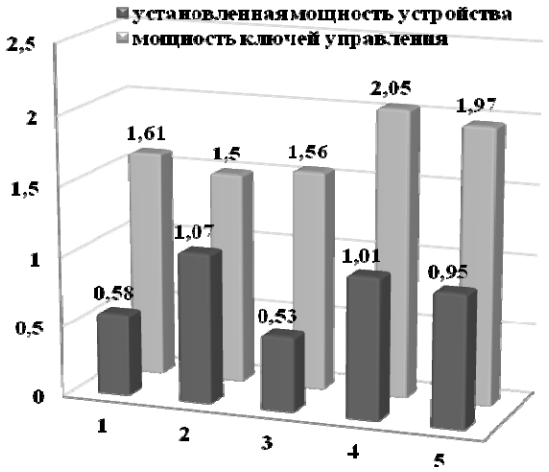


Рис.10. Сравнительная диаграмма установленной мощности различных схемных вариантов ФРТ.

Анализируя приведенные на рис.10. энергетические характеристики ФПТ, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным вариантом из всех рассмотренных является фазорегулирующий трансформатор, выполненный по схеме многоугольника. Установленная мощность трансформатора составляет 1,56 от проходной, что является одним из наименьших показателей. Кроме того предлагаемое устройство обладает наименьшим показателем затрат на систему регулирования угла фазового сдвига.

Заключение

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

1. предложен новый схемный вариант фазорегулирующего устройства трансформаторного типа, выполненного по схеме “многоугольник“, в котором за счет подключения дополнительной обмотки W_{2p} намагничивающего трансформатора встречно с обмоткой W_{2q} фазосдвигающего трансформатора, обеспечена возможность снижения величины магнитной индукции в стержне, а также повышение ее стабильности

в процессе регулирования угла фазового сдвига;

2. представлена система управления углом фазового сдвига на основе применения тиристорных ключей, обеспечивающая, в отличие от ранее предложенных вариантов, 21 ступень регулирования при реверсировании обмотки управления;

3.предложен и апробирован новый закон управления силовыми ключами, позволяющий обеспечить диапазон регулирования, аналогичный варианту с применением устройства регулирования под нагрузкой;

4.на основе структурно-имитационной *SPS* - модели объекта исследования, были получены энергетические характеристики устройства, позволившие сделать вывод о возможности снижения установленной мощности оборудования, что, в свою очередь, приводит к снижению массогабаритных показателей устройства и, как следствие, его стоимости;

5. рассмотренный в работе схемный вариант ФРТ может быть использован в качестве активного элемента современных *Smart Gri*d систем.

Литература (References)

[1] Gellings C. W. The Smart Grid. Enabling Energy Efficiency and Demand Response. — CRC Press, 2010.

[2] The Smart Grid Reliability Bulletin. —ABB White Paper, North American Corporate Headquarters, 2009, 14 p.

[3] Frank Kreikebaum; Debrup Das; Yi Yang; Frank Lambert; Deepak Divan Smart Wires — A distributed, low-cost solution for controlling power flows and monitoring transmission lines 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) Pages: 1-8.

[4] Colin C Davidson; Guillaume de Preville The future of high power electronics in transmission and distribution power systems 2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications Year: 2009 Pages: 1-14.

[5] Fang Z. Peng, Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Resilient AC Distribution Systems (RACDS) in Smart Grid. Proceedings of the IEEE Year: 2017, Volume: 105, Issue: 11 Pages: 2099-2115.

[6] IEEE Vision for Smart Grid Controls: 2030 and Beyond Reference Model IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Reference Model Year: 2013 Pages: 1-10.

[7] Muhammad Sarwar; Bilal Asad, A review on future power systems; technologies and research for smart grids 2016 International Conference on Emerging Technologies (ICET) Year: 2016 Pages: 1-6.

[8] Adel M. Sharaf; Behnam Khaki, A FACTS based switched capacitor compensation scheme for smart grid applications 2012 International Symposium on Innovations in Intelligent Systems and Applications Year: 2012 Pages: 1-5.

[9] J. W. Feltes; B. D. Gemmell; D. Retzmann, From Smart Grid to Super Grid: Solutions with HVDC and FACTS for grid access of renewable energy sources 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting Year: 2011 Pages: 1-6.

[10] Zhenhua Zhang, Multi-function Integrated FACTS Devices and its Application in the Development of Smart Grid 2010 International Conference on Electrical and Control Engineering Year: 2010 Pages: 5349-5352.

[11] Kramer A., Ruff J., Transformers for Angle Regulation Considering the Selection of On-Loas Tap-Changers, IEEE transactions on power delivery, Vol.13, No.2, April 1998, page(s):518-525.

[12] Luiz A. C. Lopes, Geza Joos, Boon-Teck Ooi, “A High-Power PWM Quadrature Booster Phase Shifter Based on a Multimodul AC Controller”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.13, No.2, March 1998.

[13] Kling W., Klaar D., Schuld J., Phase shifting transformers installed in the Netherlands in order to increase available international transmission capacity, CIGRE 2004, C2-207, 21, rue d’Artois, F-75008 Paris.

[14] Arnold C.P., Duke R.M., Arrillaga J. Transient stability improvement using thyristor controlled quadrature voltage injection // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, March 1981, № 3, Vol. PAS–100, pp. 1382–1388.

[15] Bayles R., Phase Shifter and Controllable Devices in Developing Western Juterconnection RTOs, Wite Paper – Status Repost, June 15, 2001.

[16] Belivanis, M.; Bell, K.R.W., Use of phase-shifting transformers on the Transmission Network in Great Britain, Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. Publication Year: 2010 , Page(s): 1 – 5.

[17] Bresesti P., Sforna M., Allegranza V., Canever D., and Vailati R.; Application of Phase Shifting Transformers for a secure and efficient operation of the interconnection corridors.

[18] Brochu J., Beauregard F., Cloutier R., Bergeron A., Garant L., Sirois F., Henderson M. I.; Innovative applications of phase-shifting transformers supplemented with series reactive elements; Cigre 2006, A2-203.

[19] Dirk Van Hertem, Pieter H. Schavemaker, Wil L. Kling, Ronnie Belmans, Jody Verboomen,; Phase Shifting Transformers: Principles and Applications; Member IEEE, , Fellow IEEE; 2005 г..

[20] Djordje M. Dobrijević and Jovica V. Milanović; Contribution of Phase Shifting Transformers to Improvement of the Security of Power Transfer from the Power Plant; Agia, Napa, Cyprus; 7-10 November 2010.

[21] Hossein Nasir Aghdam; Analysis of Phase-Shifting Transformer (PST), on Congestion management and Voltage Profile in Power System by Matlab/Simulink Toolbox; Maxwell Scientific Organization, 2011.

[22] Huang Chung-Neng; Feature Analysis of Power Flows Based on the Allocations of Phase-Shifting Transformers; IEEE transactions on power systems, vol. 18, no. 1, february 2003.

[23] Hurlet P., Riboud J-C., Margoloff J., Tanguy A.. French Experience in Phase-Shifting Transformers, CIGRE 2006 , Paper A2-2004.

[24] Tîrşu M., Calinin L., Zaițev D., Berzan V. Phase-shift transformer with improved characteristic 9th World Energy System Conference, June 28-30 2012 Suceava, Romania http://www.agir.ro/buletine/1417.pdf.

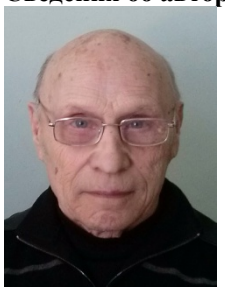
[25] Kalinin L., Golub I., Zaițev D., Tîrsu M. [Osnovnye tekhnicheskie harakteristiki dvuhtransformatornogo fazoreguliruyushchego ustrojstva.] The technical characteristics of the two-core phase-shifting device.. Forumul regional al energiei pentru Europa Centrala si de Est – FOREN 201415-19 Iunie 2014, Romania.

[26] Calinin L., Zaițev D., Tîrşu M., Golub I., Regulator de fază trifazat cu transformator Institutul de Energetică al Academiei de Ştiințe a Moldovei, MD; C/BIRegistru Patent MD, No 4397, 2016.

[27] Golub I.V., Zaitsev D.A., Zubareva I.G.; Modified Two-core Phase-shifting Transformer Based on the Classical «Delta Connection» Scheme; Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova Chisinau, Republic of Moldova 30.01.2016; 25-30c.

[28] Dobrusin L. Tendencii primeneniya fazopovorotnyh transformatorov, [Trends in the use of phase-shift transformers] [Power Electronics] Silovaya ehlektronika, № 4'2012 (In Russian) Available at: http://power-e.ru/pdf/2012_04_60.pdf, date of access 20.12.2017.

Сведения об авторах.



Калинин Лев Павлович,
Институт Энергетики АНМ, кандидат технических наук. Область научных интересов связана с разработкой и применением FACTS контроллеров в энерго-системах
kalinin_lev@ie.asm.md.

Зайцев Дмитрий Александрович,
Институт Энергетики АНМ, кандидат технических наук. Научные интересы лежат в области исследования режимов энергосистем, содержащих гибкие межсистемные связи.
zaiats@ie.asm.md

Тыршу Михаил Степанович
Институт Энергетики АНМ, кандидат технических наук. Научные интересы связаны с диагностикой высоковольтного оборудования и силовой электроникой.
tirsu.mihai @ gmail.com

Голуб Ирина Владимировна,
Институт Энергетики АНМ. Область научных интересов: режимы энергосистем, управляемые линии электропередачи переменного тока.
irina.golub@mail.ru

Stabilization of Voltage Parameters of Induction Generator Excited by a Voltage Inverter

Padalko D.A.
National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation

Abstract. The article reveals the operational aspects of induction generator. Methods for stabilization of induction generator (IG) parameters under inverter excitation are investigated. The study was carried out using mathematical description and simulation modeling in MATLAB Simulink. The paper provides analysis of causes of generated voltage amplitude and frequency displacement when the loading condition and the rate vary. Due to the parametric resonance nature of IG self-excitation, the author introduces the expression that allows estimating the capacitor capacitance required to maintain the generation process, depending on the rotor speed of electric machine, load nature and rate. Based on the studies, it was proved that it is possible to stabilize the IG voltage parameters by maintaining the magnetizing circuit inductance Lm at the constant level., and realizing a control law close to U/f = const. The study proves that using the inverter together with the voltage regulator allows ensuring the quality of electricity corresponding to modern standards. The necessity of problem solving of the required quality of the voltage by the harmonic component for the exciter - inverter with PWM is shown. The prospects of the power generation system based on induction machine (IM) with a semiconductor frequency converter, which serves as an adjustable supplier of capacitive current for IM for autonomous objects, are substantiated. The use of semiconductor frequency converters makes it possible to provide high stability of the output voltage parameters and good speed of the mechatronic generation system with an asynchronous machine.
***Keywords*:** induction generator, inverter excitation, voltage parameters stabilization, mathematical modeling, parametric resonance, self-excitation process.

Stabilizarea parametrilor de tensiune ai unui generator de inducție excitat de un invertor de tensiune

Padalko D.A.
Universitatea Națională de Cercetare Politehnică din Tomsk
Tomsk, Federația Rusă

Rezumat. Sunt examinate particularitățile caracteristicilor generatorului asincron. Se investighează metodele de stabilizare a parametrilor unui generator asincron (GA) sub excitația invertorului. Studiul a fost realizat prin descrierea matematică şi modelarea prin simulări în mediul de programare vizuală Simulink din pachetul de aplicații MatLab. Se analizează cauzele deviației amplitudinii şi frecvenței tensiunii generate atunci când are loc schimbarea caracterului şi valorii sarcinii. Reieşind natura de auto-excitație a AG rezonanță parametrică s-a introdusă o expresie care permite estimarea valorii capacității condensatoarelor necesară pentru menținerea procesului de generare în funcție de viteza rotorului maşinii electrice, natura şi valoarea sarcinii. Pe baza studiilor efectuate, sa confirmat că este posibilă stabilizarea parametrilor tensiunii generate de către GA prin menținerea inductivității circuitului de magnetizare la un nivel constant.
Cuvinte-cheie: generator asincron, excitație cu invertor, stabilizarea parametrilor de tensiune, modelarea matematică, rezonanța parametrică, procesul de auto-excitație.

Стабилизация параметров напряжения асинхронного генератора, возбуждаемого инвертором напряжения

Падалко Д. А.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Российская Федерация

Аннотация. Раскрыты особенности работы асинхронного генератора. Исследованы способы стабилизации параметров асинхронного генератора (АГ) при инверторном возбуждении. Исследование выполнено путем математического описания и имитационного моделирования в среде визуального программирования Simulink пакета прикладных программ MatLab. Проведен анализ причин отклонения амплитуды и частоты генерируемого напряжения при изменении характера и величины нагрузки. Исходя из параметрическо-резонансной природы самовозбуждения АГ введено выражение, позволяющее оценить требуемую для поддержания процесса генерирования величину емкости конденсатора в зависимости от частоты вращения ротора электрической машины, характера и величины нагрузки. На

основании проведенных исследований было подтверждено, что возможна стабилизация параметров генерируемого напряжения АГ путем поддержания индуктивности намагничивающего контура на постоянном уровне.

***Ключевые слова*:** асинхронный генератор, инверторное возбуждение, стабилизация параметров напряжения, математическое моделирование, параметрический резонанс, процесс самовозбуждения.

Введение

К системам генерирования электроэнергии, построенным на машинах постоянного и переменного тока, выдвигаются требования стабилизации параметров генерируемого напряжения. Системы генерирования, построенные на базе синхронных машин и машин постоянного тока, по причине своей распространенности и определенных преимуществ, изучены в достаточной мере, что позволило создать схемы стабилизации, позволяющие поддержать неизменными параметры генерируемого напряжения во всем номинальном диапазоне работы. Асинхронные генераторы (АГ) обладающие особенностью – срывом генерации при коротких замыканиях, что является значимым преимуществом для автономных систем генерирования, не получили должного распространения в виду характерных трудностей стабилизации амплитуды и частоты генерируемого напряжения, довольно мягкой внешней характеристики. Известные схемы стабилизации напряжения, основанные как на комбинированном подключении конденсаторов и дросселей насыщения, подмагничивании спинки статора, применении нелинейных конденсаторов – варикондов, феррорезонансных стабилизаторов, так и на применении источника постоянной частоты и т.д. [2-4, 11,18].

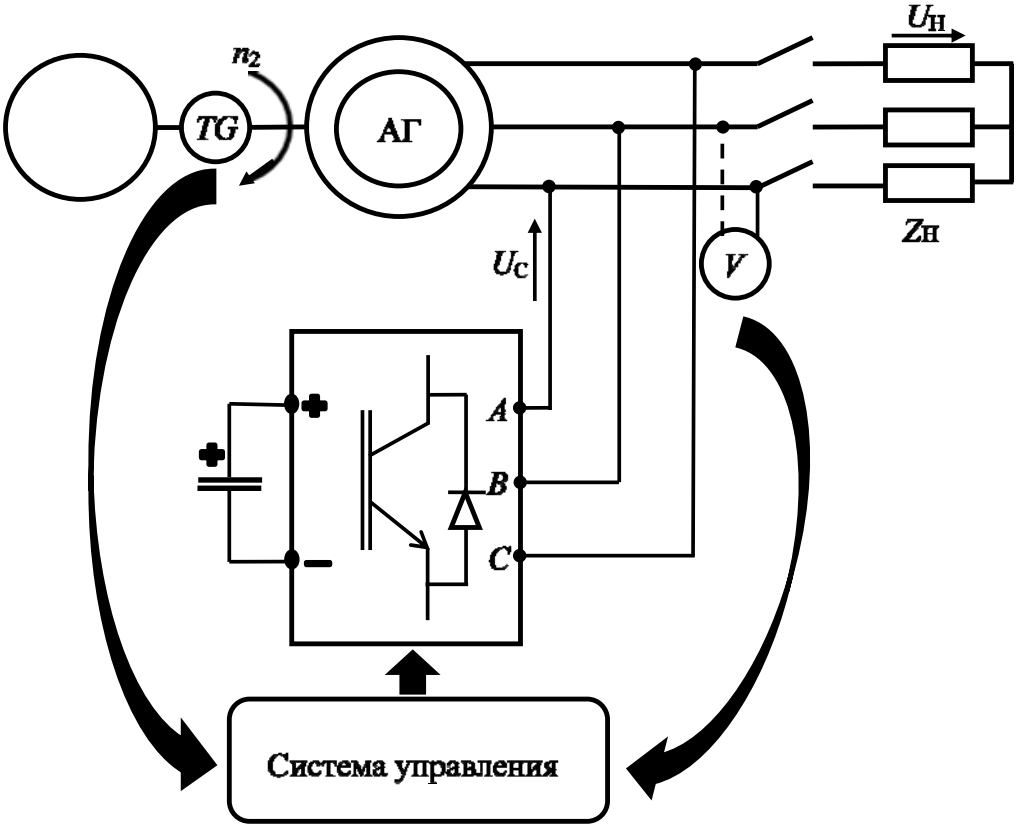


Рис. 1. Модель системы генерирования на базе АМ.

Предложенные схемы стабилизации имеют высокие массогабаритные показатели и плохое быстродействие, не позволяющее обеспечить качество электроэнергии в

системах энергоснабжения общего назначения, определяемого соответствующим ГОСТ 32144-2013 [5]. Развитие схемотехники управления и элементной базы полупроводниковых устройств позволяют решить вопросы гарантированного возбуждения и стабилизации параметров асинхронных генераторов. Наиболее подходящими являются схемы, в которых возбуждающий конденсатор звена постоянного тока коммутируется с помощью полупроводниковых ключей. Таким образом, конденсатор звена постоянного тока при инверторном возбуждении заменяет батарею конденсаторов при классическом возбуждении. Необходимая величина напряжения звена постоянного тока определяется мощностью асинхронной машины, используемой в качестве генератора, емкостью конденсатора звена постоянного тока и потерями на преобразование энергии.

Предлагается схема с полупроводниковым возбуждением в виде управляемого по току автономного инвертора напряжения на IGBT-транзисторах (рис. 1), в которых преобразователь, может служить резервным источником активной мощности, а также компенсатором реактивной мощности. Наличие выпрямителя напряжения позволяет поддерживать напряжение в звене постоянного тока, что способствует постоянству режима работы инвертора. Инверторное возбуждение не исключает особенности АГ к срыву генерации при коротком замыкании фаз. Прекращение самовозбуждения будет обусловлено не только принципом работы асинхронной машины, но и наличием защиты инвертора – источника реактивной энергии. Присутствие данной особенности позволяет использовать АГ с инверторным возбуждением в автономных объектах, для которых установлены требования по отработке аварийных режимов КЗ[16].

Модель содержит пропорционально – интегральный регулятор напряжения, управляющий величиной выдаваемой инвертором реактивной мощности для поддержания амплитуды и частоты напряжения на зажимах генератора.

I. ПРИЧИНА САМОВОЗБУЖДЕНИЯ АГ

Вариация частоты и амплитуды выходного напряжения определяется электромагнитными процессами, происходящими в асинхронной машине (АМ) в режиме генерирования при изменении величины и характера нагрузки. Исходя из трактовки «параметрического резонанса», рассмотренной в работах [12-14], как причина самовозбуждения АМ – колебательного процесса, вызываемого модуляцией какого-либо из реактивных параметров контура, принимающего нарастающий характер. Данный вид резонансного явления был впервые экспериментально обнаружен Г.С. Гореликом и Г.М. Гинцем при исследованиях суперрегенеративного приемника. В дальнейшем, в достаточной мере явление параметрического резонанса было исследовано академиками АН СССР Л.И. Мандельштамом и Н.Д. Папалекси[10]. Ограничение нарастаний амплитуды колебаний объясняется нелинейным процессом насыщения магнитной цепи, а значение частоты генерируемого напряжения определяется реактивными параметрами электрической машины и схемы возбуждения.

Главной особенностью данного вида резонанса является отсутствие потребности в постоянном источнике возбуждающей ЭДС. Необходимая для возбуждения первичная энергия может быть представлена в виде остаточного магнитного потока машины, напряжения на конденсаторе, внешних флуктуациях магнитного поля и т.д. При этом глубина модуляции и частота изменения реактивного параметра влияют на скорость роста колебаний и эффективность вложенной энергии. Создание математической модели явления параметрического резонанса АГ работающего на нагрузку, сопровождается трудностями интерпретации полученных выражений [7,8,19-22].

Причиной изменений реактивных параметров асинхронных машин является пульсация магнитного поля, определяемая конструктивными особенностями статора и взаимоположением пазов статора и короткозамкнутых стрежней ротора. Высота зубцов, материал клиньев паза и прочие конструктивные особенности АМ также оказывают воздействие на направление и значение магнитной индукции, потока.

Из анализа явления параметрического резонанса были получены условия

нарастающих колебаний (1), из которых следует, что для обеспечения нарастающего характера колебаний изменение индуктивности или емкости должно быть больше величины линейно зависящей от параметра реактивного элемента и обратно пропорциональной добротности [1]:

$$\Delta C > \frac{\pi \cdot C}{Q}, \Delta L > \frac{\pi \cdot L}{Q} \qquad (1)$$

где Q – добротность колебательного контура;

L и C - индуктивность и емкость колебательного контура.

Детальное исследование пульсации магнитной индукции по радиальной длине воздушного зазора показало, что относительная величина пульсаций для АМ АИР160S4 составляет порядка 28,5 %. При этом для нарастающих колебаний параметрического резонанса АГ с фазной емкостью в С = 400 мкФ, требуемой для поддержания процесса самовозбуждения при номинальной индуктивно-емкостной нагрузке *cos*φ = 0.8, необходимо и достаточно периодичного изменения реактивных элементов на 6,2%. Таким образом, конструктивные особенности асинхронной машины позволяют судить о достаточной величине изменения реактивного элемента – индуктивности намагничивающего контура, обеспечивающего запас устойчивости[17].

Переход в генераторный режим асинхронных машин с инверторным возбуждением полностью аналогичен физическому процессу самовозбуждения асинхронного генератора с классической схемой возбуждения – конденсаторной батареей. Необходимая емкость, способствующая резонансному явлению и как результат процессу возбуждения асинхронного генератора, содержится в звене постоянного тока частотного преобразователя. Таким образом, что конденсатор звена постоянного тока при инверторном возбуждении заменяет батарею конденсаторов при классическом возбуждении, а необходимая величина напряжения звена постоянного тока, определяется мощностью АМ используемой в качестве генератора, емкостью конденсатора звена постоянного тока и потерями на преобразование энергии. Можно подвести итог, что основная причина самовозбуждения асинхронных машин – колебательный процесс, вызываемый модуляцией реактивного параметра контура, принимающего нарастающий характер.

II. СТАБИЛИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГЕНЕРИРУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Напряжение и частоту генерируемого напряжения определяют несколько основных параметров: степень насыщения магнитной системы, частота вращения ротора, эквивалентная емкость системы возбуждения, конструктивные особенности асинхронной машины, величина и характер нагрузки. Частота генерируемой электроэнергии определяется фазной емкостью и индуктивностью намагничивающего контура АМ и характеризуется выражением резонансной частоты и из зависимости частоты генерируемого напряжения определяемой частотой вращения ротора асинхронной машины (2).

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{C \cdot L_m}}, \quad f = \frac{p \cdot n}{60 \cdot (1-s)}, \qquad (2)$$

где L_m – индуктивность намагничивающего контура АМ;

С – величина емкости звена DC - звена инвертора напряжения;

p – число пар полюсов;

s – величина скольжения.

Исходя из системы (2) и эмпирических результатов получено выражение (3), определяющее функциональную зависимость требуемой величины фазной емкости конденсатора при классическом возбуждении в зависимости от скорости вращения ротора электрической машины, характера и величины нагрузки, считая произведение p^2n^2 константой, значение которой равно $p^2n^2 = 9 \cdot 10^6$.

$$C = \frac{(1-s)^2 \cdot 10^{-4}}{\pi^2 L_m (1-\sin\phi)} \qquad (3)$$

Из функциональной зависимости величины емкости фазного конденсатора, либо емкости звена постоянного тока инвертора напряжения следует, что данное

значение кроме индуктивного сопротивления намагничивающего контура также зависит от числа пар полюсов и скорости вращения ротора. Полученное выражение дает результаты схожие со значениями, полученными многими деятелями науки эмпирическим и экспериментальным путем. Для асинхронной машины АИР160S4 (таблица) для самовозбуждения на холостом ходу понадобится фазная емкость в 118 мкФ, наиболее подходящее значение из номинальных рядов емкостей конденсаторов 120 мкФ. Окончательный выбор емкости батареи конденсаторов либо емкости DC – звена инвертора стоит производить исходя из максимальной величины и характера нагрузки АГ.

Таблица. Параметры схемы замещения АГ на базе асинхронной машины АИР160*S*4

Мощность P_1, кВт	R_s, Ом	R_r, Ом	$L_s = L_r$, Гн	R_m	L_m, Гн	C, мкФ
15	0.2761	0.1645	0.00219	0	0.07614	120

Выражение (3) может быть использовано для анализа требуемой для возбуждения мощности инвертора напряжения:

$$W_C = 0{,}314 \cdot U^2 \frac{(1-s)^2 \cdot 10^{-4}}{\pi^2 L_m (1-\sin\varphi)} \qquad (4)$$

Обеспечение стабильной частоты и амплитуды генерируемого асинхронным генератором напряжения требует помимо поддержания рабочей точки на кривой намагничения, регулирование индуктивности намагничивающего контура, определяемой степенью насыщения магнитопровода статора электрической машины.

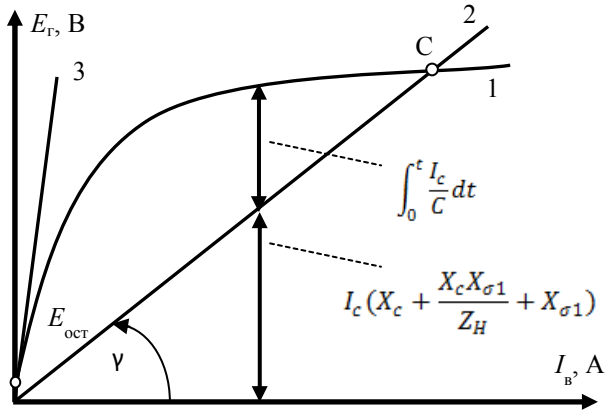


Рис. 2. Характеристики асинхронного генератора: 1 – характеристика холостого хода, 2 – вольтамперная характеристика конденсаторной батареи, 3 – критическое значение сопротивления.

Индуктивность намагничивания L_m определяется мощность электрической машины и может находиться в широком диапазоне от тысячных до сотен Гн, чем меньше мощность, тем выше индуктивность намагничивания. Данная величина меняется во время работы в зависимости от насыщения стали электрической машины (рис. 2).

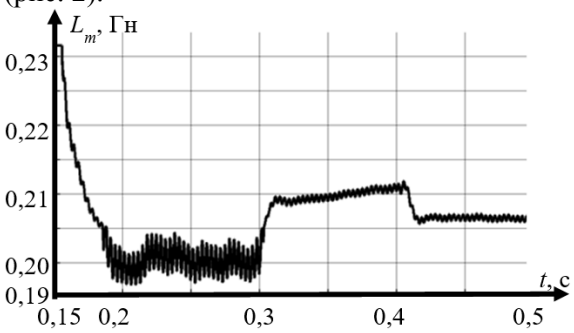


Рис. 3. Индуктивность намагничивающего контура при изменении нагрузки в разомкнутой системе.

Стабилизация амплитуды и частоты генерируемого напряжения осуществляется по одному каналу. Этому способствует особенность изменения состояния асинхронного генератора при работе на различные характеры нагрузки. Работа на активную и активно-индуктивную нагрузку характеризуются снижением амплитуды напряжения за счет размагничивающего действия якоря (статора АМ), и обусловлено падением напряжения на сопротивлении обмоток АМ. Кроме этого наблюдается уменьшение частоты генерируемого напряжения по причине увеличения индуктивности намагничивающего контура L_m из-за уменьшения насыщения машины и сдвига рабочей точки на кривой (рис 3). Исходя из выражений (2), (3) , следует вывод: увеличение индуктивности влечет уменьшение частоты генерируемого напряжения. Таким образом, стабилизация

напряжения и частоты осуществляется поддержанием неизменной индуктивности намагничивающего контура, путем изменения намагничивающей составляющей тока инвертора. Фактически, реализуется процесс, близкий к закону $U/f = const$. Аналогичные явления характерны и для прочих электромагнитных устройств, например, для трансформаторов напряжения. Проведенные экспериментальные исследования подтверждают полученные результаты, для исследуемого асинхронного генератора с инверторным возбуждением, удалось обеспечить стабильность линейного напряжения амплитудой в 380В и частотой 50Гц, максимальное отклонение амплитуды и частоты выходного напряжения от номинальных величин не превышает соответственно 10 и 3 %.

При экспериментальных исследованиях асинхронного генератора АИМ160S4 были получены следующие результаты, до момента времени 0.26 секунды асинхронная машина работает в двигательном режиме за счет питания переменным напряжением инвертора внешнего момента. Устойчивый генераторный режим работы достигается через 0.37 секунды после начала моделирования, при этом электромагнитный момент достигает значения в 20 Н·м, а скорость вращения ротора при этом устанавливается на величине 164 рад/с, что соответствует 1566 оборотам в минуту. В моменты времени 0.4 и 0.6 секунды происходит включение нагрузки, что приводит к изменению насыщения электрической машины и как следствие изменению индуктивности намагничивающего контура. Частота генерируемого напряжения достигает f = 49,7 Гц, из чего следует, что величина скольжения составит s = –0.048. Подключение номинальной нагрузки приводит к снижению мгновенного значения напряжения на 15 В, а время отработки статической ошибки составляет порядка трех секунд. Дальнейшие проведенные исследования показали стабильную работу АГ для всех видов нагрузки.

Таким образом, регулирование двух параметров выходного напряжения происходит за счет наличия одной обратной связи, оценивая отклонение фазного напряжения от эталонной величины. Для поддержания постоянной индуктивности намагничивающего контура.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Для компенсации отклонения система управления инвертором начинает пропускать большую энергию за счет увеличения скважности импульсов ШИМ. Подтягивая амплитуду напряжение к заданному уровню и частоту к номинальному значению за счет уменьшения индуктивности намагничивающего контура [16].

Вариация напряжения в звене постоянного тока будет влиять на режим работы инвертора и как следствие асинхронного генератора, изменяя объем реактивной энергии, поставляемой за один импульс системы управления. Для исключения влияния перемены напряжения в блоке постоянного тока на снятые характеристики следует использовать источник постоянного напряжения, либо использовать инвертор, в качестве компенсатора реактивной мощности, для преобразования избыточного напряжения на конденсаторе в активную мощность. Анализ конденсаторного возбуждения показал, что для явления самовозбуждения во время переходного процесса требуется реактивная энергия, соизмеримая с мощностью используемой асинхронной машины, после установившегося режима необходимый объем реактивной энергии составляет 5-25 % от мощности генератора из чего можно сделать заключение, что при использовании низковольтного источника, энергии может быть недостаточно для возникновения процесса возбуждения.

Анализ работы системы стабилизации амплитуды и частоты генерируемого напряжения показал, что инверторное возбуждение позволяет поддерживать генерируемое напряжение во всем номинальном диапазоне мощности, соответствуя требованиям ГОСТ 32144-2013. Однако, использование инвертора, управляемого ШИМ-генератором в качестве возбудителя, требует использования индуктивно-емкостных фильтров для обеспечения качественного спектрального состава напряжения и настройки регулятора

напряжения для максимального быстродействия системы стабилизации регулируемых параметров выходного напряжения.

ВЫВОДЫ

1) В системах генерирования автономных объектов, по причине существенных достоинств, представляет интерес использование асинхронных машин с короткозамкнутым ротором, как электромеханических преобразователей энергии. Предложенная система генерирования типа «асинхронный генератор – автономный инвертор напряжения» с обратной связью по выходному напряжению генератора реализует совместное регулирование напряжения и частоты лишь по одному контуру напряжения. Регулирование частоты происходит за счет воздействия тока инвертора на индуктивность намагничивающего контура электрической машины, фактически изменяя частоту резонанса системы. При этом в системе генерирования автоматически реализуется закон, близкий к U/f = const.

2) Получение достоверных результатов моделирования возможно только при учете кривой насыщения магнитной цепи асинхронной машины, требуется располагать действительной кривой намагничивания, исключается принятие прямолинейной магнитной характеристики. Помимо этого, необходимо учитывать характер нагрузочного сопротивления и изменение сопротивления взаимной индукции, определяемое магнитным состоянием, влияющее на стационарный режим работы генератора.

3) Использование инвертора напряжения с регулятором напряжения позволяет достичь заданного стандартами качества электроэнергии. При имитационном и экспериментальном исследовании было обеспеченно отклонение частоты не превышающее 0,4 Гц, медленное изменение напряжения не превышало 5%, мгновенное изменение напряжения при подключении номинальной активно-индуктивной нагрузки не превышает 10% во всем интервале проведения эксперимента. Решением вопроса обеспечения требуемого качества по коэффициенту гармонических составляющих напряжения является установка индуктивно-емкостного фильтра между системой генерирования и нагрузкой, выбор реактивных параметров фильтра уже поднимался в достаточном количестве [6, 9].

4) Обладая простотой конструкцией, высокой надежностью и низкой стоимостью система генерирования на базе АМ с полупроводниковым преобразователем частоты, выступающим в качестве регулируемого «поставщика» емкостного тока для АМ, в совокупности представляют перспективную высококачественную систему генерации электроэнергии для автономных объектов, в том числе для летательных аппаратов.

Литература (References)

[1] N.D. Birjuk, O.S. Horpojakov Zadacha ob ustojchivosti po Ljapunovu parametricheskogo kolebatel'nogo kontura [The problem of Lyapunov stability of a parametric oscillatory circuit]. *Teorija i tehnika radiosvjaz' – Theory and technique of radio communication*, 2015, no. 2., pp. 5–10. (In Russian).

[2] Brekken, T.K.A. Control of a doubly fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2007, Vol. 22, pp. 129-135.

[3] Ekanayake, JB,Holdsworth, L, Wu, XG, Jenkins, N. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *IEEE Transactions on Power System*, 2003, Vol. 18, pp. 803-809.

[4] Galkin M.P. e.a. *Ustrojstvo dlja avtomaticheskoj stabilizacii naprjazhenija avtonomnogo asinhronnogo generatora* [Device for automatic voltage stabilization of an independent asynchronous generator]. Patent RF, no. 469200, 1975.

[5] GOST 32144-2013 Jelektricheskaja jenergija. Sovmestimost' tehnicheskih sredstv jelektromagnitnaja. Normy kachestva jelektricheskoj jenergii v sistemah jelektrosnabzhenija obshhego naznachenija [State standard 32144-2013 Electrical energy. The compatibility of technical means is electromagnetic. Norms of quality of electric energy in general-purpose power supply systems] - Introduction. 2014-17-01. - Moscow: Standardinform Publ., 2014. p. 16.

[6] Haritonov S.A., Simonov B.F., Korobkov D.V., Makarov D.V. K voprosu stabilizacii naprjazhenija sinhronnogo generatora s postojannymi magnitami pri peremennoj chastote vrashhenija [To the problem of stabilizing the voltage of a synchronous

generator with permanent magnets at a variable frequency of rotation]. *Fiziko-tehnicheskie problemy razrabotki poleznyh iskopaemyh - Physical and technical problems of mining*, 2012, no 4, pp. 102–115 (In Russian).

[7] Kitaev A.V., Orlov I.N. O fizicheskom mehanizme samovozbuzhdenija asinhronnoj mashiny [On the physical mechanism of self-excitation of an asynchronous machine]. *Jelektrichestvo – Electricity*, 1978, № 4, pp. 47–52 (In Russian).

[8] Lima, F.K.A., Luna, A., Rodriguez, P., Watanabe, E.H., Blaabjerg, F. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2010, Vol. 25, pp. 118-130.

[9] Malyshkov, G.M. Vyhodnye fil'try prostejshih invertorov - JetvA / Pod red. Ju.I. Koneva. – M.: Sovetskoe radio [Soviet radio], 1978, Vyp.10, pp. 178 –185 (In Russian).

[10] Mandel'shtam L.I., Ja. D. Papaleksi. O parametricheskom vozbuzhdenii jelektricheskih kolebanij [On the parametric excitation of electric oscillations]. *Zhurnal tehnicheskoj fiziki – Journal of Technical Physics*, 1934, Tom IV, no. 1, pp. 335–352. (In Russian).

[11] Morren, J, de Haan, SWH Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip, *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2005, Vol. 20, pp. 435-441.

[12] Padalko, D.A. Javlenie parametricheskogo rezonansa v asinhronnyh generatorah [The phenomenon of parametric resonance in asynchronous generators]. *Jelektrotehnicheskie sistemy i kompleksy – Electrical systems and complex* / Magnitogorskij gosudarstvennyj tehnicheskij universitet, 2016, no. 3 (32). – pp. 10–14. (In Russian).

[13] Padalko D. A. Jelektromagnitnye processy generirovanija jelektrojenergii v mehatronnoj sisteme s asinhronnoj mashinoj. Diss. Kand. Tech. Nauk, [Electromagnetic Processes of Electric Power Generation in a Mechatronic System with an Asynchronous Machine. Kand. Tech. sci. diss.]Tomsk, 2016. – 181 p.

[14] D. A. Padalko, A. G. Garganeev, P.V. Tyuteva Resonance Phenomen Analysis in Induction Generator, *Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM) : 17th International Conference of Young Specialists*, 30 June - 4 July 2016, Novosibirsk, IEEE, 2016, pp. 532–535.

[15] Pena, R., Clare, J.C., Asher, G.M Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variablespeed wind-energy generation, *IEE Proceedings: Electric Power Applications,* 1996, Vol. 143 : Issue 3, pp. 231-241.

[16] Red'ko, V. V.; Leonov, A. P.; Red'ko, L. A Problems of Automatic Test of Insulation in Cable Production, *3rd All-Russian Scientific and Practical Conference on Innovations in Non-Destructive Testing*, 2015, no. 671, 012049 (In Russian).

[17] Shridhar, L., Singh, B., Jha, CS. Analysis of Self-Excited Induction Generator Feeding Indeuction-motor*, PES 1993 Summer Meeting*, 1993, Vol. 9, pp. 390-396.

[18] Tsybikov B., Beyerlein E. V., Tyuteva P. V. Comparison of energy efficiency determination methods for the induction motors*, MATEC Web of Conferences*, 2017,Vol. 91: Smart Grids 2017, [01034, 6 p.].

[19] Reigosa, D., Briz, F., Blanco, C., Guerrero, J.M. Sensorless control of doubly-fed induction generators based on stator high frequency signal injection, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE* , 2013, pp. 503-510.

[20] Nasimullah, Asghar M., Performance comparison of wind turbine based doubly fed induction generator system using fault tolerant fractional and integer order controllers, *Renewable Energy*, 2018, no. 116, pp. 244-264.

[21] Dhouib, B., Kahouli, A., Abdallah, H.H. Dynamic behavior of grid-connected fixed speed wind turbine based on proportional-integral pitch controller and fault analysis, *International Conference on Green Energy and Conversion Systems*, 2017, [8066242, 11 p.].

[22] Ibrahim, A.O., Nguyen, T.H., Lee, D.-C., Kim, S.-C. Ride-through strategy for DFIG wind turbine systems using dynamic voltage restorers, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2009, pp. 1611-1618.

Сведения об авторе.

Падалко Дмитрий Андреевич. Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Энергетический институт, кафедра электротехнических комплексов и материалов, кандидат технических наук, ассистент. Основное направление исследований: системы энергоснабжения автономных объектов на базе асинхронных машин.
E-mail: padalkoda@tpu.ru

Electronic Power Transformer for Power Distribution Networks

Ermurachi Iu.V.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. Reducing losses in electricity distribution networks is a current technical problem. This issue also has social and environmental aspects. As a promising solution one can examine the direct distribution from the medium voltage power network using new equipment based on the use of power electronics. The aim of the paper is to propose and argue an innovative technical solution for the realization of the Solid State Transformer (SST) in order to decrease the number of energy transformation stages compared to the known solutions, simplifying the topology of the functional scheme with the reduction of production costs and the loss of energy in transformers used in electrical distribution networks. It is proposed the solution of simplifying the topology of the AC/AC electronic transformer by reducing the number of passive electronic components (resistors, inductors, capacitors) and active (transistors). The inverter of the SST transformer ensures the switching mode of the transistors, using for this purpose the inductance of the magnetic leakage flux of the high frequency transformer. The robustness of the laboratory sample of the SST 10 / 0.22 kV transformer with the power of 20 kW was manufactured and tested. Testing of the laboratory sample confirmed the functionality of the proposed scheme and the possibility of switching of the transistors to at zero current (ZCS mode) with the reduction of the energy losses. In the proposed converter a single high-frequency transformer with a simplified construction with two windings is used, which reduces its mass and the cost of making the transformer. The reduction in the manufacturing cost of the converter is also due to the decrease in the number of links between the functional elements.
Keywords: electronic transformer, electronic keys, commutation mode ZCS, stabilization of output voltage, coefficient of distortion.

Transformator electronic de putere pentru rețelele de distribuție a energiei electrice

Ermurachi Iu.V.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. Micşorarea pierderilor în rețelele electrice de distribuție constituie o problemă actuală tehnică şi cu aspecte sociale şi de mediu. Ca soluție promițătoare se poate examina distribuție directă din rețeaua de medie tensiune a energiei electrice cu utilizarea echipamentelor noi bazate pe utilizarea electronicii de putere. Scopul lucrării constă în propunerea şi argumentarea unei soluții tehnice inovative de realizare a transformatoarelor electronice (Solid State Transformer - SST) întru micşorarea numărului treptelor de transformare a energiei în comparare cu soluțiile cunoscute, simplificarea topologiei schemei funcționale cu micşorarea costurilor de producere şi a pierderilor de energie în transformatoarele utilizate în rețelele electrice de distribuție. Se propune soluția de simplificare a topologiei transformatorului electronic de tip AC/AC cu micşorarea numărului de componente electronice pasive (rezistoare, bobine de inductanță, condensatoare) şi active (tranzistore). Pentru tranzistoarele invertorului transformatorului SST se asigură regimul de comutație uşoară, utilizând în acest scop inductanța fluxului magnetic de scăpări a transformatorului de frecvență înaltă. Testărilor mostrei de laborator au confirmat funcționalitatea schemei propuse şi posibilitatea realizării modului de comutare al cheilor electronice la trecerea curentului prin zero (regimul ZCS) cu micşorarea pierderilor de energie. În convertorul propus se foloseşte un singur transformator de frecvenţă înaltă cu o realizarea constructivă simplificată cu două înfăşurări, ce asigură micşorarea masei şi costului de confecționare al transformatorului. Micşorarea costului de confecționare al convertorului se datorează de asemenea şi micşorării numărului de legături dintre elementele funcționale. S-a confecționat şi testat robustețea mostrei de laborator a transformatorului SST 10/0.22 kV cu puterea de 20 kW.
Cuvinte-cheie: transformator electronic, chei electronice, modul de comutare ZCS, stabilizarea tensiunii de ieşire, coeficient de distorsiune.

Электронный силовой трансформатор для распределительных сетей

Ермураки Ю.В.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. В качестве многообещающего решения можно рассмотреть прямое распределение энергии от сети среднего напряжения с использованием нового оборудования, основанного на использовании

силовой электроники. Целью работы является предложение и обоснование инновационного технического решения для реализации твердотельного трансформатора (SST) с целью уменьшения количества этапов трансформации энергии по сравнению с известными решениями, упрощение топологии функциональной схемы с уменьшением издержек производства и потерь энергии в трансформаторах, используемых в электрических распределительных сетях. Предлагается решение для упрощения топологии трансформатора переменного тока в переменный ток за счет уменьшения числа пассивных электронных компонентов (резисторов, катушек индуктивности, конденсаторов) и активных элементов (транзистора). В электронном трансформаторе обеспечивается резонансный режим переключения транзисторов, используя индуктивность рассеяния высокочастотного трансформатора. Был изготовлен и испытан лабораторный образц трансформатора SST 10/0.22 кВ, мощностью 20 кВт. Тестирование лабораторного образца подтвердило функциональность предлагаемой схемы и возможность переключения электронных ключей при переходе тока через нуль (режим ZCS) с уменьшением потерь энергии в транзисторах. В предлагаемом преобразователе используется один высокочастотный трансформатор с упрощенной конструкцией с двумя обмотками, что уменьшает его массу и затраты на изготовление трансформатора. Снижение стоимости производства трансформатора обусловлено также с уменьшением связей между функциональными элементами.
Ключевые слова: электронный трансформатор, электронные ключи, режим коммутации ZCS, стабилизация выходного напряжения, коэффициент искажения.

1. Introducere

Rețelele de distribuție constituie un element funcțional în alimentarea sigură a consumatorilor cu energie electrică. Analiza structurii pierderilor în rețelele electrice indică la faptul că rețelele de distribuție au cea mai mare cotă a pierderilor de energie [1-3]. Astfel, rata pierderilor de electricitate din rețelele de transport și distribuție din România a constituit 13,4%, în UE de 6,74% și pe plan mondial 6%[1]. În Republica Moldova pierderile în rețelele de transport sunt stabilite cca 3% [3], iar în rețelele de distribuție media anuală a pierderilor a constituit 8.5% [4]. Pierderile au un impact financiar semnificativ, care afectează consumatorii. Astfel, în perioada 2010-2013, în reţelele electrice de distribuţie din România au fost înregistrate pierderi în valoare estimată de 1.301.680.000 euro [4], care au fost condiționate de starea tehnică precară a rețelelor electrice. Din cele menționate, reiese semnificația promobării măsurilor și tehnologiilor, care pot contribui la dimunuarea pierderilor de energiei în rețelele electrice.

Pentru micșorarea pierderilor se propun mai multe măsuri, ca: sporirea ponderii de livrare a energiei din rețelele de medie tensiune (10-20kV), modernizarea rețelelor de distribuție cu micșorarea lungimii porțiunilor de joasă tensiune (0,4 kV), utilizarea conductoarelor cu izolație și secțiune majorată, compensarea puterii reactive, utilizarea transformatoarelor cu puterea 6-10 kW montate pe stâlpii liniei pentru racordarea consumatorilor la rețeaua de MT etc. [5,6].

În acest scop se utilizează pentru conexiunea consumatorilor finali transformatore de coborâre individuale. Majoritatea acestor condensatore sunt confecționate pe baza tehnologiilor tradiționale și au dimensiuni și masă ridicată. În acest context se prezintă avantajoase soluțiile de substituire a transformatoarelor de construcție clasică cu transformatoare numite electronice, ce au indicii de masă și gabarit mai buni [7,8]. Acest tip de transformare de coborâre este cunoscut în prezent sub denumirea de Solid-State Transformer (SST). Transformarea parametrilor energiei se produce în mai multe faze. Ca urmare, aceste transformatoare au o structură destul de complexă și pot crea dificultăți privind asigurarea compatibilității electromagnetice la frecvențe ridicate și curenți mari.

În convertoare, care sunt elemental de baza a transformatoarelor de tipul SST tranzistoarele din circuitul de curent alternativ adesea lucrează în regim de comutaţie activ [9], ce are ca urmare creşterea pierderilor de energie şi contribuie la micşorarea randamentului convertorului.

Ca o tendință evidentă în confecționarea instalațiilor de tip SST se poate indica utilizarea în calitate de chei electronice ale tranzistoarelor de tip SiC cu indici tehnici mai performanți, dar și costuri mult mai ridicate în comparare, de exemplu, cu tranzistoarele MOSFET și utilizarea comutației ușoare a tranzistorilor [10].

Scopul luării constă în propunerea și argumentarea unei soluții tehnice inovative de realizare a transformatoarelor de tip SST, care permite micșorarea numărului treptelor de transformare a energiei în comparare cu soluțiile cunoscute, simplificarea topologiei schemei funcționale cu micșorarea costurilor de producere și a pierderilor de energie în

transformatoarele utilizate în reţelele electrice de distribuţie.

2. Soluţia tehnică şi principiul de funcţionare a convertorului transformatorului SST

2.1. Schema echivalentă a convertorului

Schema echivalentă a convertorului este prezentată în fig. 1.

Convertorul de tensiune de curent alternativ în tensiune de curent alternativ (a vedea fig. 1) include o sursa de curent alternativ 1 conectată în serie cu N=16 secţii. Fiecare secţie conţine câte două braţe, primul braţ este format din doua filtre de armonici superioare 2 conectate în serie, iar al doilea braţ este format din conexiunea în serie a două chei electronice de curent alternativ 4 şi 5.

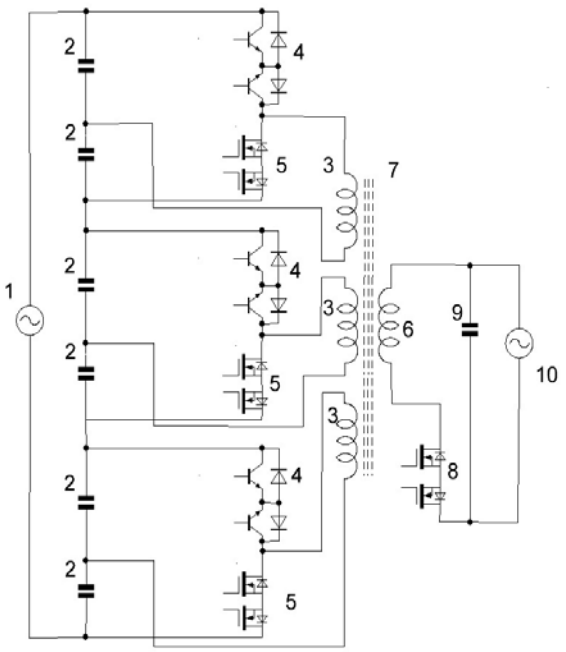


Fig.1. Schema echivalentă a convertorului de tip AC/AC.

Convertorul mai include un transformator de frecvenţă înaltă 7 executat cu întrefier, care are o bobina primară 3 formată din N secţii, fiecare secţie N a bobinei primare 3 este conectată cu punctul comun de conexiune a doua filtre de armonici superioare 2 şi a două cheii electronice de curent alternativ 4 şi 5 . Transformatorul de frecvenţă înaltă 7 mai conţine o bobina secundară 6 la care se conectează în serie o cheie electronică de curent alternativ 8 şi un filtru de armonici superioare 9. În paralel cu filtrul de armonici superioare 9 este conectată a doua sursă de alimentare 10. Cheile electronice de curent alternativ 4, 5 şi 7 sunt formate din două tranzistoare conectate în contrasens, iar fiecare tranzistor are circuit de şunt prin diodă.

2.2. Funcţionarea convertorului

La aplicarea tensiunii de curent alternativ 1 şi în prezenţa impulsurilor de comandă *21, 22,23* şi *24* (a vedea fig.2) pentru cheile 4,5 şi 8 pot fi asigurate două regimuri de lucru ale convertorului. Primul regim se asigură prin reglarea duratei impulsului de comandă *23 şi 24* la cheia electronică 5. Energia de la sursa de curent alternativ 1 în acest regim se acumulează în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă 7 şi acest regim mai este numit „fly-back”. Regimul al doilea se asigură prin reglarea duratei impulsului de comandă *21* şi *22* la cheia electronică 4. În acest regim energia de la sursa de curent alternativ 1 se transferă direct în sarcina 10 şi acest regim mai este numit „forward”.

Vom analiza lucrul convertorului de tensiune de curent alternativ în tensiune de curent alternativ în prezenţa semiundei pozitive a tensiunii sursei de curent alternativ 1 (a vedea fig.1). La trecerea sinusoidei de tensiune prin zero la tranzistorii de jos a cheilor electronice de curent alternativ 4,5 şi 8 se aplică impulsurile de comanda 22 şi 24 (a vedea fig.2) ce deschid aceşti tranzistori. În acest caz la procesul de transfer de energie de la sursa de curent alternativ 1 în sursa de curent alternativ 10 vor participa numai tranzistoarele de sus ale cheilor electronice de curent alternativ 4,5 şi 8.

Fie că, tensiunea surselor de curent alternativ 1 şi 10 este pozitivă (a vedea fig.2, curbele 25 şi 28). În acest moment la tranzistorul de sus a cheii electronice de curent alternativ 5 se aplică impulsul de comandă 32 (a vedea fig.3 pentru t0), care deschide acest tranzistor. Atunci se formează un circuit format din sursa de curent alternativ 1 – filtrul de armonici superioare 2 – bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7 – cheia electronică de curent alternativ 5 – sursa de curent alternativ 1. Sub acţiunea sursei de curent alternativ 1 în acest circuit apare un curent (a vedea fig.3, curba 35), care creşte şi transferă energia din sursa de curent alternativ 1 în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 7.

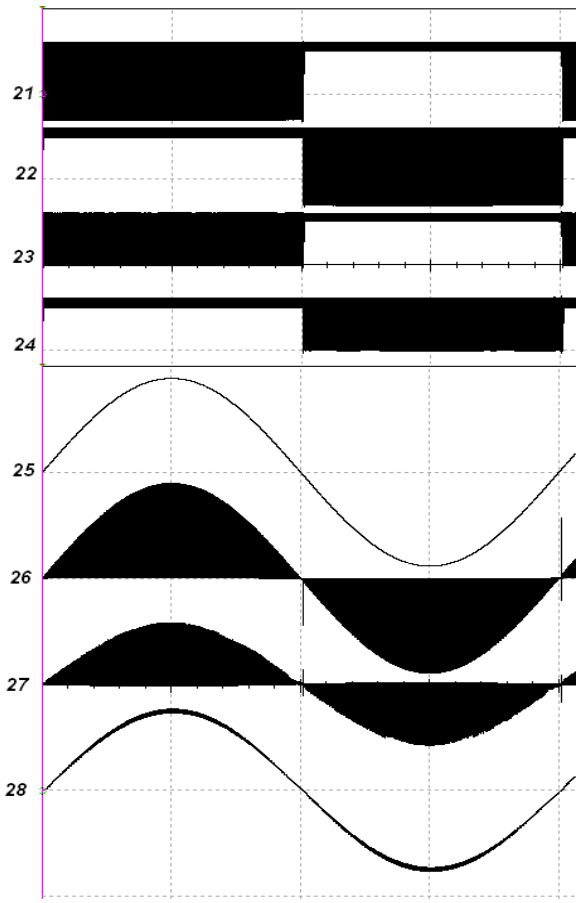


Fig. 2. Diagrama impulsurilor de comandă a cheilor electronice şi formarea tensiunii de ieşire a convertorului

Procesul va decurge până când se va stinge impulsul de comandă 32 (a vedea fig.3 pentru t_1) aplicat la tranzistorul de sus al cheii electronice 5 şi închiderea acestei chei. Durata impulsului de comandă 32 se determina prin expresia

$$\tau_{32} = T - \tau_{31},$$

în care T – perioada impulsurilor de frecvenţă înaltă, a cărei valoare este determinată de frecvenţa din diapazonul (10–100)kHz.

De raportul dintre duratei impulsurilor de comandă 31 şi 32 aplicate la cheile de curent alternativ 4 şi 5, depinde raportul dintre valorile tensiunilor surselor de curent alternativ 1 şi 10.

La abaterea valorii tensiunii 1 de la valoarea, de exemplu, nominală 10 kV, modificând valoarea raportului duratei impulsurilor de comandă 31 şi 32 (fig. 3) conduce la stabilizarea valorii tensiunii de ieşire 10 (de exemplu egală cu 220 V). Le realizarea acestei funcţii de stabilizare a tensiunii de ieşire 10, lăţimea impulsului de comandă 31 aplicat la cheia electronică 4 nu se modifică, iar funcţia stabilizarea se asigură prin reglarea lăţimii impulsului de comandă 32 aplicat la cheia electronică 5.

La închiderea cheii electronice de curent alternativ se formează două circuite. Primul circuit este format din bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7 – dioda de sus a cheii electronice de curent alternativ 4– sursa de curent alternativ 1– filtrul de armonici superioare 2 – bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7 şi al doilea circuit format din bobina secundară 6 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7– dioda de sus a cheii electronice de curent alternativ 8– sursa de curent alternativ 10– bobina secundară 6 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7. Primul circuit asigura limitarea tensiunii de comutaţie a cheii electronice de curent alternativ la limita tensiunii de curent alternativ a sursei 1 (a vedea fig.2, curba 26), iar al doilea circuit asigură transferul de energie acumulat în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 7 la sursa de curent alternativ 10 (în cazul examinat sursa 10 este ca sarcină). Când tranzistorul de sus al cheii electronice de curent alternativ 5 s-a închis, se aplică impulsul de comandă 31 la tranzistorul de sus al cheii electronice de curent alternativ 4 şi 8, tranzistorii se deschid şi scurtcircuitează dioda de sus a cheii electronice de curent alternativ 4 şi 8 (a vedea fig.3 pentru t_2). Aceasta nu influenţează asupra procesului de transfer de energie din câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 7 către sursa de curent alternativ 10. Când curentul în bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7 (a vedea fig.3, curba 35 pentru t_3) îşi schimbă polaritatea, în acest moment se începe al doilea regim de funcţionare al convertorului, regimul numit „forward”. Din acest moment începe paralel cu procesul de transfer de energie acumulată în câmpul magnetic al transformatorului de frecvenţă înaltă 7 către sursa de curent alternativ 10, un nou transfer de energie, care are loc direct de la sursa de curent alternativ 1, prin circuitul format din sursa de curent alternativ 1 – cheia electronică de curent alternativ 4 – bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7 – filtrul de armonici superioare 2 – sursa de curent alternativ 1 şi circuitul bobinei secundare 6 a transformatorului de frecvenţă înaltă 7, către sursa de curent alternativ 10. Acest proces paralel are loc până când curentul în bobina primară 3 a transformatorului de frecvenţă înaltă

7 (a vedea fig.3, curba 35 pentru t_4) îşi schimbă polaritatea. În următorul moment se stinge impulsul de comandă 31 aplicat la tranzistorul de sus al cheii electronice de curent alternativ 4 (a vedea fig.3 pentru t_5). Cum se vede (a vedea fig.3, curba 34 pentru t_4 şi t_5) comutaţia şi închiderea tranzistorului de sus al cheii electronice de curent alternativ 4 are loc la tensiunea egală cu zero, ce micşorează pierderile de energie şi ca urmare conduce la majorarea randamentului convertorului. Din momentul t_0 se aplică un nou impuls de comandă *32* la cheia electronică de curent alternativ 5 şi procesul de funcţionare al convertorului se repetă într-un nou ciclu de lucru până când valoarea instantanee a tensiunii sursei de curent alternativ 1 nu ce va micşora până la zero (a vedea fig.2, curba 25).

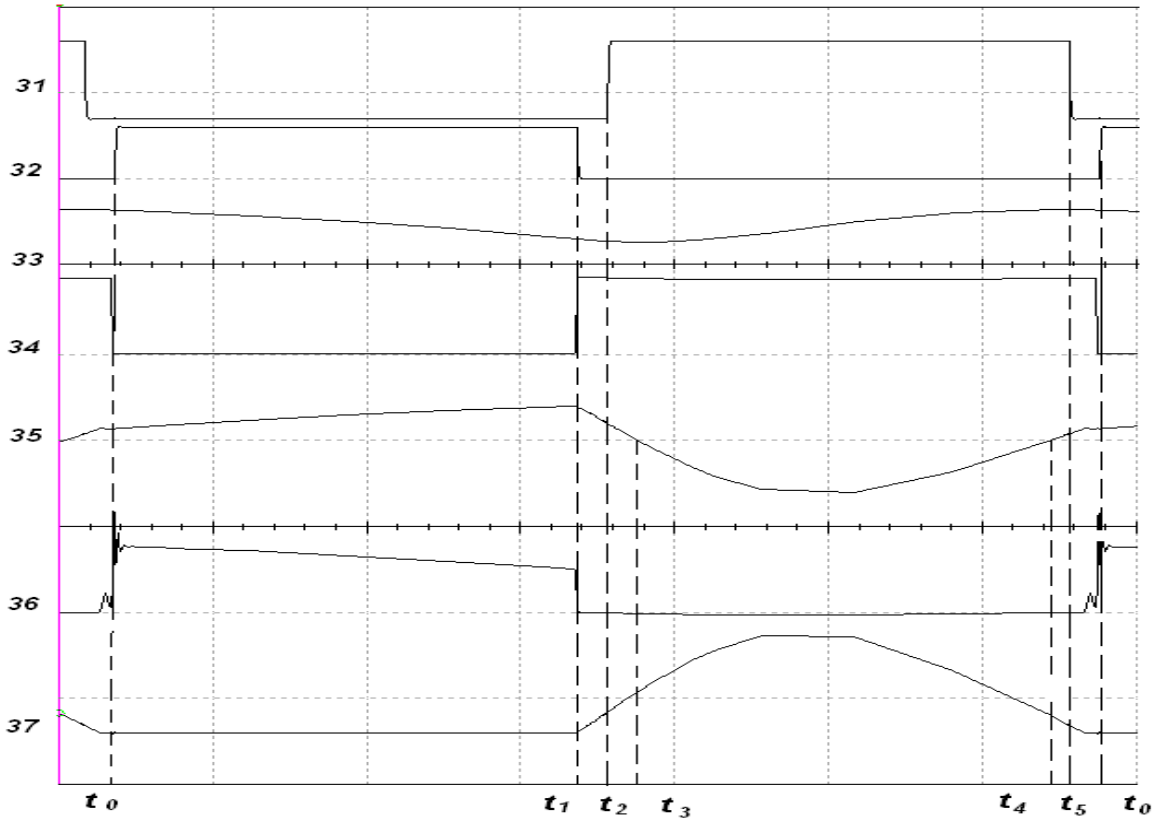


Fig. 3. Diagrama proceselor de comutaţie a cheilor electronice pentru regimul de comutare în zero (regimul ZCS)

La trecerea sinusoidei de tensiune a sursei de curent alternativ 1 (a vedea fig.1) de la semiunda pozitivă la simiunda negativă prin zero (a vedea fig.2, curba 25) la tranzistorii de jos a cheilor electronice de curent alternativ 4,5 şi 8 se sting impulsurile de comanda 22 şi 24 (a vedea fig.2) şi se aplică impulsurile de comanda 21 şi 23 la tranzistorii de sus ale cheilor electronice de curent alternativ 4,5 şi 8, ce deschid aceşti tranzistori. În cazul semilundei negative la procesul de transfer a energiei de la sursa de curent alternativ 1 în sursa de curent alternativ 10 vor participa numai tranzistoarelor de jos ale cheilor electronice de curent alternativ 4,5 şi 8.

Procesul de comutaţie a cheilor electronice este asemănător cu comutaţia lor în durata timpul semiundei pozitive.

3. Modelul matematic de simulare a regimului de funcţionare a convertorului AC/AC

În fig. 4 se prezintă modelul convertorului în mediul MILTISIM.

Simularea regimului de funcţionare s-a realizat cu scopul verificării calităţii proceselor de comutaţie a cheilor electronice în regimul de comutare în zero (ZCS) cu obţinerea curbei tensiunii de ieşire şi a curentului, inclusiv la abaterea tensiunii reţelei de alimentare (10 kV). Prin aceste simulări se mai atinge şi scopul de optimizare a realizării constructive elementelor inductive ca rezultat al analizei parametrice a regimurilor de funcţionare ale invertorului.

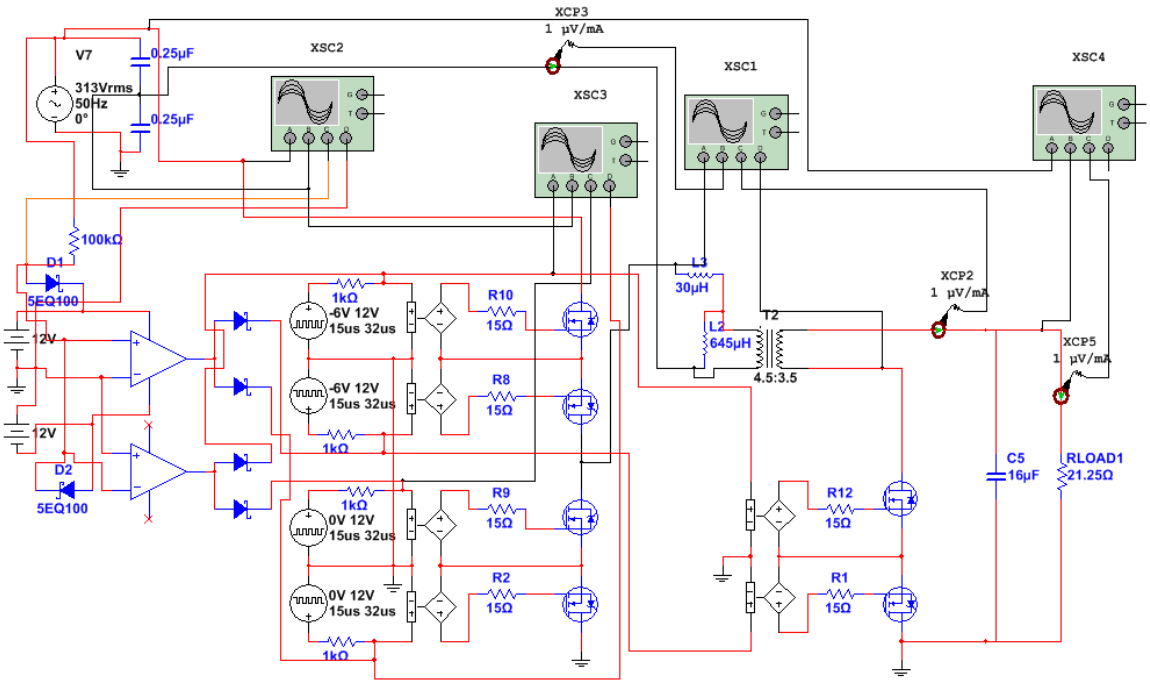


Fig.4. Structura modelului matematic de simulare a convertorului în mediul MULTISIM

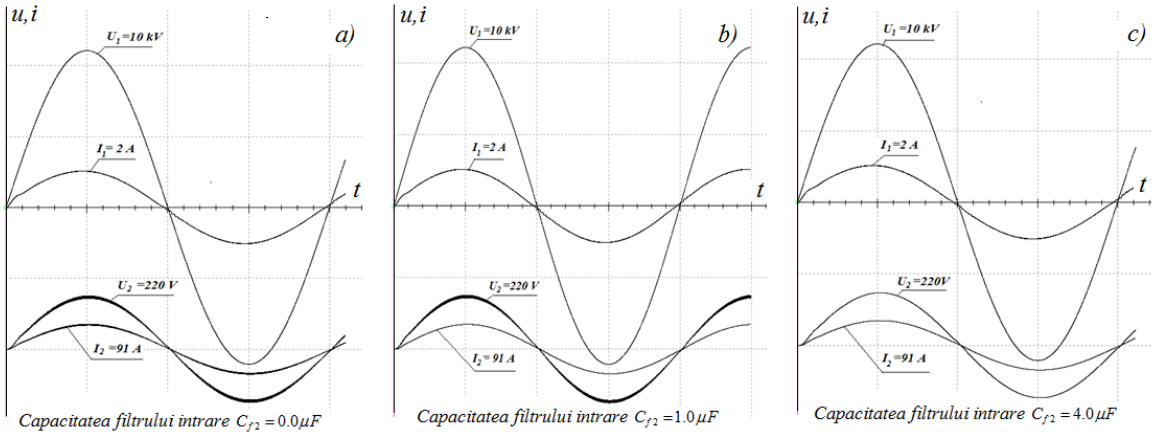


Fig.5. Curbele de tensiune şi curent a transformatorului pentru diferite valori a capacităţii condensatorului de filtrare în circuitul secundar: *C_{f2}=0.0 µF* (a), *C_{f2}=1.0 µF(b), C_{f2}=4.0 µF (c)*

În fig.5 sunt prezentate curbele tensiunii de intrare U_1, tensiunii de ieşire U_2 , a curentului I_1 intrare şi curentului I_2 în sarcina rezistivă pentru cazul a diferitor valori a condensatorului de filtrare ale armonicilor superioare în circuitul de ieşire a transformatorului.

În baza rezultatelor simulărilor se poate constata, că calitatea energiei în circuitul primarului transformatorului nu se afectează, deci distorsiunile curbelor atât de tensiune, cât şi a curentului absorbit din reţeaua de alimentare nu sunt vizibile. Armonicile superioare se vizualizează în circuitul secundarului, dar aceste distorsiuni chiar în lipsa filtrului de armonici superioare (fig.5a) nu au valori semnificative, care să depăşească pe cele admise în standardele de calitate a energiei electrice pentru consumatori. Dotarea transformatorului electronic cu un filtru al armonicilor superioare de tipul LC permite practic excluderea pătrunderii armonicilor superioare de tensiune şi curent în porţiunea circuitului format de sarcină fig. 5b, c).

4. Rezultate ale testării mostrei de laborator al transformatorului SST

În baza soluţiei propuse s-a confecţionat o mostra de laborator a transformatorului electronic de tip SST, s-a elaborat soft-ul

sistemul de comandă utilizând în acest scop microcontrolerul de tip AT90PWM312. Mostra a fost calculată la parametrii: puterea aparentă S=20 kVA; curentul absorbit de SST din rețea $I_{1.nom}$ = 2A la tensiunea de 10 kV; tensiunea de ieşire U_2 = 220 V; curentul în secundar $I_{2.nom}$ = 90 A în regim de putere nominală. Transformatorul are programat şi regimul de limitare a curentului de SC la nivel de cca. 1,2 I_{2nom}.

La testarea robusteții echipamentului bobuinele înfăşurării primare s-au conectat toate în paralel. Aceasta s-a făcut cu scopul de a face primele testări la tensiunea nominală a unei bobine a transformatorului în condiții de laborator şi cu scopul asigurării cerințelor de securitate a muncii. Reieşind din conceptul în baza căruia se confecționează transformatorul electronic o astfel de tratare a metodologiei realizării testării nu afeactează esența procesului de funcționare a transformatorului electronic. Testările s-au efectuat pentru cazul regimurilor de mers în gol (MG) şi de sarcină activă.

Regimul de scurt circuit în timpul testărilor nu s-a realizat ca uramare a limitării puterii sursei disponibile de alimentare din rețeau existență în laborator.

În fig. 6 sunt prezentate diagramele experimentale al regimurilor de comutație a cheilor electronice (tranzistori SiC de tip C2M0160120 cu tensiunea 1200V). Sarcina activă s-a reglat discret în diapazonul 0-20.0 kW.

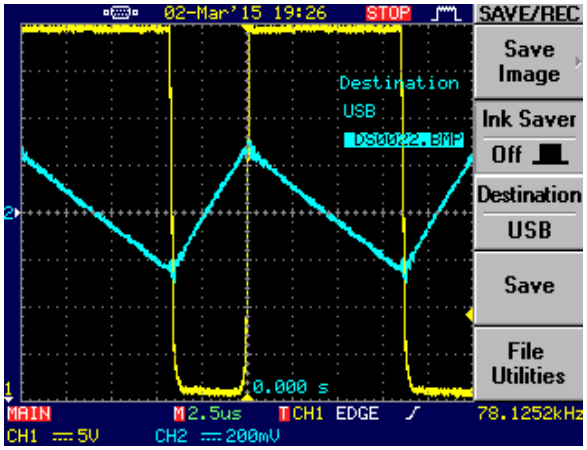


Fig. 7a. Tensiunea şi curenții cheilor electronice în regim de mers în gol

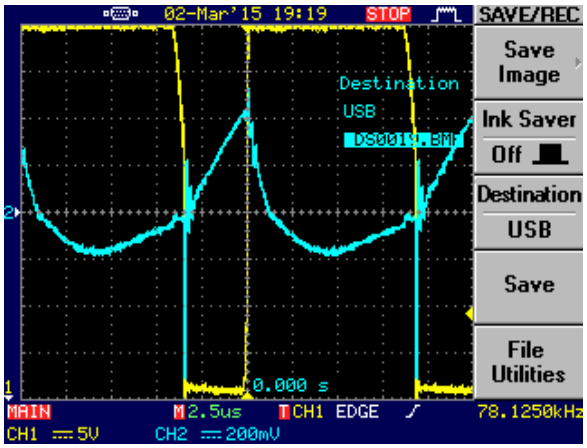


Fig. 7b. Tensiunea şi curenții cheilor electronice în regim de sarcină P=0,33 P_{nom}

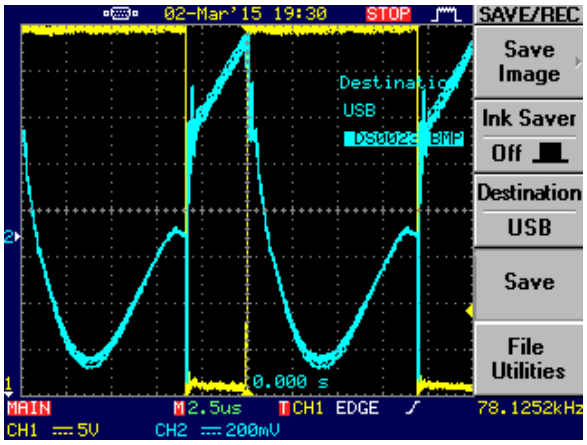


Fig. 7c. Tensiunea şi curenții cheilor electronice în regim de sarcină P=1,0P_{nom}

Din diagramele prezentate în fig. 7a-7c se confirmă faptul, că comutația cheilor are loc în regim de rezonanță a curenților pentru tot diapazonul de variere a sarcinii active, a cărei valoare se schimbă de la 0 până 20 kW.

Micşorarea costului de confecţionare a transformatorului SST se asigură prin excluderea a mai multora elemente funcționale în comparare cu soluţiile utilizate în prezent pentru confecţionarea acestor transformatoare. În convertorul propus se foloseşte un singur transformator de frecvență înaltă cu o realizarea constructivă simplificată cu două înfăşurări. Folosirea unui transformator numai cu două înfăşurări conduce micşorarea masei de material conductor şi a masei materialelor feromagnetice, ce la fine contribuie la micşorarea costului de confecţionare al convertorului.

Majorarea randamentului convertorului transformatorului SST este o urmare a micşorării numărului elementelor semiconductoare pasive, numărului elementelor inductive, deoarece în

schema funcţională propusă nu se foloseşte nici o bobină de inductanţă pentru limitarea valorilor curenţilor de comutaţie, folosirea unui transformator de frecvenţă numai cu două înfăşurări. Urmare a acestor soluții utilizate la confecționarea transformatorului SST se asigură diminuarea pierderilor totale de energie în convertor și majorarea valorii randamentului atât a convertorului, cât și a transformatorului SST.

Concluzii

1. Inovația soluției propuse de realizare a transformatorului de tip SST constă în reducerea numărului de faze a procesului de transformare a parametrilor energiei în echipamentele AC/AC, simplificarea topologiei schemei funcționale ale transformatorului și asigurarea conectării la rețeaua electrică centralizată în lipsa conductorului neutru.
2. Rezultatele testărilor experimentale ale mostrei de laborator au confirmat funcționalitatea schemei propuse și posibilitatea realizării modului de comutare a cheilor electronice la trecerea curentului prin zero (regimul ZCS) cu micșorarea pierderilor de energie în ciclul de funcționare al invertorului.
3. Transformatorul SST este un echipament cu semne de inteligență, ce contribuie a regimului de încărcare și asigurarea calității energiei atât pentru circuitele consumatorului, cât și pentru cele de alimentare.

Bibliografie (References)

[1] *România este "liderul" UE la pierderi de energie electrică în rețele, duble față de media comunitară* [Romania is the EU's "leader" in the loss of electricity in networks, double the EU average]. Available at: https://www.profit.ro/povesti-cu-profit/energie/. (accessed 22.12.2017).

[2] *Raport privind activitatea Agenţiei Naţionale pentru Reglementare în Energetică în anul 2016* [Report on the activity of the National Agency for Energy Regulation in 2016.]. Available at: http://www.anre.md/files/raport/ (accessed 22.12.2017).

[3] *HOTĂRÎRE Nr. 152 din 17.07.2015 privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice* [JUDGMENT No. 152 of 17.07.2015 on tariffs for the electric transport service]. Available at: http://lex.justice.md/md/360109/ (accessed 22.12.2017).

[4] http://cursdeguvernare.ro/pierderi- -. Publicat la data de 19.4.2016. (accessed 22.12.2017)

[5] *Măsuri de diminuare a pierderilor de energie în rețelele electrice* [Measures to reduce energy losses in electrical networks]. http://yurii.ru/ref/ref-37773.htm accesat 20.12.2017.

[6] Bălan Gheorghe, Pencioiu Paul, Golovanov Nicolae. Probleme actuale privind calitatea energiei electrice în sistemele electroenergetice. *Conferinţa Internaţională „EM2012. Aspecte regionale de dezvoltare", 4-6 octombrie 2012, Chişinău* [Current issues regarding the quality of electricity in power systems. International Conference "EM 2012. Regional Development Issues ", 4-6 October 2012, Chisinau.]. Ed. II-a. Ch.: TAŞM, 2012. - p.236-242. ISBN 978-9975-62-324-7.

[7] Rothmund D., Ortiz G., Guillod T., Kolar J. W.*10kV SiC Based Isolated DC-DC Converter for Medium-Voltage-Connected SSTs*, Proceedings of the 30th Applied Power Electr. Conf.e and Exposition (APEC 2015), Charlotte, NC, USA, March 15-19, 2015.

[8] Kolar J.W., Ortiz G. *Solid-State Transformers*, Plenary Session Presentation at the IEEE International Power Electronics and Applications Conference and Exhibition (PEAC 2014), Shanghai, Nov. 5-8, 2014.

[9] Brevet de invenție US 6067243[U.S. Patent 6067243].

[10] Berzan, V.P.; Ermurachi, Iu.V. Single Phase Inverter with Hybrid Topology and Efficient Switching Principles. Proceedings- 2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS 2017), Cluj-Napoca, Romania 6-9 June 2017, IEEE Catalog Number: CFP17MPR-POD, ISBN 978-1-5090-6565-3 (Papers 007, SCOPUS). DOI:10.1109/MPS.2017.7974370; /

Despre autor.

Ermurachi Iurie - cercetător ştiinţific al Institutului de Energetică al AM. Domeniile de interes ştiinţific: eficienţa echipamentelor electrotehnice şi energetice (elaborarea şi implementare), sporirea eficienţei utilizării energiei electrice, elaborarea convertoarelor de energie electrică. Autor şi co-autor a 48 de publicaţii ştiinţifice, a 22 brevete de invenţie, ale mostrlere de echipamente cu indici sporiţi de eficienţă energetică. E-mail: ermurachi.iurie@ie.asm.md

Optimal Solutions for Load Sharing between Units of a Combined Heat and Power Plant

Shchinnikov P. A., Borush O.V., Zykov S.V., Mikhaylenko A.I.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. The article presents the optimization method of load division between combined heat and power plant units. The method used the power unit division into functioning parts and the differential-exergy method. This method allowed presenting the unit as a structural diagram where exergetic subsystems are fuel supply, steam generator, turbine, generator and electrical equipment, water supply and regeneration, heat supply to the consumer. The differential-exergy method was based on a combination of exergy analysis and optimization method of economic efficiency criteria using uncertain Lagrange multipliers. The use of the exergy function of goal allowed avoiding the problem of division of fuel costs for each type of product that was important at optimization. The optimization criterion, its parameters and limitations were developed as well. These parameters can extend traditional technical and economic analysis of the combined heat and power plants operating mode, as they take into account thermodynamically rigorous division of fuel costs between heat and electric power at their complex production on the combined heat and power plants. The use of the differential-exergy method in optimizing the load distribution of the power units of the combined heat and power plants makes possible obtaining of fuel savings of 1.5 to 3%. It has been shown that if the parameters of power units deteriorate, the application of the method makes it possible to have the best performance of the power plant when it is compared with functioning of combined heat and power units at proportional loading.
***Keywords*:** optimization, exergy, criterion, power unit, distribution, load.

Soluţii optime de distribuţia sarcinei între unităţile de putere a unei central electrice cu termoficare

Schinnikov PA, Borush OV, Zykov SV, Mikhaylenko AI
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federaţia Rusă

Rezumat. În lucrare se prezintă principalele prevederi ale metodei de optimizare a distribuţiei sarcinilor între agregatele unei centrale termice şi centrale electrice combinate, pe baza divizării unităţii de putere în părţi funcţionale şi a aplicării unei metode de diferenţiere-exergie. Abordarea prezentată ne permite să determinăm fluxurile de exergie pentru orice secţiune a unităţii de putere în cauză, ce este importantă în determinarea exergiei cu eliberarea de căldură, şi este aplicată mai întâi la soluţionarea problemei optimizării regimului. Utilizarea funcţiei exergie permite evitarea soluţionării problemei de alocare separată a cheltuielilor pentru combustibil pe fiecare tip de produs, ceea ce este important pentru optimizare. Se formulează criteriul de optimizare, parametrii şi limitele acestuia. Se demonstrează că efectul distribuirii optime a încărcăturii între unităţi poate fi de 1,5 ... 3%. Se demonsrează că, în cazul în care parametrii unităţilor de putere se abat de la valorile nominale, procedura de optimizare a sarcinilor face posibili indicatori mai buni decât funcţionarea centralei electrice cu termoficare la parametrii nominali, dar cu încărcare proporţională a unităţilor de generare.
***Cuvinte-cheie*:** optimizare, exergie, criteriu, unitate de putere, distribuţie, sarcină.

Оптимальные решения распределения нагрузки между агрегатами теплоэлектроцентрали

Щинников П.А., Боруш О.В., Зыков С.В., Михайленко А.И.
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Российская Федерация

Аннотация. В статье представлены основные положения метода оптимизации распределения нагрузок между агрегатами теплоэлектроцентрали, в основе которого лежит разделение энергоблока на функционирующие части и применение дифференциально-эксергетического метода. Представленный подход позволяет определить потоки эксергии в любом сечении рассматриваемого энергоблока, что важно при определении эксергии с отпуском теплоты. Применение эксергетической функции цели позволяет избежать задачи разнесения затрат на топливо по каждому виду продукции, что важно при оптимизации, и впервые применяется для задачи оптимального распределения режимов агрегатов ТЭЦ. Сформулированы критерий оптимизации, его параметры и ограничения. Показано, что эффект от оптимального распределения нагрузки между агрегатами может составлять 1,5…3%. Показано, что при отклонении термодинамических параметров пара энергоблоков от номинальных значений процедура оптимизации распределения нагрузок позволяет получить лучшие технико-экономические показатели

теплоэлектроцентрали по сравнению с работой станции на номинальных параметрах, но при пропорциональном несении нагрузок агрегатами ТЭЦ.
Ключевые слова: **оптимизация**, эксергия, критерий, энергоблок, распределение, нагрузка.

Введение

Общая электрическая мощность теплоцентралей России в настоящее время составляет порядка 90 ГВт, мощность тепловая около 260 тыс. Гкал/ч. Нередко одна ТЭЦ должна обеспечивать разнородную нагрузку, имея при этом разнотипное оборудование. С другой стороны, каждая станция стремится к снижению затрат на топливо, что может быть обеспечено наивыгоднейшим сочетанием работающего оборудования и заданных тепловых и электрических нагрузок. Таким образом, повышение эффективности работы ТЭЦ может быть решено оптимальным распределением нагрузок [1 - 8].

Оптимизация режимов работы основного энергооборудования ТЭЦ является одной из наиболее непростых задач [9 – 15]. Сложность в данном случае связана с неопределенностью исходных данных по расчетным параметрам и ограничениям. Кроме того, в расчетах необходимо учитывать, что ТЭЦ может иметь различный состав оборудования и варианты реализации тепловых схем, различные внешние условия и параметры работы установок [16-20].

I. Постановка задачи

В предлагаемой статье для решения задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ впервые предлагается использовать дифференциально-эксергетический метод [7], основанный на сочетании эксергетического анализа и метода оптимизации по критериям экономической эффективности с использованием неопределенных множителей Лагранжа. Данный метод дет возможность уйти от условности в разнесении топливных издержек. Оптимизация режимов работы станции проводится в разработанном программно-вычислительном комплексе, при этом каждый раз выполняется полный расчет схемы ТЭЦ и определяются данные по эффективной загрузке оборудования ТЭЦ

Предлагаемый дифференциально-эксергетический подход основан на работах представителей научной школы Новосибирского государственного технического университета [5, 17].

II. Методы и алгоритм исследования

Энергоблок при моделировании разделяется на функционирующие подсистемы или части: топливообеспечения (0), парового котла с его энергетическими системами (1): топливоподготовки, топливоподачи и очистки дымовых газов; часть высокого давления турбины с системой промежуточного перегрева пара (2) и части турбины среднего и низкого давления (3); электрического генератора и оборудования (4); регенерации и технического водоснабжения (5); отпуска теплоэксергии потребителю (6). Моделирование теплоэлектроцентралей не блочной компоновки осуществляется путем условного разрыва поперечных связей, при этом ТЭЦ представляется в виде эквивалентных (однотипных с идентичными характеристиками) энергоблоков. Подобное разбиение делает возможным учет энергетических потоков с различным качеством в каждой структурной связи станции. Затем тепловая схема энергоблока представляется в виде структурной эксергетической схемы подсистем, Рис. 1.

Эксергетическая эффективность подсистем определяется как:

$$\eta_i = E_i^y / E_i^x ,$$

где E_i^x, E_i^y – эксергетические потоки на входе и выходе из подсистемы, i – номер подсистемы.

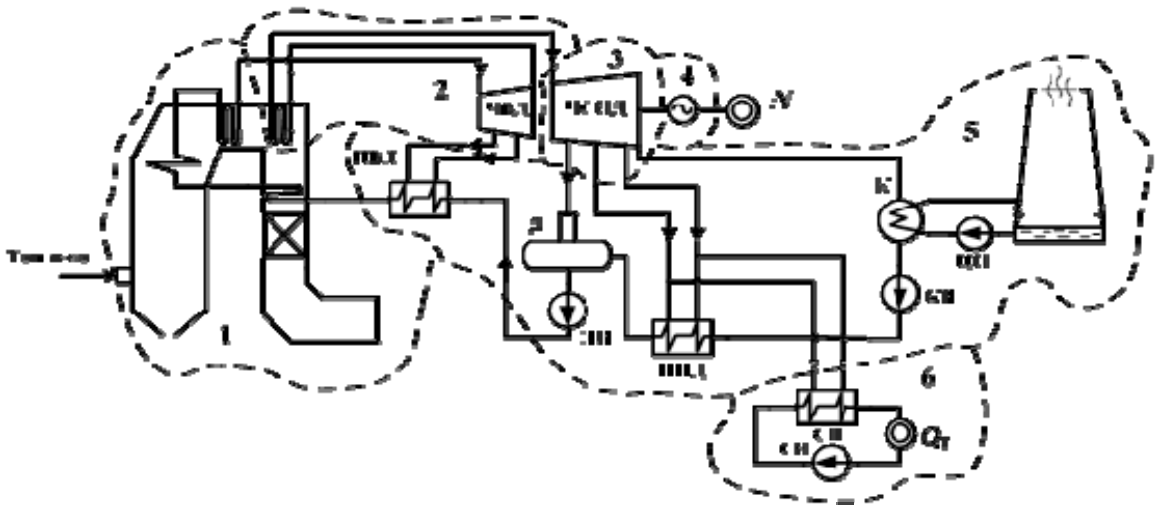
Эксергетические КПД по отпуску:

– электроэнергии:

$$\eta_N = \eta_1\eta_2\eta_3\eta_4\varepsilon_S\varepsilon_N ;$$

– теплоэксергии:

$$\eta_T = \eta_1\eta_2\eta_3\eta_4\eta_6\varepsilon_S\varepsilon_N .$$



1 – 6 – подсистемы, ЧВД – часть высокого давления, ЧСНД – часть среднего и низкого давления, ТСН – трансформатор собственных нужд, ПВД, ПНД – группы подогревателей высокого и низкого давлений, Д – деаэратор, СП – сетевой подогреватель, КН, ПН, СН, ЦН – насосы конденсатный, питательный, сетевой, циркуляционный соответственно.

Рис. 1. Разбиение тепловой схемы энергоблока ТЭЦ на подсистемы.

Здесь ε_S – эксергетический структурный коэффициент, который учитывает технологические связи функционирующих систем и агрегатов энергоблока; ε_N – эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь тепловой энергии в турбоагрегате [7, 22]. Под теплоэксергией в данном случае понимают максимальную работоспособность потока, отпускаемого с теплотой.

Интегральный эксергетический КПД энергоблока определяют по совокупному отпуску электроэнергии (N) и теплоты ($E_{\text{Т}}$):

$$\eta_e = \left(N + E_{\text{Т}}\right) / E_0 .$$

Здесь E_0 – эксергия топлива.

При оптимальном распределении нагрузки между энергоблоками ТЭЦ эксергетический показатель эффективности (функция цели) примет вид:

$$\tilde{\eta}_z = \sum\nolimits_n \eta_e \left(N + E_{\text{Т}}\right) / \sum\nolimits_n \left(N + E_{\text{Т}}\right),$$

где n – число энергоблоков на ТЭЦ.

Представленный подход позволяет определить потоки эксергии в любом сечении рассматриваемого энергоблока, что важно при определении эксергии с отпуском теплоты, так как этот поток чаще всего не замыкает технологическую цепочку преобразований энергии в энергоблоке. Применение эксергетической функции позволяет избежать задачи разнесения затрат на топливо по каждому виду продукции, что важно при оптимизации [20, 21].

Процедура расчетов на примере ТЭЦ с “n” энергоблоками представлена следующим образом, Рис. 2. В каждом расчетном режиме обеспечивается постоянство суммарной нагрузки станции по отпуску электрической энергии и теплоты:

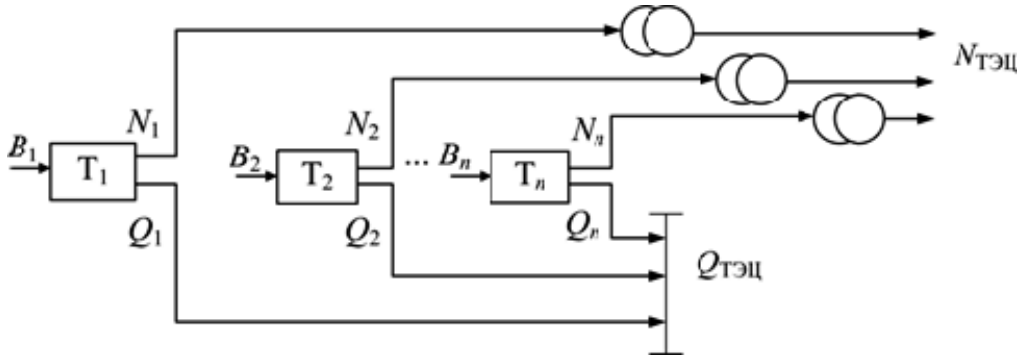
$$\begin{aligned} N_{\text{ТЭЦ}} &= \sum\nolimits_{i=1}^{n} N_i = \text{const}; \\ Q_{\text{ТЭЦ}} &= \sum\nolimits_{i=1}^{n} Q_i = \text{const}. \end{aligned} \qquad (1)$$

В этих выражениях i = 1, 2, 3 ... n – число теплофикационных энергоблоков на ТЭЦ.

В каждой итерации расчетов тепловая и электрическая нагрузки каждого энергоблока задаются случайным образом таким образом, чтобы выполнялось условие (1). Диапазон нагрузок при этом задается для i-го энергоблока в технически достижимых пределах:

$$\begin{aligned} N_i^{\min} &\le N_i \le N_i^{\max}; \\ Q_i^{\min} &\le Q_i \le Q_i^{\max}. \end{aligned}$$

В представленных неравенствах максимальные значения и минимальные зависят от фактического состояния энергоагрегатов [9].



B_1, B_2 ... B_n – расходы топлива на теплофикационные энергоблоки; T_1, T_2, ... T_n *– теплофикационные энергоблоки; N_1, N_2, ... N_n – электрические нагрузки теплофикационных энергоблоков; Q_1, Q_2, ... Q_n – тепловая нагрузка энергоблоков; $N_{ТЭЦ}$,$Q_{ТЭЦ}$ – электрическая и тепловая нагрузки ТЭЦ.*

Рис. 2. Принципиальная схема энергоснабжения от теплоэлектроцентрали.

Термодинамические параметры энергоблоков в общем случае отражают их фактические значения:

$$P_0;\, t_0;\, P_{ПП};\, t_{ПП};\, t_{ПВ};\, \alpha_{ТЭЦ};\, t_{ОХЛ};\, \Delta t\} = const\,,$$

где P_0 – давление острого пара, МПа; t_0 – температура острого пара, °С; $P_{ПП}$ – давление пара промежуточного перегрева, МПа; $t_{ПП}$ – температура пара промперегрева, °С; $t_{ПВ}$ – температура питательной воды; $\alpha_{ТЭЦ}$ – коэффициент теплофикации; $t_{ОХЛ}$ – температура воды, охлаждающей на входе в конденсатор, °С; Δt – температурный напор в конденсаторе, °С.

В то же время, индивидуальная настройка модели на отдельный энергоблок, работающий в составе теплоэлектроцентрали, предусмотрена когда:

$$P_{0i}^{\min} \le P_{0i} \le P_{0i}^{\max};$$

$$t_{0i}^{\min} \le t_{0i} \le t_{0i}^{\max};$$

$$P_{ППi}^{\min} \le P_{ППi} \le P_{ППi}^{\max};$$

$$t_{ППi}^{\min} \le t_{ППi} \le t_{ППi}^{\max};$$

$$t_{ПВi}^{\min} \le t_{ПВi} \le t_{ПВi}^{\max};$$

$$\alpha_{ТЭЦi}^{\min} \le \alpha_{ТЭЦi} \le \alpha_{ТЭЦi}^{\max};$$

$$t_i^{\min} \le \Delta t_i \le t_i^{\max};$$

$$t_{охлi}^{\min} \le t_{охлi} \le t_{охлi}^{\max}.$$

Диапазон изменения термодинамических параметров вызван неопределенностью в информационном обеспечении конкретного энергоблока [12]. В таком случае программный комплекс выполнит согласование балансовых уравнений с определением наиболее вероятного значения параметра при заданной мощности и минимальном расходе топлива [21, 22].

Таким образом, в методике учтены внешние и внутренние ограничения, при этом внешние – это ограничения по нагрузке станции и энергоблоков, а внутренние – ограничения термодинамического цикла и вид тепловой схемы.

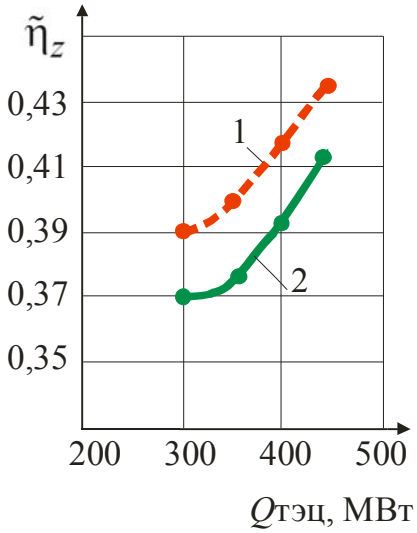
II Результаты

Для расчетов применен метод случайного направленного поиска, исходными данными являются температуры и давления свежего пара и пара промежуточного перегрева, температуры питательной воды, наружного воздуха и охлаждающей воды, коэффициента теплофикации, тепловых и электрических нагрузок. Электрическая и тепловая мощности станции в качестве начальной точки отсчёта X_0 распределяются пропорционально номинальным электрической и тепловой нагрузкам функционирующих энергоблоков. В окрестностях точки определяется несколько значений функции, на основании которых вычисляется новая точка X_1. Направления изменения компонентов X задаются

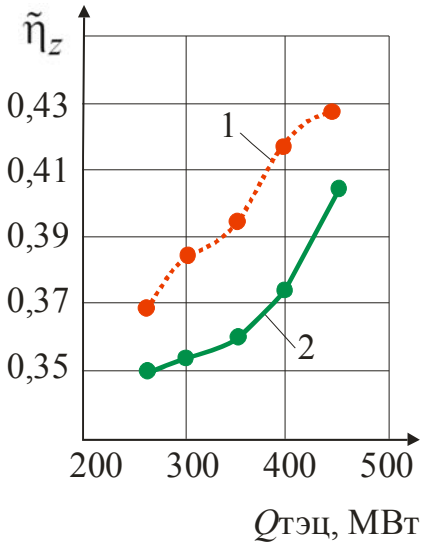
случайными числами, все направления равновероятны, а движение к экстремуму осуществляется только тогда, когда результат данного случайного движения приводит к уменьшению функции цели [7, 22].

Кроме того, для энергоблока определятся температура наружного воздуха, для которой рассчитываются температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации, температуре прямой и обратной сетевой воды, давлении пара в теплофикационном отборе. Для известных (на данном шаге расчета) термодинамических параметров рассчитывается тепловая схема энергоблока и функционально зависимые параметры.

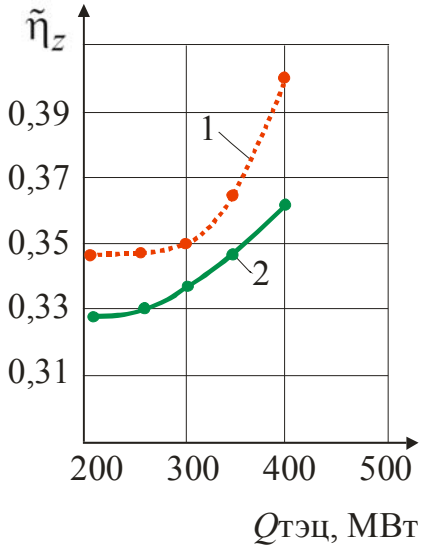
В целом разработанная модель представляет собой совокупность математических описаний элементов (групп элементов) реально функционирующего энергоблока со связями. Описание каждого элемента энергоблока обеспечивают в соответствии с разбиением энергоблока на функциональные части, Рис.1. Все модели подсистем согласованы между собой по входным параметрам и реализованы в программно-вычислительном комплексе. Работа программного комплекса показывает, что при оптимизации режимов работы ТЭЦ мощностью 300 МВт, повышение эффективности составляет 1,5 – 3% по сравнению с пропорциональной загрузкой оборудования, Рис. 3 – 6.



1 – оптимальное распределение нагрузок,
2 – пропорциональное распределение нагрузок.
Рис. 3. Эксергетический показатель эффективности ТЭЦ при электрической мощности 290 МВт.



1 – оптимальное распределение нагрузок,
2 – пропорциональное распределение нагрузок.
Рис. 4. Эксергетический КПД ТЭЦ при электрической мощности 250 МВт.

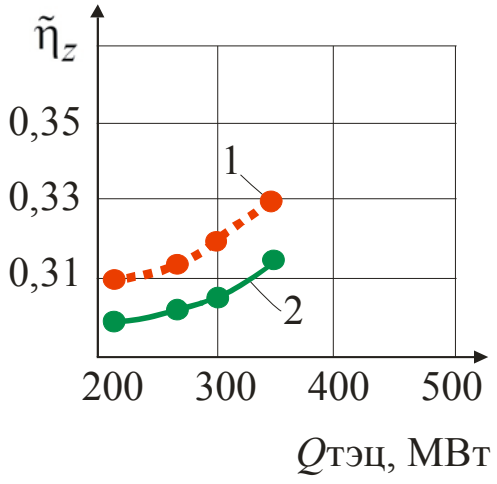


1 – оптимальное распределение нагрузок,
2 – пропорциональное распределение нагрузок.
Рис. 5. Эксергетический показатель эффективности ТЭЦ при электрической мощности 200 МВт.

Меньшие значения соответствуют меньшим электрическим и тепловым нагрузкам. Экономия топлива составляет при этом 0,02 – 0,07 кг/с.

В то же время работа энергоблоков ТЭЦ характеризуется отклонением параметров от номинальных значений. Такие отклонения обусловлены старением оборудования, изменчивостью нагрузок, несортовыми поставками топлива, режимной наладкой

котельного агрегата, работой систем автоматики и другими факторами.



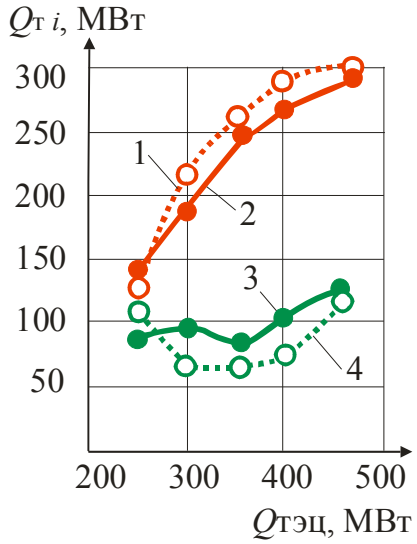
1 – оптимальное распределение нагрузок, 2 – пропорциональное распределение нагрузок.

Рис. 6. Эксергетический показатель эффективности ТЭЦ при электрической мощности 200 МВт.

Диапазон изменения, например, для термодинамических параметров острого пара нормируется и отклонение от номинальных значений составляет 5 °С для температуры и 2 % для давления, однако на практике эти значения часто не удается выдержать. В этих условиях оптимальные решения по распределению нагрузок между агрегатами требуют проверки на определение их устойчивости. Другими словами, необходимо определить, насколько изменяются оптимальные решения по распределению нагрузки между агрегатами ТЭЦ при отклонении параметров их функционирования от номинальных (либо фактических) значений

Далее в статье рассмотрено влияние снижения начальных параметров пара на 2 % при одновременном снижении температуры питательной воды на 10 % на одном из двух блоков ТЭЦ, Рис. 7

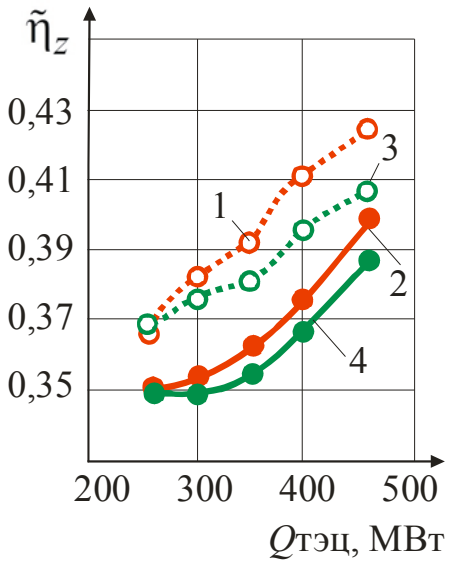
Можно видеть, что блок с ухудшенными параметрами после оптимизации получает меньшую загрузку (линия 2) по отношению к загрузке при номинальных значениях параметров (линия 1), в то же время для обеспечения суммарного отпуска теплоты догружается оставшийся энергоблок (линия 3, 4).



Q_{Ti} – тепловая нагрузка энергоблока, $Q_{ТЭЦ}$ – тепловая нагрузка ТЭЦ, 1, 2 – блок с турбиной Т-180 , 3, 4 – блок с турбиной Т-100, пунктиром показана загрузка на номинальных параметрах; сплошной линией показана загрузка при ухудшении параметров на блоке Т-180.

Рис. 7. Тепловая нагрузка энергоблоков и ТЭЦ в целом.

Эффективность работы ТЭЦ в целом становиться несколько ниже, чем при работе до снижения параметров, Рис. 8.



1 – с оптимальной загрузкой оборудования на номинальных параметрах; 2 – с пропорциональной загрузкой оборудования на номинальных параметрах; 3 – с оптимальной загрузкой оборудования при ухудшенных параметрах одного из энергоблоков; 4 – с пропорциональной загрузкой оборудования при ухудшенных параметрах одного из энергоблоков

Рис. 8. Эксергетический показатель эффективности работы ТЭЦ.

Оптимизация загрузки оборудования обеспечивает показатели эффективности ($\tilde{\eta}_z$) на 2,7 – 4,9 % выше (меньшие значения для больших тепловых нагрузок), чем работа ТЭЦ на номинальных параметрах, но без оптимизации загрузки оборудования, Рис. 8.

Выводы

1. Разработан дифференциально-эксергетический метод и впервые применен для решения задачи распределения нагрузки между энергоблоками ТЭЦ. Энергоблоки представляются в виде сложных систем элементов со связями, по которым двигаются потоки эксергии. Данный подход позволяет решить задачу распределения ресурсов на отпускаемую продукцию разного вида. Дифференциальность метода позволяет определить характеристики энергоблоков в любом расчетном сечении (в частности, при отпуске электроэнергии с клемм генератора, а теплоэксергии – в любом отборе или за турбиной), а функцией цели выступает максимальная эффективность для совокупности работающих на ТЭЦ энергоблоков.

2. Показано, что при оптимизации нагрузок оборудования ТЭЦ повышение эффективности может составить 1,5 – 3 % по сравнению с пропорциональной нагрузкой энергоагрегатов. Причем меньшие значения соответствуют меньшим электрическим и тепловым нагрузкам ТЭЦ. При этом на энергоблоке экономия топлива может составить 0,02 – 0,07 кг/с. Наибольший эффект от оптимизации нагрузок энергоагрегатов ТЭЦ возможно обеспечить при нагрузках ТЭЦ в диапазоне 0,6 – 0,8 от максимальных значений.

3. Показано, что процедура оптимизации нагрузок позволяет обеспечить лучшие показатели работы ТЭЦ даже в условиях отклонения параметров от номинальных значений.

Литература (References)

[1] Pechtl P., Dieleman M. Integrated Thermal Power and Desalination Plant Optimization. *Paper No. 110 presented at the PowerGen Middle East Conference*, Abu Dhabi, Oct., 2003. 20 p. doi: 10.1.1.127.2370

[2] Stojijkovic M. Mathematical modeling and optimization of tri-Generation systems with reciprocating engines. *Thermal science*, 2010, vol. 14, no. 2, pp. 541-553. doi: 10.2298/TSCI1002541S.

[3] Gornshteyn V.M. Metodika raschyota naivygodneyshego raspredeleniya nagruzki mezhdu agregatami [Methods of calculating the most advantageous load distribution between units]. *Elektricheskiye stantsii – Electric stations*, 1962, no.8, pp. 2-7. (In Russian).

[4] Andryushchenko A.I., Aminov R.Z. *Optimizatsiya rezhimov raboty i parametrov teplovykh elektricheskikh stantsiy* [Optimization of operating modes and parameters of thermal power plants]. Moscow, High school Publ., 1983. 255 p. (in Russioan)

[5] Aminov R.Z. *Vektornaya optimizatsiya rezhimov raboty elektrostantsiy* [Vector optimization of power plant operation modes]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1994. 304 p. (in Russian).

[6] Arakelyan E.K., Minasyan S.A., Agababyan G.E. Metodicheskiye osnovy mnogokriterial'noy optimizatsii sutochnykh rezhimov raboty energooborudovaniya TETS [Methodical bases of multi-criteria optimization of daily operation modes of power CHP]. *Teploenergetika – Thermal Engineering*, 2006, no.10, pp.7-10. (In Russian).

[7] Nakoryakov V.E., Nozdrenko G.V., Shchinnikov P.A., Grigoryeva O.K. Basic provisions of exergy method and analysis of power plants with state-of-the-art heat pump combined cycle heating systems. *Journal of Engineering Thermophysics*,. 2010, vol. 19, no. 2, pp. 53-61. doi: 10.1134/S181023281

[8] Kler A.M., Maksimov A.S., Stepanova E.L., Zharkov P.V., Tarariev R.A., Perevalov E.G. Optimizing the operating modes of cogeneration stations taking actual state of main equipment into account. *Thermal Engineering*, 2009, vol. 56, no 6, pp. 500-505.

[9] Bolonov V.O., Arakelyan E.K. Optimizing the operating conditions of equipment at cogeneration stations built around combined-cycle plants. *Thermal Engineering,* 2007, vol. 54, no. 11, pp. 919-927. doi: 10.1134/S0040601507110134.

[10] Murugan R. Artificial Bee Colony optimization for the Combined Heat and Power Economic Dispatch problem. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2012, no. 5, pp. 597-604.

[11] Yusuf Sönmez. Estimation of fuel cost curve parameters for thermal power plants using the ABC algorithm. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, 2013, no. 21, pp. 1827-1841. doi: 10.3906/elk-1203-10.

[12] Huang H., Peng D., Zhang Y., Liang Y. Research on Load Optimal Distribution Based on Equal Incremental Principle. *Journal of Computational Information Systems*, 2013, no. 9, pp. 7477-7484.

[13] Elaiw A.M., Xia X., Shehata A.M. Combined Heat and Power Dynamic Economic Dispatch with Emission Limitations Using Hybrid DE-SQP Method. *Abstract and Applicd Analysis*, 2013, vol. 2013, 10 p. doi: 10.1155/2013/120849.
[14] Dincer I., Rosen M.A. Energy, environment and sustainable development. Elsevier, London, 2007. 454 p.
[15] Vo Ngoc Dieu, Weerakorn Ongsakul. Combined Heat and Power Economic Dispatch by Augmented Lagrange Hopfield Network. *16th Power System Computation Conf.,* July 14-18, 2008, pp. 1-7.
[16] Salari M., Vosough A. The effect of Ambient Temperature to Power Plant. *2nd International Conference on Mechanical, Production and Automobile Engineering (ICMPAE'2012)*, Singapore, April 28-29, 2012, pp. 248-252.
[17] Chao-Lung Chiang, Shang-Zhi Lin Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch of Combined Heat and Power. *International Conference on Power and Energy Systems Lecture Notes in Information Technology*, 2012, vol. 13, pp.133-139.
[18] Yujiao Zeng, Yanguang Sun. An Improved Particle Swarm Optimization for the Combined Heat and Power Dynamic Economic Dispatch Problem. *Electric Power Components and Systems*, 2014, vol. 42, pp. 1700-1716. doi: 10.1080/15325008.2014.949913.
[19] Ghalami H., Khamis Abadi S., Khoshgoftar Manesh M. H., Sadib T., Amidpour M., Hamedi M. H. Steam Turbine Network Synthesis Using Total Site Analysis and Exergoeconomic Optimization. *Chemical Engineering Transactions*, 2012, vol. 29, pp. 1573-1578. doi: 10.3303/CET1229263.
[20] Navratil P., Pekar L. Possible approach to creation and utilization of linear mathematical model of heat source for optimization of combined production of heat and electric energy. *International journal of mathematical models and methods in applied sciences*, 2012, issue 8, vol. 6, pp. 943-954.
[21] Kaushika S.C., SivaReddya V., Tyagi S.K. Energy and exergy analyses of thermal power plants: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, vol. 15, no. 4, pp. 1857-1872. doi: 10.1016/j.rser.2010.12.007.
[22] Shchinnikov P.A., Safronov A.V. Enhancing the calculation accuracy of performance characteristics of power-generating units by correcting general measurands based on matching energy balances. *Thermal Engineering,* 2014, vol. 61, no. 12, pp. 898-904. doi: 10.1134/S0040601515060129.

Сведения об авторах:

Щинников Павел Александрович, Новосибирский государственный технический университет, кафедра тепловых электрических станций, доктор технических наук, профессор. Основное направление исследований: новые схемные решения для энергетических установок, обеспечивающие повышение термодинамической эффективности процессов; исследование технологий топливоиспользования в теплоэнергетических установках на основе математических моделей,
E-mail: tes@nstu@gmail.com

Боруш Олеся Владимировна, Новосибирский государственный технический университет, кафедра тепловых электрических станций, кандидат технических наук, доцент. Основное направление исследований: комплексный анализ функционирования энергоблоков ТЭС на основе эксергетической методологии с учетом внутренних и внешних ограничений.
E-mail: aborush@ngs.ru

Зыков Сергей Владимирович, Новосибирский государственный технический университет, кафедра тепловых электрических станций, аспирант. Основное направление исследований: оптимизация распределения тепловой и электрической нагрузки ТЭЦ.
E-mail: zykovc@gmail.com

Михайленко Анна Игоревна, Новосибирский государственный технический университет, кафедра тепловых электрических станций, кандидат технических наук, доцент. Основное направление исследований: автоматическое регулирование технологических процессов на ТЭС, динамические характеристики объектов регулирования, технологические защиты теплоэнергетического оборудования ТЭС.
E-mail: mikhaylenko@corp.nstu.ru

Combustion of Solid Fuel in a Vortex Furnace with Counter-swirling Flows

Redko A.A.[1], Redko I.A.[2], Redko A.F.[1]
[1]Department of heat and gas supply, ventilation and the use of thermal waste energy
Kharkiv National University of Construction and Architecture
Kharkov, Ukraine.
[2]Department of Exploitation of gas and heating systems
Kharkiv National University of Urban Economy by O.M. Beketov
Kharkiv, Ukraine.

Abstract. The results of computer simulation of the processes of incineration of low-grade solid fuel-pulverized peat with a moisture content of 40%, an ash content of 6% are given. It has been determined the fields of distribution of temperature, velocity of gases and particles in the volume and at the outlet from the furnace. The three-dimensional temperature distribution in the combustion chamber indicates high-temperature combustion of peat particles at temperatures above 1700°C with liquid ash removal in the lower part of the furnace. It has been determined that when the furnace is cooled, it is not ensured combustion of the fuel completely. The value of the swirling flow rate at the outlet from the furnace (up to 370 m/s) ensures the efficiency of separation of fuel particles, reducing heat losses from mechanical underburning. It is determined that the concentration of oxygen is close to zero over the entire height of the furnace, at an outlet from the furnace the oxygen concentration is 5...6%, since oxygen is supplied with excess ($\alpha_в$=1,2). The results of a numerical study showed that the diameter of peat particles affects the process of their combustion: coke particles with an initial diameter of 25 mkm to 250 mkm burn out by 96%. With an increase in particle diameter up to 1000 mkm, the degree of burn-out of coke decreases, but at the same time their removal decreases. It is shown that the furnace ensures the completeness of combustion of peat particles of peat 99.8%, volatiles is 100%.
***Keywords*:** numerical simulation, combustion processes, solid fuel, furnace.

Arderea combustibilului solid într-un cuptor cu turbionare cu fluxuri contra-turbionare

[1]Rediko A.A., [2]Rediko I.A., [1]Rediko A.F.
[1]Catedra de furnizare a căldură şi gazelor, ventilaţie şi de utilizare a resurselor energetice termice secundare,
Kcharkov Universitatea Naţională de Construcţii şi Arhitectură
Kharkov, Ucraina
[2]Catedra de exploatare a sistemelor de gaze şi încălzire
Kharkiv Universitatea Naţională de Economie Municipală. AM Beketov
Kharkov, Ucraina

Rezumat. Tehnologia cu ciclon-vortex de ardere a combustibilului solid permite reducerea volumului de combustie al centralei, dimensiunile si masa acesteia. Amestecarea intensă a particulelor de combustibil şi a aerului într-un flux turbionar asigură transferul intensiv de masă şi căldură şi arderea eficientă a combustibilului. Utilizarea tehnologiei cu ciclon-vortex face posibilă poziţionarea preîncălzitoarelor în volumul cazanelor. Această tehnologie pentru arderea combustibililor solizi nu a fost studiată în mod adecvat. Scopul lucrării este acela de a studia cu metode numerice procesele de ardere a turbei pulverizate într-un cuptor cu turbionare cilindrică cu fluxuri contra-turbionare. Se prezintă rezultatele simulării pe calculator a proceselor de incinerare a turbării cu pulbere solidă cu conţinut scăzut de calciu, cu un conţinut de umiditate de 40%, conţinutul de cenuşă de 6% şi o valoare calorică superioară Q_{sp}= 12,3 MJ / kg. S-au determinat câmpurile de distribuţie a temperaturii, a vitezei gazelor şi a particulelor în volum şi la ieşirea din cuptor. Distribuţia tridimensională a temperaturii în camera de combustie indică arderea la temperaturi înalte a particulelor de turbă, la temperaturi de peste 1700 ° C cu îndepărtarea cenuşii cu lichide în partea de jos a cuptorului. S-a constatat, că atunci când cuptorul este răcit, nu este asigurată arderea completă a combustibilului. Rezultatele unui studiu numeric au arătat, că diametrul particulelor de turbă afectează procesul de combustie: particulele de cocs cu un diametru iniţial de 25 μm până la 250 μm ard la nivel de 96%.
Cuvinte-cheie: simulare numerică, procese de ardere, combustibil solid, focar al cazanului.

Сжигание твёрдого топлива в вихревой топке со встречными закрученными потоками

[1]Редько А.А., [2]Редько И.А., [1]Редько А.Ф.
[1]Кафедра теплогазоснабжения, вентиляции и использования тепловых вторичных энергоресурсов,
Харьковский национальный университет строительства и архитектуры
Харьков, Украина
[2]Кафедра эксплуатации газовых и тепловых систем
Харьковский национальный университет городского хозяйства им. А.М. Бекетова
Харьков, Украина

Аннотация. Циклонно-вихревая технология сжигания твёрдого топлива позволяет уменьшить топочный объем котельного агрегата, его габариты и массу. Интенсивное перемешивание частиц топлива и воздуха в закрученном потоке обеспечивает интенсивный тепломассообмен и эффективное сжигание топлива. Использование циклонно-вихревой технологии позволяет размещать предтопки в топочном объеме котлов. Эту технологию для сжигания твёрдых топлив исследовано недостаточно. Целью работы является численное исследование процессов сжигания пылевидного торфа в цилиндрической вихревой топке со встречными закрученными потоками. Приведены результаты компьютерного моделирования процессов сжигания низкосортного твёрдого топлива – пылевидного торфа с влажностью 40%, зольностью 6% и высшей теплотой сгорания $Q_{в.р.}$=12,3 МДж/кг. Определены поля распределения температуры, скорости газов и частиц в объеме и на выходе из топки. Трехмерное распределение температуры в топочном объёме указывает на высокотемпературное сжигание частиц торфа при температуре выше 1700°С с жидким шлакоудалением в нижней части топки. Определено, что при охлаждении топки не обеспечивается полное сжигание топлива. Значение скорости закрученного потока на выходе из топки (до 370 м/с) обеспечивает эффективность сепарации частиц топлива, снижая потери теплоты от механического недожога. Тепловое напряжение топочного объёма составляет 22,12 МВт/м^3, а тепловое напряжение сечения топки 80,64 МВт/м^2. Приведены траектории движения частиц диаметром 25 мкм и 250 мкм в объеме топки. По всей высоте топки концентрация кислорода близка к нулю, на выходе из топки концентрация кислорода равна 5…6%, поскольку кислород подается с избытком ($\alpha_в$=1,2). Механический недожог составляет 0,06%. Результаты численного исследования показали, что диаметр частиц торфа влияет на процесс их сгорания: кокс частиц с начальным диаметром от 25 мкм до 250 мкм выгорает на 96%. Топка обеспечивает полноту сжигания пылевидных частиц торфа 99,8 %, летучих – 100%.

***Ключевые слова*:** водотрубный котёл, топка, оксид азота, вторичный излучатель, численные исследования.

Условные обозначения.

Условные обозначения	Описание	Условные обозначения	Описание
1	2	3	4
u_j	декартовы компоненты вектора осредненной скорости газа	$\omega_0 = \sigma_s / \beta_0$	альбедо рассеяния
x_j	декартовы координаты	$I_b = \sigma T^4 / \pi$	интенсивность излучения абсолютно чёрного тела
S_n	источник массы, соответствующий переносу массы в газовую фазу от реагирующих частиц	σ	постоянная Стефана – Больцмана
ρ	плотность газа	Ω'	единичный вектор телесного угла, характеризующий направление распространения теплового излучения вследствие рассеяния фотонов $\vec{s}'$
τ_{ij}	компоненты тензора напряжений	h	мгновенная энтальпия
p	давление газа	$P_n(f_n)$	функция ПРВ, описывающая вероятность того, что

			значение переменной φ_i находится между φ и $\varphi+\Delta\varphi$ и аппроксимируемая β-функцией
μ	динамическая вязкость	R	универсальная газовая постоянная
$\mu_т$	турбулентная вязкость	M_i	молекулярная масса химического компонента i
$C\mu$	эмпирический коэффициент	Y_d	массовая доля частиц с диаметром, большим d
k	кинетическая энергия турбулентности	$\bar{d}$	медианный диаметр частиц
u_i'	возмущения скорости газа относительно осредненного значения	n	параметр распределения
ε	удельная скорость диссипации кинетической энергии турбулентности	u_{pj}	декартовы компоненты вектора скорости частицы
ν	коэффициент кинематической вязкости	t	время
S_{fj}	источник количества движения, обусловленный межфазным взаимодействием;	ρ	плотность газа
Y_i	массовая доля химического компонента i	C_R	коэффициент аэродинамического сопротивления частицы
Δh_{fi}^0	удельная энтальпия образования химического компонента i	Re_p	относительное число Рейнольдса частицы
T	температура газа	ρ_p	плотность частицы
T^0	стандартная температура	d_p	диаметр частицы
c_{pi}	удельная теплоемкость химического компонента i при постоянном давлении	u_j	декартовы компоненты вектора скорости газа
Pr	число Прандтля	m_p	масса частицы
$Pr_т$	турбулентное число Прандтля	c_p	удельная теплоемкость частицы
S_q	источник теплоты, обусловленный межфазным взаимодействием с частицами	T_p	температура частицы
σ_k, σ_ε, $C_{\varepsilon1}$, $C_{\varepsilon2}$	эмпирические коэффициенты	t	время
G	член, характеризующий генерацию кинетической энергии турбулентности за счет сдвиговых напряжений	α	коэффициент теплоотдачи
$\sigma_т$, C_g и C_d	эмпирические коэффициенты	S_p	площадь поверхности частицы
$\beta_0=k_a+\sigma_s$	объёмный коэффициент затухания	T_∞	локальная температура газа

k_a	объёмный коэффициент поглощения	$f_{v,0}$	массовая доля летучих, изначально присутствующих в частице
σ_s	объёмный коэффициент рассеяния	h_v	удельная теплота образования летучих частиц
I	интенсивность излучения	$m_{p,0}$	начальная масса частицы
$\vec{r}$	радиус-вектор произвольного луча в угловом направлении распространения излучения $\vec{s}$	k	кинетическая скорость
A_1	предэкспоненциальный множитель	$f_к$	массовая доля кокса, изначально присутствующего в частице
E	энергия активации	H_u	удельная теплота сгорания кокса
R	универсальная газовая постоянная	f_h	эмпирический коэффициент
D_0	коэффициент диффузионной скорости	S_p	площадь поверхности частицы
C_1	эмпирический коэффициент	p_{O_2}	парциальное давление кислорода в газе
d_p	диаметр частицы	R	коэффициент кинетической скорости
C_2	предэкспоненциальный множитель	Re_p	относительное число Рейнольдса частицы

Введение

Повышение эффективности энергосбережения в системах теплоснабжения возможно путем применения низкосортных твёрдых топлив, древесных и угольных отходов. Однако слоевые топки котельных установок нуждаются в их модернизации для сжигания низкокалорийных твердых топлив с высокой влажностью и зольностью, полидисперсным составом [1–5]. Топки с кипящим слоем нуждаются в улучшении сепарации частиц, которые выносятся, и их возвращения к топкам для дожигания [6]. Вихревые топки являются эффективными [5, 7, 8]. Но вихревые топки так же характеризуются значительным механическим недожогом, что требует их модернизации.

I. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Вихревая технология является эффективной современной технологией энергетического использования твёрдого топлива и пылеудаления. Её широко применяют в энергетике с 1970 года [1–5, 17, 18] и аспирационных системах [9].

К основным преимуществам низкотемпературной вихревой технологии сжигания относятся улучшенные экологические показания, стойкость зажигания и горения твёрдого топлива без подсветки газом или мазутом, использование безмельничных схем подготовки топлива. Низкотемпературная вихревая технология сжигания твёрдого топлива может быть реализованной в традиционной камерной топке путём её модернизации. Низкотемпературная вихревая технология обеспечивает сжигание таких твёрдых топлив как: каменный и бурый уголь, горючие сланцы, торф, отходы обработки древесины и другие виды биотоплива.

Низкотемпературные вихревые технологии, реализованные в камерных топках, используют принцип организации низкотемпературного сжигания твёрдого топлива в условиях многократной циркуляции частиц в камерной топке.

В камерных топках организовано две зоны горения: вихревая и прямоточная. В топке зона активного горения занимает значительный объем топочного пространства, что позволяет снизить максимальную температуру в вихревой топке на 100–300°С. Тем не менее объем топки остается большим, что определяет габариты и металлоемкость котельного агрегата. В камерной топке, которая реализует рассоединённую вихревую схему топочного процесса, крупные завихрения не обеспечивают целостность потока.

Циклонно-вихревая технология сжигания твёрдого топлива позволяет уменьшить топочный объем котельного агрегата, его габариты и массу. Интенсивное перемешивание частиц топлива и воздуха в закрученном потоке обеспечивает интенсивный тепломассообмен и сжигание топлива. Для котлов тепловой мощностью меньше 30 МВт организовать низкотемпературную вихревую технологию сложно. Поэтому сжигание местных топливных отходов и биотоплив в котлах малой мощности (до 3МВт), представляет особый интерес.

Использование циклонно-вихревой технологии в качестве предтопок котлов для сжигания жидких и газообразных топлив позволяет размещать предтопки в топочном объеме котлов [7, 8]. Данная технология для сжигания твёрдых топлив исследована недостаточно.

При энергетическом использовании топлив свойства золы определяют технологию и режим сжигания.

Способ шлакоудаления определяется температурой нормального жидкого шлакоудаления ($t_{н.ж.}$) газов в нижней части топки. Температура $t_{н.ж.}$ зависит от содержания в шлаке железа и степени его окисления, содержания оксида кальция.

Состав шлака торфа: SiO_2 (25-40%), Al_2O_3 (5-30%), CaO (30-55%), MgO (0-10%), Fe_2O_3 (5-30%), FeO (0-30%). При этом выполняется соотношение SiO_2/Al_2O_3=1,33>1,2. Для топок с жидким шлакоудалением соотношение $SiO2/Al_2O_3$ должно быть выше 1.2 [19]. Для золы торфа температура плавления составляет 1070-1200°С.

В однокамерных топках для получения жидкого шлака и удаления его из топки, нижняя часть топки выполняется с пережимом, выделяя небольшой объём для камеры сгорания и плавления шлака. Улучшение пофракционного состава топливных частиц путем сокращения содержания крупных фракций обеспечивает более полное сжигание топлива и снижение потерь механического недожога q_4.

В вихревой топке с пересекающимися струями и односторонним пережимом выделяется форсированная камера сгорания и плавления шлаков [20]. В топке улавливается до 60% шлака. Тепловое напряжение в камере горения и плавления шлака составляет 580-700 кВт/м^3. Топка менее чувствительна к качеству сжигаемого топлива при работе на переменных режимах и пониженной нагрузке. Дальнейшее повышение интенсивности процесса горения в топках с жидким шлакоудалением в широком диапазоне тепловых нагрузок достигается в двухкамерных топках [20], циклонных топках [18], в топках с вертикальными предтопками [17].

Потери теплоты от химической неполноты сгорания (q_3) в циклоне бурого угля составляют q_3=0,5%, потери теплоты от механического недожога – q_4=0,2%. Тепловое напряжение циклонов (предтопков) составляет 1300кВт/м^3, в топках с вертикальными предтопками 760-870 кВт/м^3, в двухкамерных топках – 700-810 кВт/м^3. В циклонных топках в жидком виде улавливается до 85-90% золы. Горизонтальные циклоны не рекомендуются для сжигания твердых топлив из-за недостаточно устойчивого, интенсивного и экономичного сжигания.

Топки с вертикальными предтопками обеспечивают сжигание пыли угрубленного размола бурых углей, размером фракций до 1000 мкм. Тепловое напряжение объёма вертикального циклона составляет 1,1-1,4 МВт/м^3, суммарные тепловые потери составляют q_3+q_4=0,5%, температура газов 1550-1600°С.

Для котлов тепловой мощностью от 4 до 30 МВт является эффективным применение технологии высокотемпературного циркулирующего кипящего слоя. Однако высокие скорости движения газов требуют значительных габаритов топочного объема, а многократная циркуляция твёрдых частиц требует высокоэффективных сепарационных устройств.

II. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью работы является числовое исследование процессов сжигания пылевидного торфа в цилиндрической вихревой топке со встречными закрученными потоками.

III. ОБЪЕКТ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

При математическом описании физико-химических процессов в топке принимались следующие основные допущения: течение несущей газовой среды трёхмерное, химически реагирующее; квазистационарное, несжимаемое, турбулентное, многокомпонентное, скорость газофазных химических реакций бесконечно велика; газовая смесь находится в состоянии термодинамического равновесия; плавучестью, объемной вязкостью, вязким нагревом пренебрегаем; частицы торфа сферические, полидисперсные; объемом, занимаемым частицами, пренебрегаем; горение торфяных частиц включает процессы выхода и воспламенения летучих и выгорания коксового остатка; учитывается теплообмен излучением; турбулентность изотропная; частицы не оказывают влияния на параметры турбулентности; учитывается турбулентное рассеивание частиц.

Пылеторфяная аэросмесь моделировалась как двухфазная смесь с эйлеровым описанием газовой фазы (сплошная среда) и лагранжевым описанием движения частиц торфа (траекторная модель). Взаимодействие фаз учитывалось на основе модели «частица – источник в ячейке» [10], в соответствии с которой присутствие частицы в потоке проявляется через дополнительные источники в уравнениях сохранения сплошной фазы. Полагалось, что мгновенное термохимическое состояние потока однозначно определяется консервативной скалярной величиной – безразмерной функцией Шваба – Зельдовича f, которая имеет смысл массовой доли восстановленного топлива. Взаимодействие химических процессов и турбулентности описывалось статистически с помощью функции плотности распределения вероятности (ПРВ).

При сделанных выше допущениях поведение газовой фазы описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных, состоящей из осредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса, двух уравнений дифференциальной модели турбулентности k-ε типа [11], уравнений сохранения для безразмерных функций Шваба – Зельдовича f_n и для пульсаций этих функций $g_n = f_n'^2$ [12] и интегро-дифференциального уравнения переноса излучения [14]:

$$\rho \frac{\partial u_j}{\partial x_j} = S_n \qquad (1)$$

$$\rho \frac{\partial u_j u_i}{\partial x_j} - \frac{\partial p}{\partial x_i} - \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial x_j} = S_{fi}, j = 1,2,3 \qquad (2)$$

$$\rho \frac{\partial u_j h}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\frac{\mu}{\Pr} + \frac{\mu_m}{\Pr_m}\right)\frac{\partial h}{\partial x_j} = S_q, j = 1,2,3 \qquad (3)$$

$$\rho \frac{\partial u_j k}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_i}\left(\mu + \frac{\mu_m}{\sigma_k}\right)\frac{\partial k}{\partial x_j} - \rho(G - \varepsilon) = 0, j = 1,2,3 \qquad (4)$$

$$\rho \frac{\partial u_j \varepsilon}{\partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_i}\left(\mu + \frac{\mu_m}{\sigma_\varepsilon}\right)\frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} - \\ -\rho(G_{\varepsilon 1} G - G_{\varepsilon 2}\varepsilon)\frac{\varepsilon}{k} = 0, j = 1,2,3 \qquad (5)$$

$$\rho \frac{\partial(\bar{u} f_n)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\frac{\mu_m}{\sigma_m} \cdot \frac{\partial f_n}{\partial x_j}\right) + S_n, j = 1,2,3; n = 1,2,3 \qquad (6)$$

$$\rho \frac{\partial(\bar{u} g_n)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j}\left(\frac{\mu_m}{\sigma_m} \cdot \frac{\partial g_n}{\partial x_j}\right) + C_g \mu_m \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_i}\right)^2 - \\ -C_d \rho \frac{\varepsilon}{k} g_n, j = 1,2,3; n = 1,2,3 \qquad (7)$$

$$\frac{1}{\beta_0} \cdot \frac{dI(\vec{r},\vec{s})}{ds} + I(\vec{r},\vec{s}) = (1-\omega_0) I_b(\vec{r}) + \\ + \frac{\omega_0}{4\pi} \int_{\Omega'=4\pi} I(\vec{r},\vec{s})\, d\Omega' \qquad (8)$$

$$\tau_{ij} = (\mu + \mu_m)\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right) \qquad (9)$$

Турбулентная вязкость, определяется по формуле Колмогорова – Прандтля [13].

$$\mu_m = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon} \qquad (10)$$

$$k = \frac{1}{2} u'_i u'_i \qquad (11)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2} \nu \left(\frac{\partial u'_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u'_i}{\partial x_j}\right)^2 \qquad (12)$$

$$h = \sum_i Y_i \left(\Delta h_{fi}^0 + \int_{T^0}^{T} c_{pi}(T) dT \right) \quad (13)$$

Генерация кинетической энергии турбулентности за счет сдвиговых напряжений, определяется по формуле:

$$G = \mu_m \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (14)$$

Уравнение (8) записано, исходя из допущения о квазистационарном, когерентном и изотропном переносе излучения [16]. Безразмерная функция Шваба – Зельдовича определяется выражением:

$$f_n = \frac{Z_q - Z_{q.O}}{Z_{q.F_1} - Z_{q.O}} \quad (15)$$

$$f_1 + f_2 + f_o = 1 \quad (16)$$

Z_q – массовая доля элемента q; индексы «F_1» и «O» относятся к первичному топливу и окислителю соответственно. Все термохимические скаляры φ_i (массовые доли химических компонентов, плотность и температура) зависят исключительно от f_n:

$$\varphi_i = \int_0^1 \int_0^1 \varphi_i(f_1, f_2, h) P_1(f_1) P_2(f_2) df_1 df_2 \quad (17)$$

Система уравнений (1) – (7) является не замкнутой. Необходимая для ее замыкания связь между термодинамическими переменными p, T и ρ устанавливается уравнением состояния смеси идеальных газов.

$$p = R\rho T \sum_i \frac{Y_i}{M_i} \quad (18)$$

Для определения источниковых членов (массы, теплоты, количества движения) S_n в уравнениях (1) и (6), S_{fi} – в уравнении (2) и S_q – в уравнении (3) использовалась модель межфазного взаимодействия, реализуемая поочередным решением уравнений дисперсной и непрерывной фаз до тех пор, пока решения обеих фаз не установятся. Весь диапазон начальных размеров частиц торфа делился на конечное число дискретных интервалов; каждый из них представляется средним диаметром, для которого выполнялся расчет траектории и тепломассообмена. При этом каждая моделируемая частица представляла собой «пакет» частиц с одинаковыми траекториями. Распределение частиц по размерам описывалось формулой Розина – Раммлера.

$$Y_d = e^{-(d/\bar{d})^n} \quad (19)$$

Траектории частиц моделировались путем интегрирования уравнения баланса сил, действующих на частицу, уравнивая инерцию частицы с силой аэродинамического сопротивления.

$$\frac{du_{pj}}{dt} = -\frac{3\rho C_R}{4\rho_p d_p}(u_{pj} - u_j) \sqrt{\sum_j (u_{pj} - u_j)^2}, j = 1,2,3 \quad (20)$$

Для вычисления C_R использовалась эмпирическая зависимость $C_R(Re_p)$ для одиночной сферы. Тепломассообмен частиц торфа описывался тремя моделями: моделью теплообмена инертной частицы; моделью выхода летучих и моделью выгорания коксового остатка.

Модель теплообмена инертной частицы применялась до тех пор, пока температура частицы T_p не превышала температуру выхода летучих T_v. При этом температура частицы полагалась постоянной по объему и изменялась в соответствии с балансом тепла, определяемым уравнением:

$$m_p c_p \frac{dT_p}{dt} = \alpha S_p (T_\infty - T_p) \quad (21)$$

Модель выхода летучих использовалась, когда температура частицы торфа достигала температуры начала выхода летучих T_v и оставалась в силе до тех пор, пока масса частицы m_p превышала начальную массу нелетучих компонентов в частице: $T_p \geq T_v; \mathrm{m}_p \geq (1 - f_{v,0}) \cdot m_{p,0}$

Тепломассообмен частицы во время выхода летучих описывался системой уравнений.

$$m_p c_p \frac{dT_p}{dt} = \alpha S_p (T_\infty - T_p) + \frac{dm_p}{dt} h_v \quad (22)$$

$$\frac{dm_p}{dt} = -f_{v,0} m_{p,0} k \quad (23)$$

Кинетическая скорость определяется уравнением Аррениуса:

$$k = A_1 e^{-(E/RT_p)} \quad (24)$$

Данная модель выхода летучих предполагает, что скорость выхода летучих в первую очередь зависит от количества летучих, оставшихся в частице [14].

Модель выгорания коксового остатка применялась по окончании выхода летучих и до тех пор, пока не выгорит весь коксовый остаток: $(1-f_{v,0}-f_k)\cdot m_{p,0} \le m_p \le (1-f_{v,0})m_{p,0}$.

Данная модель выгорания кокса предполагает, что скорость поверхностной реакции определяется как кинетической, так и диффузионной составляющими. Тепломассообмен частицы при выгорании коксового остатка описывался системой уравнений:

$$m_p c_p \frac{dT_p}{dt} = \alpha S_p (T_\infty - T_p) - f_h \frac{dm_p}{dt} \cdot H_u \quad (24)$$

$$\frac{dm_p}{dt} = -S_p p_{O_2} \cdot \frac{D_0 R}{D_0 + R} \quad (25)$$

Коэффициент диффузионной скорости, определяется по формуле:

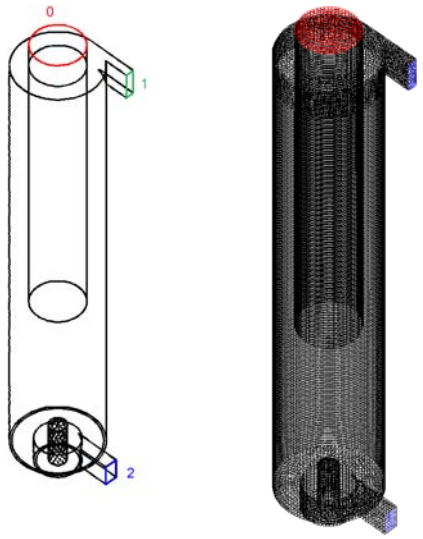
$$D_0 = C_1 \frac{\left[\left(T_p + T_\infty\right)/2\right]^{0,75}}{d_p} \quad (26)$$

Коэффициент кинетической скорости, определяется по формуле:

$$R = C_2 e^{-(E/RT_p)} \quad (27)$$

После того, как весь коксовый остаток выгорит, частица состоит из зольного остатка, и для нее справедлива модель теплообмена инертной частицы – уравнение (21). Дискретизация исходных дифференциальных уравнений в частных производных (1) – (7) производилась методом контрольных объемов с применением схемы первого порядка точности для аппроксимации конвективных членов. Решение получающихся в результате систем линейных алгебраических уравнений, выполнялось методом Гаусса-Зейделя с использованием алгоритма SIMPLE [15]. Интегро-дифференциальное уравнение (8) решалось методом сферических гармоник [16]. Интегрирование системы обыкновенных дифференциальных уравнений (21) – (26) осуществлялось методом Рунге-Кутта. Для расчета условий химического равновесия использовался алгоритм, основанный на минимизации свободной энергии Гиббса.

Решение отыскивалось в расчётной области, соответствующей проточной части топки. Расчетная область покрывалась неравномерной полигональной сеткой, включавшей 64265 контрольных ячеек.



а) **б)**

Рис. 1. Конструкция топки со встречными закрученными потоками патоками: а – расчетная область, б – расчетная сетка: 1 – вход аэросмеси; 2 – вход вторичного воздуха; 0 – выход топочных газов.

На границах расчетной области задавали такие граничные условия сплошной фазы: на входящих участках - значение независимых переменных; на стенках - условия прилипания; на исходной области - «мягкие» граничные условия. Для описания турбулентного граничного слоя применяли эмпирические пристеночные функции [13]. При моделировании дискретной фазы задавали начальные условия для каждой расчетной частицы: положение частицы (координаты x_j), её скорость (компоненты u_{ps}), диаметр, температуру, а так же массовый расход частиц, следующие вдоль траектории. Учитывали, что при столкновении со стенками частицы упруго отбиваются от них. В основу создания топки со встречными закрученными потоками (рис. 1) положены исследования [9].

IV. Результаты и их обсуждение.

В данной работе приняты следующие параметры: внешний диаметр топки равен 200 мм, высота топки 3465 мм. Тепловая мощность топки составляет 2,5 МВт. Суммарный коэффициент избытка воздуха $\alpha_в$=1,25. Топка выполнена теплоизолированной (адиабатической). Результаты расчёта охлаждаемой топки, указывают на неполное сжигание твёрдых

частиц торфа. Химический состав торфа (на горючую массу): C (углерод) – 56%; H (водород) – 6%; O (кислород) – 35%; N (азот) – 2%; S (сера) – 1%. Технический состав торфа (на рабочую массу): летучие – 38%; кокс – 16%; зольность – 6%; влажность – 40%. Стехиометрический коэффициент торфа L_0=7. Температура начала выхода летучих торфа 100°C. Высшая теплота сгорания торфа (на рабочую массу) $Q_{в.р.}$=12,3 МДж/кг.

Дисперсный состав торфяной пыли представлен на рис. 2 гистограммой распределения массовых долей частиц торфа по их размерам и зерновой характеристикой (рис. 3). Пыль характеризуется следующими остатками на ситах: R_{90}=17 %, R_{200}=2,5 % и является пылью тонкого помола.

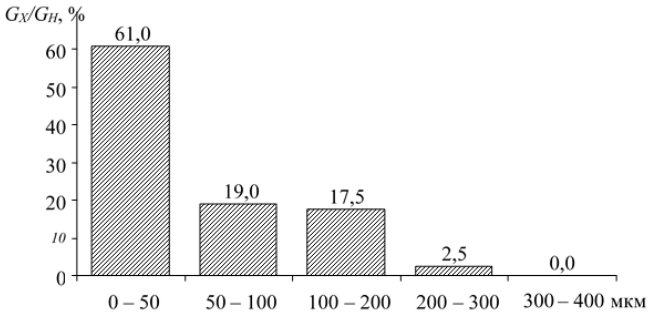
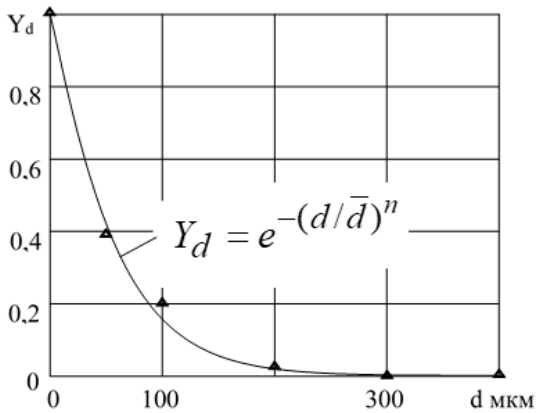
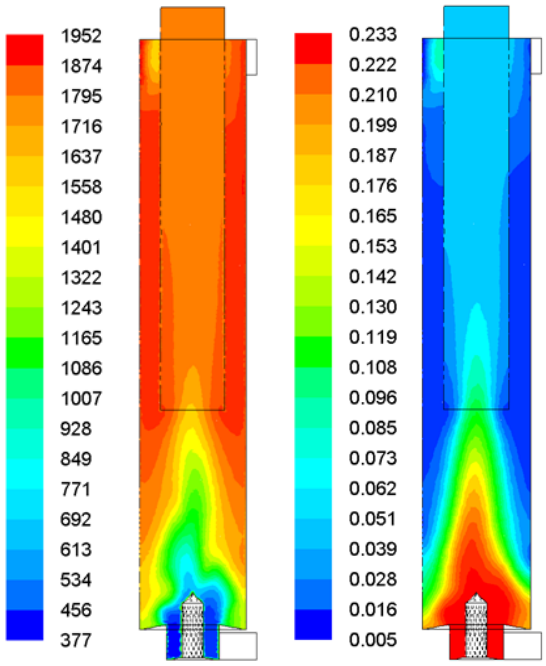


Рис. 2. Распределение массовых долей частиц торфа по их размерам



Δ – экспериментальные значения
Рис. 3. Интегральные зерновые характеристики торфяной пыли

Результаты численного исследования показаны на рисунках 4 и 5. Поля распределения температуры газов в топочном объеме показаны на рисунке 2а. В топке происходит высокотемпературное сжигание торфа. Как видно, температура газов увеличивается по высоте топки и достигает значения 1711°C на выходе из топки. Далее газы, очищенные от твердых частиц, поступают в область топки, которая экранирована трубными пучками и охлаждаются. Полноту сжигания частиц твердого топлива подтверждают поля распределения кислорода по высоте топки (рисунок 2б). По всей высоте топки концентрация кислорода близка к нулю, на выходе из топки концентрация кислорода равна 5…6%, поскольку кислород подается с избытком ($\alpha_в$=1,2). Механический недожог составляет 0,06%.



а) **б)**

Рис. 4. Распределение параметров газовой фазы в продольном сечении топки со встречными закрученными потоками: а – температура газов, б – массовая доля кислорода.

В результате испарения из торфа влаги, выхода и выгорания летучих частиц максимальная абсолютная скорость газа достигает 372 м/с в верхней части кольцевого участка топки напротив верхнего входного патрубка, в который подают аэросмесь с абсолютной скоростью 196 м/с. Значение скорости закрученного потока на выходе из топки (до 370 м/с) обеспечивают эффективность сепарации частиц топлива, снижая потери теплоты от

механического недожога. Распределение скорости показано на рис. 5.

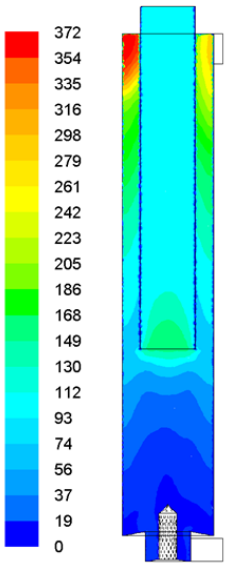
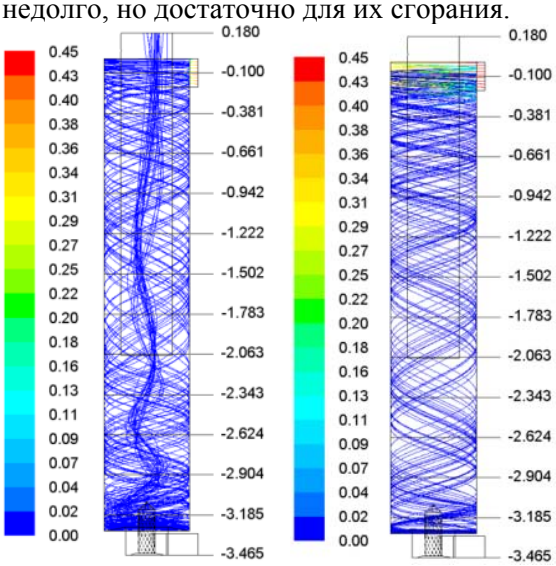


Рис. 5. Распределение абсолютной скорости газа в продольном сечении топки.

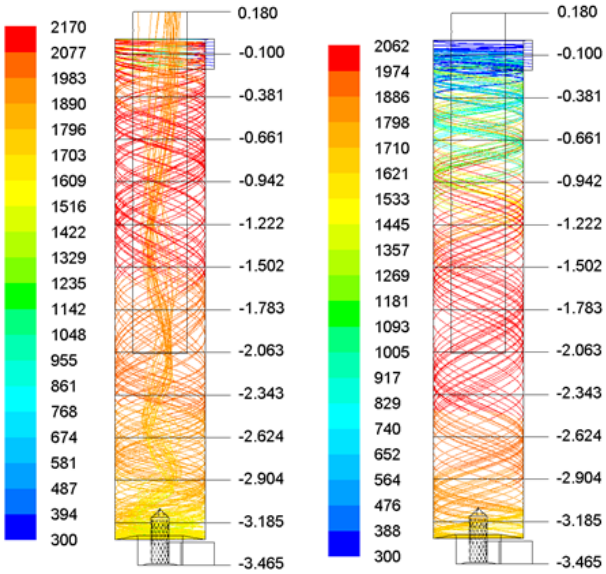
Траектории движения твердых частиц показано на рисунке 6. Видно влияние диаметра твердых частиц. Грубые частицы значительное время находятся в топке до полного сгорания. Частицы малого диаметра (около 25 мкм) находятся в топке недолго, но достаточно для их сгорания.



а) б)

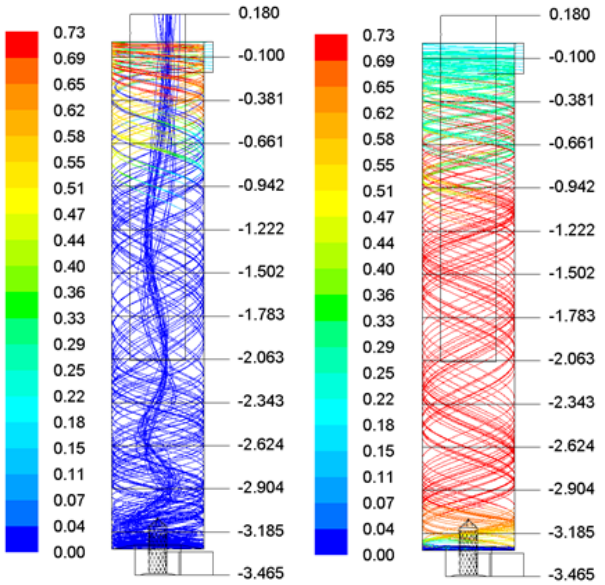
Рис. 6. Траектории частиц торфа с различными начальными диаметрами dч.0, окрашены в соответствии с массовой доли влаги в их составе; м: а – $d_{ч.0}$= 25 мкм, б – $d_{ч.0}$= 250 мкм.

Сжигание торфа при высокой температуре в топочном объеме происходит при образовании жидкого шлака, который удаляют через отверстие в нижней части топки. На рисунках 7 и 8 показаны изменения температуры и массовой доли кокса для частиц 25 мкм и 250 мкм.



а) б)

Рис. 7. Траектории частиц торфа с начальным диаметром 25 мкм (а) и 250 мкм (б), окрашенные согласно их температуры (°С).



а) б)

Рис.8. Траектории частиц торфа с начальным диаметром 25 мкм (а) и 250 мкм (б), окрашенные в соответствии массовой доли кокса в их составе.

Летучие успевают выйти из любых частиц (от 25 до 250 мкм) в пределах верхней части кольцевой участка топки, однако кокс успевает выгореть в пределах кольцевой области топки только из мельчайших частиц (25 мкм).

Результаты расчета температурного поля в топке при коэффициенте избытка воздуха (α_1=0,5), при $\alpha_в$=1,1 показаны на рис. 9.

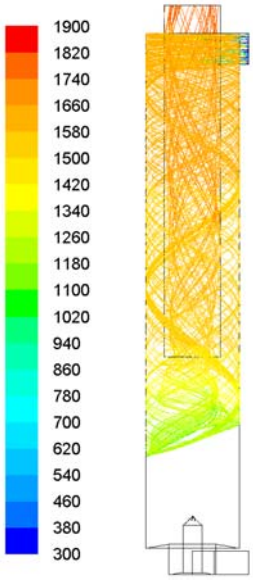


Рис. 9. Распределение температурного поля в продольном сечении топки (α_1=0,5)

Степень выгорания кокса составляет 97,7%. Наблюдается значительный вынос мелких частиц. При этом температура уходящих газов составляет 1478°С.

V. Выводы

В результате численного моделирования процессов сжигания пылевидных частиц торфа, определено влияние конструктивных параметров топки (диаметр, высота), расходов первичного и вторичного воздуха и их соотношения, способа топливоподачи (снизу топки, сверху). Установлены преимущества верхней подачи топлива. Изучены процессы сжигания торфа в охлаждаемых и теплоизолированных (футерованных) топках.

Результаты численного исследования показали, что диаметр частиц торфа влияет на процесс их сгорания: кокс частиц с начальным диаметром от 25 мкм до 250 мкм выгорает на 96%. С увеличением диаметра частиц до 1000 мкм степень выгорания кокса уменьшается, но одновременно снижается их вынос.

В целом результаты моделирования указывают на эффективность использования технологии сжигания пылевидных низкокалорийных твердых топлив в цилиндрических вихревых топках со встречными закрученными потоками.

Литература (References)

[1] Serant F.A., Shestakov S.M., Pomerancev V.V. i dr. *Szhyganie nemolodykh azeiskikh burykh uglei v nizkotemperaturnoi vikhrevoi topke po scheme LPI-ITEC-10* [Burning of elderly Azei brown coals in a low-temperature vortex furnace according to the scheme LPI-ITES-10] Teploenergetika, 1983. (In Russian).

[2] Pomerancev V.V. *Opytno-promyshlennyi kotel BKZ-420-140-9 s nizkotemperaturnoi topkoi LPI* [Experimental-industrial boiler BKZ-420-140-9 with a low-temperature furnace LPI]. Energomashynostroenie, 1985. (In Russian).

[3] Rundygin V.V., Skuditskii V.E., Grigorev K.A. i dr. *Modernizaciia kotlov na osnove nizkotemperaturnoi vikhrevoi tekhnologii szhyganiia tverdykh topliv* [Modernization of boilers based on low-temperature vortex technology of solid fuel combustion]. Energetika:ekonomika, tekhnologii, ekologiia, 2000. (In Russian).

[4] Finkler F.Z., Kubyshkin I.B., Mitriukhin A.G. i dr. *Zazhyganie droblenykh nazarovskikh uglei na kotle PK-38 po scheme "Politekhenergo"* [Ignition of crushed Nazarov coals on the boiler PK-38 according to the scheme "Polytechnic".]. Novoe v Rossiiskoi elektroenergetike, 2005. (In Russian).

[5] Shestakov S.M., Aronov A.L. *Tekhnologiia szhyganiyamestnykh vidov tverdogo topliva* [Technology of burning local types of solid fuels]. ESCO, 2014. (In Russian).

[6] Baskakov A.P., Matsnev V.V., Raskopov I.V. *Kotly i topki s kipyashchim sloem* [Boilers and furnaces with a boiling layer]. Energoatomizdat, 1996. (In Russian).

[7] Shtym A.N, Shtym K.A. *Kotelnye ustanovki s tsyclonnymi predtopkami* [Boiler installations with cyclone prefabs]. Izdat. Dom Dalnevostochnyi federalnyi universitet, 2012. (In Russian).

[8] Shtym K.A. *Sovershenstvovanie cyklonno-vikhrevoi tekhnologii szhyganiya topliva*

[Perfection of the cyclone-vortex technology of fuel combustion]. Diss. abstract. Dalnevostochnyi federalnyi universitet, 2015. (In Russian).

[9] Sazhyn B.S., Gudim L.I. *Vikhrevye pyleuloviteli* [Vortex Dust Collectors]. Khimiia, 1995. (In Russian).

[10] Krou. *Chislennye modeli techenii gaza s nebolshym soderjaniem chastits* [Numerical models of gas flows with a small content of particles]. Teoreticheskie osnovy inzhenernykh raschetov, 1982. (In Russian).

[11] Launder B. E., Spalding. D. B. Lectures in Mathematical Models of Turbulence. London : *Academic Press*, 1972. 169 p.

[12] Jones. *Calculation Methods for Reacting Turbulent Flows: A Review. Combust. Flame.* Whitelaw, 1982.

[13] Loitsyanskii L.G. *Mekhanika jydkosti i gaza* [Mechanics of Fluid and Gas]. Nauka, 1978. (In Russian).

[14] Badzioch S., Hawksley P. G. W. *Kinetics of Thermal Decomposition of Pulverized Coal Particles.* Ind. Eng. Chem. Process Design and Development, 1970.

[15] Vandoormaal J. P., Raithby G. D. *Enhancements of the SIMPLE Method for Predicting Incompressible Fluid Flows.* Numer. Heat Transfer, 1984.

[16] Surzhikov S.T. *Teplovoe izluchenie gazov I plazmy* [Thermal Radiation of Gases and Plasma]. Moskva, 2004. 544 p. (In Russian).

[17] Marshak Yu.L. *Topochnye ustroistva s vertikalnymi cyklonnymi predtopkami* [Furnace device with vertical cyclone pre-furnaces]. Energiia, 1966. (In Russian).

[18] Knorre G.F., Nadzharov M.A. *Cyklonnye topki* [Cyclone furnaces]. GosEnergoizdat, 1959. (In Russian).

[19] Dolejal R.N. *Topki s zhydkim shlakoudaleniem* [Furnaces with liquid slag removal]. GosEnergoizdat, 1959. (In Russian).

[20] Khzmalyan D.M. *Teoriia topochnykh processov* [Theory of furnace processes]. Energoizdat. 1990. (In Russian).

Сведения об авторах.

Редько Андрей Александрович
Доктор технических наук, профессор каф. ТГВ и ТВЕР, ХНУСА. Имеет более 100 научных публикаций, 2 учебных пособия с грифом МОН, более 10 патентов, более 40 докладов на конференциях в различных областях энергетики. Область научных интересов: использование возобновляемых источников энергии, низкопотенциальной энергии, тепломассообмен, термодинамика.
E-mail: andrey.ua-mail@ukr.net

Редько Игорь Александрович
Кандидат технических наук, доцент каф. эксплуатации газовых и тепловых систем, ХНУГХ им. А.М. Бекетова. Имеет более 16 научных публикаций, 6 патентов. Область научных интересов: геотермальная энергетика, эффективное сжигание низкосортных топлив,
E-mail: germes_s2006@ukr.net

Редько Александр Фёдорович Доктор технических наук, профессор, заведующий каф. ТГВ и ТВЕР, ХНУСА, член Академии строительства Украины. Имеет более 250 научных публикаций, 5 учебных пособий с грифом МОН, 20 патентов, более 60 докладов на конференциях в различных областях энергетики. Область научных интересов: возобновляемая, низкопотенциальная, геотермальная энергетика, тепломассоперенос, термодинамика, неравновесная термодинамика, котельные установки.
E-mail: redko.af@gmail.com

Increase of the Integration Degree of Wind Power Plants into the Energy System Using Wind Forecasting and Power Consumption Predictor Models by Transmission System Operator

Manusov V.Z., Kholdonov A.A., Boiko K.N., Khaldarov Sh.K.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. Wind power plants' (WPPs) high penetration into the power system leads to various inconveniences in the work of system operators. This fact is associated with the unpredictable nature of wind speed and generated power, respectively. Due to these factors, such source of electricity must be connected to the power system to avoid detrimental effects on the stability and quality of electricity. The power generated by the WPPs is not regulated by the system operator. Accurate forecasting of wind speed and power, as well as power load can solve this problem, thereby making a significant contribution to improving the power supply systems reliability. The article presents a mathematical model for the wind speed prediction, which is based on autoregression and fuzzy logic derivation of Takagi-Sugeno. The new model of wavelet transform has been developed, which makes it possible to include unnecessary noise from the model, as well as to reveal the cycling of the processes and their trend. It has been proved, that the proposed combination of methods can be used simultaneously to predict the power consumption and the wind power plant potential power at any time interval, depending on the planning horizon. The proposed models support a new scientific concept for the predictive control system of wind power stations and increase their degree integration into the electric power system.
Keywords: autoregression, Fuzzy Systems, regression model, least squares method, wavelet data analysis, mean-square error.

Creșterea gradului de integrare a centralelor eoliene în sistemul energetic prin utilizarea modelelor matematice de prognoză a vântului și a consumului de energie la operatorul de sistem

Manusov V.Z., Kholdonov A.A., Boiko K.N., Khaldarov Sh.K.
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federația Rusă

Rezumat. Implementarea pe scară largă a centralelor electrice eoliene (CEE) în sistemul energetic generează diverse dificultăți în funcționarea operatorilor de sistem. În primul rând, acest fapt este condiționat de natura imprevizibilă și volatilă a vitezei vântului și a puterii generate. Având în vedere acești factori, o astfel de sursă de energie electrică trebuie să fie conectată la un sistem electric rigid, pentru a evita efectele negative asupra stabilității sistemului electroenergetic și calității energiei electrice. În practică, vedem situația opusă, când parcurile eoliene sunt conectate la porțiuni de rețea cu tensiunea relative joasă, de exemplu la liniile rețelelor de distribuție. În astfel de rețele, în care infrastructura energetică nu dispune de rezerve suficiente pentru a permite fluctuații puternice în capacitatea de generare ale parcurilor eoliene, se pierde posibilitatea utilizării unor astfel de surse de energie. Cu toate acestea, în ciuda faptului că energia generată de parcul eolian nu este reglementată de operatorul de sistem, previzionarea exactă a vitezei vântului și puterii turbinelor eoliene, precum și a sarcinii electrice ar putea rezolva această problemă, contribuind astfel semnificativ la îmbunătățirea fiabilității sistemelor de alimentare cu energie electrică. Pentru a prognoza viteza vântului și sarcina electrică, se propune utilizarea metodei autoregresiei bazate pe conceptul de sisteme fuzzy, care este recunoscut ca un instrument de modelare destul de convenabil, în absența ipotezelor a priori cu privire la structura modelului. Ca sisteme de reguli, sa folosit modelul Takagi-Sugeno. La divizarea domeniului factorilor de intrare, s-au folosit funcții trapezoidale de membru. Pentru a estima precizia soluțiilor obținute în lucrare s-a utilizat deviația medie față de valoarea reală. Pentru a îmbunătăți calitatea prognozei, a fost utilizată analiza datelor wavelet. Experimentul computațional a fost realizat pe date reale obținute cu utilizarea turnului meteorologic de pe teritoriul primului parc eolian de 45 MW, în apropierea orașului Yermantau, în partea de nord a Republicii Kazahstan. Pentru executarea experimentului de calcul, s-a elaborat software-ul corespunzător.
***Cuvinte-cheie*:** autoregresie, sistem fuzzy, model de regresie, metoda cu cele mai mici pătrate, model Takagi-Sugeno, analiză wavelet-date, pierderi, eroare rădăcină medie-pătrată.

Повышение степени интеграции ветроэнергетических станций в энергосистему путем использования у системного оператора математических моделей прогнозирования ветра и электропотребления

Манусов В.З., Холдонов А.А., Бойко К.Н., Халдаров Ш.К.
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Российская Федерация

Аннотация. Широкое внедрение ветровых электростанций (ВЭС) в энергосистему приводит к различным неудобствам в работе системных операторов. В первую очередь, данный факт связан с непредсказуемым и изменчивым характером скорости ветра и вырабатываемой мощности соответственно. С учетом этих факторов подобный источник электроэнергии должен быть подключен к жестким энергосистемам, чтобы избежать пагубного влияния на стабильность и качество электроэнергии. На практике мы видим обратную ситуацию, когда ветровые парки подключаются к удаленным участкам сетей, например, на уровне распределительных линий. В таких сетях, где энергетическая инфраструктура не располагает достаточными резервами, чтобы позволить себе сильные колебания мощности ВЭС, теряется возможность использования подобных источников энергии. Тем не менее, несмотря на то, что мощность, выработанная на ВЭС, не регулируется системным оператором, точное прогнозирование скорости ветра и мощности ВЭУ, а также электрической нагрузки могло бы решить данную проблему, внеся тем самым существенный вклад в повышение надежности систем электроснабжения. Предложена математическая модель прогнозирования скорости ветра, основанная на авторегрессии и нечеткого логического вывода Такаги-Сугено. Дополнительно разработана новая модель анализа временных рядов, основанная на вейвлет-преобразовании, которая позволяет исключить из модели излишний шум, а также выявить цикличность процессов и их тренд. Доказано, что предложенная комбинация методов может быть одновременно использована для прогнозирования мощности электропотребления и потенциальной мощности ветровой электроустановки на любом интервале времени в зависимости от горизонта планирования. Предложенные модели поддерживают новую научную концепцию предикторной системы управления ветроэнергетических станций и повышают степень интеграции их в электроэнергетическую систему.

***Ключевые слова*:** авторегрессия, нечеткие системы, регрессионная модель, метод наименьших квадратов, вейвлет-анализ данных, среднеквадратическая ошибка.

Введение

Растущие цены на ископаемое топливо ускоряют процесс перехода на возобновляемые источники энергии. Среди разнообразия таких источников, в настоящее время, пользуется довольно большим спросом ветровая энергия, как один из наиболее эффективных и чистых источников энергии [1]. Однако интеграция подобных источников энергии в электроэнергетическую систему вызывает различного рода проблемы, которые сегодня находят свое решение [2]. Наряду с этим надо отметить, что вырабатываемая мощность ветроэнергетическими установками сильно зависит от метеорологических факторов, в частности скорости ветра [3-4]. Соответственно, неожиданное изменение мощности ВЭС может привести к таким производственным издержкам как потребность в увеличении основной резервной мощности и увеличение рисков в надежности электроснабжения [5].

Системным операторам необходимо прогнозировать изменения вырабатываемой ВЭС мощности и точно знать объемы выработки, чтобы планировать необходимый объем резерва и управлять процессами в сети с учетом прогнозных данных [5]. Для уменьшения объема резервной мощности и повышения уровня проникновения ВЭС в энергосистему необходимо точное прогнозирование скорости ветра [6]. Также необходимо отметить, что прогнозирование скорости ветра играет важную роль в распределении балансирующей мощности. Наряду с этим, прогнозирование мощности ветра позволяет планировать объем мощности на сутки вперед и участвовать на рынке электроэнергии [7].

Для оценки экономической и энергетической выгоды от применения систем генерации на базе ветроэнергетических установок и решения вышеуказанных задач необходимо применение эффективного метода прогнозирования скорости ветра, а в последующем и вырабатываемую мощность конкретного ВЭС для конкретного региона с учетом особенностей в энергопотреблении.

Несмотря на достигнутую точность в прогнозировании мощности ветра, прогноз

такого метеофактора, в силу своей природы, уступает точности прогноза нагрузки в энергосистеме. Тем не менее, развитие такого направления играет ключевую роль в процессе электроснабжения.

Сегодня существует несколько методов прогнозирования мощности ветра, которые условно были разделены на шесть групп: инерционный метод, физический метод, статистический метод, метод пространственной корреляции, методы искусственного интеллекта и гибридный метод [8].

Крупные электропотребители, стремясь выйти на оптовые рынки электроэнергии, в которых, очевидно, цена на электроэнергию существенно ниже, сталкиваются с необходимостью составления заявки на энергопотребление вперед на определенный срок. Причем последующее отклонение реального потребления от заявленного может быть чревато серьезными штрафными санкциями со стороны поставщика. В федеральном законе «Об электроэнергетике» [9], принятом в марте 2003 г., обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электроэнергии рассматривается как необходимое условие надежности функционирования ЭЭС. Краткосрочные прогнозы потребления, от недели до суток вперед, являются основой для формирования диспетчерских графиков. Одновременно определяются необходимые объемы и размещение резервов мощности в ЕЭС. Объемы потребления ЭО, субъектов рынка на всех временных этапах планирования и эксплуатации обязательно согласовываются с подразделениями и филиалами Системного оператора – региональными (РДУ), объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ) и Центральным диспетчерским управлением Единой энергетической системой России. Согласованные графики потребления и генерации (диспетчерские графики) являются важнейшими для ЭО показателями, определяющими основные аспекты их работы – графики выработки электроэнергии станциями с учетом резервов, состав генерирующего оборудования, объемы покупки и продажи электроэнергии и мощности на рынке. Помимо заявленных графиков электропотребления участников рынка, учтенных при расчете предварительного диспетчерского графика, системный оператор осуществляет собственный суточный прогноз потребления активной мощности на моменты окончания диспетчерских интервалов времени по территориям диспетчерского управления. При управлении режимами работы ЕЭС реализуется также оперативный прогноз графика потребления на следующий час и оставшиеся до конца суток часы с целью оптимального использования энергоресурсов и минимизации стоимости отклонений поставок от планового объема.

Множество статистических методов и методов искусственного интеллекта было разработано для краткосрочного прогнозирования нагрузки. Среди них основными являются методы регрессии, описанные в [10], [11], [12], [13], [14] и методы, основанные на искусственных нейронных сетях (ИНС) [15].

В [16] разработали на основе ИНС краткосрочную модель прогнозирования нагрузки для Центра управления энергетики греческой государственной энергетической корпорации. При разработке они использовали трехслойную прямую связь ИНС и алгоритм обратного распространения был использован для обучения. Входные переменные включают исторические данные почасовой нагрузки, температуры и дня недели. Модель может прогнозировать значение нагрузки длительностью от одного до семи дней. Также А.Д. Папалексопулус и др. [17] разработали и внедрили многоуровневую прямую связь ИНС для системы краткосрочного прогнозирования нагрузки.

В настоящее время для решения задач прогнозирования в большинстве случаев используется модель авторегрессии скользящего среднего, (ARMA), а также авторегрессии интегрированного скользящего среднего (ARIMA). Наряду с этим, в условиях системы с зависимыми и независимыми переменными используется авторегрессия скользящего среднего с экзогенными переменными (ARMAX) и авторегрессия интегрированного скользящего среднего с экзогенными переменными (ARIMAX), которые являются наиболее часто применяемыми классическими моделями для математического описания временных рядов. Модели ARMA обычно используются для стационарных процессов, а ARIMA является

продолжением ARMA для нестационарных процессов. ARMA и ARIMA используют временной интервал и электропотребление, только как входные параметры. Так нагрузка, как правило, зависит от погоды и времени суток, ARIMAX является наиболее естественным инструментом для прогноза нагрузки среди классических моделей временных рядов.

Однако в большинстве программных продуктов в электроэнергетике в моделях авторегрессии учет метеофакторов выполнен слабо. Кроме того, к недостатку этих моделей относится невозможность прогнозирования кратковременных провалов электропотребления или порывов ветра, например, в период праздников и штормовых явлений. В связи с этим, предлагаемые модели позволяют повысить точность предсказания возможной потенциальной генерации возобновляемыми источниками энергии и на этой основе их предикторного управления.

В данной работе предлагается использование регрессионной модели на основе размытых правил Такаги-Сугено совместно с вейвлет-анализом данных для краткосрочного прогнозирования скорости ветра и мощности ВЭУ, а также нагрузки с целью повышения надежности электроснабжения при интеграции ветроэнергетических установок в энергосистему.

При краткосрочном прогнозировании скорости ветра и электропотребления, применены методы нечеткой логики, а сама система содержит базу нечетких правил, заключения которых содержат линейные функции. Такой вид базы правил соответствует модели Такаги – Сугено. Использование аппарата нечетких правил помогает получить наиболее гибкую модель, улучшая точность аппроксимации, модифицируя (изменяя) количество нечетких правил.

В настоящей работе предлагается использовать глобальное оценивание параметров регрессионных моделей. При применении локального метода наименьших квадратов параметры отдельных линейных моделей, входящих в систему правил, оцениваются независимо. В качестве систем правил реализована модель нечеткого логического вывода Такаги-Сугено. При разбиении области определения входных факторов использовались трапециевидные функции принадлежности.

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим систему электроснабжения, в которой имеются электропотребители в качестве жилых и общественных зданий, а также источник энергии в виде парка ВЭУ. Суточный график нагрузки, а также суточный график мощности, выдаваемой ВЭУ и представлены на рис. 1.

Рис. 1. Нагрузка и мощность на суточном интервале.

Уравнение баланса для данной системы будет иметь следующий вид:

$$P_{ВЭУ} \pm P_{Ак} + P_{ТЭС} + P_{ЭЭС} = P_{П} + \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{ВЭУ}$ – мощность ВЭУ, $P_{Ак}$ – мощность аккумуляторной батареи, $P_{ТЭС}$ – мощность газовой станции, $P_{ЭЭС}$ – мощность, которую можно закупить в ЭЭС, $P_{П}$ – мощность потребителя, ΔP – потери, кВт.

В интегральной форме:

$$\int_0^t P_{ВЭУ}(t)\,dt \pm \int_0^t P_{Ак}(t)\,dt + \int_0^t P_{ТЭС}(t)\,dt + \int_0^t P_{ЭЭС}(t)\,dt = \int_0^t P_{П}(t)\,dt + \int_0^t \Delta P(t)\,dt. \quad (2)$$

Как видно из рис. 1, в системе имеется дефицит мощности в период времени с 6 часов утра до 13 часов дня, наибольший дефицит приходится на полдень, наименьший на 10 утра. Очевидно, что для интеграции ВЭУ в общую электрическую сеть необходимо оперировать не статистическими данными по выдаваемой мощности ВЭУ и электропотреблению, накопленными за

определённый промежуток времени, а иметь оперативные данные, полученные с помощью метода прогнозирования.

II. РЕГРЕССИОННАЯ МОДЕЛЬ НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ

В силу сложности построения модели скорости ветра, а также влиянию неучтенных метеофакторов, таких как: температура воздуха, давление, влажность и другие не всегда удается однозначно определить вид статистически устойчивой зависимости $y = f(x)$. Часто можно наблюдать, что в различных частях области определения факторов, более адекватными могут оказываться различные модели. В этом случае можно пытаться получить единую адекватную на исходной выборке модель, значительно ее усложнив. Другой способ может состоять в построении кусочной регрессии. Недостаток первой (переусложненной) модели состоит в значительном риске ее использовании для прогноза. Кусочные модели требуют достаточно точного определения области определения ее отдельных частей.

Альтернативным вариантом можно считать построение модели в виде системы размытых правил. Преимуществом таких моделей является то, что получаемое решение есть достаточно гладкая функция. Границы действия отдельных частей модели размыты, что снижает требования к их точному определению. Точность аппроксимации можно варьировать, увеличивая или уменьшая число используемых размытых правил.

Нечёткие модели Такаги-Сугено типа MISO (multiple input, single output) представляют собой совокупность правил вида [18]:

$$I \begin{matrix} IF\ \ x_1 \subset A_{1i}\ \&\ldots\&\ x_n \subset A_{ni}\ \ THEN \\ y = \eta^i\left(x_j\right),\ i = \overline{1..m},\ j = \overline{1..n} \end{matrix}, \qquad (3)$$

где A_{ji} – нечеткое подмножество для переменной x_j с функцией принадлежности $\mu_{A_{ji}}\left(x_j\right)$; m – число правил, n – количество факторов, $\eta^i\left(x_j\right)$ – функция, определяющая локальную зависимость отклика y от набора регрессий $x = \left(x_1, \ldots, x_n\right)^T$. Четкое значение переменной $\hat{y}$, полученное с использованием дефаззификации по методу центра тяжести, вычисляется по формуле[19]:

$$\hat{y} = \frac{\sum\limits_{i=1}^{m} \mu_i \eta^i}{\sum\limits_{i=1}^{m} \mu_i};\ \ \mu_i = \prod_{j=1}^{n} \mu_{A_{ji}}\left(x_j\right). \qquad (4)$$

Модель в виде (3), (4) будем называть FLR (Fuzzy Logic Regression) регрессионной моделью. Рассмотрим технику построения FLR регрессии для случая построения одномерной зависимости.

При одной переменной x система правил (3) приобретает вид:

$$\begin{matrix} IF\ \ x \subset A_i\ \ THEN\ \ y = \eta^i\left(x_j\right), \\ i = \overline{1,m},\ j = \overline{1,n} \end{matrix}, \qquad (5)$$

где A_i имеют функцию принадлежности $\mu_{A_i}\left(x\right)$.

Необходимость нормировки в (4) отпадает, если считать, что функции принадлежности обладают тем свойством, что в любой точке x выполняется условие

$$\sum_{i=1}^{m} \mu_{A_i}\left(x\right) = 1. \qquad (6)$$

Для локальной линейной зависимости отклика от фактора функции $\eta^i\left(x\right)$ приобретают вид:

$\eta^i\left(x_j\right) = \theta_0^i + \theta_1^i x_j,\ i = \overline{1..m},\ j = \overline{1..n}$. В итоге можно считать, что регрессия y по x подчиняется следующему уравнению наблюдения:

$$\begin{matrix} y_u = \sum\limits_{i=1}^{m}\left(\theta_0^i + \theta_1^i x_u\right)\mu_{A_i}\left(x_u\right) + e_u, \\ u = 1,\ \ldots,\ n \end{matrix}. \qquad (7)$$

При использовании метода наименьших квадратов в глобальном его варианте все неизвестные параметры, входящие в (7), оцениваются совместно. При этом в качестве регрессоров используются следующие:

$$\begin{matrix} \mu_{A_1}(x),..., \mu_{A_m}(x), \\ x\mu_{A_1}(x),..., x\mu_{A_m}(x) \end{matrix}. \quad (8)$$

Одной из серьезных проблем построения нечетких TS (Takagi – Sugeno) моделей является быстрый рост числа правил вида (3) как при увеличении числа нечетких партиций при разбиении области определения входных переменных ровно, так и при увеличении числа входных факторов. В определенной степени снизить остроту данной проблемы возможно, если использовать метод раздельного (локального) оценивания зависимостей $\eta^i(x),\ i=1,...,m$ по взвешенному МНК. Пусть μ_i из (4) – сила высказывания для i –го правила в (3). Введем в рассмотрение целевую функцию для взвешенного МНК следующего вида:

$$\begin{aligned} S\left(\theta^i\right) &= \left(y - X\theta^i\right)^T W_i \left(y - X\theta^i\right) = \\ &= y^T W_i y - 2\theta^{iT} X^T W_i y + \theta^{iT} X^T W_i X \theta^i \end{aligned},$$

где $W_i = diag\left(\mu_{i1}, \mu_{i2},..., \mu_{iN}\right)$, μ_{ij} – значение μ_i в j –ой точке. Первые частные производные $S\left(\theta^i\right)$ по параметрам θ^i имеют вид:

$$\frac{\partial S\left(\theta^i\right)}{\partial \theta^i} = -2X^T W_i y + 2X^T W_i X \theta^i .$$

Приравнивая их нулю и решая систему нормальных уравнений, находим решение:

$$\hat{\theta}^i = \left(X^T W_i X)\right)^{-1} X^T W_i y . \quad (9)$$

Видим, что параметры локальных моделей в этом случае оцениваются независимо.

Наверное, главная проблема при моделировании временного ряда силы ветра в том, что этот ряд скорее всего не стационарен. Есть у него трендовая составляющая. Она определяется довольно часто повторяющимися участками усиления ветра и ослабления ветра. Предлагается участки временного ряда усиления и ослабления ветра моделировать разными локальными моделями.

Наиболее ответственный момент здесь – это определить, когда ситуация находится в состоянии усиления ветра (положительный тренд), а когда в ситуации ослабления ветра (отрицательный тренд). Самый простой вариант это учесть величину и знак разности $\Delta y = y(t-1) - y(t-2)$. Пусть в зоне отрицательных значений разности Δy значение $\mu_1(\Delta y)$ принимает значение 1, а в зоне положительных значений разности Δy значение $\mu_2(\Delta y)$ принимает значение 1. Первая и вторая партиции пересекаются в окрестности 0. Шириной пересечения можно управлять. Либо можно в зоне окрестности 0 выделить отдельную партицию. Тогда их будет 3. Третья партиция будет соответствовать периоду, когда ветер более менее постоянен.

Рассмотрим случай двух партиций, по правила будет таким[20]:

$$\begin{matrix} if\ \Delta y \in A_1\ then\ y^1(t) = a_1^1 y(t-1) + a_2^1 y(t-2) \\ if\ \Delta y \in A_2\ then\ y^2(t) = a_1^2 y(t-1) + a_2^2 y(t-2) \end{matrix} \quad (10)$$

В глобальном МНК в качестве регрессоров будут выступать:

$$\begin{matrix} \mu_1(\Delta y) y(t-1), \mu_1(\Delta y) y(t-2), \\ \mu_2(\Delta y) y(t-1), \mu_2(\Delta y) y(t-2) \end{matrix}. \quad (11)$$

Итак, в зоне первой партиции мы в основном моделируем (описываем) первой моделью участок ниспадающего тренда, а в зоне второй партиции второй моделью моделируем участок восходящего тренда. В зоне смены направлений тренда должны получить сглаженный участок за счет пересечения партиций.

Реализовать такой вариант в программе достаточно просто. Важно определить участок пересечения партиций. Посмотрите значения разности $\Delta y = y(t-1) - y(t-2)$, а именно типовые их значения для участков ниспадающего и восходящего трендов, а также значения вблизи участков смены направления тренда.

III. ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ СКОРОСТИ ВЕТРА В МОЩНОСТЬ

Известно, что мощность на выходе ВЭУ напрямую зависит от скорости ветрового потока, который сильно изменяется во времени, зависим от местной погоды и поверхности местности. Зависимость между скоростью ветра, проходящего через ометаемую площадь установки А (м2) и мощности выражается через формулу:

$$P = \frac{1}{2}\rho A V^3 C_p(\lambda), \qquad (12)$$

где ρ – плотность воздушного потока (кг/м3), зависящая от температуры и давления воздуха, А – площадь, ометаемая лопастями, V – скорость ветра, C_p – коэффициент эффективности ВЭУ, λ – коэффициент быстроходности.

По выражению (12) можно заметить, что зависимость между мощностью и скоростью ветра нелинейная и имеет кубическое значение. Поэтому любая незначительная ошибка в прогнозе скорости ветра вызовет значительную (кубическую) ошибку в прогнозе мощности. В масштабах целого ветрового парка эта взаимосвязь выражается еще сильнее. Так как парк представляет собой комплект установок, и каждая установка использует разные скорости и направление ветра.

Один из простых методов преобразования прогнозированной скорости ветра в мощность – это использование характеристики мощности от производителя конкретной установки. Подобный метод и результаты исследования пробно описаны в работах [8, 15-17].

Преобразование прогнозируемой скорости ветра в электрическую мощность осуществляется в четыре этапа. Необходимо отметить, что данные скорости ветра, получаемые с анемометра на самой установке, либо полученные с метеорологической мачты, установленной на территории сии на этапе ветроэнергетического кадастра, не совсем соответствуют той скорости, которая непосредственно попадает в ометаемую площадь установки.

На первом этапе следует преобразовать скорость ветра, полученную с уровня метеомачты (анемометра) $V_м$. в скорость ветра на уровень высоты оси ступицы ротора (трубчатая башня) V_c. Данная процедура имеет уточняющий характер. Необходимо отметить, что его эффект имеет важную роль, так как мощности ВЭУ от скорости ветра имеет кубическую зависимость.

На втором этапе осуществляется прогнозирование скорости ветра с помощью предикторной модели, предлагаемой в данной работе.

На третьем этапе выполняется вейвлет-анализ полученных прогнозных значений, что тоже в какой-то степени выполняет функцию уточнения. Как показывают исследования, такой анализ благоприятно сказывается на качестве прогнозирования.

На заключительном этапе с помощью характеристики мощности ВЭУ от производителя и полученных данных скорости ветра осуществляется преобразование скорости ветра в мощность.

Таким образом, преобразование реальных данных скорости ветра, измеренных в течение года на метеорологической мачте в скорость ветра, которая соответствует уровню высоты оси ступицы ротора можно осуществить с помощью методов экстраполяции, например степенного закона:

$$V_C(t) = V_M(t) * \left(\frac{H}{M}\right)^{\alpha}, \qquad (13)$$

где V_c – скорость ветра на уровне оси ступицы ротора (м/с), $V_м$ – скорость ветра на уровне метеомачты (м/с), Н – высота оси ступицы ротора ВЭУ (для данного типа установки она равна 85 м), М – высота метеомачты (10 м), α – коэффициент сезонности, который может меняться в

зависимости от района установки, плотности воздуха, времени года и т.д. Для данной местности и выбранного месяца он равен приблизительно 0,08.

Необходимо отметить, что в зависимости от условий и ситуации для подобного преобразования скорости ветра с одного уровня в другой может подойти тот или иной метод экстраполяции. При возможности измерить скорость ветра на уровне оси ступицы ротора ВЭУ необходимость в преобразовании отпадает.

После получения модели скорости ветра следует выполнить преобразование этой скорости в выходную мощность ВЭУ с помощью характеристики мощности установки модели WTU 2.0 рис. 2.

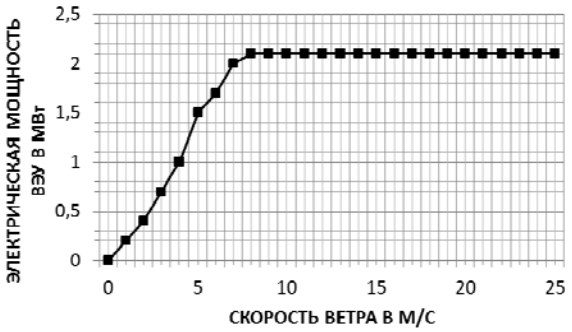


Рис. 2. Характеристика мощности ВЭУ WTU 2,05 МВт.

Как видно из рисунка, выработка мощности начинается с отметки скорости ветра в 3 м/с и является стартовой позицией в процессе выработки. В диапазоне скоростей от 3 м/с до 12 м/с идет выработка номинальной мощности. Начиная с 12 м/с до 25 м/с, мощность поддерживается на номинальном уровне. Выше последней отметки срабатывает команда отключения установки в целях безопасности.

Ветроэнергетические парки в отличие от традиционных станций вынуждены всегда работать при изменчивых условиях внешней среды, которые зависят от структуры потока ветра. Этим обусловлена сложность повышения точности прогнозирования вырабатываемой мощности. Мгновенная скорость ветра условно делится на четыре типа:

- слабая скорость ветра, установка без выработки мощности;

- средняя скорость ветра, установка в зоне максимальной выработки мощности;

- сильная скорость ветра, установка в режиме ограничения выработки мощности;

- порывы ветра, установка выводится из работы [21].

Правильный прогноз скорости ветра позволит заранее выбрать оптимальный режим работы установки.

Таблица 1

Технические характеристики ВЭУ WTU 2.0.

Параметр	Значение
Номинальная мощность	2,05 МВт
Диаметр ротора	93 м
Высота башни до оси ступицы	85 м
Класс по ветру	2А
Диапазон рабочих температур	от - 40 °С до + 40 °С

IV. ВЕЙВЛЕТ АНАЛИЗ ДАННЫХ

Анализ исходных данных является наиболее важной частью любой модели прогнозирования. На сегодняшний день для анализа данных широко применяется возможности вейвлет-преобразования. В отличие от классических форм, например, ряды Фурье, вейвлет-преобразование помогают рассмотреть необходимый временной ряд не только во временной, но и в частотной плоскости [22].

В качестве инструмента для анализа скорости ветра и электропотребления был принят аппарат дискретного вейвлет-преобразования. Материнской функцией принят вейвлет Добеши 4 порядка. Данный вейвлет представляет из себя вейвлет с компактным носителем и с m нулевыми моментами, необходимых для обеспечения хороших свойств, приближения вейвлет-разложения, что наиболее важно в случае с временным рядом, не имеющим явной функции, которая его бы описывала [23].

Дискретное вейвлет-преобразование (DWT) – реализация вейвлет-преобразования с использованием дискретного набора масштабов и переносов вейвлета, подчиняющихся некоторым определённым правилам. Другими словами, это преобразование раскладывает сигнал на взаимно ортогональный набор вейвлетов, что является основным отличием от

непрерывного вейвлет-преобразования (CWT).

Пусть имеется некоторый дискретный сигнал c_n. Интерпретируем его как коэффициенты разложения некоторой функции $f_0(x)$ по базису масштабирующих функций подпространства V_0:

$$f_0(x) = \sum c_{0,n}\phi_{0,n}(x), \qquad (14)$$

где $c_{0,n} = c_n$.

Согласно идее кратномасштабного анализа, функция $f_0(x)$ раскладывается на сумму:

$$f_0(x) = \sum_k c_{1,k}\phi_{1,k}(x) + \sum_k d_{1,k}\psi_{1,k}(x). \qquad (15)$$

Этот процесс может быть продолжен разложением $f_1(x), f_2(x)\ldots u$. функция $f_0(x)$, а как следствие и исходных сигнал будет представлен совокупностью коэффициентов. Так определяются дискретные ряды вейвлетов (DTWS).

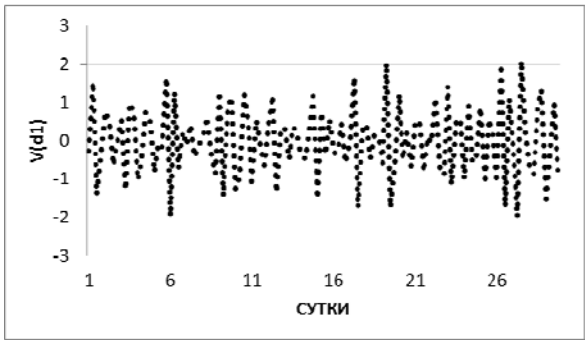
Для выделения составляющих графика скорости ветра и электропотребления на практике применяют декомпозицию ряда – разложение на аппроксимирующие и детализирующие компоненты. То есть ряд представляется в виде низкочастотных и высокочастотных составляющих. Многоуровневое одномерное вейвлет-преобразование, которое выполняет разложение сигнала до уровня N, т.е. вычисляет аппроксимирующие и детализирующие коэффициенты каждого уровня разложения [24].

Далее восстанавливаются графики аппроксимирующей функции третьего уровня и детализирующей функций первого, второго и третьего уровня.

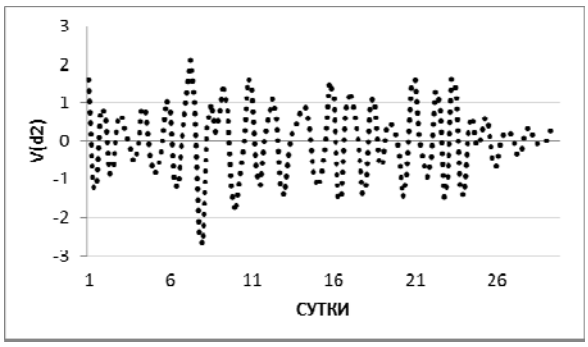
Данные графики выступают в качестве исходных данных для прогнозирования значений скорости ветра и электропотребления на сутки вперёд.

Данный подход целесообразен, если прогнозируемый временной ряд включает в себя короткие компоненты с большой амплитудой и протяженные низкочастотные компоненты.

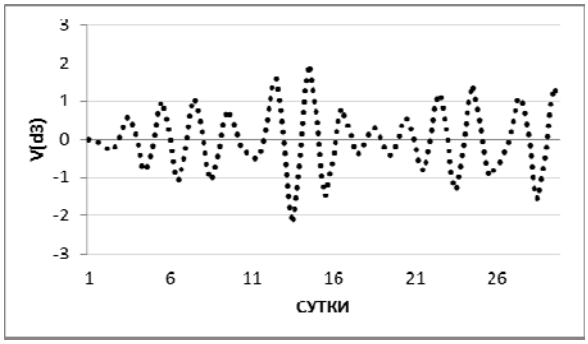
На рисунке 3 a, b, c представлено изменение детализирующих коэффициентов временного ряда скорость ветра на первом втором и третьем уровне разложения (d1,d2,d3). Данные коэффициенты показывают изменение различных высокочастотных составляющих скорости ветра. Это краткосрочные порывы ветра, погрешность при измерении и другие случайные шумы небольшой амплитуды



a) имение детализирующего коэффициента на первом уровне разложения.



b) имение детализирующего коэффициента на втором уровне разложения.



c) имение детализирующего коэффициента на втором уровне разложения.

Рис. 3. Результат разложения на детализирующие коэффициенты исходного ряда скорость ветра по вейвлету Добеши db4.

На рисунке 4 представлено изменение аппроксимирующего коэффициента временного ряда скорость ветра на третьем уровне разложения (a3). Данный коэффициент показывает изменение низкочастотной составляющей скорости ветра. То есть показывает тренд изменения скорости ветра на заданном интервале.

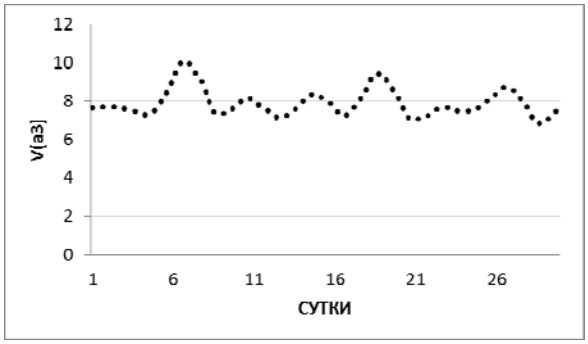
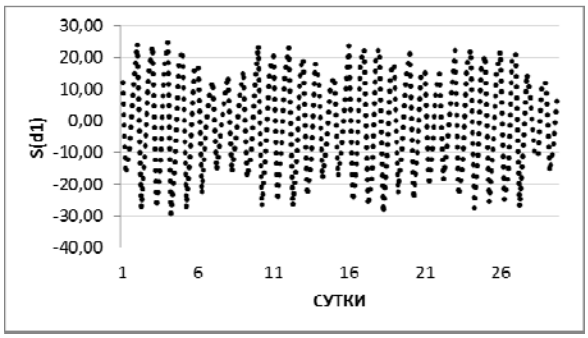
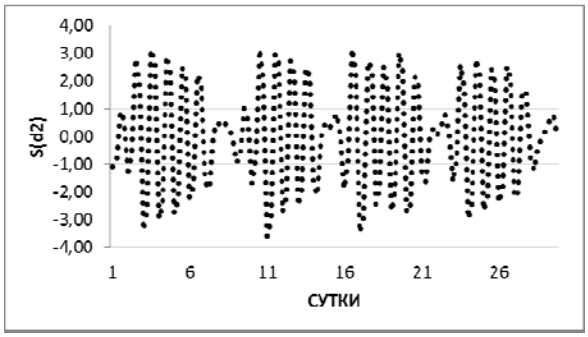


Рис. 4. Аппроксимирующая функция исходного ряда скорость ветра на уровне разложения равного трем.

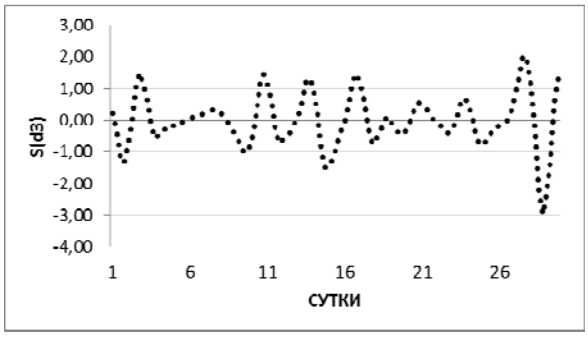
На рисунке 5 Видно, что графики коэффициентов помимо шумовой компоненты содержат значительные по величине пики. Подобные пики могут быть следствием сбоев измерительной аппаратуры, аварийных отключений и т.д.



a) имение детализирующего коэффициента на первом уровне разложения.



b) имение детализирующего коэффициента на втором уровне разложения.



c) имение детализирующего коэффициента на втором уровне разложения.

Рис. 5. Результат разложения на детализирующие коэффициенты исходного ряда электропотребление по вейвлету Добеши db4.

На рисунке 6 представлено изменение аппроксимирующего коэффициента временного нагрузка на третьем уровне разложения (a3). Данный коэффициент показывает изменение низкочастотной составляющей нагрузки.

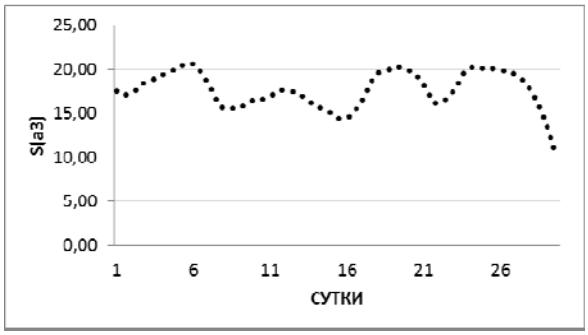


Рис. 6. Аппроксимирующая функция исходного ряда электропотребление на уровне разложения равного трем.

На рисунке 5 a, b, c представлено изменение детализирующих коэффициентов временного ряд нагрузка на первом втором и третьем уровне разложения (d1,d2,d3).

V. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Для прогноза на сутки вперед необходимо получить отдельный прогноз для каждого из коэффициентов временных рядов: скорости ветра и электрической нагрузки.

Прогноз нагрузки и скорости ветра на сутки вперед будет представлять собой сумму прогнозов детализирующих коэффициентов всех трех уровней разложения и прогноза аппроксимирующего коэффициента третьего уровня разложения.

Таблица 2

Результат прогноза скорости ветра

Время, часы	Истинные данные, м/с	AR(2), м/с	Отклонение AR(2), %
30.03.2015 0:00	10	7,15	39,92
30.03.2015 6:00	8	9,32	14,12
30.03.2015 12:00	9	8,24	9,25
30.03.2015 18:00	7	8,56	18,21

Таблица 3

Результат прогноза электрической нагрузки

Время, часы	Истинные данные, кВт	AR(2), кВт	Отклонение AR(2), %
30.03.2015 0:00	13070	12847	1,73
30.03.2015 6:00	10130	10008	1,22
30.03.2015 12:00	17159	16762	2,37
30.03.2015 18:00	20561	20165	1,96

Таблица 4

Результат прогноза скорости ветра с учетом Вейвлет-преобразования

Время, часы	Истинные данные, м/с	AR(2) wave, м/с	Отклонение AR(2) wave, %
30.03.2015 0:00	10	7,98	26,21
30.03.2015 6:00	8	8,09	1,16
30.03.2015 12:00	9	8,01	11,38
30.03.2015 18:00	7	9,10	24,14

Таблица 5

Результат прогноза электрической нагрузки с учетом Вейвлет-преобразования

Время, часы	Истинные данные, кВт	AR(2) wave, кВт	Отклонение AR(2) wave, %
30.03.2015 0:00	13070	12987.99	0.72
30.03.2015 6:00	10130	10536.39	3.00
30.03.2015 12:00	17159	16105.73	6.99
30.03.2015 18:00	20561	21449.28	5.05

Полученные результаты прогнозирования скорости ветра представлены в таблице 2. Из них следует, что ошибка в прогнозировании колеблется около значения 15%. Результаты прогнозирования электрической мощности колеблется около 2%, что вполне приемлемо при покупке электроэнергии на оптовом рынке. Далее модель авторегрессии уточнялась с помощью Вейвлет-преобразования.

Результат прогноза скорости с учетом Вейвлет-преобразования улучшился. Среднее отклонение ошибки колеблется около 10%. В случае прогноза электрической нагрузки с учетом Вейвлет-преобразования улучшения качества прогноза не так заметны. Это обусловлено, по-видимому, тем, что Вейвлет-преобразование сгладило временной ряд от порывов и провалов ветра, в то время как для электрической нагрузки в предыстории временного ряда не встречались большие провалы, обусловленные праздниками или выходными днями. Эти провалы или наброcы нагрузки Вейвлет-преобразование могло бы учесть.

Все это свидетельствует о том, что комбинация моделей авторегрессии скользящего среднего и Вейвлет-преобразования позволяет погасить значительные отклонения, которые наблюдаются в исходных временных рядах, что способствует улучшению качества прогноза прогнозируемых величин без увеличения временного ряда в ретроспективе.

Выводы

Предложен метод интегрирования мощности ветроэнергетической установки в энергетическую систему на основе предикторного прогнозирования скорости ветра и графика электропотребления. Моделирование процессов, определяющих скорость ветра, осуществляется на основе моделей авторегрессий и скользящего среднего с различной структурой. При этом прогноз осуществляется на основе нечеткого логического вывода по методу Такаги-Сугено (TS). Результаты прогнозирования доказывают эффективность предложенной математической модели.

Дополнительно разработана модель прогнозирования, основанная на вейвлет-преобразованиях, что позволяет исключить из модели излишний шум, а с учетом периодичности графиков нагрузки можно

выделить периоды цикличности и тренда. Метод вейвлет-анализа позволяет получить трехмерную модель разложения непериодического сигнала в отличие от Фурье-преобразования.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о целесообразности совместного использования вейвлет-анализа с предлагаемой нечеткой регрессионной моделью. Это особенно актуально для краткосрочного прогнозирования скорости ветра с ярко выраженными порывами. Показано, что предложенная комбинация методов может быть использована для прогнозирования скорости ветра и одновременно для мощности электропотребителя на том или ином интервале времени. Обе модели позволяют перейти на предикторную систему управления ветроустановкой или ветроэнергетической станции.

Литература (References)

[1] Chang, W.Y. "Short Term Wind Power Forecasting Using EPSO Based Hybrid Method. Energies", 2013, no. 6, pp. 4879-4896. http://dx.doi.org/10.3390/en6094879.

[2] Manusov V.Z., Khaldarov Sh.K., Boiko K.N. [Development of a device for flexible regulation of active and reactive power flows for effective integration of wind power plants into the power system]. *Materialy XIII mezhdunarodnoi konferentsii «Aktual'nye problemy elektronnogo priborostroeniia» APEP-2014, V 7 tomakh* [The Materials of the XIII International Conference "Actual Problems of Electronic Instrument Engineering" APEIE-2014, In 7 volumes]. Novosibirsk, 2016, pp. 64-66. (In Russian).

[3] Chang, W.Y. "Comparison of Three Short Term Wind Power Forecasting Systems. Advanced Materials Research", 2013, no. 684, pp. 671-675. http://dx.doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.684.671.

[4] Chang, W.Y. "An RBF Neural Network Combined with OLS Algorithm and Genetic Algorithm for Short-Term Wind Power Forecasting". Journal of Applied Mathematics, 2013, Article ID: 971389, 9 p.

[5] Sideratos G., Hatziargyriou N.D. "An Advanced Statistical Method for Wind Power Forecasting". IEEE Transactions on Power Systems, 2007, no. 22, pp. 258-265. http://dx.doi.org/10.1109/TPWRS.2006.889078.

[6] Ma L., Luan S.Y., Jiang C.W., Liu H L., Zhang Y. "A Review on the Forecasting of Wind Speed and Generated Power". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, no. 13, pp. 915-920. http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.02.002.

[7] Lange M., Focken U. "New Developments in Wind Energy Forecasting". Proceedings of the 2008 IEEE Power and Energy Society General eeting, Pittsburgh, 20-24 July 2008, pp. 1-8.

[8] Wen-Yeau Chang "A Literature Review of Wind Forecasting Methods". Journal of Power and Energy Engineering, 2014, no. 2, pp. 161-168.

[9] *Federal'nyi zakon ot 26.03.2003 N 35-FZ (red. ot 29.07.2017) "Ob elektroenergetike"* [Federal Law No. 35-FZ of March 26, 2003 (as amended on July 29, 2017) "On the Electric Power Industry"] (In Russian).

[10] Engle F., Mustafa C., Rice J. "Modeling Peak Electricity Demand". Journal of Forecasting, 1992, no. 11, pp. 241-251.

[11] Hyde O., Hodnett P.F. "An Adaptable Automated Procedure for Short-Term Electricity Load Forecasting". IEEE Transactions on Power Systems, 1997, no. 12, pp. 84-93.

[12] Ruzic S., Vuckovic A., Nikolic N. "Weather Sensitive Method for Short-Term Load Forecasting in Electric Power Utility of Serbia". IEEE Transactions on Power Systems, 2003, no. 18, pp. 1581-1586.

[13] Haida T., Muto S. "Regression Based Peak Load Forecasting using a Transformation Technique". IEEE Transactions on PowerSystems, 1994, no. 9, pp. 1788-1794.

[14] Charytoniuk W., Chen M.S., P. Van Olinda. "Nonparametric Regression Based Short-Term Load Forecasting". IEEE Transactions on Power Systems, 1998, no. 13, pp. 725–730.

[15] Fan J.Y., McDonald J.D. "A Real-Time Implementation of Short-Term Load Forecasting for Distribution Power Systems". IEEE Transactions on Power Systems, 1994, no. 9, pp. 988-994.

[16] Peng M., Hubele N.F., Karady G.G. "Advancement in the Application of Neural Networks for Short-Term Load Forecasting". IEEE Transactions on Power Systems, 1992, no. 7, pp. 250-257.

[17] Papalexopoulos A.D., Hao S., Peng T.M. "An Implementation of a Neural Network Based Load Forecasting Model for the EMS". IEEE Transactions on Power Systems, 1994, no. 9, pp. 1956-1962.

[18] Takagi T., Sugeno M. "Fuzzy Identification of Systems and Its Applications to Modeling and Control". IEEE Trans. on Systems, Man and Cybernetics, 1985, Vol. 15, no. 1, pp. 116-132.

[19] Popov A.A., Kholdonov A.A. [Global and Local Parameter Estimation of Regression Models Using Fuzzy Systems Concept]. *Sbornik*

nauchnykh trudov Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta [Transaction of scientific papers of the Novosibirsk state technical university], 2015, no. 4 (82), pp. 56-66. (In Russian).

[20] Popov A.A. *Optimal'noe planirovanie eksperimenta v zadachakh strukturnoy i parametricheskoy identifikacii modeley mnogofaktornykh sistem* [The optimal experiment planning in problems of structural and parametric identification of multifactor systems models: a monograph]. Novosibirsk, NSTU Publ., 2013. 296 p. (In Russian).

[21] Toque and Speed Control of a Pitch Regulated Wind Turbine / Mika Rasila. – Chamers University of Technology, 2003, p.67.

[22] Manusov V.Z., Boiko K.N. [Application of wavelet theory to analyze the data in solving the problem of electric load forecasting]. *Sovremennaia tekhnika i tekhnologii: problemy, sostoianiia i perspektivy: materialy 5 Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii* [Modern techniques and technologies: problems, states and prospects: materials of the 5th All-Russian Scientific and Practical Conference]. Rubtsovsk, 2015, pp. 370-375. (In Russian).

[23] Babinovich, D.E. Problemy prognozirovaniya potrebleniya ehlektroehnergii / D.E.Babinovich, E.A.SHutov, T.N.Kirilova // Problemy ehnergetiki. - 2010. - №.3-4/I. - C. 49-58. (In Russian).

[24] Prilozheniya veyvlet - analiza [Elektronnyj resurs] - Base Group Labs. Tekhnologii analiza dannyh. - Rezhim dostupa: https://basegroup.ru/community/articles/wavelet-applications. (In Russian).

Сведения об авторах.

Манусов Вадим Зиновьевич. Новосибирский государственный технический университет, кафедра системы электроснабжения предприятий, д-р техн. наук, профессор. Основное направление исследований: применение методов искусственного интеллекта для планирования и оптимизации режимов электроэнергетических систем.
E-mail: Manusov36@mail.ru

Холдонов Абдурахмон Абдуллоевич. Новосибирский государственный технический университет, кафедра теоретической и прикладной информатики, аспирант. Основное направление исследований – статистические методы анализа данных.
E-mail: firuz_530_11_29@mail.ru

Бойко Константин Николаевич. Новосибирский государственный технический университет, кафедры систем электроснабжения предприятий, ведущий н.с., аспирант.
Основное направление исследований: применение методов искусственного интеллекта для решения задачи прогнозирования параметров энергосистемы и сопутствующих величин.
E-mail: bkn08@rambler.ru

Халдаров Шерзод Камалханович. Новосибирский государственный технический университет, кафедры систем электроснабжения предприятий, ведущий н.с., аспирант.
Основное направление исследований: исследование вопроса эффективной интеграции возобновляемых источников энергии в электроэнергетическую систему,
E-mail: haldaroff@mail.ru

The Qualification of Electricity Production in High Efficiency Cogeneration for the Access to the Support Scheme through Green Certificates

Atanasoae P., Pentiuc R. D.
Faculty of Electrical Engineering and Computer Science
"Stefan cel Mare" University of Suceava
Suceava, Romania

Abstract. The promotion of high efficiency cogeneration is a priority of the European Union, given the potential benefits of cogeneration relating to primary energy savings, avoiding network losses and reducing emissions of greenhouse gases. The paper presents the manner of determining the amount of electricity generated in high efficiency cogeneration for access to the support scheme through green certificates. The support scheme for the promotion of cogeneration is based on useful heat demand and primary energy savings compared with separate production of electricity and heat. We examine a cogeneration heat and power plant with ORC technology and biomass fuel, which have the technical characteristics in the nominal conditions of 1.3 MWe (electrical power) and 5.4 MWth (thermal power). We also propose an algorithm for determining the useful heat, who takes into account the operational requirements of the analysed CHP unit.
***Keywords*:** combined heat and power (CHP), organic Rankine cycle (ORC), support schemes, green certificates, high efficiency cogeneration, biomass, renewable energy sources (RES).

Calificarea producţiei de energie electrică în cogenerare de înaltă eficienţă pentru accesarea schemei de sprijin prin certificate verzi

Atănăsoae P., Pentiuc R. D.
Facultatea de Inginerie Electrică şi Ştiinţa Calculatoarelor
Universitatea "Ştefan cel Mare" Suceava
Suceava, România

Rezumat. Promovarea cogenerării de înaltă eficienţă este o prioritate în Uniunea Europeană, având în vedere beneficiile potenţiale ale cogenerării din punct de vedere al economisirii energiei primare, al evitării pierderilor în reţele şi al reducerii emisiilor, în special a gazelor cu efect de seră. În lucrare se prezintă modalitatea de determinare a cantităţii de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficienţă pentru accesarea schemei de sprijjin prin certificate verzi. Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării se bazează pe cererea de energie termică utilă şi economia de energie primară în comparaţie cu producerea separată a energiei electrice şi a căldurii. Este analizată o instalaţie de cogenerare cu tehnologie ORC şi combustibil biomasă cu caracteristicile tehnice nominale 1,3 MW (putere electrică) şi 5,4 MW (putere termică). Se propune un algoritm de determinare a energiei termice utile ţinând cont de particularităţile instalaţiei de cogenerare analizate.
***Cuvinte-cheie*:** centrale de cogenerare, ciclu Rankine organic, scheme de sprijin, certificate verzi, cogenerare de înaltă eficienţă, biomasă, surse regenerabile de energie.

Определение объема производства электроэнергии в системе высокоэффективной когенерации для доступа к схеме поддержки зеленых сертификатов

Атэнэсоае П., Пентюк Р. Д.
Факультет электротехники и вычислительной техники
Университета им. "Штефана Великого",
Г. Сучава, Румыния

Аннотация. Содействие высокоэффективной когенерации является приоритетом в Европейском Союзе, учитывая потенциальные выгоды от когенерации с точки зрения экономии первичной энергии, избежания потерь в сетях и сокращения выбросов, в частности парниковых газов. В документе описывается, как определить количество электроэнергии, производимой в высокоэффективной системе когенерации, для доступа к схеме поддержки зеленых сертификатов. Схема поддержки для содействия когенерации основана на спросе на полезную тепловую энергию и экономию первичной энергии по сравнению с отдельным производством электроэнергии и тепла. Проанализирована когенерационная установка с технологией Органического цикла Ренкина и топливом - биомассой с техническими характеристиками: 1,3 МВт (электрическая мощность) и 5,4 МВт (тепловая мощность). Предложен алгоритм определения полезной тепловой энергии с учетом особенностей анализируемой установки когенерации.
***Ключевые слова*:** когенерационные установки, органический цикл Ренкина, схемы поддержки, зеленые сертификаты, высокоэффективная когенерация, биомасса, возобновляемые источники энергии.

Introduction

In most Member States of the European Union (EU) were adopted a series of measures to encourage investment in renewable energy sources (RES) and cogeneration heat and power plants [1-3]. The motivation to encourage investment in RES is represented by fulfilling the European target: 20% of the energy generated by the year 2020 in the EU must come from renewable energy sources [4].

Directive 2004/08/EC on the promotion of cogeneration and Directive 2012/27/EU on energy efficiency, established the political framework that allow the expansion of the cogeneration implementation in the Member States [5,6].

The support scheme for the promotion of high efficiency cogeneration has the following objective: each Member State must reach the targets for reducing emissions of greenhouse gases. The economic viability of cogeneration units depends largely on the technology used and the support schemes implemented in each EU country [7].

In addition to legislative requirements, which usually refer to primary energy savings and reducing emissions of greenhouse gases, some papers suggest other criteria for a better assessment of cogeneration units [8].

There are various market instruments used by governments of EU Member States for support the production of electricity from renewable energy sources and combined heat and power plants. The support schemes can be divided into investment support (capital grants, exemptions or reductions in purchases of goods) and operating support (price subsidies, green certificates, auction schemes and tax exemptions or deductions).

The support scheme of electricity production from the renewable energy sources (RES-E) in Romania combines the mandatory quotas with the trading of green certificates (GC). The mandatory quota system is a mechanism for promoting the production of electricity from renewable energy sources through the acquisition by suppliers of mandatory quotas of electrical energy generated from these sources and sale to consumers. For every unit of electricity produced from renewable energy sources (1 MWh) that is delivered to the network, the producers get a number of green certificates, which depend on the technology used. These green certificates can be sold, separately from the electricity generated, on green certificates market. In their turn, the electricity suppliers are obliged to purchase annually a number of green certificates proportional to the amount of electricity sold to the final consumers. The number of green certificates purchased is proof of fulfilling those mandatory quotas.

Because of the analysis of overcompensation, compared to the initial system for granting the number of green certificates, during the implementation of the support scheme there have been changes concerning to deferment for a certain period or even reducing the number of green certificates (Table 1) [9].

TABLE I. THE PROMOTION SYSTEM OF RES-E IN ROMANIA

RES Type	Type of Power Plant/Group	Number of GC/MWh*	Currently (after the 2013 year)
1. Hydraulic energy – used in power plants with installed power ≤10 MW	New Refurbished Not upgraded	3 GC 2 GC 0.5 GC	reduction 0.7 GC - -
2. Wind energy	New	2 GC until 2017	reduction 0.5 GC until 2017
		1 GC as of 2018	reduction 0.25 GC as of 2018
3. Biomass, Biogas, Landfill gas, Bio-liquid, Geothermal	New	2 GC	-
	High efficiency cogeneration (additional to the 2 GC)	1 GC	-
4.Solar energy	New	6GC	reduction 0.7 GC

*Originally granted (in year 2008).

The market for green certificates is a competitive market distinct from the electricity market where are traded green certificates corresponding of electricity produced from renewable energy sources which benefit from the support scheme.

I. USE OF THE ORGANIC RANKINE CYCLE FOR COGENERATION APPLICATIONS

The simultaneous conversion into electricity and heat of energy from renewable sources or the waste heat from various processes is a solution to an efficient capitalization of some energy forms available in large quantities and underused.

If the primary energy source has a sufficiently high thermal potential, it is recommended to use the Rankine cycle classic with steam, as a possible solution for the conversion of heat into electricity.

If the primary energy source has a lower thermal potential, as in the case of renewable energy sources [10-13], the organic Rankine cycle (ORC) can be used for cogeneration of both useful forms of energy: electricity and heat.

Due to its modular construction, the ORC technology can be coupled to various primary energy resources (Figure 1): solar, geothermal, biomass, waste heat recovery. In addition, unlike the conventional Rankine cycle, it is possible to produce electricity and heat locally at medium and low power. The organic Rankine cycle is similar to a conventional Rankine cycle, but uses an organic fluid instead of water.

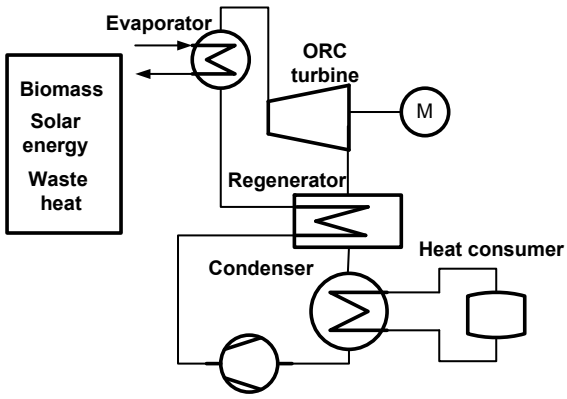


Figure.1. Cogeneration with Organic Rankine Cycle.

The working fluids from installations who work according to the Rankine cycle presents different thermodynamic properties which influence the operating conditions and the energy performances.

Water is used as a working fluid for applications at high temperatures but it has its limitations that become more significant during operation with lower temperature at the entrance of the cycle. The main difference between organic fluids and water is represented by their behaviour when expanding from a saturated or superheated state through a turbine with moderate temperatures at the beginning of the cycle (200-400°C). This behaviour is observed by examining the fluid expansion through turbine in this temperature regime [14-17].

A high content of moisture at the output of the turbine is unacceptable because it can lead to the final blades damage and worsening of the turbine efficiency.

The organic fluids have a much different behaviour from that observed in water, after expansion the working fluid remains in the region of superheated vapor with favourable effects on the operation of the turbine. In contrast, in a steam cycle, the steam is superheated to avoid formation of moisture in the final stages of the turbine.

In the case of the cogeneration unit with ORC, the condensation of the working fluid takes place at a temperature level which allows the recovered heat to be used by heat consumers (hot water feed temperature about 80 to 100°C).

In order to obtain a high electric efficiency of the ORC cogeneration unit, it is necessary to keep the back-pressure of the turbine as low as possible. This can be achieved by the operation and control optimization of the district heating network and cooling source.

The studies of economic feasibility are decisive in choosing of cogeneration solutions with ORC technology, and therefore a growing number of publications includes estimating of the investment and operating cost for the ORC systems [18-20].

II. MATHEMATICAL MODEL USED FOR CALCULATING THE AMOUNT OF ELECTRICITY FROM COGENERATION

The comparison between combined production and separate production of heat and electricity is based on the principle of comparing the same types of fuel [21, 22]. As a general rule, each cogeneration unit shall be compared with the best available and economically justifiable

technology for separate production of heat and electricity on the market in the year of construction of the cogeneration unit.

Determining the quantities of electricity who benefit from the support scheme is based on the quality factor of the cogeneration unit. The quality factor (QF) is an indicator of energy efficiency and environmental performance for cogeneration unit, compared with separate production by alternative technologies, under similar conditions for the same amounts of useful heat and electricity. The quality factor of cogeneration unit is calculated by the relation [23].

$$QF = X \cdot \eta_{e,CHP} + Y \cdot \eta_{h,CHP} \quad (1)$$

where, X is the coefficient of definition for cogeneration unit which considers the alternative options for separate production of electricity; Y is the coefficient of definition for cogeneration unit which considers the alternative options for separate production of heat; $\eta_{e,CHP}$ is the electrical efficiency of the cogeneration production; $\eta_{h,CHP}$ is the heat efficiency of the cogeneration production.

The coefficient of definition X that considers the alternative options for separate production of electricity, is calculated by the equation:

$$X = \frac{100}{\eta_{e,Ref} \cdot p_{loss}} \quad (2)$$

where:

p_{loss} is the correction factor for avoided grid losses (Table 2) [24];

$\eta_{e,Ref}$ is the efficiency reference value for separate production of electricity (Table 3) [24].

The coefficient of definition Y which considers the alternative options for separate production of heat, is calculated by the equation:

$$Y = \frac{100}{\eta_{h,Ref}} \quad (3)$$

where $\eta_{h,Ref}$ is the efficiency reference value for separate production of heat (Table 4) [24].

The overall efficiency of a cogeneration unit is:

$$\eta_{gl,CHP} = \eta_{e,CHP} + \eta_{h,CHP} \quad (4)$$

TABLE II. VALUES OF THE CORRECTION FACTOR FOR AVOIDED GRID LOSSES.

Connection Voltage Level	Correction Factor (Off-site)	Correction Factor (On-site)
> 345 kV	1	0.976
200-345 kV	0.972	0.963
100-200 kV	0.963	0.951
50-100 kV	0.952	0.936
12-50 kV	0.935	0.914
0.45-12 kV	0.918	0.891
< 0.45 kV	0.888	0.851

TABLE III. THE EFFICIENCY REFERENCE VALUES FOR SEPARATE PRODUCTION OF ELECTRICITY.

Type of Fuel	Year of Construction		
	Before 2012	*2012-2015*	*From 2016*
Hard coal	44.2	44.2	44.2
Lignite	41.8	41.8	41.8
Fuel oil (diesel oil), bioliquids	44.2	44.2	44.2
Natural gas	52.5	52.5	53.0
Biogaz	42.0	42.0	42.0
Biomass	33.0	33.0	37.0
Municipal/biodegradable waste	25.0	25.0	25.0

TABLE IV. THE EFFICIENCY REFERENCE VALUES FOR SEPARATE PRODUCTION OF HEAT.

Type of Fuel	**Year of Construction**			
	Before 2016		***From 2016***	
	Hot water	***Steam***	***Hot water***	***Steam***
Hard coal	88	83	88	83
Lignite	86	81	86	81
Fuel oil (diesel oil), bioliquids	89	84	85	80
Natural gas	90	85	92	87
Biogaz	70	65	80	75
Biomass	86	81	86	81
Municipal/biodegradable waste	80	75	80	75

The electrical efficiency of the cogeneration production is:

$$\eta_{e,CHP} = \frac{E}{F} \tag{5}$$

The heat efficiency of the cogeneration production is:

$$\eta_{h,CHP} = \frac{H + H_{own}}{F} \ , \tag{6}$$

where:

E is the electricity output from cogeneration unit;

H is the useful heat output from cogeneration unit;

H_{own} is the consumption of internal thermal services for fuel heating;

F is fuel input in cogeneration unit.

The primary energy saving (PES) is calculated by the equation:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{h,CHP}}{\eta_{h,Ref}} + \frac{\eta_{e,CHP}}{\eta_{e,Ref} \cdot p_{loss}}} \right) \cdot 100(\%) \tag{7}$$

If the quality factor fulfills the minimum value, the whole production of electricity of cogeneration unit is considered high efficiency, respectively:

$$E_{CHP} = E \ , \tag{8}$$

where, E_{CHP} is the electricity of high efficiency cogeneration.

The amount of electricity that benefit from the support scheme E_{SS} is calculated as:

$$E_{SS} = min\left(E_{delivered}, E_{CHP}\right) \tag{9}$$

where, $E_{delivered}$ represent the electricity delivered to the public network.

The electricity of a cogeneration unit is considered as being produced in high efficiency cogeneration, if the quality factor fulfills the minimum condition.

The minimum values for the quality factor are:

- $QF_{min} = 100.001$ for small scale and micro-cogeneration units;
- $QF_{min} = 111.112$ for all other cogeneration units.

The small-scale cogeneration unit is a unit with an installed capacity below 1 MWe. The micro-cogeneration unit is a unit with a maximum capacity below 50 kWe.

If the quality factor determined by the equation 1 is lower than the minimum value, we recalculate the amount of electricity, which can benefit from the support scheme according to the technology used.

For cases in which the cogeneration unit does not operate in full cogeneration mode under normal conditions of use, it is necessary to identify the electricity and heat not produced under cogeneration mode, and to distinguish it from the CHP production [25].

A. The cogeneration unit does not have district heating outlet

It is recalculated the value of the thermal efficiency for achieving the QF_{min}:

$$\eta_{h,cogE} = \frac{QF_{\min} - X \cdot \eta_e}{Y} \quad (10)$$

It is considered:

$$\eta_{e,cogE} = \eta_e \quad (11)$$

The fuel consumption for the production of electricity and heat in cogeneration:

$$F_{cogE} = \frac{H + H_{own}}{\eta_{h,cogE}}. \quad (12)$$

It is calculated the value of the power to heat equivalent ratio C_{ech}:

$$C_{ech} = \frac{\eta_{e,cogE}}{\eta_{h,cogE}}. \quad (13)$$

The high efficiency electricity of the cogeneration unit:

$$E_{CHP} = \left(H + H_{own}\right) \cdot C_{ech}. \quad (14)$$

B. The cogeneration unit have district heating outlet

It is recalculated the value of the thermal efficiency for achieving the $QF_{\min}$:

$$\eta_{h,cogE} = \frac{QF_{\min} - QF}{\left(Y - X \cdot \beta\right) + \eta_h}. \quad (15)$$

It is recalculated the value of the electrical efficiency for achieving the $QF_{\min}$:

$$\eta_{e,cogE} = \eta_e - \frac{QF_{\min} - QF}{\left(Y - X \cdot \beta\right) \cdot \beta}, \quad (16)$$

where β is the reduction factor of power for cogeneration unit with district heating outlet.

The fuel consumption for the production of electricity and heat in cogeneration:

$$F_{cogE} = \frac{H + H_{own}}{\eta_{h,cogE}} \quad (17)$$

It is calculated the value of the power to heat equivalent ratio C_{ech}:

$$C_{ech} = \frac{\eta_{e,cogE}}{\eta_{h,cogE}}. \quad (18)$$

The high efficiency electricity of the cogeneration unit:

$$E_{CHP} = \left(H + H_{own}\right) \cdot C_{ech}. \quad (19)$$

III. Application for a Cogeneration Unit with ORC Technology and Biomass Fuel

The analyzed cogeneration plant is based on the organic Rankine cycle. The CHP unit became operational in the year 2015.

The cogeneration plant only consumes biomass fuel. The biomass comes from forestry and related industries (the primary wood industrialization): wood chips, bark, and sawdust.

The delivered heat by the CHP unit is mainly used for industrial purposes (dryers for wood) and a small part for heating of the administrative and production buildings.

The principle thermal scheme is shown in Figure 2. The fuel consumption and electricity production in the year 2016 is shown in Figure 3. The load duration curve of heat demand in the year 2016 is shown in Figure 4.

In order to determine the amount of useful heat delivered from the cogeneration plant, in Figure 5 are presented the main flows of energy resulting from the process of cogeneration.

On the basis of the operating conditions, we present the proposed algorithm for determining the amount of useful heat supplied from the cogeneration unit. For this, we used the groups of metering shown in Figure 5:

a) HM_1 is heat metering generated from the ORC cogeneration unit;
b) HM_2 is heat metering transferred to the cooling source (cooling source);
c) HM_3 is heat metering supplied to consumers.

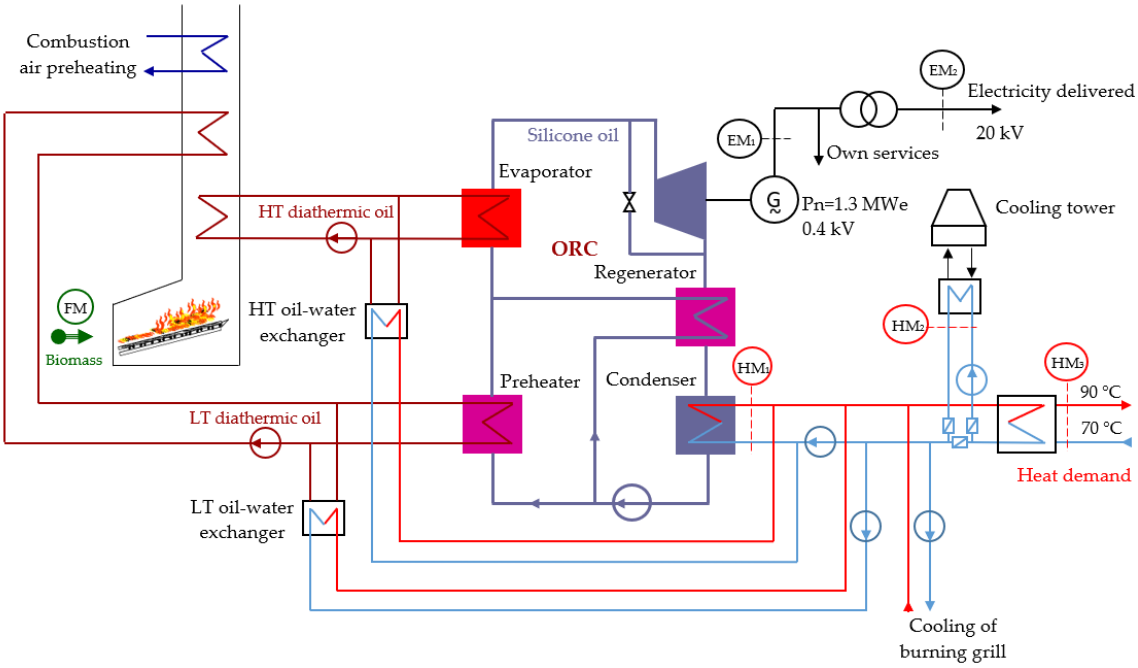
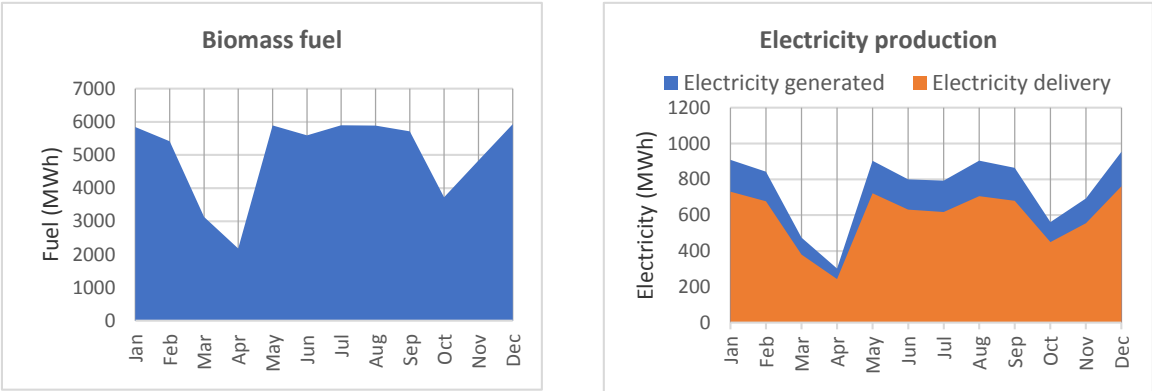


Figure.2. Schematic thermal diagram of CHP (the technical characteristics in the nominal conditions: 1.3 MWe and 5.4 MWth).



(a) (b)

Figure.3. Fuel consumption and electricity production in the year 2016: (a) fuel consumption; (b) electricity production.

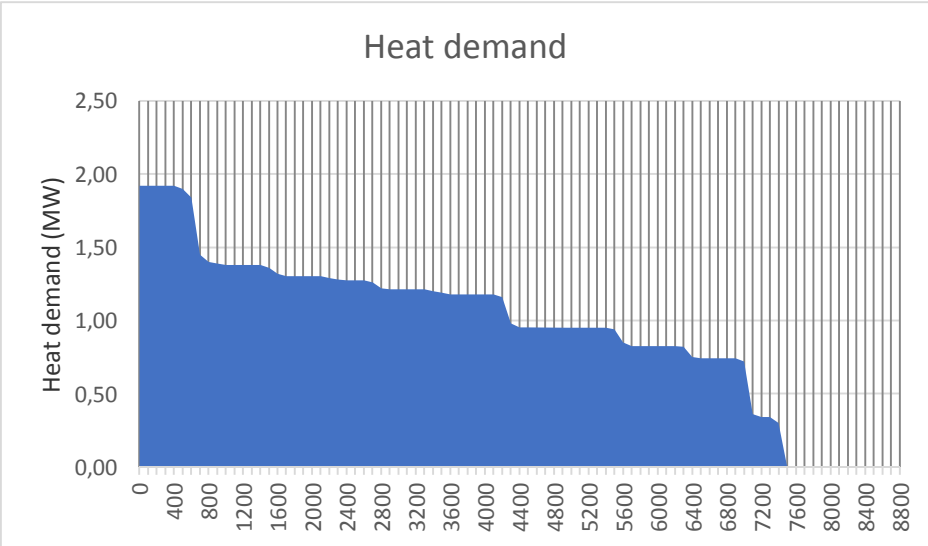


Figure.4. Load duration curve of heat demand in the year 2016.

A significant feature in the operation of the cogeneration unit is represented by heat gains in the cooling water circuit of the condenser and which are not produced in cogeneration mode:

1. The recovered heat from the cooling system of the biomass boiler (cooling of burning grill);
2. The heat from high temperature diathermic oil-water exchanger (HT) and low temperature diathermic oil-water exchanger (LT).

The cogeneration unit operation in this mode is necessary for a safe operation of the plant.

Both heat exchangers are kept warm for safety reasons. They provide evacuation of the main flow of heat from the biomass boiler if the electric generator is stopped. In addition, it can provide heat supply to consumers in case of failure of the cogeneration unit for a longer period of time.

The HT and LT heat exchangers are maintained in warm standing by the automation system of cogeneration unit by periodic starts of pumps from the secondary circuit, in order to cool the exchangers. In transitional situations (ORC turbine-generator unit stopped), the bypass connection of turbine for silicone oil recirculation in the ORC circuit is opened, and the evacuation of the main flow of heat from the biomass boiler is achieved by coupling the HT and LT heat exchangers. For such situations and for cases where consumers are supplied directly from the biomass boiler via the HT and LT exchangers, amounts of heat associated with operating modes that record null values of generated electricity are excluded. These amounts of heat are excluded from the monthly amounts recorded by all three groups of heat metering.

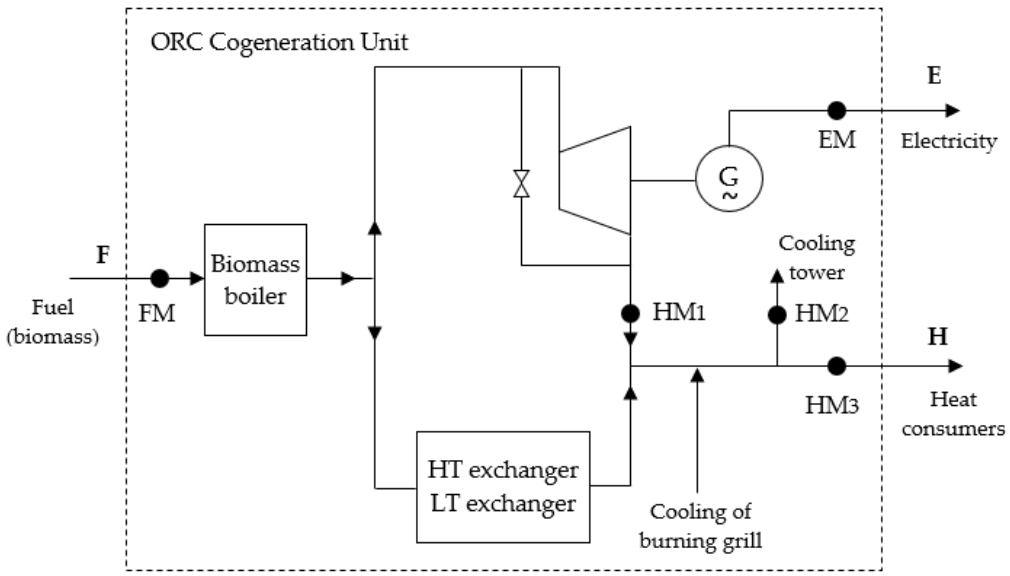


Figure.5. **Energy flows in ORC-CHP.**

For normal operation (electric generator coupled to the network), the following notations are used:

a) $HM_{1_reg.CHP}$ is heat metering generated from the ORC cogeneration unit in cogeneration mode:

b)

$$HM_{1_reg.CHP} = HM_1 + HM_{1_bypass} \quad (20)$$

c) $HM_{2_reg.CHP}$ is heat metering transferred to the cooling source (chiller) in cogeneration mode:

$$HM_{2_reg.CHP} = HM_2 + HM_{2_bypass}, \quad (21)$$

d) $HM_{3_reg.CHP}$ is heat metering supplied to consumers in cogeneration mode:

$$HM_{3_reg.CHP} = HM_3 + HM_{3_bypass}, \quad (22)$$

where, HM_{1_bypass}, HM_{2_bypass} and HM_{3_bypass} its are recorded quantities by the three groups of metering if the electric generator is disconnected from the network (electricity from the generator terminals is zero).

The total thermal energy generated by the cogeneration unit is the amount of useful heat and dissipated heat registered by the HM_2 and HM_2 metering groups:

$$H_{total} = HM_2 + HM_3 \,. \qquad (23)$$

The amount of heat generated in non-cogeneration mode resulting from the equation of energy balance:

$$H_{nonCHP} = HM_2 + HM_3 - HM_1 \,. \qquad (24)$$

Therefore, each of the HM_2 and HM_3 metering groups, in normal operating conditions (electric generator coupled to the network), will record an amount of heat produced in cogeneration mode and an amount of heat produced in non-cogeneration mode:

$$H_{2_reg.CHP} = HM_{2_CHP} + HM_{2_nonCHP} \,, \qquad (25)$$

and:

$$H_{3_reg.CHP} = HM_{3_CHP} + HM_{3_nonCHP} \,. \qquad (26)$$

From the equations (24) and (26) it results:

$$HM_{3_CHP} = HM_{1_reg.CHP} \cdot k_{CHP} \,, \qquad (27)$$

where k_{CHP} is the correction factor for the heat produced by the ORC unit and delivered to heat consumers.

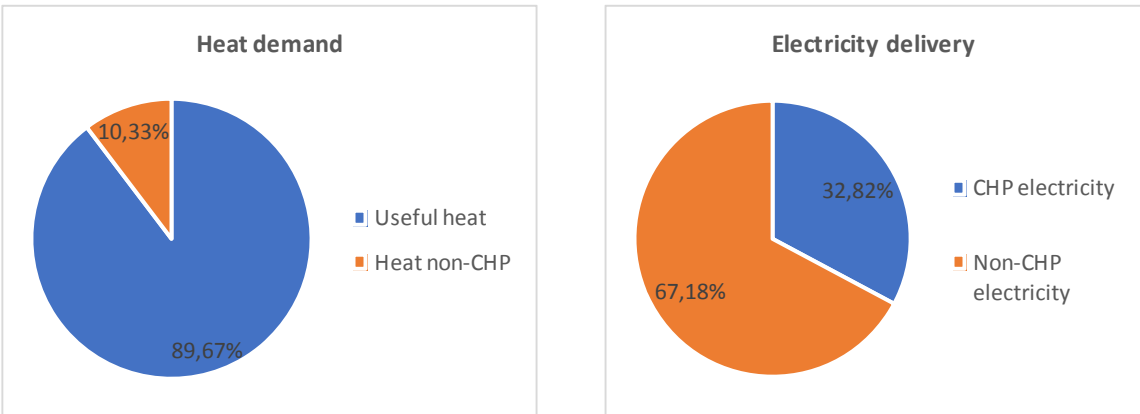
$$k_{CHP} = \frac{HM_{3_reg.CHP}}{HM_{2_reg.CHP} + HM_{3_reg.CHP}} \qquad (28)$$

In conclusion, the useful heat delivered from the cogeneration unit is:

$$H = HM_{3_CHP} \qquad (29)$$

In order to determine the amount of useful heat delivered from the cogeneration unit, two reports that contain the records of the metering groups (a report with hourly records and a report records per minute) are used.

By analysing these records, both categories of operating modes can be easily identified: one having the electric generator coupled to the network and the other having electric generator disconnected from the network. Both reports with records of the metering groups are taken from the SCADA system (supervisory control and data acquisition) of the cogeneration unit.



(a) **(b)**

Figure.6. The useful heat delivered and electricity qualified in high-efficiency cogeneration in the year 2016: (a) heat demand; (b) electricity delivery.

Figure 6 shows the delivered useful heat and the electricity qualified in high-efficiency cogeneration, calculated by the presented mathematical model.

The heat demand of consumers in the year 2016 has been 9207 MWh/year, of which 89.67% is useful heat produced in cogeneration mode and 10.33% is useful heat produced in non-cogeneration mode. The delivered electricity has been 7154 MWh/year of which only 32.82% can be qualified as being produced in high efficiency cogeneration.

IV. CONCLUSIONS

High efficiency cogeneration is defined by the primary energy savings compared with separate production by alternative technologies of heat and electricity. Higher values of 10% for the primary energy savings justifies the use of the expression "high efficiency cogeneration".

The demand for heat represents the decisive aspect in justifying efficiency of cogeneration solution, it is the basic element for both the sizing of the cogeneration unit and for the qualification of the electricity in high efficiency cogeneration.

In order to maximize the primary energy savings, a detailed analysis of the specific operating conditions of the combined heat and power plants is required. This way, the opportunity to qualify a large amount of electricity as being produced in high efficiency cogeneration is not lost.

The mathematical model proposed for determining the useful heat resulted from the specific operating conditions of the combined heat and power plant with ORC technology. The algorithm helps to identify the electricity and heat, which are not produced in cogeneration mode, and highlights the electricity produced in high efficiency cogeneration.

The choice of the cogeneration technology and type of primary energy source have a decisive influence in the qualification of electricity generation in high efficiency cogeneration, both by the reference values of efficiency separate production of heat and electricity as well as by the power to heat ratio.

The combined heat and power plants that use renewable energy sources, even if have the higher investment costs, are attractive on the energy market because of the lower operating costs in comparison with conventional technologies. The investment effort, still high for these technologies may be diminished if there are taken into consideration the social and environmental benefits that come with the implementation of cogeneration plants.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by a grant of the Romanian National Authority for Scientific Research and Innovation, CNCS/CCCDI - UEFISCDI, project number PN-III-P2-2.1-BG-2016-0038, within PNCDI III.

REFERENCES

[1] L. Matti, K. Matti, K. Tuomo, “The role of energy support schemes in renewable energy market penetration,” International Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2013, no. 2, pp. 30 – 40.

[2] A. Poullikkas, G. Kourtis, I. Hadjipaschalis, “An overview of the EU Member States support schemes for the promotion of renewable energy sources,” International Journal of Energy and Environment, 2012, no. 3, pp. 553 – 566.

[3] R. Haas, G. Resch, C. Panzer, S. Busch, M. Ragwitz, A. Held, “Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries,” Energy, 2011, no. 36, pp. 2186 – 2193.

[4] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources.

[5] Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market.

[6] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency.

[7] A.C. Ferreira, M.L. Nunes, S. Teixeira, L.B. Martins, “Technical-economic evaluation of a cogeneration technology considering carbon emission savings,” International Journal of Sustainable Energy and Management, 2014, no. 2, pp. 33 – 46.

[8] M.F. Torchio, “Energy-Exergy, Environmental and Economic Criteria in Combined Heat and Power (CHP) Plants: Indexes for the Evaluation of the Cogeneration Potential,” Energies, 2013, no. 6, pp. 2686-2708.

[9] Romanian Energy Regulatory Authority: http://www.anre.ro/en/electric-energy/legislation

[10] B.F. Tchanche, G. Lambrinos, A. Frangoudakis, G. Papadakis, “Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2011, no. 15, pp.

[11] J. Freeman, K. Hellgardt, C.N. Markides, “An assessment of solar-powered organic Rankine cycle systems for combined heating and power in UK domestic applications,” Applied Energy, 2015, no. 138, pp. 605 – 620.

[12] A. Algieri, P. Morrone, “Techno-economic analysis of biomass-fired ORC systems for single-family combined heat and power (CHP) applications,” Energy Procedia, 2014, no. 45, pp. 1285 – 1294.

[13] H. Öhman, P. Lundqvist, "Comparison and analysis of performance using Low Temperature Power Cycles," Applied Thermal Engineering 2013, no. 52, pp. 160 – 169.

[14] S. Quoilin, M.V.D. Broek, S. Declaye, P. Dewallef, V. Lemort, "Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, no. 22, pp. 168 – 186.

[15] M.Z. Stijepovic, P. Linke, A.I. Papadopoulos, A.S. Grujic, "On the role of working fluid properties in Organic Rankine Cycle performance," Applied Thermal Engineering 2012, no. 36, pp. 406 – 413.

[16] A. Rettig, M. Lagler, T. Lamare, S. Li, V. Mahadea, S. McCallion, J. Chernushevich, "Application of Organic Rankine Cycles (ORC)," Proceedings of the World Engineers' Convention (WEC 2011), Geneva, Switzerland, September 4-9, 2011.

[17] F. Véleza, J.J. Segoviab, M.C. Martín, G. Antolín, F. Chejne, A. Quijanoa, "A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of lowgrade heat for power generation," Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, no. 16, pp. 4175 – 4189.

[18] M. Bianchi, A.D. Pascale, P.R. Spina, "Guidelines for residential micro-CHP systems design," Applied Energy, 2012, no. 97, pp. 673 – 685.

[19] A. Stoppato, "Energetic and economic investigation of the operation management of an Organic Rankine Cycle cogeneration plant," Energy, 2012, no. 41, pp. 3 – 9.

[20] A. Rentizelas, S. Karellas, E. Kakaras, I. Tatsiopoulos, "Comparative techno-economic analysis of ORC and gasification for bioenergy applications," Energy Conversion and Management, 2009, no. 50, pp. 674 – 681.

[21] M. Gambini, M. Vellini, "High Efficiency Cogeneration: Performance Assessment of Industrial Cogeneration Power Plants," Energy Procedia, 2014, no. 45, pp. 1255 – 1264.

[22] C.A. Frangopoulos, "A method to determine the power to heat ratio, the cogenerated electricity and the primary energy savings of cogeneration systems after the European Directive," Energy, 2012, no. 45, pp. 52 – 61.

[23] Order 2013/114/Romanian Regulatory Authority for Energy, Regulation of qualification for electricity production in high-efficiency cogeneration and of verification and monitoring of fuel consumption and useful electricity and thermal energy productions, in high-efficiency cogeneration.

[24] Commission Delegated Regulation (EU) 2015/2402 of 12 October 2015 reviewing harmonized efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2012/27/EU.

[25] Decision 2008/952/EC establishing detailed guidelines for the implementation and application of Annex II to Directive 2004/8/EC.

About authors.

Atănăsoae Pavel, Doctor of Science, Power Engineering, Lecturer, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, "Stefan cel Mare" University of Suceava, Romania. Fields of scientific interest: cogeneration, energy market, thermal and electrical power generation, renewable energy sources, buildings energy efficiency, energy audit. E-mail: atanasoae@eed.usv.ro

Pentiuc Radu Dumitru, Doctor of Science, Electrical Engineering, Professor, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, "Stefan cel Mare" University of Suceava, Romania. Fields of scientific interest: the power supply to industrial consumers, the use of energy, electrical traction, electric lighting, the energy efficiency, energy audit, energy management. E-mail: radup@eed.usv.ro

Development and Ecological-Energy Comparative Analysis of Vapor Compression and Solar Absorption Schemes of Air Conditioning Systems

Doroshenko A.V., Antonova A.R., Ivanova L.V.
Educational and Research Institute of Refrigeration, Criotehnology and Eco-Energetics
Odessa National Academy of Food Technologies, Odessa, Ukraine

Abstract. The mission of the research included the following objectives: the development of new circuit decisions for the alternate refrigerating systems based on the use of an open absorptive circuit and on the use of solar energy for absorbent solution regeneration; an assessment of the energy and environmental characteristics of the developed systems; obtaining of the experimental data for an assessment of the principal capabilities of the proposed new solar air-conditioning systems. New principles for design of heat and mass transfer equipment in the version with a movable packing of heat exchange elements (fluidized bed packing "gas - liquid - solid body") placed in the packed bed were developed, which allows self-cleaning of the working surfaces and walls of the heat and mass transfer equipment HMT. This new solution, when working with outdoor air and solutions of absorbents, seems to be a fundamentally important condition for maintaining the working capacity of solar absorption systems. The new schemes of absorber with internal steam cooling allowing the improvement of the new scheme of the alternate refrigerating system were developed. Comparative analysis based on the methodology of the "Life Cycle Assessment" (LCA) showed that new, developed solar systems provide the considerable decrease in energy consumption, their use leads to the decrease of exhaustion of natural resources, influences less global climate change.
Keywords: solar systems, drying of air, heat-mass-transfer apparatus, fluidized bed packing, absorption, desorption, evaporative cooling.

Elaborarea şi analiză comparativă ecologică şi energtică a schemelor de compresie de vapori şi solare de absorbţie ale sistemelor de climatizare

Doroşenco A.V., Antonova A.R., Ivanova L.V.
Institutul de Cercetări şi de educaţie în domeniul tehnicii frigorifive, criotehnologie şi Eco-Energeticii
Odesa Academia Naţională de Tehnologii Alimentare, Odesa, Ucraina

Rezumat. Scopul investigaţiei: elaborarea de noi soluţii de realizare pentru sistemele alternative de refrigerare bazate pe utilizarea ciclului deschis de absorbţie şi a energiei solare pentru regenerarea soluţiei absorbante, stimarea caracteristicilor energetice şi de mediu ale sistemelor elaborate, obţinerea de date experimentale pentru estimarea performanţelor posibile ale sistemelor solare propuse. S-au elaborat principii noi de realizare constructivă a a echipamentelor cu amplasarea în patul aglomerat al duzei mobile a elementelor de schimb de căldură, care permite auto-curăţarea suprafeţelor de lucru şi a pereţilor corpului TMA. Această soluţie la utilizarea aerului exterior şi a soluţiilor de absorbenţi, prezintă condiţie extrem de importantă pentru asigurarea robusteţii sistemelor solare realizate cu componente absorbante. A fost elaborat un absorber cu răcire prin evaporare internă, ceea ce face posibilă îmbunătăţirea designului unui sistem alternativ de răcire. În comparaţie cu sistemele tradiţionale de compresie a vaporilor, sistemele solare elaborate oferă o reducere semnificativă a consumului de energie, utilizarea lor duce la o reducere a epuizării resurselor naturale şi într-o măsură mai mică afectează schimbările climatice globale.
Cuvinte-cheie: sisteme solare, dezumidificare, sistem de transfer de masă şi de căldură, absorbţie, desorbţie, răcire prin evaporare.

Разработка и эколого-энергетический сравнительный анализ парокомпрессионных и солнечных абсорбционных схем систем кондиционирования воздуха

Дорошенко А.В., Антонова А.Р., Иванова Л.В.
Институт холода, криотехнологий и экоэнергетики
Одесская национальная академия пищевых технологий
Одесса, Украина

Аннотация. Целями исследования были: разработка новых схемных решений для альтернативных холодильных систем и систем кондиционирования воздуха, основанных на использовании открытого абсорбционного цикла и солнечной энергии для регенерации раствора абсорбента, оценка энергетических и экологических характеристик разработанных систем, получение экспериментальных данных для оценки принципиальных возможностей, предложенных новых солнечных систем. Разработаны новые принципы оформления тепломассообменной аппаратуры в варианте с размещением в насадочном слое подвижной насадки теплообменных элементов, что обеспечивает возможность

самоочищения рабочих поверхностей и стенок корпуса ТМА. Это решение, при работе с наружным воздухом и растворами абсорбентов, представляется принципиально важным условием поддержания работоспособности солнечных абсорбционных систем. Разработан новый абсорбер с внутренним испарительным охлаждением, который позволяет усовершенствовать схему альтернативной холодильной системы. Сравнительный анализ, выполненный на основе методологии «Полный Жизненный цикл» («Life Cycle Assessment», LCA) показал, что новые, разработанные солнечные системы обеспечивают значительное снижение энергозатрат, их использование приводит к уменьшению истощения природных ресурсов и в меньшей степени влияет на глобальное изменение климата.
Ключевые слова: солнечные системы, осушение воздуха, тепло-массообменная аппаратура, псевдоожиженная насадка, абсорбция, десорбция, испарительное охлаждение.

СОКРАЩЕНИЯ

ОГАХ	Одесская государственная академия холода
ТМА	тепломассообменный аппарат
СХС	солнечная холодильная система
ССКВ	солнечная система кондиционирования воздуха
АБР (ABR)	абсорбер
ДБР (DBR)	десорбер
ГРД (GRD)	градирня
НИОг (IECg)	испарительный воздухоохладитель непрямого типа
НИОж (IECw)	испарительный водоохладитель непрямого типа
В и О	основной и вспомогательный воздушные потоки
ПН	подвижная (псевдоожиженная) насадка «газ-жидкость-твердое тело»
M, N	крепкий и слабый раствор абсорбента
СКж (SCw)	солнечный жидкостной коллектор
Т/О	теплообменник
ж (l)	жидкость (вода, раствор абсорбента)
г (g)	газ-воздух
пл (fl)	жидкостная пленка
t, $t_м$, $t_ж$, h	температура воздуха по сухому и мокрому термометрам, температура воды, энтальпия
x, г/кг	влагосодержание
ОС	осушенный воздух
НВ	наружный воздух
ВВ	выбрасываемый в среду воздух

ВВЕДЕНИЕ

Работа посвящена созданию новых схемных решений солнечных многофункциональных систем тепло-хладоснабжения и кондиционирования воздуха (СХС и ССКВ) осушительно-испарительного типа с непрямой регенерацией абсорбента, разработке тепломасообменной аппаратуры (ТМА) для таких систем, выбору рабочего тела для осушительного контура системы и анализу принципиальных возможностей таких новых систем на основе выполненного цикла теоретических и экспериментальных исследований. [Doroshenko A.V., Glauberman M.A., 2012. Alternative Energy. Refrigerating and Heating Systems. /monograph/. Odessa: I.I. Mechnikov National University Press, 2012. – 450 pp]

I. ОСНОВНЫЕ ИДЕИ РАБОТЫ

Аналитический обзор позволил выделить, в качестве перспективного направления разработок, следующие принципы: солнечные теплоиспользующие абсорбционные системы (открытый цикл) с непрямой регенерацией абсорбента; солнечные жидкостные коллекторы СКж, выполненные на основе полимерных материалов [1-3]; использование унифицированных ТМА с подвижной псевдоожиженной насадкой ПН (в варианте с размещением в насадочном слое ПН теплообменных элементов, - ПНт-к) в осушительном и охладительном контурах солнечных систем.

Солнечная холодильная система (рис. 1) включает два контура: осушения воздушного потока (А) и охладительный (Г и Д), в котором охлаждается вода (СХС), или происходит

термовлажностная обработка воздуха (ССКВ). Осушительный контур состоит из абсорбера-осушителя наружного воздуха (АБР), десорбера-регенератора (ДБР), причем абсорбер нуждается в охлаждении, поскольку в процессе поглощения водяных паров выделяется тепло, а десорбер в подводе тепла для регенерации абсорбента. Для этих целей впервые предусмотрен теплообменник, размещаемый непосредственно в объеме подвижной насадки ПНт-к. Задачу охлаждения решает испарительный водоохладитель (В), а задачу генерирования тепловой энергии солнечная система (Б), состоящая из набора солнечных коллекторов СКж (8) и бака-теплоаккумулятора 16). Охладительный контур включает испарительный охладители непрямого типа, – воды НИОж, – либо НИОг, обеспечивающий подачу в помещение воздуха, прошедшего термовлажностную обработку. В настоящее время в практике получили распространение комбинированные решения, когда в помещение подается как обработанный воздух, так и охлажденная вода, что обеспечивает требуемую оперативность управления комфортными параметрами воздушной среды в помещении. В осушительной части тепло, необходимое для регенерации абсорбента, обеспечивается гелиосистемой с плоскими солнечными коллекторами СКж (9 – бак-теплоаккумулятор, 10 – дополнительный греющий источник, необходимость в котором определяется естественными колебаниями солнечной активности и изменяющимися рабочими параметрами солнечной системы). Воздушный поток (свежий наружный воздух) при осушении в абсорбере АБР снижает влагосодержание $x_г$ что обеспечивает значительный потенциал последующего испарительного охлаждения воды в НИОж или воздуха в НИОг.

В качестве ТМА используются разработанные аппараты унифицированного типа с подвижной насадкой сферической формы (трехфазный псевдоожиженный слой «газ-жидксоть-твердое тело») и размещенным в нем теплообменником (слой ПНт-к). Это обеспечивает возможность самоочищения рабочих поверхностей и стенок корпуса ТМА, что, при работе с наружным воздухом и растворами абсорбентов, представляется принципиально важным условием поддержания работоспособности систем.

II. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДВИЖНОЙ НАСАДКИ В ТЕПЛОМАССООБМЕННЫХ АППАРАТАХ СОЛНЕЧНЫХ СИСТЕМ

В ранее выполненных разработках на основе подвижного насадочного слоя ПН [1-4] использовали прямой (непосредственный) контакт взаимодействующих потоков газа и жидкости (воздуха в воздухоохладителе прямого типа ПИОг и водоохладителях-градирнях ГРД), что буквально соответствует определению трехфазной системы «газ-жидкость-твердое тело» (рис. 2). Традиционные аппараты с ПН (АПН) выполнены в виде колонны (рис. 2 и 3), рабочая зона которой ограничена опорно-распределительной решеткой (ОРР, выполненной как опорная решетка либо как теплообменник) и ограничительной решеткой-каплеуловителем (6). АПН – новое решение колонных ТМА, обеспечивающее возможность эксплуатации в экстремальных условиях (загрязненные среды, резкие колебания нагрузок), повышение предельных нагрузок, высокую поперечную равномерность (упрощение задачи масштабирования), нетребовательность к качеству первоначального распределения потоков, особенно жидкости. В качестве элементов насадки (ЭН) в аппаратах с ПН могут быть использованы тела различной формы, изготовленные из материалов, устойчивых в соответствующих средах. Для системы «вода-воздух» эти требования упрощаются [2-4]. ЭН должны обеспечивать хороший контакт газа и жидкости, высокую поверхность переноса в слое; хорошее качество псевдоожижения; низкие потери напора; надежность и простоту эксплуатации. В экспериментальных работах и практике наиболее распространена сферическая форма ЭН: это пустотелые, цельные, либо выполненные из пористых материалов ЭН с различными отверстиями (рост поверхности контакта и перераспределение жидкости), выступами и т.д. Материалом ЭН служат пластмассы – полиэтилен, полипропилен, пенопласт, фторопласт, стирол; резина; металлы – полые ЭН.

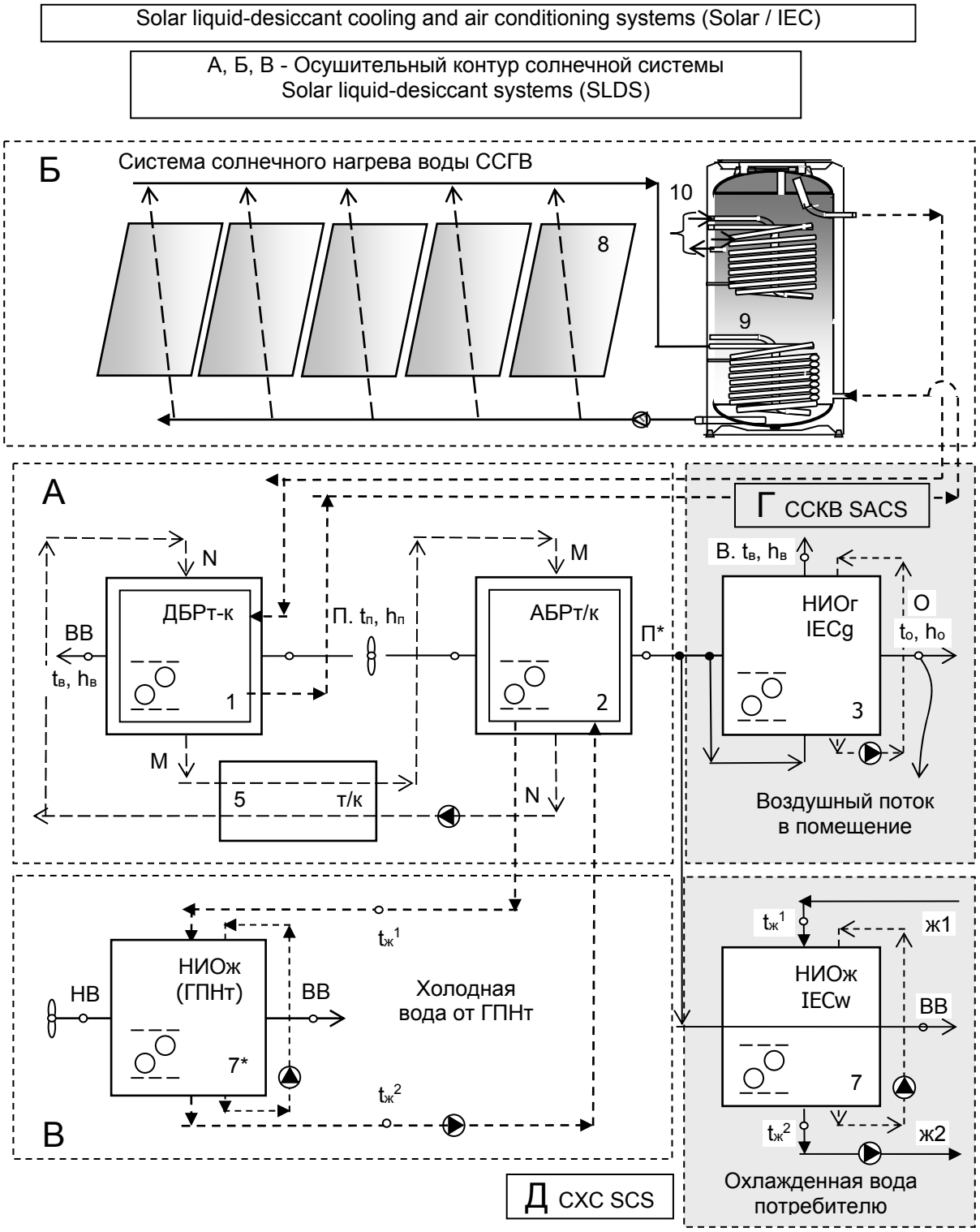
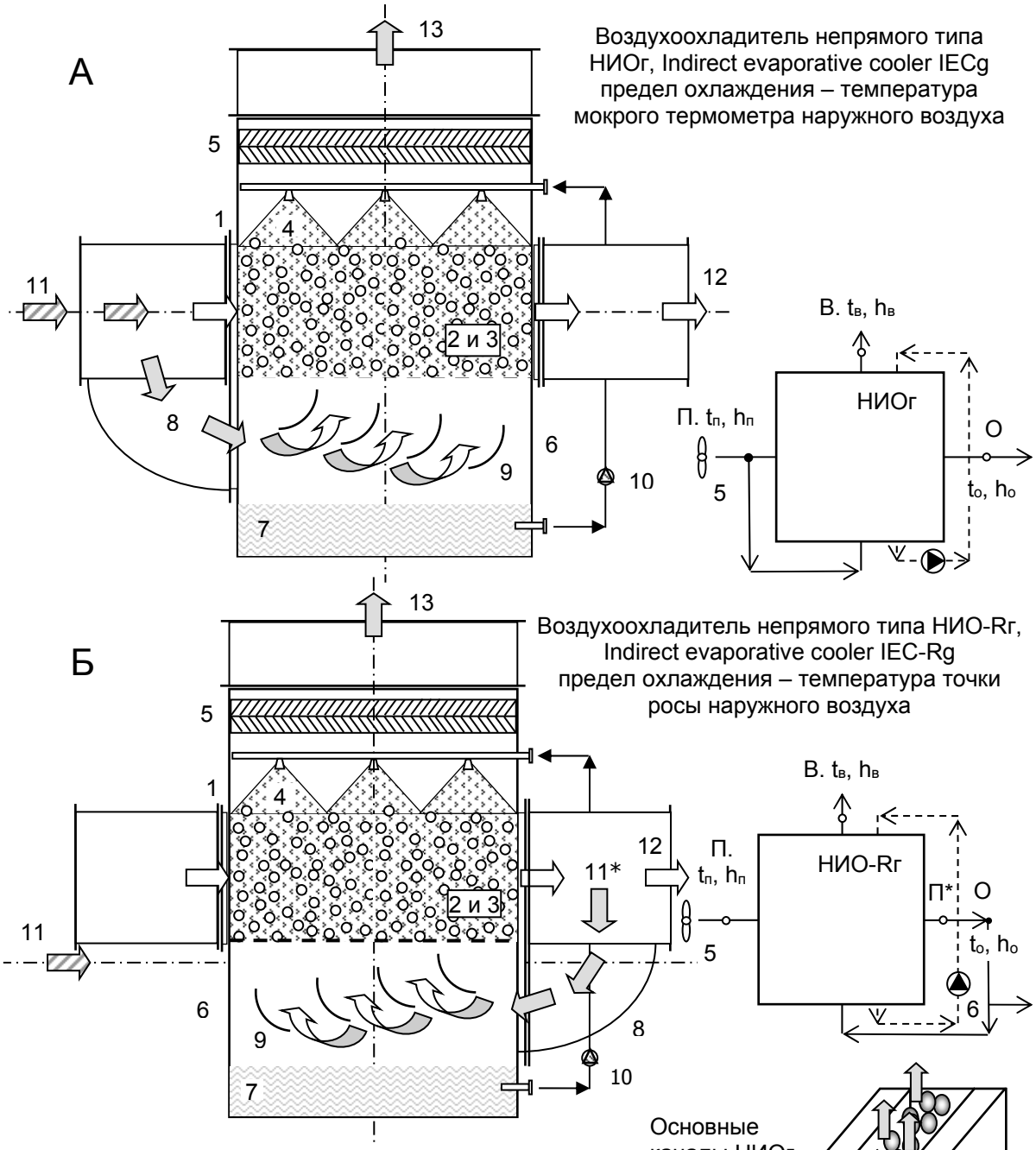


Рис. 1. Принципиальная схема солнечной абсорбционной системы с воздухоохладителем НИОг (Г) и водоохладителем НИОж в охладительном контуре (формулы ДБР-АБР-НИОг и ДБР-АБР-НИОж). Обозначения: 1 – десорбер ДБР; 2 – абсорбер АБР; 3 и 4 – воздухоохладители НИОг и НИО-Rг; 5 – теплообменник крепкого горячего и слабого холодного растворов абсорбента; 6 – теплообменники; 7 – водоохладитель НИОж; 8 – солнечная система в составе жидкостных коллекторов СКж, бака-теплоаккумулятора (9) и дополнительного греющего источника (10). НВ – наружный воздух; П, О и В – полный, основной и вспомогательный воздушные потоки (НИОг); ВВ – выброс воздуха из ДБР и НИОж; M, N – крепкий и слабый растворы абсорбента.



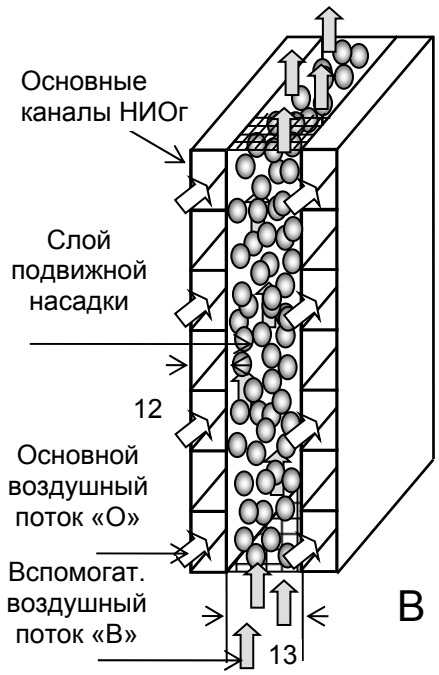


Рис. 2. Принципиальная схема и основные элементы воздухоохладителей НИОг (А) и НИО/Rг (Б) с подвижной насадкой ПН; В – принципиальная схема и основные элементы теплообменника НИОт/к, размещенного непосредственно в слое подвижной насадки ПН. Обозначения: 1 – корпусная часть; 2, 3 – рабочая камера и теплообменник основного и вспомогательного потоков воздуха,; 4 – распределитель жидкости; 5 – сеператор; 6 – воздухораспределитель; 7 – емкость для жидкости; 8, 9 – поворотный диффузор и решетка; 10 –насос; 11, 12 и 13 – полный, основной и вспомогательный воздушные потоки (3).

Перспективы использования ПН в испарительных охладителях непрямого типа. Особенности конструирования НИО на основе подвижной насадки ПНт-к. В мировой практике последних десятилетий широкое распространение при создании ТМА получил принцип непрямого контакта, выраженный в создании испарительных охладителей непрямого типа: воздухоохладителей НИОг и водоохладителей НИОж [3-5, 9-11, 12-13].

Применительно к воздухоохладителю НИОг (рис. 2) это заключается в том, что основной воздушный поток охлаждается бесконтактно с жидкостью, при неизменном влагосодержании, а вспомогательный находится в прямом контакте с рециркулирующей через «мокрую» часть аппарата водой, при этом температура воды остается неизменной, на несколько градусов превышая температуру входящего в аппарат воздуха по мокрому термометру $t_м$; степень отклонения от $t_м$ определяется величиной тепловой нагрузки со стороны охлаждаемого через разделительную стенку основного воздушного потока. НИОг обеспечивает «сухое» охлаждение продуктового воздушного потока, что позволяет получить воздух, охлажденный при неизменном влагосодержании (это принципиально важно для СКВ) и резко повышает потенциал его дальнейшего использования в испарительных охладителях (например, для солнечных холодильных систем СХС, при включении градирни ГРД непосредственно после НИОг)

Применительно к водоохладителю НИОж (рис. 3) это заключается в том, что «продуктовый» поток воды охлаждается бесконтактно с воздушным потоком, а испарительное охлаждение обеспечивается при прямом контакте воздушного потока и рециркулирующей через аппарат водой. НИОж обеспечивает бесконтактное охлаждение «продуктовой» воды, поступающей в дальнейшем в теплообменники (в случае ССКВ охлажденная вода после НИОж поступает в вентиляторные охладители воздуха).

В аппаратах осушительного контура, в десорберах регенераторах ДБР и абсорберах-осушителях воздуха АБР (рис. 3), где требуется, соответственно, подвод тепла для обеспечения температурного уровня регенерации абсорбента, и охлаждение, поскольку в процессе поглощения водяных паров из осушаемого воздуха в АБР выделяется тепло, что снижает эффективность процесса абсорбции, теплообменные элементы могут быть, благодаря особенностям подвижной насадки, размещены непосредственно в ее объеме, что значительно сократит габариты самих аппаратов, позволит уменьшить протяжение коммуникаций от ССГВ и ГРДт.

В ТМА на основе ПНт-к может быть плодотворно использована вибрация стенок теплообменных элементов (каналов для движения охлаждаемых или нагреваемых потоков теплоносителя) для интенсификации процессов теплообмена.

Испарительный воздухоохладитель непрямого типа НИОг с подвижным трехфазным слоем насадки. На рис. 2 представлены разработанные воздухоохладители непрямого типа НИОг с подвижным трехфазным слоем насадки «газ-жидкость-твердое тело», размещенным над многоканальным теплообменником НИОт/к, через который проходят основной и вспомогательный воздушные потоки.

На рис. 2 представлены разработанные НИОг с размещением теплообменных элементов для основного воздушного потока непосредственно в объеме подвижного трехфазного слоя насадки «газ-жидкость-твердое тело». Здесь теплообменника НИОт/к представляет собой ряд вертикально и эквидистантно установленных многоканальных плит (для прохождения основного воздушного потока, 12), между которыми расположен объем для псевдоожиженного насадочного слоя, в котором, в непосредственном контакте, находятся вспомогательный воздушный поток (13) и вода. рециркулирующая через «мокрую» часть НИОг. Таким образом, трехфазный слой «газ-жидкость-твердое тело» здесь разбит на ряд автономных объемов, в которых осуществляется псевдоожижение, при этом охлажденная вода (в результате испарительного охлаждения в прямом непосредственном контакте со вспомогательным воздушным потоком) в свою очередь, через стенки многоканальных плит отводит тепло от основного воздушного потока. Схема движения основного и вспомогательного воздушных потоков в НИОг может быть как противоточной, так и, в целях удобства общей компоновки всех ТМА в солнечной системе, поперечноточной. Это решение НИОг позволяет: – повысить реальную поверхность тепломасообмена в П/О

слое, поскольку здесь она определяется не столько поверхностью теплообменных элементов, как в традиционных ТМА пленочного типа, сколько реальным обновлением смоченной поверхности элементов ПН в результате их частых соударений; в результате к этой поверхности добавляется и поверхность элементов теплообменника, на которых также происходит непрерывное обновление смоченной поверхности в результате частых соударений с элементами подвижного слоя; – повысить интенсивность тепломассопереноса в системе благодаря вибрационному воздействию подвижных элементов на стенки теплообменника.

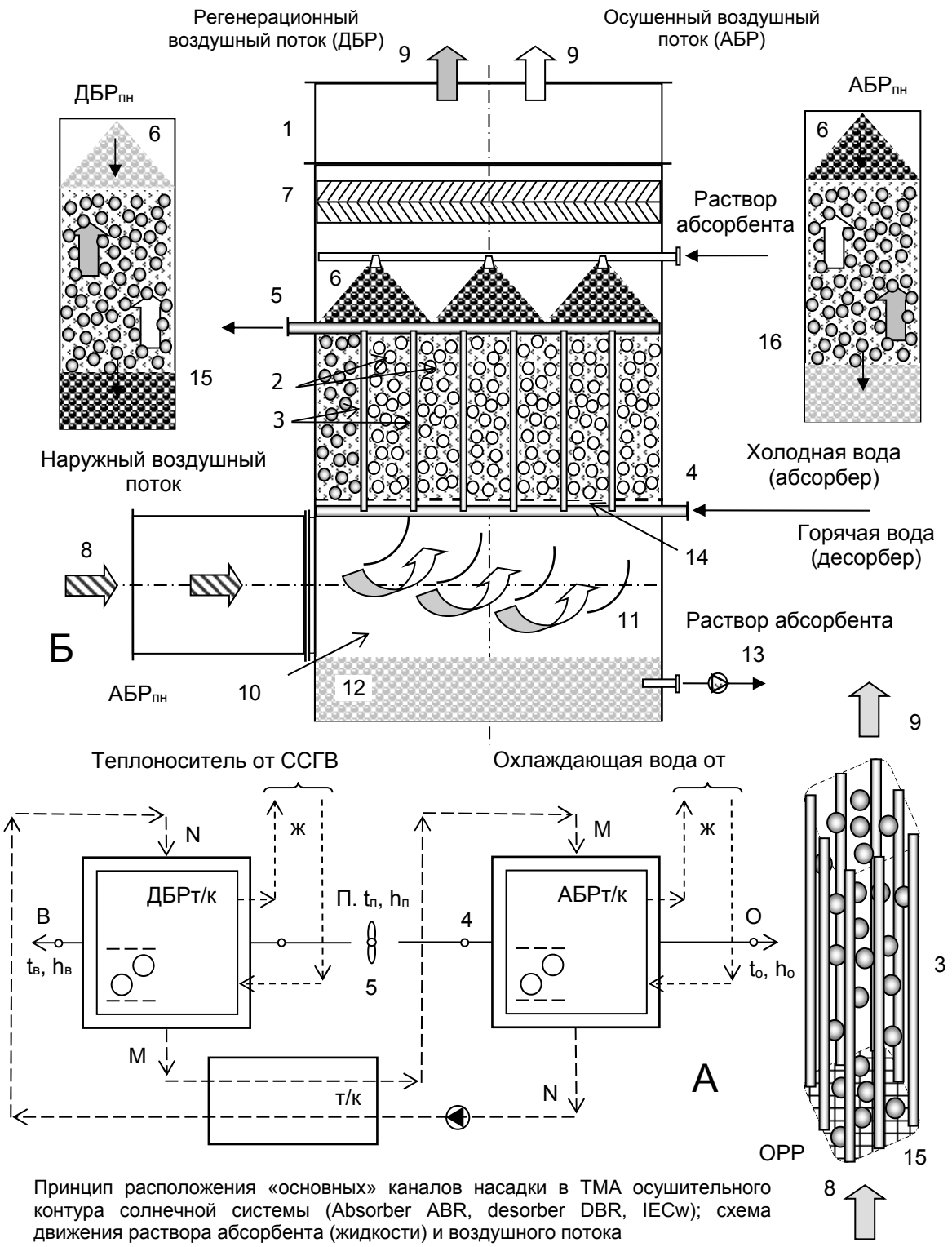
На рис. 2Б представлено перспективное решение для НИОг, с разделением полного воздушного потока не на входе в аппарат, а на выходе из «сухой» части охладителя (на основной и вспомогательный воздушный потоки здесь разделяется уже охлажденный при неизменном влагосодержании полный воздушный поток состояния 11*). Таким образом, вспомогательный поток воздуха, вступающий в прямой контакт с рециркулирующей через «мокрую» часть НИО водой, имеет здесь более низкое значение естественного предела охлаждения, поскольку он был охлажден при неизменном влагосодержании. Для такой схемы (испарительный охладитель регенеративного типа НИО-Rг) пределом охлаждения является температура точки росы поступающего в аппарат воздушного потока – t_p. Решение для НИО-Rг имеет и недостатки: повышение уровня энергозатрат на движение воздушных потоков в схеме и проблему «реконденсации» при глубоком испарительном охлаждении, которая будет рассмотрена ниже

Испарительные водоохладители сред непрямого типа НИОж и тепло-массообменные аппараты осушительного контура солнечной системы (абсорбер-осушитель воздуха АБР и десорбер-регенератор ДБР) с подвижным трехфазным слоем, работающем в ограниченном объеме.

На рис. 3 представлены разработанные водоохладители непрямого типа НИОж с с размещением теплообменных элементов для основного «продуктового» потока охлаждаемой воды в объеме подвижного трехфазного слоя насадки «газ-жидкость-твердое тело». Разработаны два варианта тепло-массообменного аппарата: – с размещением теплообменника непосредственно в объеме п/о слоя насадки «газ-жидкость-твердое тело» (рис. 3) и вариант, в котором П/О слой трехфазной насадки размещен между горизонтально расположенными секциями теплообменника, играющими роль ОРР и сепаратора капельной влаги, соответственно в нижней и в верхней частях водоохладителя. Последнее решение приемлемо именно для водоохладителя НИОж и было в дальнейшем принято в качестве основного, как для НИОж, так и для тепло-массообменного аппарата осушительного контура солнечной системы. В этих основных вариантах разработаны и тепло-массообменные аппараты осушительного контура солнечной системы (абсорбер-осушитель воздуха АБР и десорбер-регенератор раствора абсорбента ДБР). Последнее решение в дальнейшем было принято в качестве основного, как для аппаратов осушительного контура солнечной системы. Таким образом, в качестве основных базовых решений для аппаратов осушительного и охладительного контуров солнечных систем, можно рекомендовать следующие новые разработки:

1. Для воздухоохладителей непрямого типа НИОг из разработанных двух принципиальных решений: 1 - с размещением трехфазного П/О слоя над теплообменником НИОт/к) и 2 - с размещением теплообменных поверхностей для основного воздушного потока непосредственно в объеме П/О слоя насадки), рекомендовано второе решение, которое способствует интенсификации теплообмена между П/О слоем и теплообменными поверхностями, а также уменьшает неравномерность распределения контактирующих потоков по всему объему насадочного слоя. Разработанное решение с размещением теплообменных поверхностей для основного воздушного потока непосредственно в объеме П/О слоя насадки позволяет снижать общие габариты (высоту) охладителя;

2. Для водоохладителей непрямого типа НИОж из разработанных двух принципиальных решений (первое - с размещением теплообменника трубчатого типа непосредственно в объеме трехфазного П/О слоя и второе - с размещением трехфазного П/О слоя насадки между секциями теплообменника, играющими роль опорно-распределительной решетки (ОРР) и сепаратора капельной влаги, соответственно) рекомендовано второе решение.



Принцип расположения «основных» каналов насадки в ТМА осушительного контура солнечной системы (Absorber ABR, desorber DBR, IECw); схема движения раствора абсорбента (жидкости) и воздушного потока

Рис. 3. Принципиальная схема и основные элементы водоохладителя НИОж и аппаратов осушительного контура АБР и ДБР с подвижной насадкой ПНт-к. Обозначения: 1 – корпусная часть; 2 – рабочая камера; 3 – теплообменник; 4 и 5 – гидравлические коллекторы-распределители; 6 – распределитель рециркулирующей жидкости; 7 – сепаратор; 8 и 9 – входящий и покидающий ТМА воздух; 10, 11 – зона воздухораспределения; 12 – емкость; 13 –насос; 14 – контур рециркуляции; 15 –ОРР .

Для основных аппаратов осушительного контура, абсорбера-осушителя (АБР) и десорбера-регенератора (ДБР) с подвижной насадкой ПН из двух разработанных принципиальных решений (первое - с размещением теплообменника трубчатого типа непосредственно в объеме трехфазного П/О слоя и второе - с размещением трехфазного П/О слоя насадки между секциями теплообменника, играющими роль опорно-распределительной решетки и сепаратора капельной влаги, соответственно) рекомендовано второе решение.

III. СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СОЛНЕЧНЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ И КОНДИЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ

На основе изложенного авторами разработаны варианты принципиальных схем (в приложении к задачам охлаждения сред СХС и кондиционирования воздуха ССКВ) на основе открытого абсорбционного цикла и непрямой солнечной регенерации абсорбента. Схемы включают две основные части: предварительного осушения воздуха и испарительного охлаждения. В осушительной части тепло, необходимое для регенерации абсорбента обеспечивается гелиосистемой с плоскими солнечными коллекторами.

В качестве основных элементов разработанные схемы включают абсорбер-осушитель воздуха АБР, десорбер-регенератор абсорбента ДБР (рис. 3); испарительный воздухоохладитель непрямого типа НИОг (рис. 2) и регенеративный теплообменник (позиция 5). Полный воздушный поток (П, свежий наружный воздух НВ) при осушении в абсорбере АБР снижает влагосодержание $x_г$ и температуру точки росы t_p, что обеспечивает значительный потенциал последующего испарительного охладения сред (воды в НИОж или воздуха в НИОг). Последовательность построения солнечной системы:

ДБР ↔ АБР → НИОг (НИОж)

В качестве всех тепломасообменных аппаратов ТМА, включенных в состав СХС и ССКВ (испарительных охладителей НИОг и НИОж, абсорбера АБР, десорбера ДБР, градирни технологического назначения ГРД) используются разработанные аппараты унифицированного типа с использованием подвижной шариковой насадки (трехфазный псевдоожиженный слой «газ-жидкость-твердое тело»). Этот тип аппарата обеспечивает возможность самоочищения рабочих поверхностей и стенок корпуса тепломасообменного аппарата ТМА, что, при работе с наружным воздухом и растворами абсорбентов представляется принципиально важным условием поддержания работоспособности альтернативных систем. Это выгодно отличает и систему с подачей охлажденной воды в кондиционируемое помещение (вариант ССКВ), которая нигде не контактирует с наружным воздухом. В теплообменники абсорбера поступает вода от испарительного охладителя воды – технологической градирни ГРДт, а в теплообменники десорбера поступает теплоноситель от солнечной водонагревательной системы ССГВ, в составе СКж (8) и БТА (9). На потоках горячего крепкого абсорбента из десорбера и холодного слабого из абсорбера установлен теплообменник (5). В аппаратах используются автономные вентиляторы (например, 8 для ГРДт, рис. 9 и 13), причем вентилятор абсорбера обслуживает и установленный дальше по линии испарительный охладитель НИО, в который поступает осушенный воздушный поток.

Разработаны варианты схемных решений с дополнительными теплообменниками:

– на холодном вспомогательном воздушном потоке из НИОг для охлаждения наружного воздуха перед АБР и для промежуточного охлаждения осушенного в абсорбере воздушного потока;

– на выбрасываемым в атмосферу увлажненного и горячего воздуха из десорбера для предварительного подогрева наружного воздуха, поступающего в десорбер.

В абсорбере может осушаться только часть поступающего в охладительный контур воздушного потока (в НИОг), – «вспомогательного» воздушного потока, который в контакте с водой рециркуляционного контура («мокрая» часть ТМА, «мокрые» каналы НИОг) обеспечивает охлаждение как «вспомогательного», так и «основного» воздушных потоков. Как будет показано в работе, такой вариант схемы может быть основой опреснителя, предназначенного для получения питьевой воды. Последовательность построения солнечной системы кондиционирования воздуха:

ССКВ: ДБР ↔ АБР → НИОг

Разработан также вариант ССГВ, когда в «основные» каналы НИОг поступает смесь наружного воздуха (НВ) и осушенного в абсорбере (П*).

Вариант ССКВ с использованием НИО-Rг (испарительного охладителя НИО регенеративного типа с разделением охлажденного в «сухой» части НИО полного воздушного потока после НИО-Rг), приведен на рис. 2Б. Это решение обеспечивает наиболее глубокое охлаждение воздушного потока, но сопряжено с ростом удельных энергозатрат. Развернутая схема ССКВ приведена на рис. 5.

Особый интерес для СХС и систем кондиционирования воздуха ССКВ представляют схемы, построенные на основе абсорбера с внутренним испарительным охлаждением АБРио (рис. 4). На рис. 4Б представлен вариант такой схемы с частичным смешением наружного и осушенного воздуха на входе в охладительную часть абсорбера АБРио, а на рис 4В – элемент конструкции АБРио. В целом АБРио по констуктивному оформлению близок к НИОг, являясь четырехпоточным ТМА, где в соседних каналах одновременно реализуются процессы осушения «основного» воздушного потока раствором абсорбента и испарительного охлаждения в объеме ПН при контакте «вспомогательного» воздушного потока и рециркулирующей воды. В АБРио «основной» воздушный поток не только осушается, но одновременно и охлаждается, так что в принципе для такой схемы ССКВ испарительный воздухоохладитель НИОг может отсутствовать.

Для построения СХС и систем кондиционирования воздуха ССКВ предназначены схемы, в которых, в качестве испарительного охладителя используется водоохладитель непрямого типа НИОж. Последовательность построения солнечной системы:

СХС: ДБР ↔ АБР → НИОж

Для создания ГРДт технологического назначения, обслуживающей абсорбер-осушитель АБР можно рекомендовать решение, где рабочая зона аппарата экранирована снизу опорно-распределительной решеткой ОРР, а в верней части каплеотделителем жалюзийного типа (сепаратором капельной влаги. Воздух, осушенный в абсорбере АБР и имеющий низкую температуру точки росы, то есть высокий потенциал для последующей реализации процесса испарительного охлаждения среды, поступает в водоохладитель НИОж, где обеспечивается глубокое охлаждение воды, которая может использоваться в вентилируемых теплообменниках-охладителях, устанавливаемых непосредственно в кондиционируемых помещениях, либо холодильных камерах. В случае задачи кондиционирования воздуха, в ССКВ, здесь отпадает необходимость в воздуховодах, имеющих значительные размеры и требующих расходов на соответствующие строительные работы, особенно в случае уже построенных зданий. Вместо громоздких воздуховодов используется прокладка теплоизолированных труб небольшого диаметра для охлажденной воды.

С точки зрения задачи кондиционирования воздуха целесообразна совместная подача в помещение как воздушного потока, прошедшего термовлажностную обработку в НИОг, так и охлажденной в НИОж воды. В этом случае ССКВ включает последовательно абсорбер АБР, воздухоохладитель испарительного типа НИОг и водоохладитель НИОж, в которые поступает осушенный в абсорбере воздушный поток, то есть охладительный контур ССКВ построен следующим образом:

ДБР ↔ АБР → ↕ НИОг / НИОж

В НИОг и НИОж количество испарившейся воды в рециркуляционном водном контуре компенсируется подпиткой свежей водой.

Особый интерес представляет решение, когда для охлаждения абсорбера АБР используется часть охлажденной в НИОж воды. Это позволяет исключить из схемы градирню технологического назначения ГРДт. Количество этой низкотемпературной воды, направляемой в АБР, требует анализа распределения потоков в пределах всей схемы СХС.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ЭКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РАЗРАБОТАННЫХ СОЛНЕЧНЫХ СИСТЕМ

На рис. 6 приведены результаты сравнительного эко-энергетического анализа для традиционной (парокомпрессионной) СКВ и абсорбционных осушительно-испарительных вариантов ССКВ [на основе разработанных солнечных систем для вариантов ТМА осушительного и охладительного контуров с выносными теплообменниками (рис. 5А)

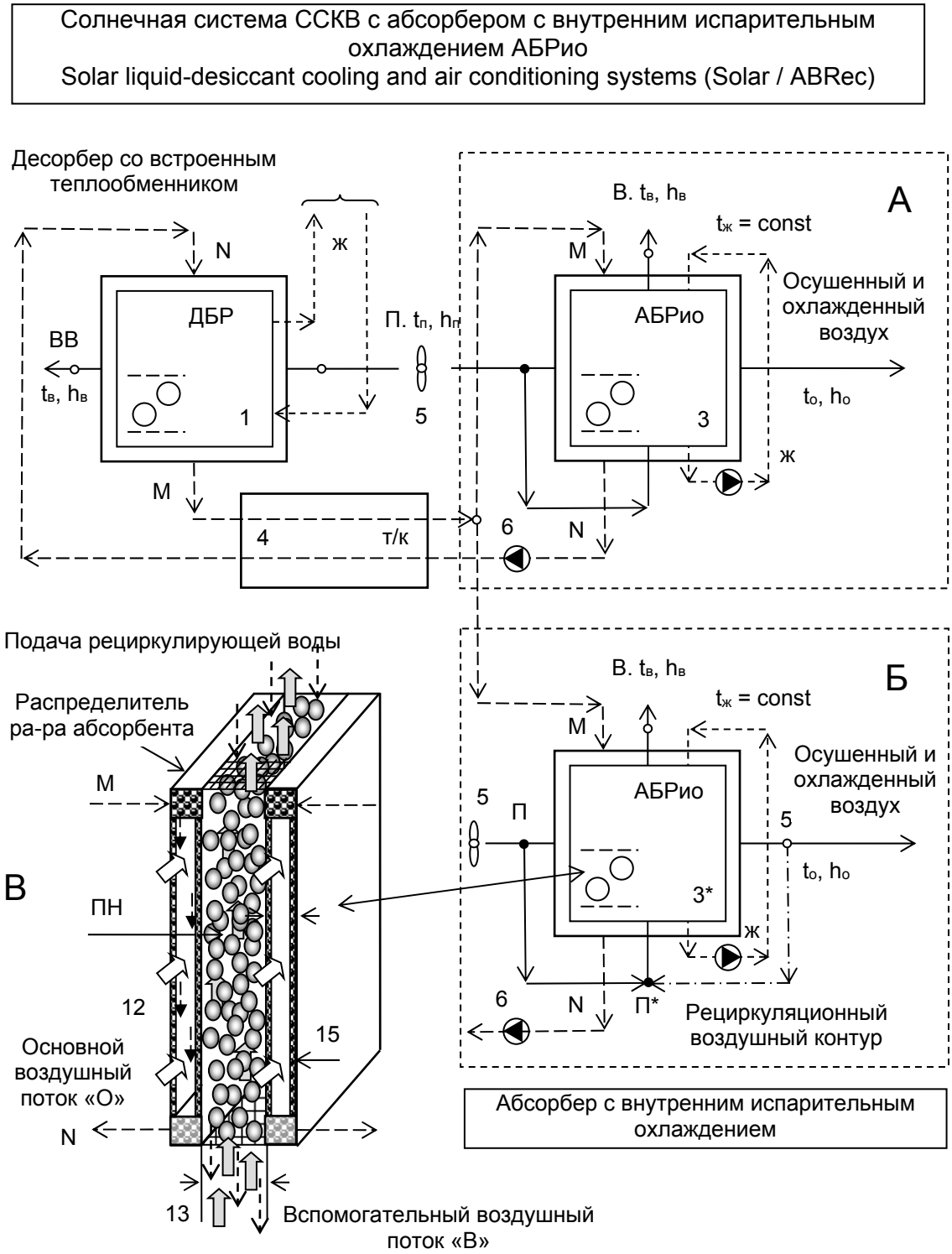


Рис. 4. Осушительный контур солнечной системы на основе абсорбера с внутренним испарительным охлаждением АБРио.

А – с АБРио; Б – с частичным смешением наружного и осушенного воздуха на входе в охладительную часть абсорбера АБРио; В – элемент конструкции АБРио

Обозначения: 1 – десорбер ДБР; 3 и 3*– абсорбер с внутренним испарительным охлаждением АБРио; 4 – теплообменник крепкого горячего и слабого холодного растворов абсорбента; 5 вентилятор; 6 – водяной насос

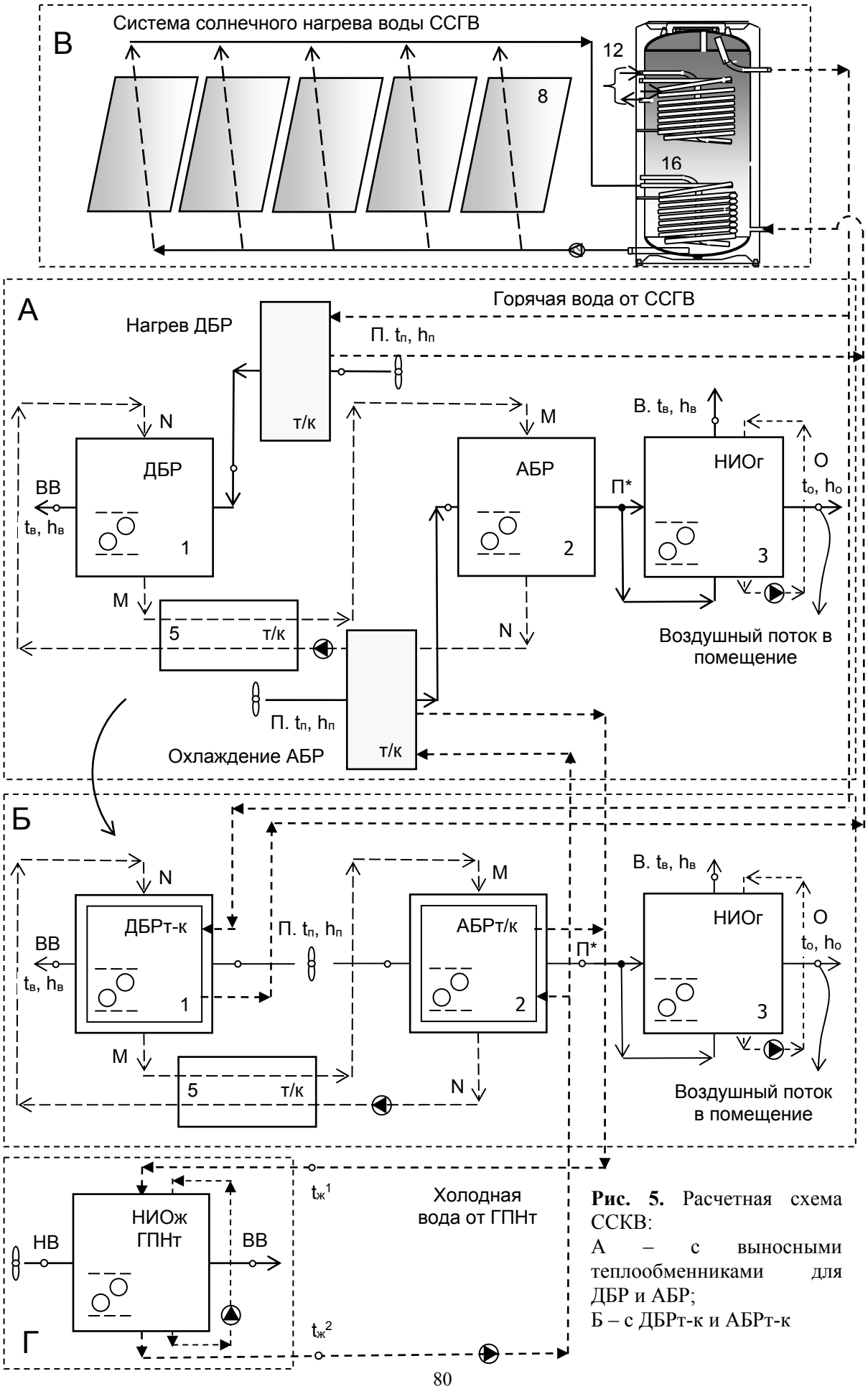


Рис. 5. Расчетная схема ССКВ:
А – с выносными теплообменниками для ДБР и АБР;
Б – с ДБРт-к и АБРт-к

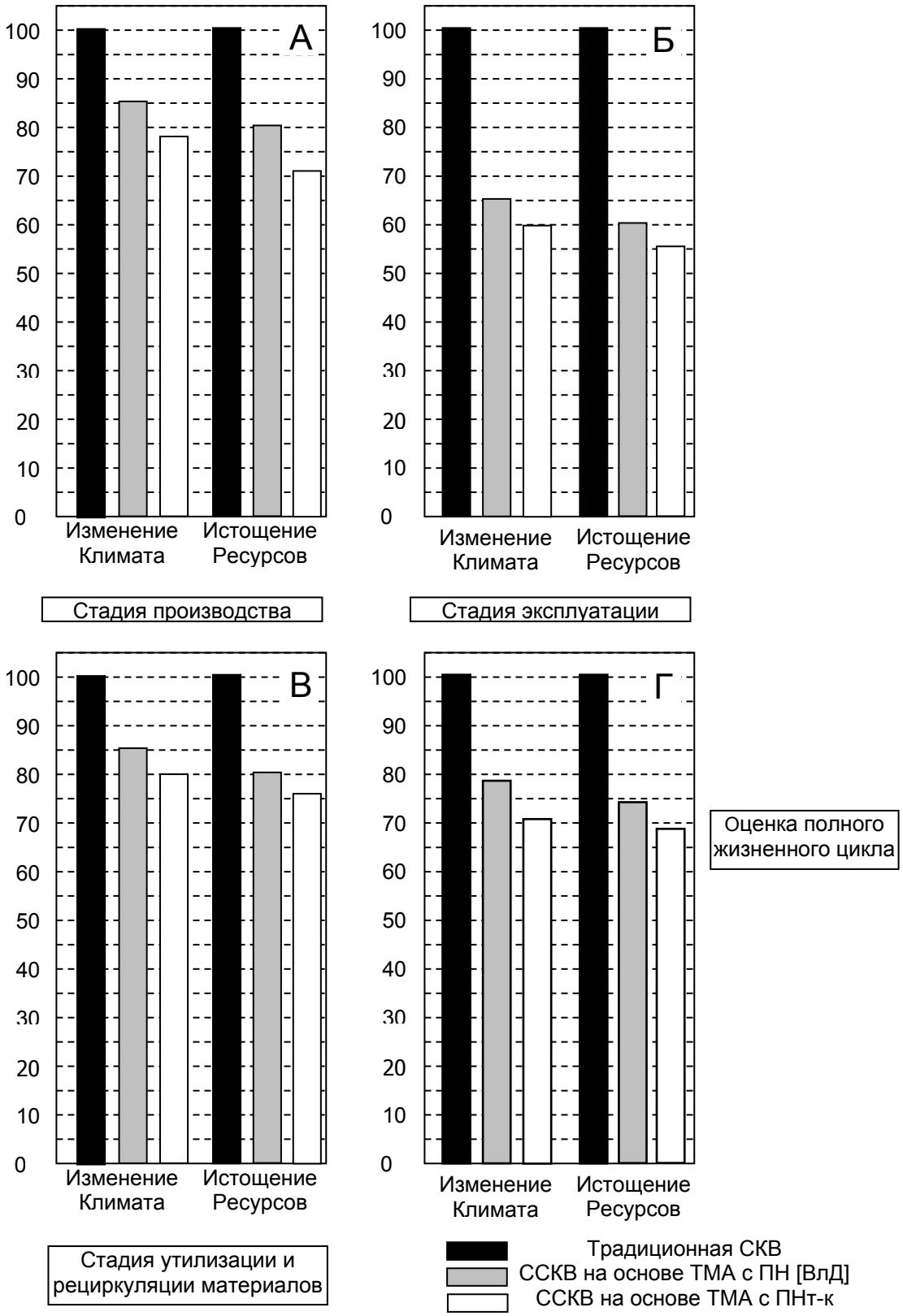


Рис. 6. Сравнение экологического воздействия на стадиях производства (А), в периоды эксплуатации (Б), утилизации (В) и в рамках полного жизненного цикла (Г) для традиционной (парокомпрессионной) СКВ и абсорбционных осушительно-испарительных вариантов ССКВ (на основе ПН и ПНт-к насадочного слоя ТМА).

и с новыми разработанными вариантами с размещением теплообменника трубчатого типа непосредственно в объеме трехфазного псевдоожиженного слоя (рис. 5Б)].

Анализ выполнен с использованием методологии и базы данных «Полный жизненный цикл» (ПЖЦ, международные стандарты ISO (ISO 14040, 14041, 14042 и

14043, «ECO-INDICATOR 99», база данных программы «SIMAPRO-6») [15]. Результаты анализа позволяют сделать вывод о существенном преимуществе разработанных ССКВ (СХС) на основе подвижной насадки ПНт-к по основным экологическим показателям.

В качестве **основных задач для предстоящего исследования**, вытекающих из принципов новых разработок тепломассообменной аппаратуры на основе ПНт-к, определены следующие:

1. изучение поведения псевдоожиженных насадочных слоев «газ-жидкость-твердое тело» (п/о слоя) в ограниченном объеме, когда он расположен между вертикально или горизонтально установленными теплообменными поверхностями в воздухоохладителях НИОг или НИОж, включая вопросы:

- влияние «стесненности» П/О слоя на основные режимы и характеристики псевдоожижения, такие как аэродинамическое сопротивление, динамическая высота слоя, порозность псевдоожиженного слоя насадки, задержка жидкости, каплеунос;
- изучение интенсифицирующего воздействия вибрации теплообменных поверхностей под воздействием подвижного насадочного слоя на интенсивность процессов совместного тепломасообмена;
- выработка рекомендаций по выбору оптимальных конструктивных и режимных параметров для проектирования ТМА на основе ПНт-к и солнечных систем: осушительного контура в составе абсорбера-осушителя и десорбера-регенератора абсорбента и охладительного контура на основе испарительных водо- и воздухоохладителей непрямого типа НИОг и НИОж.

2. Анализ принципиальных возможностей солнечных систем ССКВ и СХС, включая:

- обеспечение требуемых термовлажностных характеристик воздушного потока в ССКВ;
- Обеспечение требуемого уровня охлаждения в СХС;
- Сравнительный анализ энерго-экологических характеристик разрабатываемых солнечных систем ССКВ и СХС.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны новые схемные решения солнечных систем на основе открытого абсорбционного цикла с непрямой регенерацией абсорбента и использованием тепломассообменных аппаратов в виде подвижных насадочных слоев в осушительном и охладительном контурах системы; разработаны новые схемные решения ТМА непрямого типа с подвижной насадкой ПН, с размещением теплообменников непосредственно в объеме насадочного слоя, что существенно расширяет возможности солнечных холодильных систем (СХС и ССКВ), снижая общее число аппаратов в системе и соответствующие энергозатраты на организацию движения теплоносителей.

2. Новые решения с использованием подвижных трехфазных насадочных слоев «газ-жидкость-твердое тело» позволяют: повысить надежность эксплуатации оборудования в условиях повышенной загрязненности окружающей среды, оптимальным образом ввести теплообменник в объем насадочного слоя и интенсифицировать процессы тепломассопереноса в аппаратах солнечных систем; особую важность подвижные насадочные слои приобретают в аппаратах осушительного контура солнечных систем при работе на концентрированных растворах абсорбентов..

3. Выполненный, на основе методологии «Полный Жизненный цикл» («Life Cycle Assessment», LCA) сравнительный анализ новых, разработанных солнечных систем, показал, что разработанные системы, помимо снижения энергопотребления, обладают существенными преимуществами перед парокомпрессионной холодильной техникой по основным показателям экологического воздействия на окружающую среду.

Литература (References)

[1] Daffi J.A., Beckman Y.A. *Teplovie processi s ispolzovaniem solnechnoy energii* [Heat processes with the use of solar energy], Moscow, Mir, 1977, 566 p. (In Russian).

[2] Doroshenko A. V., Glauberman M. A. *Alternativnaia energetika. Solnechnie systemi teplohladosnabjeniya.* [Alternative energy. Refrigerating and Heating Systems], Odessa, ONU, 2012. 446 p. (In Russian).

[3] Guangming Chen, Alexander Doroshenko, Paul Koltun, Kostyantyn Shestopalov, Comparative field experimental investigations of different flat plate solar collectors, Solar Energy, 2015, vol. 115, pp. 577-588.

[4] Guangming Chen, Kostyantyn Shestopalov, Alexander Doroshenko, Paul Koltun, Polymeric materials for solar energy utilization: a comparative experimental study and environmental aspects, Polymer-Plastics Technology and Engineering, 2015, vol. 54, pp. 796-805.

[5] Foster R.E., Dijkastra E. Evaporative Air-Conditioning Fundamentals: Environmental and Economic Benefits World Wide. [Proc. Int. Conf. "Applications for Natural Refrigerants", Aarhus, Denmark, IIF/IIR, 1996, pp. 101-109.

[6] Xie G., Wu Q., Fa X., Zhang L., Bans P. A novel lithium bromide absorption chiller with enhanced absorption pressure, Applied Thermal Engineering. 2012, vol. 38, pp. 1-6.

[7] John L., McNab, Paul McGregor. Dual Indirect Cycle Air-Conditioner Uses Heat Concentrated Dessicant and Energy Recovery in a polymer Plate Heat Exchanger. [Proc. 21 International Congress of Refrigeration IIR/IIF], 2003, Washington, D.C, ICR0646.

[8] Stoitchkov N. J., Dimirov G.J. Effectiveness of Crossflow Plate Heat Exchanger for Indirect Evaporative Cooling. Int. J. Refrig., vol. 21, no. 6, 1998, pp. 463-471.

[9] Zhao, X., Liu, S., Riffat, S.B. Comparative study of heat and mass exchanging materials for indirect evaporative cooling systems. [Proc 43th Int Conf. "Building and Environment"], 2008, pp. 1902–1911. Gomes E.V., Martinez F.J., Diez, F.V., Leyva, M.J., Martin, R.H., Description and experimental results of a semi-indirect ceramic evaporative cooler. Int. Journal of Refrigeration, 2005, vol. 28, pp. 654-662.

[10] Martínez F.J., Gómez E.V., García C.M., Requena J.F., Gracia L.M., Navarro S.H, Guimaraes A.C., Gil J.M. Life cycle assessment of a semi-indirect ceramic evaporative cooler vs a heat pump in two climate areas of Spain. Applied Energy. 2011, vol. 88, pp. 914-921.

[11] Metod and Apparatus of Indirect-Evaporative Cooling, Patent RF, no. US 6,497,107 B2, 2002.

[12] Maisotsenko V., Lelland Gillan, M. 2003, The Maisotsenko Cycle for Air Desiccant Cooling. [Proc. 21^{h} Int. Cong of Refrigeration IIR/IIF], 2003, Washington, D.C, ICR0646.

[13] Denis Pandelidis, Sergey Anisimov, William M. Worec. Performance study of the Maisotsenko Cycle heat exchangers in different air-conditioning applications. Intern. Journal of Heat and Mass Transfer, 2015, vol.81, pp. 207-221

[14] ASHRAE Handbook of Fundamentals. /monograph/. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., Atlanta, GA, 2005, 189p.

[15] P. Koltun, S. Ramakrishnan, A. Doroshenko, M. Kontsov. Life Cycle Assessment of a Conventional and Alternantive Air-Conditioning Systems. Proc 21th International Congress of Refrigeration IIR/IIF, Washington, D.C, ICR0140, 2003, pp. 45-57.

Сведения об авторах.

Дорошенко Александр Викторович – доктор технических наук, профессор кафедры термодинамики и возобновляемой энергетики ОНАПТ, сфера научных интересов – теплофизика, тепломассообмен, холодильная техника, альтернативная энергетика.
e-mail: dor_av43@i.ua

. **Антонова Альфия Раисовна** – кандидат технических наук, доцент кафедры информационных технологий и кибербезопасности ОНАПТ, сфера научных интересов – математическое моделирование, теплофизика, тепломассообмен, холодильная техника, альтернативная энергетика.
e-mail: allaantonova62@gmail.com

Иванова Лидия Владимировна – ассистент кафедры тепловых электрических станций и энергосберегающих технологий Института энергетики и компьютерно – интегрированных систем управления ОНПУ, сфера научных интересов: тепломассообмен, альтернативная энергетика.
e-mail: leesoul@mail.ru

The Construction of Holonic Infrastructure of Intelligent Networks in the Smart Grid Concept with a Two-Way Flow of Energy

Manusov V.Z., Khasanzoda N.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. The paper deals with the intelligent network modes based on the Smart Grid concept with the function of two-way energy flow, both from the power system and from its sources of distributed generation. The expanded interpretation and the meaning of the intellectual network concept - Smart Grid - is proposed, based on its abbreviation, which determines the system criteria for its purpose. A new concept is introduced and new definition - Holonic Approach - Smart Grid concept. A new term has been introduced: - "Generating Consumer-Holon" (GC-Holon), which means the ability of an electric consumer to independently generate energy using renewable sources, store it, exchange energy with other similar GC-Holon and the main generating system. In connection with this, the concept of a generating consumer has been introduced. To construct an intelligent network, a holonic structure based on a set of holons (subsystems) is used. The holonic structure assumes subsystems of different nature, located at different levels of aggregation, interconnected in order to form a hierarchy of self-regulating holons, called Holarchy. According to A. Koestler, holons are simultaneously, both whole and partial. They are basically autonomous, which allows them to ensure their existence independently. The two-way energy flow for the holonic structure assumes the possibility of generation and storage of energy due to the internal structure of the electric consumer. The infrastructure of an intelligent network and its applications are considered. A mathematical model of bilateral electric power consumption by a generating consumer is proposed, taking into account tariffs and pricing. This allows you to flexibly regulate energy flow and align the load schedule, minimizing financial expenses for consumed energy.
***Keywords*:** intellectual network, Smart Grid, holon, holarchy, renewables, two-way of energy, energy store.

Construirea unei infrastructuri grid inteligente holonomice în conceptul de reţea inteligentă cu un flux de energie bidirecţional

Manusov V.Z, Khasanzoda H.
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federaţia Rusă

Rezumat. În lucrarea se examinează regimurile de funcţionare a unei reţele bazate pe conceptul de reţea inteligentă, cu o funcţie de flux bidirecţional al energiei, atât din reţeaua electrică centralizată, cât şi din propriile surse de generare distribuite. În acest sens, a fost introdusă noţiunea de consumator cu capacitate proprie de generare. Pentru a construi o reţea inteligentă, se foloseşte o structură holonomică bazată pe un set de holoni (subsisteme). Structura holonomică presupune subsisteme de natură diferită, situate la niveluri diferite de agregare, interconectate pentru a forma o ierarhie a holonilor autoreglaţionaţi, numiţi holarhii. Conform opiniilor lui A. Koestler (A. Koestler), holonii sunt simultan sunt atât structură integră, cât şi structură parte. Ele sunt în principiu autonome, ceea ce le permite să-şi asigure existenţa în mod independent. Fluxul de energie bidirecţional pentru structura holonomică presupune posibilitatea generării şi acumulării de energie datorită structurii interne a consumatorului electric. S-au examinat infrastructura unei reţele inteligente şi aplicaţiile acesteia. Se propune un model matematic al consumului de energie electrică bilaterală de către un consumator cu capacităţi proprii de generare, luând în considerare tarifele şi preţurile. Aceasta vă permite să se regleze flexibil fluxul de energie şi să se aplatizeze curba de sarcină.
***Cuvinte-cheie*:** reţea inteligentă, Smart Grid, holon, holargie, surse regenerabile, flux de energie bidirecţional, stocare energie.

Построение холонической инфраструктуры интеллектуальных сетей в концепции Smart Grid с учетом двусторонннего потока энергии

Манусов В.З., Хасанзода Н.
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Российская Федерация

Аннотация. В работе рассматриваются режимы интеллектуальной сети на основе концепции Smart Grid с функцией двустороннего потока энергии, как от энергосистемы, так и от своих источников

распределенной генерации. Предложено расширенное толкование и конкретизирован смысл концепции интеллектуальной сети – Smart Grid, исходя из её аббревиатуры, определяющий системные критерии её назначения. Введено и обоснованно новое понятие - холонический подход - в концепции Smart Grid. Введен новый термин: – "Генерирующей потребитель-холон" (ГП-холон), который подразумевает способность электропотребителя самостоятельно генерировать энергию с помощью возобновляемых источников, аккумулировать её, обмениваться энергией с другими подобными ГП-холонами и основной генерирующей системой. Для построения интеллектуальной сети использована холоническая структура, основанная на совокупности холонов (подсистем). Холоническая структура предполагает подсистемы различной природы, расположенные на разных уровнях агрегирования, состоящие между собой во взаимосвязи, чтобы сформировать иерархию саморегулируемых холонов, которая называется холархией. В соответствии с представлениями Кестлера (A.Koestler) холоны одновременно являются, как целим, так и частью. Они в основном автономны, что позволяет им самостоятельно обеспечивать свое существование. Двусторонний поток энергии для холонической структуры предполагает возможность генерации и накопление энергии за счет внутренней структуры электропотребителя. Рассмотрена инфраструктура интеллектуальной сети и её приложения. Предложена математическая модель двустороннего электропотребления генерирующим потребителем с учетом тарифов и ценообразования. Это позволяет гибко регулировать потоки энергии и выравнивать график нагрузки, а также свести к минимуму финансовые затраты на потребляемую энергию.
Ключевые слова: интеллектуальная сеть, Smart Grid, холон, холархия, возобновляемые источники энергии, двусторонний поток энергии, накопитель энергии.

Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) России является уникальным организационно-техническим объектом. Однако централизованная система организации и управления ЭЭС нуждается в модернизации и использовании инновационных технологий. В последнее десятилетие в передовых странах мира развивается технология Smart Grid. Термин Smart Grid до сих пор не имеет четкого терминологического эквивалента в русском языке. К наиболее распространенным эквивалентным русскоязычным терминам относится «Интеллектуальная сеть энергетики», «интеллектуальная электроэнергетическая система», «активно-адаптивная сеть». В настоящее время имеется множество определений Smart Grid, при этом каждая из сторон-участниц процесса (энергокомпания, энергопотребитель, автоматизации энергообъектов, системные интеграторы и другие) видят в Smart Grid свои функции и задачи. [1, 2].

Smart Grid представляет собой автоматизированную систему, обеспечивающую двусторонний поток электрической энергии и коммуникативную информацию между энергообъектами и потребителями за счет применения новейших технологий, инструментов, которые позволяют повысить эффективность работы электросетевого комплекса.

Впервые термин Smart Grid использован авторами S.M Amin и B.F. Wollenberg в их публикации «к направлению интеллектуальной сети» [3]. Применение этого термина за рубежом было связано с чисто рекламными названиями специальных контроллеров, предназначенных для управления режимом работы и синхронизации автономных ветро-генераторов, отличающихся нестабильным напряжением и частотой, с электрической сетью. Затем термин стал применяться для обозначения микропроцессорных счетчиков электроэнергии, способных самостоятельно накапливать, обрабатывать, оценивать информацию и передавать ее по специальным каналам связи и даже через интернет. Причем сами по себе контроллеры синхронизации ветрогенераторов и микропроцессорные счетчики электроэнергии были разработаны и выпускались различными фирмами еще до появления Smart Grid. В последние годы использование Smart Grid расширилось на системы сбора и обработки информации, мониторинга оборудования в электроэнергетике [4].

I. ТЕХНОЛОГИЯ SMART GRID И ЕЁ АТРИБУТЫ

С точки зрения авторов Smart Grid следует, рассматривает как концепцию инновационного преобразования электроэнергетики на основе целостного системного видения ее роли и места в современном и будущем обществе. Она определяет требования к электроэнергетике, подходы к обеспечению этих требований,

принципов и способов осуществления необходимого технологического базиса для реализации концепции, в которой новым технологиям и устройствам отводится роль одного из основных способов и инструментов его осуществления.

Наименованию технологии «Smart» приписывается расширенный смысл исходя из её аббревиатуры, составленной из первых букв английских слов, задающих соответствующие системные критерии качества цели [5]:

S (**specific**: конкретный, определенный, индивидуальный) – ***каждая цель должна быть описана как определенный, конкретный результат***;

M (**measurable**: измеряемый, соизмеримый, количественно оцениваемый) – ***цель должна быть измеримой с помощью конкретных индикаторов и стандартных процедур измерения***;

A (**assignable**: объяснимый, имеющий определённую причину, назначаемый, с функцией программирования) – ***цель должна быть объяснимой, обоснованной, доказанной, жизненно необходимой для субъекта и/или организации***;

R (**realistic**: реальный, практический, достижимый, приемлемый) – ***цель должна быть реально достижимой, целесообразной и достаточно объективной;***

T (**time-related**: связанный со временем, зависящий от времени, динамический) – ***цель должна быть стратегический определена на временном интервале, иметь конкретные сроки достижения, с контролем ее реализации.***

Важной особенностью Smart Grid является возможность реализации двусторонних потоков энергии и коммуникативной информации, за счет того, что генерирующий потребитель может, получать энергию также от внутренних возобновляемых источников энергии (ВИЭ), ЭЭС и накопителя энергии после её аккумулирования. В этом коренное отличие Smart Grid от традиционных электрических сетей, в которых электроэнергия и поток информации обычно однонаправленный [6]. Электроэнергия генерируется на базе центральной электростанции, а затем проходит через систему передачи и распределительные сети для генерирующих потребителей. Коммунальное предприятие (компания) собирает информацию о потребностях пользователей и состоянии сети, в то время как у обычных пользователей нет доступа к получению информация о рынке электроэнергии.

Основные атрибуты концепции Smart Grid национальной лабораторией энергетических технологий Министерства энергетики США, Европейской комиссией Евросоюза, и по мнению авторов, определяются следующим образом:

1. Доступность – организация поставок электроэнергии в необходимых объемах и регламентируемого качества, оплачиваемую потребителем согласно его запросам и требованиям. Сеть должна быть доступна для новых пользователей;

2. Надёжность – способность сохранять работоспособность в течение длительного времени, противостоять различного вида физическим и информационным возмущениям, ограничивать глубину (тяжесть и последствия) отказов функционирования и обеспечивать минимальное время восстановления работоспособности после отказов. Сеть должна гарантировать защищённость и качество электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века;

3. Гибкость − сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии, быть способно к адаптации при быстрых функциональных изменениях, иметь способность к реконфигурации и развитию.

4. Эффективность – обеспечение повышенного уровня использования энергетических ресурсов различных видов, инноваций и возможностей оборудования на всех этапах производства, передачи и распределения электроэнергии;

5. Обеспечение безопасности – исключение каких-либо происшествий, аварий или катастроф производственного характера опасных для человека и негативно влияющих на окружающую среду, а также обеспечение электробезопасности и конфиденциальности субъекта;

6. Способность к аккумулированию энергии – современные системы электроснабжения должны балансировать потребление и предложение электроэнергии в любой момент времени, обладать достаточно гибким управлением и обеспечивать оптимальную энергоэффективность;

7. Стимулирование активности электропотребителя – предоставление спектра возможностей потребителю для самостоятельного изменения функциональных и качественных свойств, получаемого вида энергии на основе своих потребностей и технических возможностей генерирующих источников, включая ВИЭ;

8. Экономичность – снижение уровня потерь электроэнергии на этапах ее генерации, передачи, распределение и потребления, снижение затрат на развитие и поддержание электроэнергетического комплекса и снижение уровня тарифов на электроэнергию. Наибольшую ценность представляют инновационные технологии и средств коммуникации совместно с эффективным управлением и повышения качества функционирования в концепции Smart Grid;

9. Снижение экологические давления на окружающую среду – переход к новым инновационным решениям, включая технологии сверхпроводимости и зеленой энергетики, обеспечивающих снижение негативно влияющих экологических воздействий до минимального уровня.

Однако в Smart Grid, как показано на рисунке 1, поддерживаются двухсторонние потоки электроэнергии и информации, так что покупатели электроэнергии могут приобретать рыночную информацию, состояние сети и возвращать энергию в сеть [7]. Таким образом, обмен информацией и мощностью становится более гибкими и повышать эффективность управления мощностью для более надежного распределения электроэнергии. Посредством периодических информационных сообщений, центр управления контролирует сети в режиме реального времени, а генерирующих потребителей (ГП) приобретают обновленную информацию о ценах в режиме реального времени. Можно считать, что двухсторонние потоки электроэнергии и информации являются основой управления мощностью в режиме on-line и многими другими приложениями Smart Grid [8].

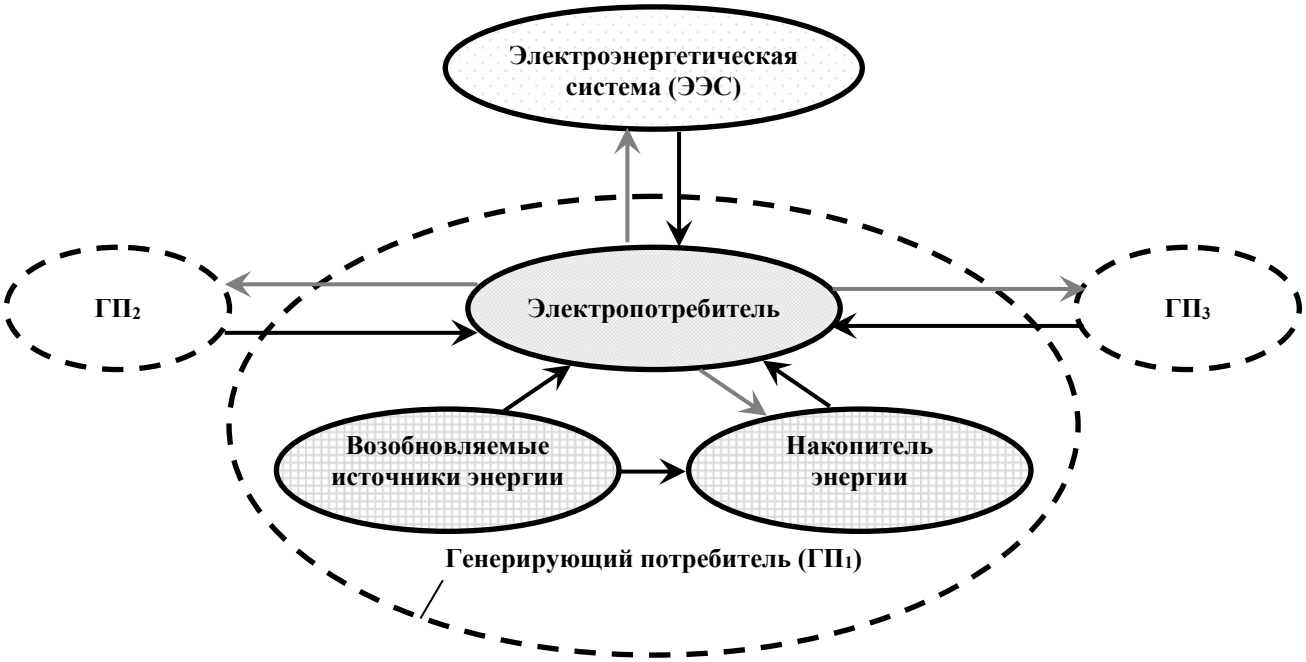


Рис. 1. Структура интеллектуальной сети.

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ НА ОСНОВЕ ХОЛОНИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Концепция holon (холон), была разработана философом Кестлером [9]. После наблюдения за биологическими и социальными системами он понял, что развитие систем связано с устойчивыми и самостоятельными промежуточными формами. Более того, он заметил, что почти все целое является и частью одновременно. Например, ячейка в теле является целым, потому что она представляет собой отдельную живую сущность, которая имеет

четкую стенку клетки, определяющую ее взаимосвязь с остальным миром. Тем не менее, ячейка состоит из небольших объектов, таких как ядро и хромосома, которые также являются отдельными объектами. Группа клеток вместе образует большее целое, которое представляет собой ткань, группа тканей образует орган, органы образуют системы органов, а системы органов составляют тело субъекта как личности и сам субъект является частью своей непосредственной экосистемы.

На основе этих наблюдений, Кестлер придумал слово «holon», объединив греческое слово «holos», что означает «целое», и греческий суффикс «on» - «часть». Холон относится к отдельной логической сущности, которая является как целой, так и частью. Холоны в основном автономны, что позволяет им самостоятельно регулировать свое существование. Более того, они взаимодействуют друг с другом и образуют большие холоны на более высоком уровне агрегирования (агрегация). Холоны могут быть повторно организованы на разных уровнях агреирования, чтобы сформировать иерархию саморегулируемых холонов, которая в этом случае называется holarchy (холархия). Диаграмма, представляющая холархию, показана на рисунке 2.

Функционируя автономно, холон может взаимодействовать с другими холонами в холархии для достижения общих целей. В динамической среде холоны также могут изменять свои свойства. Эти свойства холонической концепции делают ее весьма привлекательной для организации очень сложных систем, в том числе Smart Grid. Автономия холонов способствует распределенному управлению системой, в которой агрегирование отдельных холонов повышает эффективность и качество функционирования системы. Кроме того, с учетом динамической реконфигурацией холархия становится более устойчивой к изменениям и адаптируется к своей и внешней средам [10].

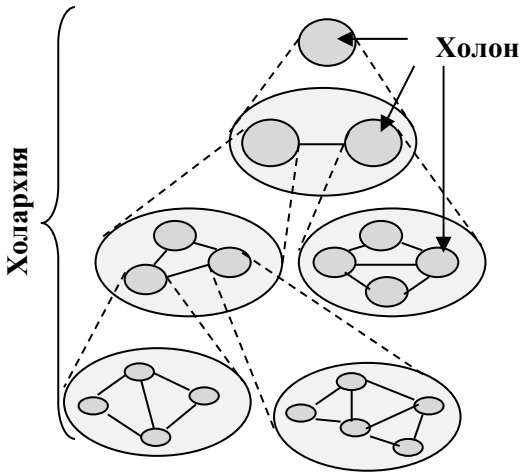


Рис. 2. Холархия как организация холонов.

Холоническая концепция обладает преимуществом и значительными отличительными особенностями по сравнению с иерархическими и агентскими технологиями. В отличие от холархии, в иерархии степень автономности элемента сильно ограничена из-за отношения ведущего / ведомого, которое существует между слоями объектов [11, 12].

Холонический подход был предложен для организации различных систем, некоторые из них являются: организационное моделирование, производство, сенсорные сети, управление светофором и других. Ниже концепция холонов будет применена для интеллектуальных сетей.

III. ХОЛОНИЧЕСКАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СЕТЬ

Наряду с тем, что интеллектуальная сеть имеет различные типы компонентов: электропотребители, Microgrid (микросеть), энергетические узлы и другие, каждый из компонентов можно рассматривать как ГП. Генерирующий потребитель является общим термином, который относится к системе, которая самостоятельно управляет своими энергетическими ресурсами и возможность двунаправленного обмена энергией с окружающей сетью [13]. Генерирующий потребитель может быть таким же простым, как обычной электропотребитель, который самостоятельно управляет своими энергетическими ресурсами (такими как приборы, ВИЭ, системы аккумулирования энергии, электромобили и т. д.).

Генерирующие потребители имеют тенденцию объединяться вместе и формировать более крупный кластер, чтобы облегчить местный обмен электроэнергии, а также возможность выступать как единое целое для обмена энергией с остальной сетью. Объединение ГП представляет собой более крупный ГП на следующем уровне агрегирования.

Возможность автономной работы, способность к агрегированию в слои, статическая и динамическая адаптация интеллектуальных сетей, основанных на ГП, тесно связана и соответствуют свойствам холонической системы [14]. При этом соответствующим образом можно моделировать каждого ГП как холона, а всю интеллектуальную сеть как холархию. Интеллектуальная сеть-холархия имеет следующие основные функции, которые способствуют общей энергоэффективности системы: автономии ГП, обновляемой повторяющейся агрегация холонов, динамической реконфигурации, на основе методов искусственного интеллекта и информационных технологии. Также в интеллектуальной холонической сети успешно могут быть решены задачи информационной безопасности и конфиденциальности, в частности личной жизни.

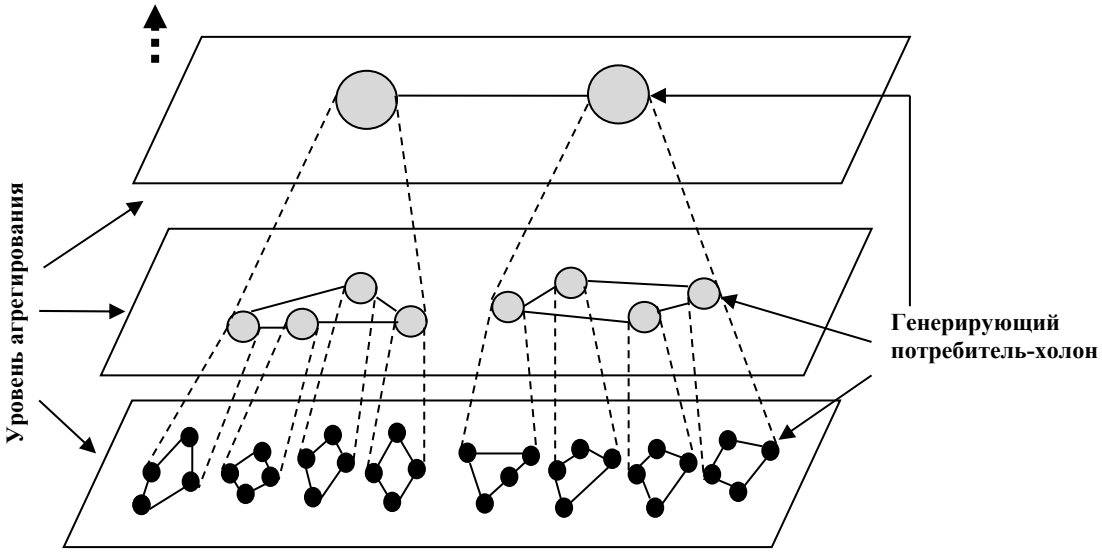


Рис. 3. Холархия интеллектуальной сети из ГП-холонов.

Поскольку ГП имеют собственные источники генерации, они получают гибкость в управлении своими графиками нагрузки. Кроме того, они, как правило, могут автономно управляют своими ресурсами для оптимизации своего энергопотребления и собственных расходов. Это соответствует растущим тенденциям активного участия электропотребителей в интеллектуализации управления режимами сети. ГП-холон может также быть частью более крупного ГП-холона и обмениваться энергией с окружающим или работать как самостоятельной элемент и поставлять энергию в изолированные части системы.

Это способность к автономии ГП-холонов создаёт условия распределённой генерации в интеллектуальной сети, которой в противном случае было бы очень сложно управлять централизованно. Автономия ГП-холонов существенно усложняет координацию интеллектуальной системы, но соответствующие управленческие механизмы могут быть разработаны для достижения желаемых атрибутов интеллектуальной сети. Автономия также способствует энергосбережению в процессе электропотребления.

Восходящая организация на разных уровнях агрегирования обеспечивает эффективную структуру холархии, которая упрощает координацию системы. Более того, агрегирование ГП-холонов в суперхолоны может повышать надежность электроснабжения, поскольку графики нагрузок отдельных холонов могут выравнивать друг друга. Кроме того, внутрисетевые энергетические обмены между холонами одного уровня холархии уменьшают как потери на передачу

(транспорт), активной мощности, так и дорогостоящие инвестиционные затраты для повышения пропускной способности линии и удовлетворения постоянно растущих энергетических потребностей.

Аналогичным образом соседние интеллектуальные электрической сети могут сформировать районные электрические сети, как более крупной ГП-холон на следующем уровне агрегирования. Такая кластеризация может быть повторена на разных уровнях агрегирования, чтобы эффективно адаптироваться к изменениям в окружающей среде.

IV. МЕТОДОЛОГИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СЕТИ

Исследования Smart Grid находятся еще в начальной стадии развития, так как они осуществляются только последние десятилетие. Поэтому не видно окончательной формы и атрибутов интеллектуальной сети. Многие страны или регионы, такие как США [15], Европейский союз [16], Германия [17], Китай [18] и Япония [19] разработали подробные дорожные карты и планы развития Smart Grid. Согласно этим дорожным картам, Smart Grid разрабатываются с различными целями на основе условий и политики разных стран [20].

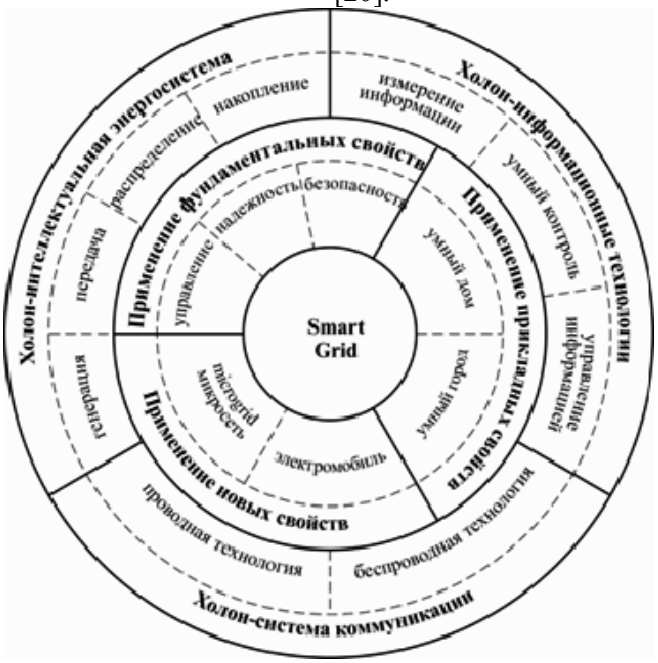


Рис. 4. Инфраструктура интеллектуальной сети и её предложения.

Например, в Соединенных Штатах электромобили поддерживаются правительством, поскольку большое количество транспортных средств потребляет более 10 миллионов баррелей нефтепродуктов в день, что сопровождается огромными выбросами парниковых газов. В Китае производство экологически чистой энергии все больше развивается, особенно в некоторых городах с тяжелыми экологическими загрязнениями.

В данной работе предлагается построение Smart Grid, на основе холонической структуры. Как показано на рисунке 4, Smart Grid содержит три холона высокого уровня, а именно:

1. Холон-интеллектуальная энергосистема;
2. Холон-информационные технологии;
3. Холон-система коммуникации.

Например, первый холон содержит холоны более низкого уровня: генерация, передача, распределения и накопления по аналогии с рис. 3. Холоны научной природе разделяются: применение фундаментальных свойств, применение прикладных свойств и применение новых свойств. Они также содержат свои холоны более низкого уровня.

Функции холонов высокого уровня заключаются следующем:

- интеллектуальная система обеспечивает надежную и экономичную системы электроснабжения, которая состоит из генерации электроэнергии, передачи электроэнергии на расстояние, распределения мощности и аккумулирования электроэнергии;
- информационные технологии поддерживают технический и коммерческий учеты электроэнергии, интеллектуальный мониторинг счетчиков и соответствующее управление, и хранение информации;
- система коммуникация основывается на передовой коммуникационной инфраструктуре и технологиях.

Функции холонов другой природы заключаются в следующем:

- фундаментальные применения сосредоточены на технологиях управления энергией, надежности системы, безопасности и конфиденциальности, включая управление электропотребление на повышение энергоэффективности, максимизацию пользовательской полезности и защиту системы;
- прикладные применения могут быть реализованный в качестве двух примеров - это умный дом и умный город, которые подключаются к Smart Grid, оказывая влияние на социальное положение его человеческого сообщества;
- новые применения представляют два новых технических решения в Smart Grid: электрический автомобиль и Microgrid, с использованием управления энергий для поддержки электромобилей и распределённой генерации возобновляемой источники энергии в Microgrids.

V. АЛГОРИТМ ДОСТИЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ПОТРЕБИТЕЛЯ

Потребление электроэнергии генерирующим потребителем является суммой потребностей его электроприёмников и необходимостью некоторые доли его аккумулирования. Обозначим электропотребление ГП $\mathrm{P}_{\Pi i,j}$ по времени i,j Общее производство электроэнергии от всех источников распределённой генерации, принадлежащих ГП на интервалы времени i,j, представлено $P_{\Gamma i,j}$. В данной работе предполагается, что прогнозы P_{Π} и P_{Γ} могут быть определены для всего периода планирования режимов интеллектуальной сети. Собственное электропотребление ГП из основного источника питания на временном интервале i,j обозначаемом $\mathrm{P}_{Ci,j}$, определяется как разница между мощностью, потребляемой ГП, и мощностью, вырабатываемой внутренними источниками энергии, следующим образом:

$$P_{Ci,j} = P_{\Pi i,j} + P_{Зi,j} - P_{Hi,j} - P_{\Gamma i,j}\ ,\ \ \forall_{i,j} \in \tau \qquad (1)$$

Тогда потребляемая ГП мощность на каждом временном интервале i,j, за каждый час на суточном интервале времени равна мощности, потребляемая электроприёмниками $\mathrm{P}_{\Pi i,j}$ и мощности для зарядки аккумулятора $P_{Зi,j}$. В то время как мощность, выдаваемая от генерирующего потребителя, включает мощность, вырабатываемую источниками распределенной генерации $P_{\Gamma i,j}$, и мощность, выдаваемую из накопителя энергии $P_{Hi,j}$.

Таким образом, электропотребление всей районной интеллектуальной сети $P^{0}_{Ni,j}$ на временном интервале i,j определяется суммой собственных потребностей всех электропотребителей в электрической сети.

$$P^{0}_{Ni,j} = \sum_{i=1}^{N} P_{Ni,j}\ ,\ \forall_{N} \qquad ГП \qquad (2)$$

В связи с тем, что генерирующий потребитель в интеллектуальной электрической сети может не только потреблять (импортировать) электроэнергию из сети, но также выдавать избыточную энергию в сеть, необходимо учитывать два разных тарифа. Тариф на потребление во временном интервале i,j обозначим символом $c_{i,j}$, в то время как тариф выдачи энергии на интервале i,j представлен символом $\kappa_{i,j}$.

Если генерирующий потребитель потребляет электроэнергию из сети, то есть $P_{\Gamma i,j} < \mathrm{P}_{\Pi i,j}$, то ГП будет создавать положительную стоимость для энергокомпании, на балансы которой находится интеллектуальная электрическая

сеть. При этом стоимость энергии $c_{i,j}$ будет определяться тарифом. С другой стороны, если ГП выдает электроэнергию в интеллектуальную сеть, то есть $P_{Гi,j} > P_{Пi,j}$, возникают условия отрицательного дохода для энергокомпании и интеллектуальной электрической сети, определяемый тарифом по цене $k_{i,j}$. Стоимость электроэнергии $C_{i,j}$ на интервале i, j, определяются следующим образом:

$$C_{i,j} = \begin{cases} c_{i,j} \times P_{Гi,j}, \text{ если } P_{Гi,j} < P_{Пi,j} \\ k_{i,j} \times P_{Гi,j}, \text{если } P_{Гi,j} > P_{Пi,j} \end{cases}, \forall_{i,j} \in \tau \quad (3)$$

Таким образом, на суточном интервале времени может быть сформулирована задача минимизации финансовых затрат в зависимости от стоимости расхода электроэнергии генерирующим потребителем и максимизация его дохода во взаимоотношениях с интеллектуальной сетью (Smart Grid).

ВЫВОДЫ

1. Предложено расширенное толкование и конкретизирован смысл концепции интеллектуальной сети – Smart Grid, исходя из её аббревиатуры, определяющий системные критерии её назначение. Представлены 9 основных атрибутов, которыми, по мнению авторов, должны обладать интеллектуальной сети, а именно: доступность, надёжность, гибкость, эффективность, обеспечение безопасности, способность к аккумулированию энергии, стимулирование активности электропотребителя, экономичность и снижение экологического давления на окружающую среду.

2. Введено и обоснованно новое понятие - холонический подход - в концепции и технологии Smart Grid. Оно предполагает построение общей интеллектуальной системы как совокупности холонов (подсистем), различной природы и состоящих между собой во взаимосвязи. В свою очередь холоны могут создавать новые объединения путём агрегирования на более высоком уровне. Таким образом, возникает некоторая многоуровневая система иерархической природы. Такая вновь образованная из холонов система названа холархией.

3. Введен новый термин: – "Генерирующей потребитель-холон" (ГП-холон). Термин подразумевает способность электропотребителя самостоятельно генерировать энергию с помощью возобновляемых источников, аккумулировать её, обмениваться энергией с другими подобными ГП-холонами и основной генерирующей системой.

4. На этой основе сформулирована идея интеллектуальной системы электроснабжения с реализацией двусторонних потоков энергии и функцией её аккумулирования в накопителях. Возможность осуществления двусторонних потоков энергии обусловлена тем, что у электропотребителя есть выбор её получения от трех видов источников: с одной стороны от энергосистемы, а с другой стороны от ВИЭ и накопителя.

5. Разработана и предложена общая методология формирования инфраструктуры интеллектуальной электрической сети на разных уровнях агрегирования холонов, что обеспечивает эффективную структуру холархии и упрощает координацию системы. При этом функции холонов сосредоточены на фундаментальных, прикладных и новых применениях, таких как: поддержка электромобилей, распределённая генерация, технология управления информацией и конфиденциальностью.

6. Предложена математическая модель для двустороннего потока энергии генерирующего потребителя с учетом ценообразования и тарифов, отличающаяся тем, что устанавливает гибкие финансовые отношения с интеллектуальной сетью в концепции Smart Grid.

Литература (References)

[1] Schneider A. [“The Smart Grid in Review”]. Available at: http://www.kema.com/consultingservices/crosssector/INC/AutomationInsight//December2008/Smart Grid Review.asp.

[2] Khasanzoda N. [To the issue of introduction of innovative technologies Smart Grid in power complexes]. *Materialy dvadtsat' piatoi mezhdunarodnoi nauchno – prakticheskoi konferentsii: «Innovatsionnoe razvitie tekhnicheskikh nauk v XXI veke»* [The materials of the twenty – fifth international scientific - practical conference: "Innovative development of technical sciences in the XXI century"]. Moscow, The international scientific Association "Prospero", 2016, pp. 100-103. (In Russian).

[3] Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid. *IEEE P&E Magazine*, 2005, Vol. 3, No. 5, 2005, pp. 34-41.

[4] [Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids]. Available at: ftp://ftp.cencenelec.eu/CENELEC/Smartgrid/SmartGridFinalReport.pdf.

[5] Brown R.E. "Impact of Smart Grid on Distribution System Design". *In Proc. IEEE PES General Meeting*, Jul. 2008, pp. 1-4.

[6] ["European smart grids technology platform, vision and strategy for Europe's electricity networks of the future," European Commission Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems]. 2006. Available at: ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf.

[7] Manusov V.Z, Khasanzoda N, Akh'eev Dzh.S. Sozdanie integrirovannoi sistemy elektrosnabzheniia ostrova Russkii i upravlenie ee rezhimami [Creation of an integrated system of power supply for the Russian Island and management of its regimes]. *Nauchnye problemy transporta Sibiri i Dal'nego Vostoka – Scientific problems of transport in Siberia and the Far East*, 2017, no. 1-2, – pp. 142–145. (In Russian).

[8] Silin N.V, Kisliukov V.A, Khasanzoda N, Manakov E.P, Rakhimov F.M. [To the issue of introduction of innovative technologies Smart Grid in the power supply system of the island of Russian]. *«Sovremennye tekhnologii i razvitie politekhnicheskogo obrazovaniia»: mezhdunarodnaia nauchnaia konferentsiia* ["Modern Technologies and Development of Polytechnic Education": International Scientific Conference]. Vladivostok, FEFU Publ., 2016, pp. 382-386.

[9] Koestler A. *The Ghost in the Machine*. (1990 reprint edition), Penguin Group, 400 p. ISBN 0-14-019192-5.

[10] Zhang G., and Li W. ["Flexible holonic organization modeling and cultural evolution"]. [IEEE 4th International Conference on Wireless Communications, Networking and Mobile Computing]. 2008, pp. 202-212.

[11] Giret A., Botti V. "Holons and agents". *Journal of Intelligent Manufacturing*, 2004, vol. 15, no. 5, pp. 645-659.

[12] Baken N. ["Holons and Holarchies"]. TEDx Amsterdam, 2009. Available at: http://www.tedxamsterdam.com/2009/ video-nico-baken-on-holons-and-holarchies/.

[13] Hatziargyriou N., Jenkins N., Strbac G., Lopes J.A.P., Ruela J., and Engler A., "MICROGRIDS - large scale integration of micro-generation to low voltage grids," CIGRE C6-309, 2006.

[14] Negeri E., Baken N. ["Smart integration of electric vehicles in an energy community"]. [In Proceedings of the 1st International Conference on Smart Grids and Green IT Systems]. 2012, pp. 25-32.

[15] European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC) (2009) Smart meters coordination group: report of the second meeting held on 2009-09-28 and approval of SM-CG work program for EC submission.

[16] [Federation of German Industries (BDI e.v.) (2010) Internet of energy–ICT for energy markets of the future]. Available at: http://www.bdi.eu/BDIenglish/103.htm. (accessed March 2015).

[17] State Grid Corporation of China (2010). [SGCC framework and roadmap for strong and Smart Grid standards]. Available at: www.cspress.cn/u/cms/www/201208/16154808z5u9.pdf. (accessed 10.03.2013).

[18] Japan (2010) Japans roadmap to international standardization for Smart Grid and collaborations with other countries.

[19] Farhangi H. The path of the Smart Grid. *IEEE Power Energy Magazine*, 2010, vol. 8 no. 1, pp. 18-28.

[20] The shift project data portal (2012). [World electricity production from all energy sources in 2012 (TWh)]. Available at: http://www.tsp-data-portal.org/Breakdownof-Electricity-Generation-by-Energy-Source#tspQvChart. (accessed March 2015).

Сведения об авторах.

Манусов Вадим Зиновьевич. Новосибирский государственный технический университет, кафедра системы электроснабжения предприятий, д.т.н., профессор. Основное направление исследований: применение методов искусственного интеллекта для планирования и оптимизации режимов электроэнергетических систем.
E-mail: Manusov36@mail.ru

Хасанзода Насрулло. Новосибирский государственный технический университет, кафедра системы электроснабжения предприятий, аспирант. Основное направление исследований: режимы интеллектуальных сетей и методов искусственного интеллекта.
E-mail: nasrullo-5445@mail.ru

Tracking Systems for Orientation of solar Panels and Optimization of their Positioning using Three-coordinate Platforms

Chalbash O.H.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. Two-coordinate platforms equipped with orientation systems are 40-45% more effective than stationary installations. However, there are other factors affecting the efficiency of solar installations. In particular, the shading on the panels' surfaces when panels, located in rows, are casting shadows on each other. This negatively affects the efficiency of photovoltaic installations. Previous experience in the design of photovoltaic systems shows that neither stationary platforms nor two-coordinate installations completely eliminate energy losses due to shadow formation. The only way to mitigate this negative impact is to increase the distance between the panels. At the same time, and the density ratio (the ratio of the panel area to the area of the land) does not exceed 0.2. Our goal is to develop kinematic schemes and software control systems for three coordinate platforms that can avoid shadow formation on panels placed in constrained spaces. The result of our work is a numerical method that solves the optimization problem for controlling the motion of a set of platforms and a rational kinematic scheme for three coordinate platforms. This problem is especially relevant for solar photovoltaic systems located on space stations. In space, the changes in temperature between shaded and shadow-free sections of panels are enormous, due to temperature stress; the panels are destroyed and require expensive repairs. Three-coordinate tracking can reduce the surface occupied by solar panels by about 3 times compared to the currently used solutions and increased module placement densities from 0.2 to 0.6.
Keywords: tracking systems of solar installations, a control system for monitoring the positioning of solar panels, optimization methods, and platform's kinematic schemes.

Sisteme de urmărire pentru orientarea panourilor solareş i optimizarea poziţionării acestora utilizând platforme cu trei coordonate

CelabasO.H.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. Eficienţa instalaţiilor fotovoltaice cu poziţionare fixată este cu 40-45% mai mică în comparare cu cu varianta de orientare pe două axe. Eficienţa energetică de conversie este afectată şi de alţi factori, cum ar fi, umbrirea suprafeţelor active a panourilor PV de alte panouri amplasate în apropiere. Ca o soluţie competitivă privind diminuarea influenţei factorului de umbrire se prezintă majorarea distanţelor dintre rândurile de montare a modulelor PV. Distanţele dintre axele platformelor, în funcţie de latitudine, ating 2,5 - 4 dimensiuni globale ale panourilor, iar raportul de densitate (raportul dintre suprafaţa panoului şi suprafaţa parcelei) nu depăşeşte 0,2. Scopul acestei lucrări constă în elaborarea unei metode numerice pentru rezolvarea problemei de optimizare a controlului mişcării unui complex de platforme şi unei scheme cinematice raţionale pentru asigurarea poziţionării dirijate pe trei coordonate a platformei şi micşorarea gradului de umbrire a modulelor PV la montarea lor pe suprafeţe cu aria limitată. Ca exemplu privind rezonabilitatea aplicării unei astfel de soluţii se pot indica sistemele de alimentare a sateliţilor şi navelor cosmice. În condiţii spaţiale fenomenul de umbrire conduce la creşterea forţelor mecanice de tensionare în elementele modulelor PV ce poate conduce la distrugerea modulelor şi refuzul sistemului de alimentare. Dirijarea pe trei coordonate poate asigura micşorarea suprafeţei ocupate de panourile solare de circa 3 ori în comparare cu soluţiile utilizate în prezent şi creşterea densităţii de amplasare a modulelor de la 0.2 până la 0.6.
Cuvinte-cheie: sisteme de urmărire pentru instalaţii solare, poziţionarea sistemului de control al panourilor solare, metode de optimizare si algoritmi.

Следящие системы для ориентации солнечных панелей и оптимизация их позиционирования с использованием трехкоординатных платформ

Чалбаш О. Х.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. Эффективность стационарных установок на 40-45% ниже, чем у солнечных батарей, размещенных на 2-х координатных подвижных платформах и снабженных системами ориентации, в том числе с функцией оптимизации. Существуют и другие факторы, влияющие на эффективность солнечных

установок. В частности, фактор затенения поверхностей одних панелей другими, при рядном размещении на площадке множества солнечных модулей. Влияние данного фактора негативно отражается на эффективности фотоэлектрических установок. Опыт проектирования фотоэлектрических установок показывает, что ни стационарные станции, ни двухкоординатные установки не избавляют в полной мере от потерь энергии вследствие образования теней на поверхности панелей. Единственным способом «смягчения» негативного влияния данного фактора является дистанционирование платформ при их рядном размещении. Расстояния между осями платформ в зависимости от широты, достигают 2.5 – 4 габаритных размеров панелей, а коэффициент плотности размещения (отношение площади панелей к площади участка) не превышает 0.2. Цель работы – разработка кинематических схем и систем управления для трех координатных платформ, позволяющих избегать или существенно уменьшить образования теней при размещении платформенных модулей на ограниченных площадках. Основные результаты работы - разработка численного метода решения оптимизационной задачи управления движением комплекса платформ и рациональной кинематической схемы для трех координатных платформ. Данная проблема обретает особую актуальность для солнечных фотоэлектрических установок, размещенных и на космических станциях. В условиях космоса возникают огромные температурные перепады между затененными и свободными от теней участками панелей. Температурные напряжения, как следствие, приводят к разрушению панелей и необходимости проведения дорогостоящего ремонта. Трехкоординатное отслеживание может уменьшить площадь поверхности солнечных панелей примерно в 3 раза по сравнению с используемыми в настоящее время решениями и увеличить плотность размещения модулей от 0,2 до 0,6.
Ключевые слова: следящие системы солнечных установок, система управления позиционированием солнечных батарей, методы оптимизации, кинематические схемы платформ.

1. Введение

Солнечные фотоэлектрические панели способны вырабатывать максимально возможную (номинальную) энергию лишь при нормальном угле падения солнечных лучей на плоскость панели [1,2].

Существуют эмпирические зависимости, отображающие эффект снижения мощности генерации модулей PV, а, следовательно, и уменьшение количества произведенной электрической энергии при отклонении их поверхность от нормали (Snell's law). С незначительной погрешностью можно считать, что указанная зависимость подчиняется косинусоидальному закону в диапазоне от 0 до 90 град. (см. таблицу 1).

Для нормальной ориентации плоскости к произвольному вектору необходимо и достаточно придать плоскости любые две степени свободы вращения из трех возможных.

На этом принципе основаны кинематика и системы управления всех существующих двух координатных платформ – следящих систем.

Для нормальной ориентации плоскости к произвольному вектору необходимо и достаточно придать плоскости любые две степени свободы вращения из трех возможных.

На этом принципе основаны кинематика и системы управления всех существующих двух координатных платформ – следящих систем[3].

Таблица 1

Потери от угла отклонения

Угол падения лучей света (град.)	Потери в %	
	Эмпирич. (%)	Косинус. (1-cosγ)100%
1	*2*	*3*
9	1,2	1,23
18	4,9	4,89
40	19,0	23,39
45	29,0	29,29
90	100	100

Изучение снижения эффективности генерации PV установок вследствие затенения поверхности панелей представляется достаточно сложной как в физическом аспекте, так и в математическом (с точки зрения оптимальной ориентации) [4]. В физическом аспекте, суть проблемы состоит в установлении функциональной связи между площадью затененной поверхности и возможным объемом не произведенной электрической энергии из-за частичного взаимного затенения активных поверхностей единичных модулей. Имеется достаточно большое количество экспертных оценок по этому поводу [5-9]. Наиболее полным исследованием в данной области представляется работа Г. Раушенбаха [4].

Интересные результаты также опубликованы в работе [8].

Отметим, что при размещении комплекса панелей на двух координатных платформах в принципе невозможно избежать образования теней на их поверхностях. Исходя из данного замечания, представляется интересным рассмотреть вопрос применения платформ с управления по трем координатам [5]. Однако, переход к рассмотрению трех координатных систем пространственной ориентации сопровождается появлением новых теоретических и практических проблем, связанных с переходом на более сложные в управлении объекты. Одной их главных проблем является разработка математических методов и алгоритмов для оптимального позиционирования панелей (в частности, для управления третьей координатой).

Сложность и актуальность данной задачи подтверждается и интересом к ней таких организаций как НАСА (задача НАСА), условия которого были опубликованы на сайте «*http://topcoder.com/*» в январе 2013 года [10]. Эта задача представляет известный интерес в математическом аспекте.

Суть задачи – дать решение для управления позиционированием панелей (американского модуля *Международной космической станции* - *МКС*) таким образом, чтобы генерировать максимальное количество энергии в каждый дискретный интервал времени. Требовалось учитывать фактор возникновение теней и их влияние на энергетическую эффективность и данное условие переводило данную задачу в ранг неординарных задач.

Анализ этой задачи показал, что она близка к классу так называемых *NP* - задач, по крайней мере, в контексте комбинаторной оптимизации [11]. Можно было предположить возможность поиска теоретического решения, исследуя закономерности возникновения теней (проекций одних панелей на другие, расположенные по ходу луча) при различных углах ориентации панелей. Но задача усложняется явлением возникновения гомогенных групп проекций теней на активных поверхностях модулей, т.е. дублирующихся наложений проекций затенений и вытекающей отсюда необходимости вычленения дублирующих областей.

Целью данной работы является разработка численного метода решения оптимизационной задачи управления движением комплекса платформ и рациональной кинематической схемы для трех координатных платформ с получением максимально возможного количества электрической энергии от PV установок.

2. Концепция решения задачи

Единственной реальной возможностью решения такой задачи представлялся поиск и использование эвристических методов и алгоритмов на основе применения численных методов. Для иллюстрации эффективности разработанного подхода решения задачи оптимизации генерации электрической энергии по критерию максимального ее производства на первом этапе рассмотрена задача НАСА [10]. Рассмотрена схема подвижных платформ (2-х координатная схема) используемая на МКС. Параметрический анализ работы этой установки показал, что управление позиционирования PV модулей по 2-х координатной схеме не позволяет исключать полностью явление затенения активных генерирующих поверхностей панелей. Можно лишь обеспечить наилучший компромисс между показателем потенциальных „потерь” энергии от затенения и от отклонения углов ориентации панелей от нормали. Результаты использования предложенных алгоритмов оптимизации ориентирования PV модулей с использованием известных схем подвижных платформ (2-х координатная схема) кинематических и их модификации приведены на рис.3.

Отметим такой немаловажный аспект, как вопрос повышения эффективности генерации установок возобновляемой энергии, которые подключены к электроэнергетическим системам. В концептуальном плане задача повышения эффективности генерации таких систем не отличается от “космической задачи” использования таких установок, поскольку и в случае наземной установки существуют ограничения по площади их монтажа. Электрические станции на основе PV модулей требуют отчуждения значительных участков земли на эти цели, в том числе и пахотных земель. Уменьшение отчуждаемых земель для производства этим

способом электрической энергии является не только технико - экономической задачей, но имеет и социальные аспекты. В этом контексте, повышение эффективности генерации наземных установок солнечной энергетики представляется очень актуальной и экономически важной задачей.

Поэтому, для оптимального управления позиционированием PV модулей наземных солнечных электростанций весьма перспективным представляется вариант управления по трем координатам. При этом исходим из гипотезы, что такой подход решения задачи для наземных трех координатных систем ориентации, способен принципиально решать проблему исключения теней на поверхности панелей, а, следовательно, и увеличить производство электрической энергии с единицы занимаемой площади установки PV модулей.

Обоснованность такой постановки задачи для повышения генерации электрической энергии имеет и экспериментальное подтверждение эффективности данного подхода [12].

3. Эффективность трех координатной системы управления

Для случая наземных фотоэлектрических станций на базе подвижных платформ, результаты оказались весьма обнадеживающими, как с точки зрения управления, так и в экономическом аспекте. Для сопоставительного анализа системы управления на основе оптимизирующих алгоритмов, а также для оценки сложности отладки систем управления платформ с трех координатной кинематической схемой могут быть использованы данные полученные на лабораторной экспериментальной установки при трех координатном управлении [12].

В таблице 2 приведены некоторые сравнительные параметры электрических солнечных электростанций станций, использующие принцип двух и трех координатных систем управления. В качестве примера для сравнительного анализа использована действующая станция на базе двух координатных платформ немецкой компании *DEGERenergie GmbH & Co. KG* [13].

На рис. 1 и 2 показаны планы размещения двух и трех координатных платформ, соответственно, на нормативных и критических дистанциях.

В таблице 2 приведены сравнительные показатели, соответствующие размещению обоих типов платформ на участке площадью 660 кв.м.

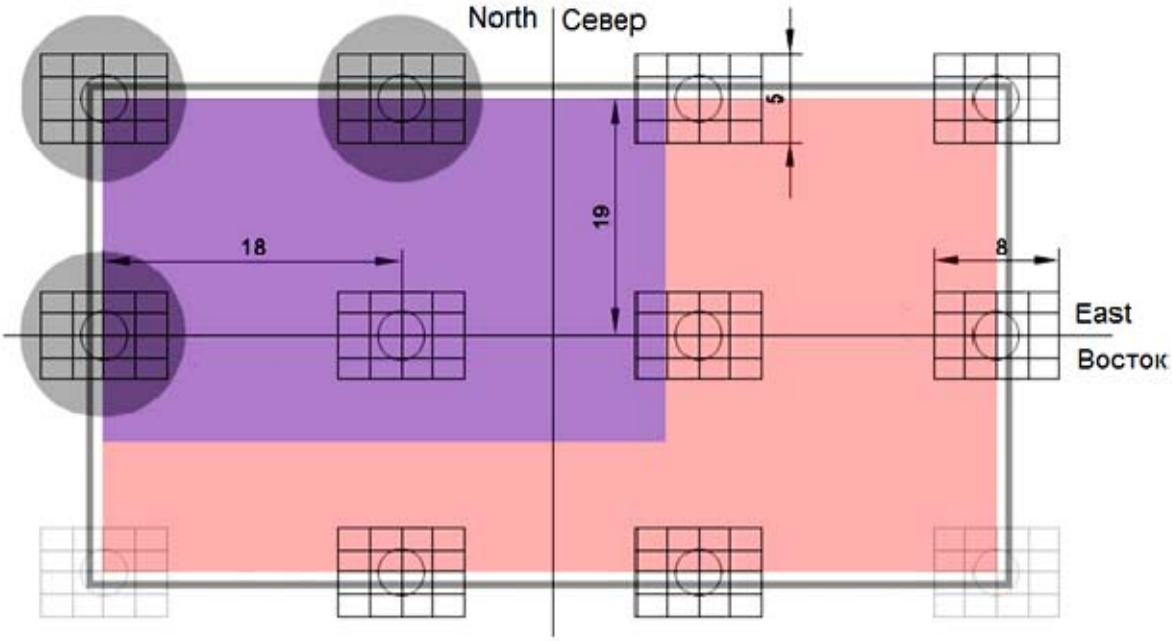


Рис. 1. План размещения 2-х координатных платформ на стандартных дистанциях. S=2052 кв.м (54x38), коэффициент компактности размещения – 0,195.

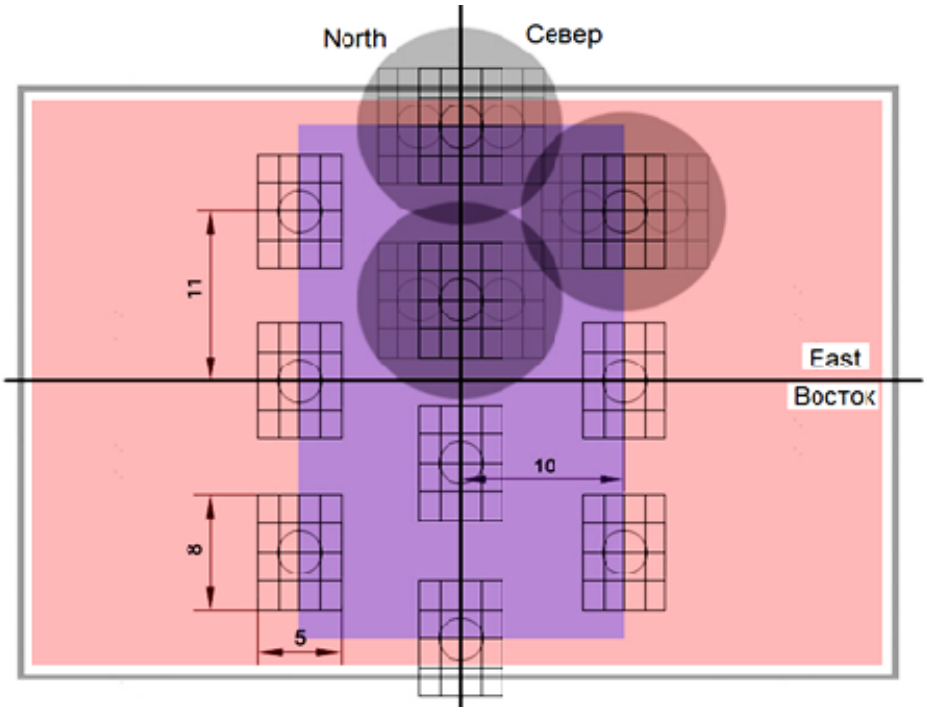


Рис. 2. План размещения 3-х координатных платформ на критических дистанциях. S=660 кв.м (33x20), коэффициент компактности размещения – 0,606.

Таблица 2

Сравнительные параметры станций на базе 2-х и 3-х координатных систем.

№	Название параметра	Значение параметра	
		2-х кординат. модели 5000NT	3-х координат. модифицир.
1	*2*	*3*	*4*
1	Площадь панелей одной платформы (кв.м)	40	40
2	Габаритные размеры панели на платформе (м)	5.3 x 8.3	5.3 x 8.3
3	Число платформ (ед.)	10	10
3	Габаритные размеры не нормативного участка (мхм)	33 x 20	33 x 20
4	Площадь участка (кв.м)	660	660
5	Номинальная мощность станции (кВт)	70	70
6	Относительное значение площади свободной от тени, среднегодовое значение (%)	85.35	95.69
7	Объем вырабатываемой энергии за период эксплуатации – 30 лет (кВт.)	2375721.6	3070368
8	Затраты без учета стоимости участка ($)	104000	116800
9	Валовой доход при цене 0.2$/кВт-час ($)	371144.32	497273.6
10	Рентабельность (%)	456.87	525.75
11	Срок окупаемости (лет)	7	6

Если станцию на базе двух координатных платформ размещать на стандартных (нормативных) дистанциях (рис. 1 и 2), то она заняла бы участок площадью 2052 м^2 (54 м x 38 м). И в этом случае на реальном участке площадью 660 м^2 можно было бы разместить только четыре платформы из десяти, не обеспечив 60% от заявленной номинальной мощности.

В то же время, размещение 2-х координатных платформ на критических дистанциях приводит к значительной потере мощности станции вследствие интенсивного образования теней.

Таким образом, одно из основных преимуществ 3-х координатных платформ - компактность размещения, благодаря возможности сокращать дистанции между

платформами вплоть до критических размеров (ближе которых они будут задевать друг друга при вращении) без существенных потерь мощности вследствие затенения.

На сайте «http://bluebox-labs.com/» [12] также приведены некоторые материалы раскрывающие существо данного проекта.

4. Оптимизации позиционирования солнечных панелей на МКС

После создания экспериментальной установки и разработки программных приложений (для проектирования и собственно оптимального управления), мы рассмотрели „космическую проблематику”- о возможности использования трех координатных систем на *МКС*. Эти исследования носят теоретический характер, но существует надежда, что в них может быть “рациональное зерно”.

Последующее изложение разделим на две части. В первой части приведем результаты решения оптимизационной задачи (для американского модуля *МКС* в модифицированной версии) для двух координатных платформ, а во второй части рассмотрим некоторые вопросы, связанные с замещением двух координатных платформ на трех координатные.

4.1. Оптимизации позиционирования солнечных панелей при использовании двух координатной системы

Мы изменили кинематическую схему (изменения показаны на рис. 3а и 3б), придав каждой паре панелей (*Array Wings*) возможность иметь по две независимых степени свободы. Наверняка, конструкторы *НАСА* имели основания применить такую кинематическую схему, но с теоретической точки зрения она является частным случаем, при котором каждый тандем из двух пар имеет нулевые дистанции между точками крепления к мачте. К тому же, поскольку две пары в тандеме сблокированы (по углу φ), можно считать, что каждая из двух пар панелей объединенного блока фактически не имеет двух независимых степеней свободы для вращения.

При необходимости разрешив общую задачу, всегда можно получить и частное решение. Возможно, существуют предпосылки, обусловившую такую кинематическую схему (рис. 3а), но с теоретической точки зрения блокировка двух пар панелей на одном приводе лишает смысла наличие независимого вращения для каждой пары. Такой вывод сделан на том основании, что для каждой пары углов $\{\alpha_{sun}; \beta_{sun}\}$, определяющих положение вектора излучения, существует только одна единственная пара углов $\{\varphi_k; \theta_k\}$, обеспечивающих нормальную ориентацию панелей*).

Любое отклонение сблокированной группы (от оптимальной позиции) вокруг мачты на угол $\Delta\varphi$ или отклонение любой пары группы вокруг продольной оси на угол $\Delta\theta$ приведет к снижению выработки энергии. Иначе, плоскости панелей в оптимальном (по углу) режиме должны иметь коллинеарные нормальные вектора. Можно допустить, что это продиктовано проблемами обеспечения температурного режима, условиями работы аккумуляторных батарей или иными, неизвестными нам причинами. В результате такой модификации возросла вариабельность системы, и как следствие, расширилась область допустимых решений оптимизационной задачи.

Рассмотрим существо поставленной задачи. На определенных углах солнечной эклиптики панели могут отбрасывать тень друг на друга. Для любой пары углов $\{\alpha_{sun}; \beta_{sun}\}$ необходимо найти такое позиционирование (т.е. пары углов $\{\varphi_k; \theta_k\}$) для всех панелей системы – $k = 1, 2, \ldots N$ (N – общее число панелей системы), при котором бы обеспечивалась максимальная выработка энергии. Укажем, что попытка «развести» панели так, чтобы минимизировать суммарную площадь возникающих теней, в общем случае будет приводить к отклонению от оптимальных углов (отклонению от нормали), а оптимальное по углу позиционирование панелей может приводить в общем случае к отклонению от минимально достижимого значения суммарной площади теней (оптимальной позиции «по тени»).

**Углы $\{\varphi k; \theta k\}$ в данной части статьи имеют иную смысловую интерпретацию. Их аналогами во второй части статьи являются углы $\{\beta k; \alpha k\}$*

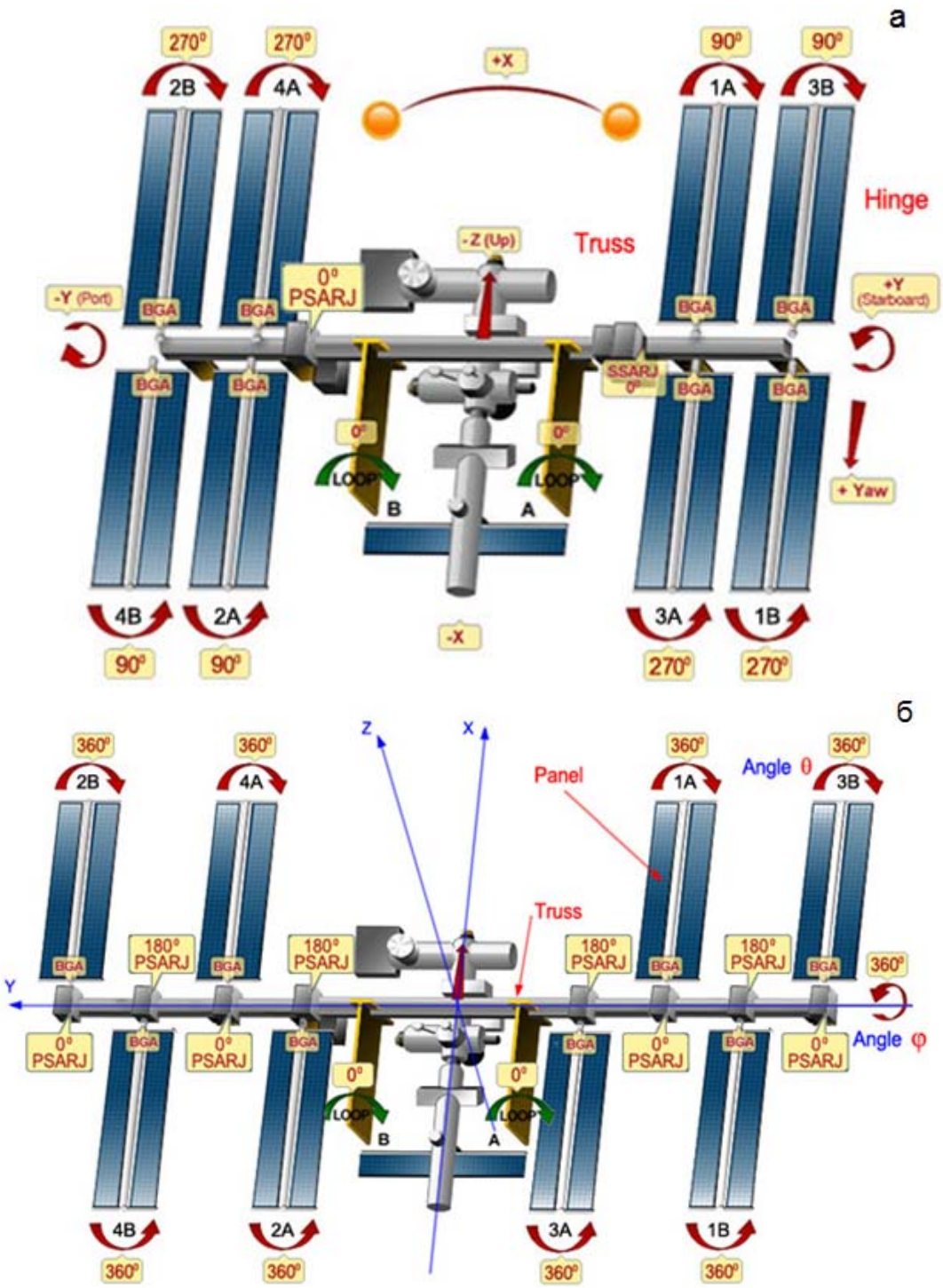


Рис. 3. Схема размещения солнечных панелей на МКС.
Слева а) – парносблокированная (реальная); справа б) – независимая модифицированная.

Формально использование критериев оптимизации вида- минимизация отклонения угла от нормали и минимизация площади тени, позволяет отнести ее к классу задач многокритериальной оптимизации.

Но проблему многокритериальности представляется возможным снять, ввиду сводимости указанных критериев к коэффициенту относительной выработки энергии (*E%)*.

Таким образом, в рамках такой концепции, систему панелей на *МКС* можно представить как прямоугольные «лепестки», консольно размещенные на мачте (рис. 4).

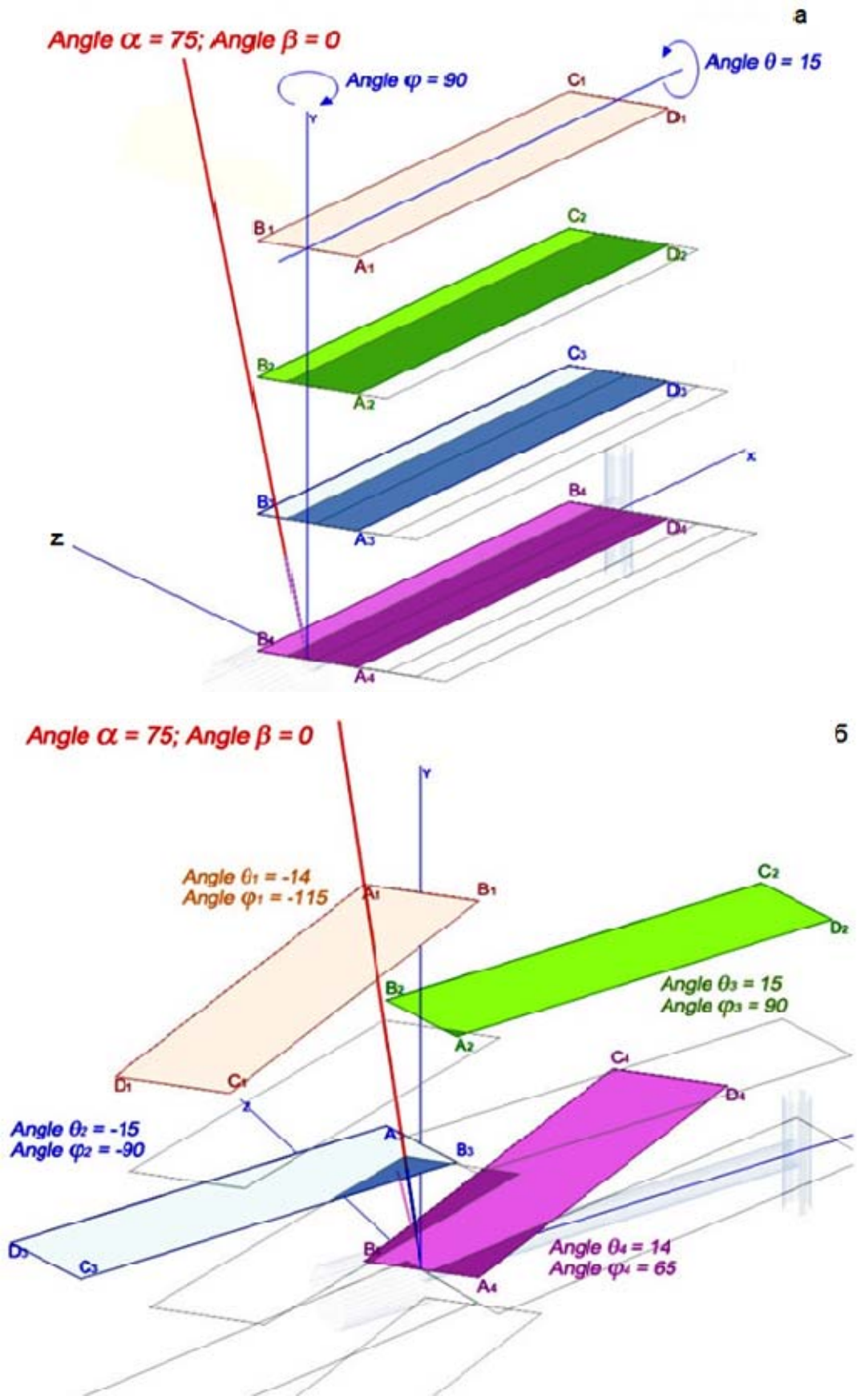


Рис. 4. Схематическое изображение 2-х координатной многоуровневой системы панелей.

Из рис. 4а видно, что при данных углах вектора излучения имеет место значительная затененность панелей, хотя они размещены оптимально по углу. Единственный способ сокращения площади затенения (при данной кинематической схеме) состоит в разведении панелей вокруг оси OY (изменять углы φ_k).

На рис.4б показан один из вариантов оптимального позиционирования панелей, предельно сокращающий площадь затенения. Как видно из рис. 4б, условие оптимальности по углу сохраняется не для всех панелей. Панели 1 и 4 имеют углы θ_k, меньшие, чем оптимальный, равный в данном положении 15-ти градусам.

Следует отметить, что при каждом отклонении от оптимального положения по углу, происходящем при повороте панелей на угол $\Delta\varphi$ осуществляется коррекция угла θ таким образом, чтобы обеспечивалась максимально возможная выработка энергии (см. закон косинуса) для данного угла $\varphi' = \varphi + \Delta\varphi$.

Существенной особенностью такой кинематической схемы для определенного диапазона углов склонения является следующее принципиальное положение – оптимальное решение всегда характеризуется компромиссом между недовыработкой энергии от затенения и от отклонения от нормали.

Термин «определенный диапазон углов» здесь также имеет конкретное значение и зависит от ширины панелей и дистанций между точками их крепления на мачте. Для установления значения диапазона необходимо ввести понятие критического угла для данной конкретной системы. На рисунке 5 показана схема определения данного угла

.

Рис. 5. Схема для определения критического угла склонения.

В диапазоне углов склонения менее критического всегда возможно позиционировать панели таким образом, чтобы оптимизировать их положение по углу, избегая возникновения теней.

Соответственно, в диапазоне углов превышающих критический угол, тени будут неизбежно возникать, и необходима «компромиссная оптимизация».

Определенный интерес представляет 3-х мерная визуализация «топологии» области допустимых решений (правда это возможно не более чем для 2-х панелей).

Для системы, состоящей из двух панелей (тривиальный случай) построена 3-х мерная компьютерная модель зависимости относительной эффективности выработки энергии от значения углов ориентации $E = E(\varphi;\theta)$, как для зависимости эффективности «по углу», так и для зависимости ее от площади тени. На рис. 6 представлена графическая интерпретация этих

зависимостей (3-х мерные «топологии» решений). Отобразить данную зависимость в 4-х и более мерных пространствах (т.е. для системы, включающей три, и более панелей) не представляется возможным.

Указанные 3-х мерные интерпретации, в частности, были выполнены для анализа закономерностей поведения системы и использованы впоследствии для разработки эвристического метода оптимизации позиционирования панелей.

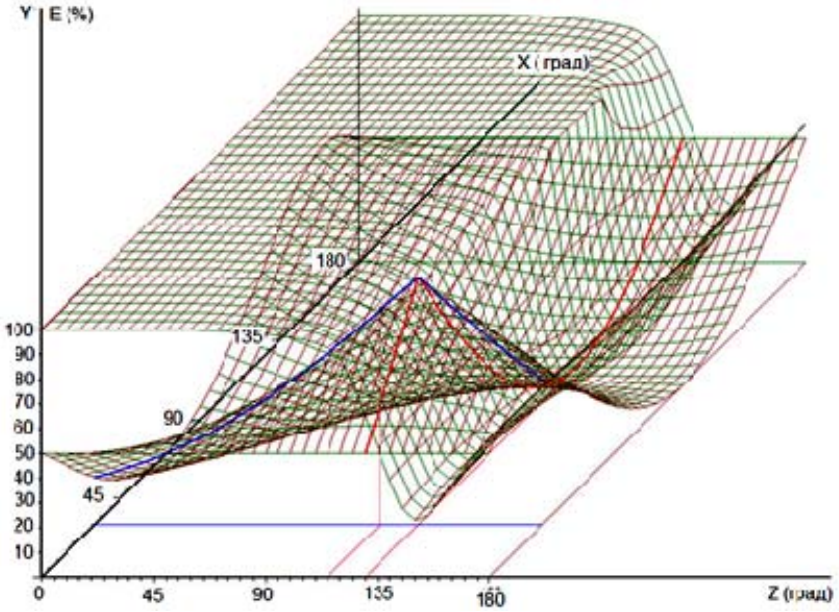


Рис. 6 Графическая интерпретация эмпирических зависимостей $E_{angl} = E(\varphi; \theta)$ и $E_{shad} = E(\varphi; \theta)$ для двух панелей (уровень дискретности – *5* град.).

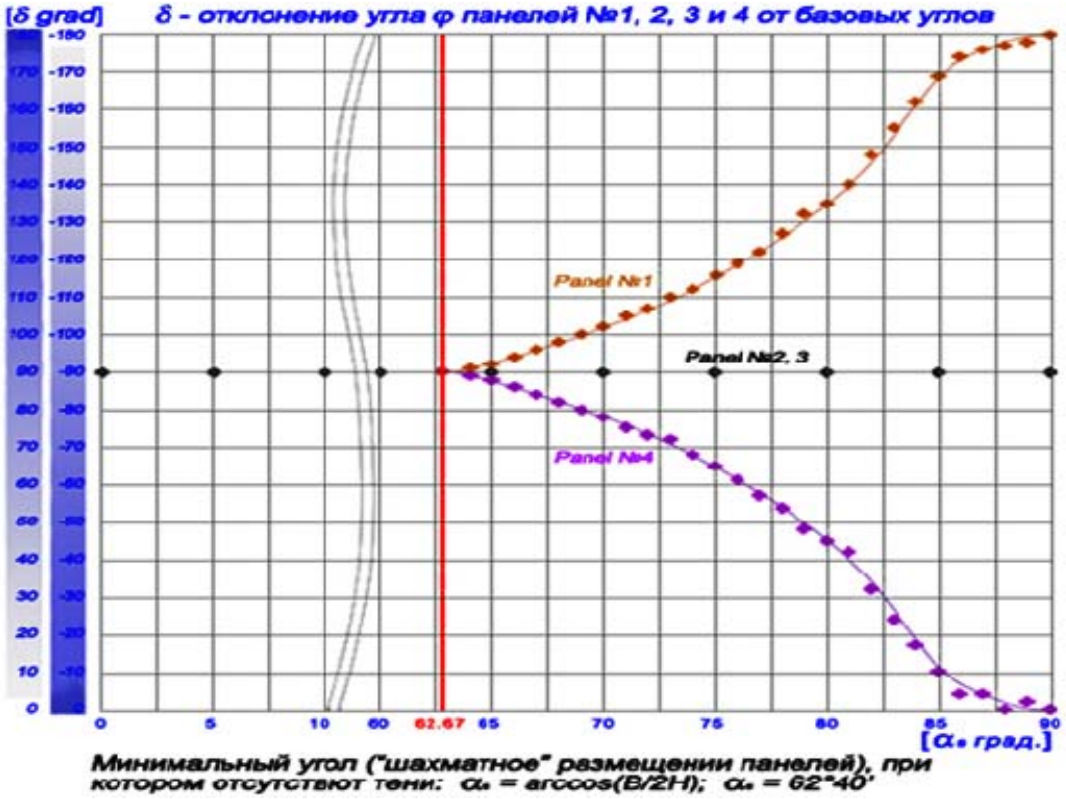


Рис. 7. Эмпирические кривые, отражающие «оптимальные» зависимости углов φ_k ориентации панелей от угла склонения α_s (*N*= *4*) для 2-х координатных установок.

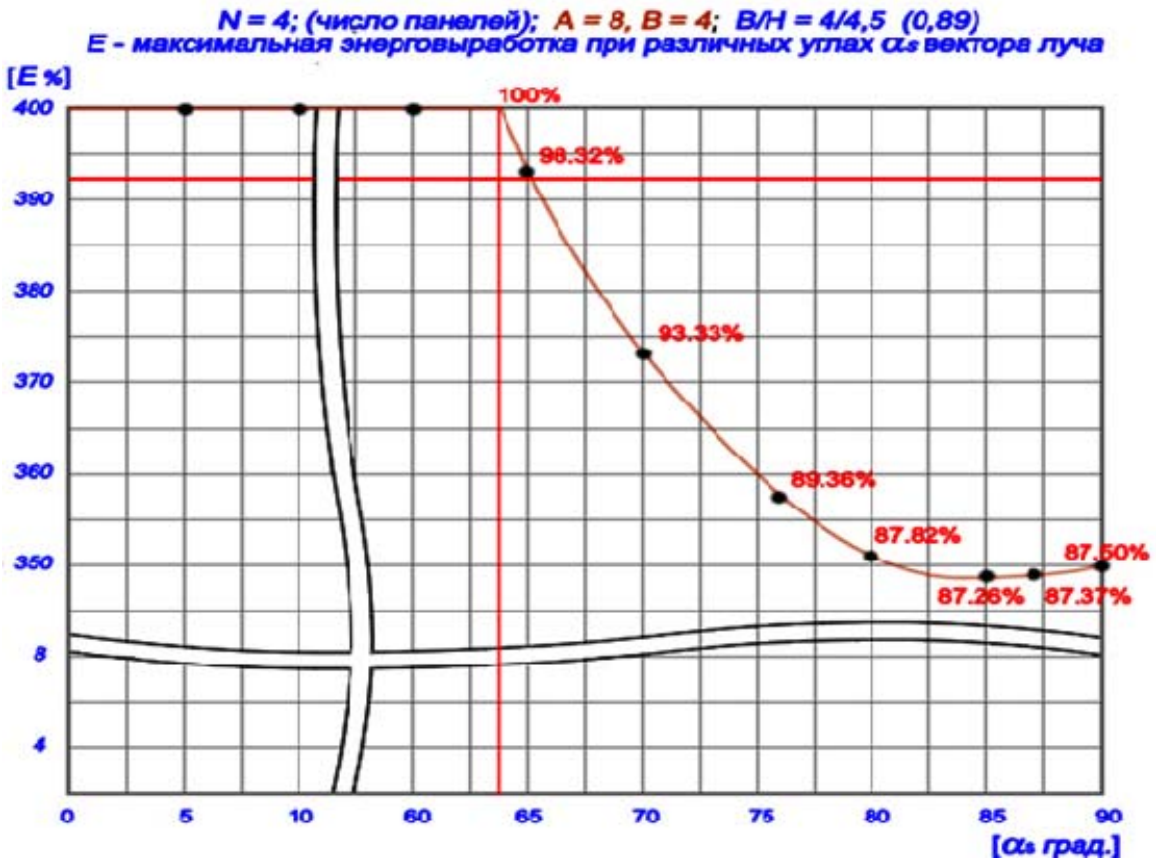


Рис.8. Динамика изменения эффективности выработки энергии в зоне «пост критических» углов склонения в оптимальном режиме для 4-х панелей.

На рис. 7 показаны для иллюстрации зависимости углов ориентации панелей φ от угла склонения α_S. Для удобства в качестве азимутальных углов φ_k представлены их отклонения δ_k от некоторых заданных начальных значений. При этом, зенитные углы θ_k соответствуют оптимальному значению, для данного угла отклонения φ_k.

На рис.8 показаны изменения выработки энергии в зоне «пост критических» углов склонения в оптимальном режиме.

В дальнейшем, мы не стали усовершенствовать методы оптимизации, разработанные для 2-х координатных систем. Причина - в очевидной бесперспективности такой кинематической схемы для полного исключения теней на поверхности панелей.

Тем не менее, некоторые методические положения и промежуточные результаты были использованы в дальнейшем, при разработке оптимизирующих алгоритмов для трех координатных систем.

Во второй части данной статьи представлены некоторые положения и результаты такого исследования.

4.2. Оптимизация позиционирования солнечных панелей для трех координатных систем.

Рассматривая проблемы применения трех координатных систем для энергетических установок космических станций (КС), мы пришли к следующему заключению. Несмотря на принципиальное сходство условий, необходимо учитывать ряд обстоятельств (по крайней мере, очевидных для нас), продиктованных «космической» спецификой. Рассмотрим их.

Для проведения сравнительного анализа эффективности 2-х и 3-х координатных систем необходимо интегрировать статистику – результаты решения оптимизационной задачи для годового цикла. Но, для этого необходимо, в качестве исходных данных, иметь параметры «космической» эклиптики для годового цикла, причем для конкретных параметров орбиты станции. Насколько нам известно, такие математические модели существуют (т. н. «уравнения времени»), но мы ими не располагаем.

Заметим лишь, что для проведения аналогичных расчетов для наземных установок использовались либо диаграммы Купера [1], либо более точные «уравнения времени», учитывающие сидерические сутки [14].

На основе разработанной программы оптимизации можно получить сравнительные данные лишь для любой произвольной пары углов $\{\alpha_{sun}; \beta_{sun}\}$, однозначно определяющих ориентацию вектора солнечного излучения относительно системы координат привязанной к станции. Кроме того, в «наземной» программе ограничены углы отклонения по третьей координате.

В реальных условиях для управления движением платформ по трем координатам априорное знание параметров эклиптики может не понадобиться. Для этого достаточно применение в системе управления датчиков *MDL*. Другое принципиальное обстоятельство касается собственно кинематической схемы подвижной платформы и ее конструктивной реализации.

Если сравнить кинематические схемы подвижных платформ, приведенные на рис.9 (пиктограммы в верхней части рисунка), то можно видеть, что «космическая» платформа не отвечает, так называемому, принципу «не коммутативности» перемещений.

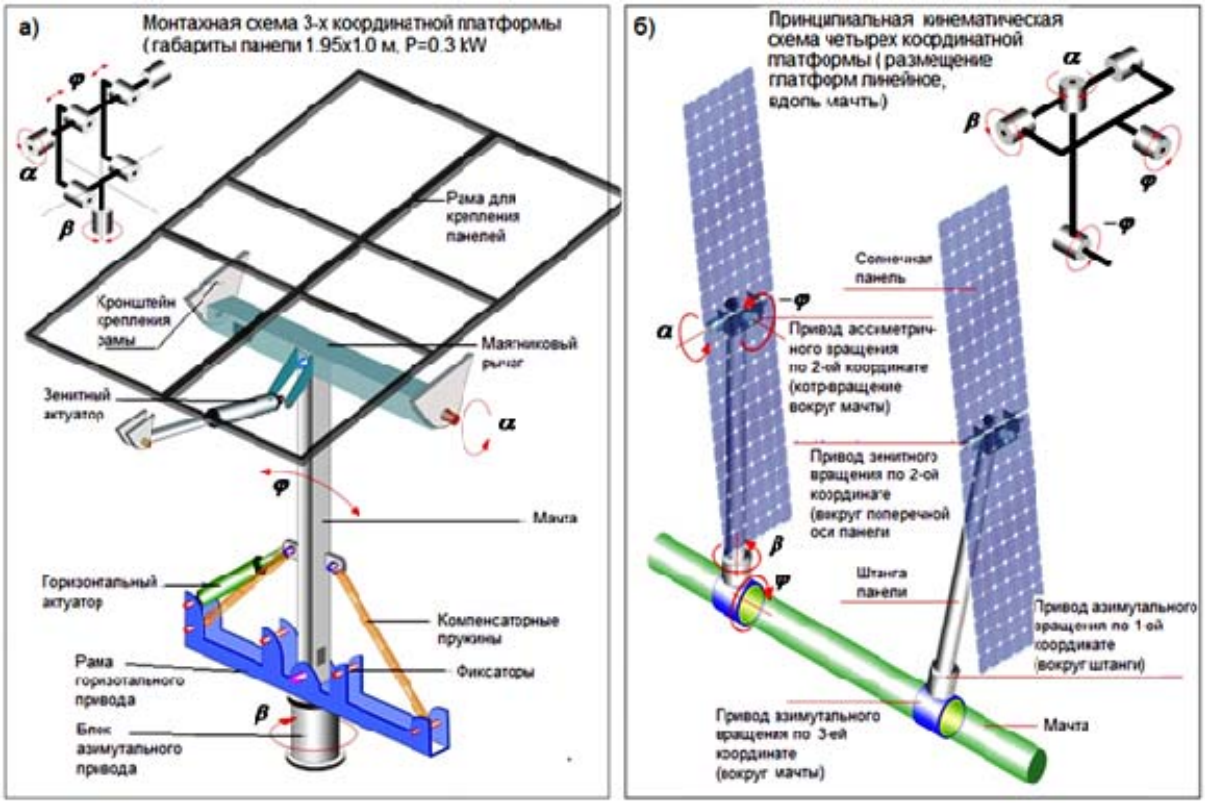


Рис. 9. Трех координатная кинематическая схема платформ:
а) для наземных установок, б) для космической станции

Иначе, для того, чтобы обеспечить плоскопараллельное перемещение панелей, вращение по третьей координате должно происходить в плоскости перпендикулярной продольной плоскости панели (вертикальной плоскости, проходящей через продольную ось панели, занявшей оптимальное положение по углу). А показанная кинематическая схема обеспечивает вращение только в плоскости перпендикулярной оси мачты. Такие перемещения позволяют нормализовать плоскость панели к вектору излучения, но при этом контуры плоскостей панелей не будут параллельны друг другу. А это в свою очередь приведет к усложнению процедур вычисления проекций (для определения площадей теней), и как следствие, возрастанию времени получения решения. Более того, нельзя однозначно утверждать, что возможно полное исключение теней при не плоскопараллельных перемещениях панелей.

Условиям нормализации по углу и, одновременно, параллельности контуров плоскостей панелей при перемещениях по третьей координате отвечает только кинематическая схема на рис.9а. Отметим, что отклонение штанги на угол φ при ориентации плоскости панели возникает под воздействии силы гравитации и для реализации процесса управления достаточно опустить центр тяжести верхней части платформы ниже метацентра и сбалансировать ее. Поскольку, в условиях космоса гравитация практически отсутствует, то возникает необходимость соответствующей конструктивной модификации поворотных механизмов. Эти особенности приводят к следующим важным следствиям:

Следствие 1. Необходимо проводить оценку затрат на реализацию тех или иных конструктивных решений поворотных приводов и исполнительных механизмов и сопоставлять эти затраты с достигаемыми преимуществами**.**

Следствие 2. Управление по третьей координате возможно лишь в режиме реального времени для каждой пары углов вектора солнечного излучения. Поэтому, на время решения оптимизирующей задачи (определение углов φ_k и их знаков) накладываются жесткие ограничения. Для наземных установок, включающих от 7-ми до 13-ти платформ, в которых корректирующие управления выполняются, например, через 2 градуса (или 480 секунд) по азимутальному углу, это время не превышает 10-20 секунд.

Нужно отметить, что однорядную схему размещения платформ (рис.10) на мачте космической станции, можно рассматривать как частный случай многорядной схемы расположения панелей наземной солнечной электростанции (рис.11). Поэтому, разработанный метод оптимизации «по тени» для наземных станций может быть использован без каких бы то принципиальных изменений с учетом требований вытекающих из следствий 1 и 2.

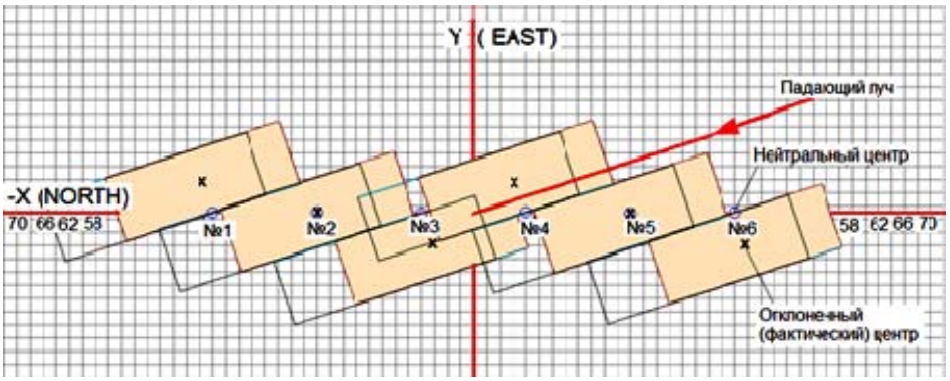


Рис. 10. Оптимальная ориентация «по углу» и «по тени» для заданного вектора солнечного излучения для установки на космической станции при 3-х координатной системе управления

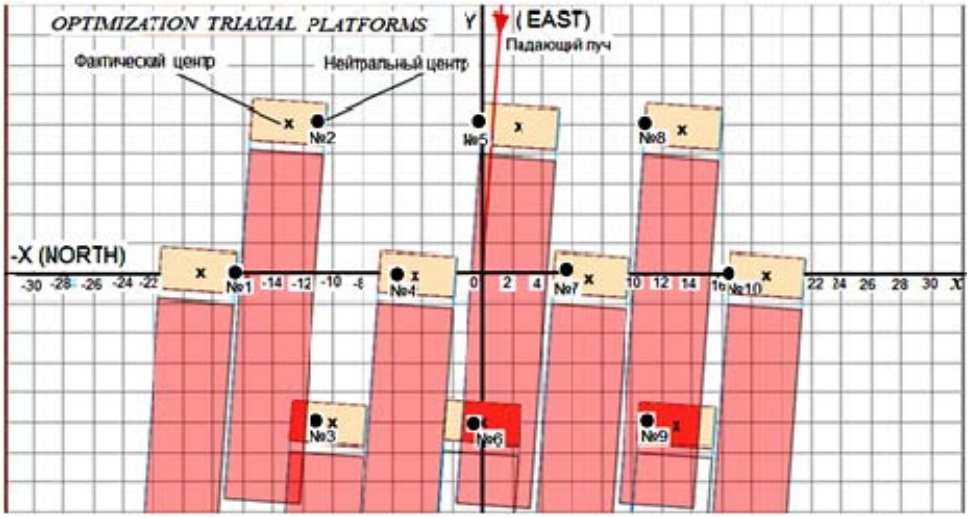


Рис.11. Оптимальная ориентация «по углу» и «по тени» для заданного вектора солнечного излучения для наземной установки при 3-х координатной системе управления

Необходимость управлений по третьей координате возникает лишь в определенном диапазоне азимутальных и зенитных углов $\{\alpha_{sun};\ \beta_{sun}\}$. Диапазоны изменения этих углов (критических углов) в полной мере зависят от геометрических параметров установки (дистанций между штангами платформ, габаритными размерами панелей и др.), а также от параметров орбитальной эклиптики.

Поскольку, как указывалось выше, выполнить полный цикл расчетов без знания параметров орбитальной эклиптики нельзя, мы приводим здесь лишь сравнительные результаты расчетов для одного из критических углов $\{\alpha_{kr} = 68;\ \beta_{kr} = 72\}$.

На рис. 10 приведен «скриншоте» с программных приложений, на котором показаны 6 панелей размером *10x30* м, размещенных на мачте с дистанцией 16 метров (однорядная система платформ). Установлено, что эффективность при данном критическом угле вектора излучения составляет соответственно *55.126%* для 2-х координатной системы и *94.541%* для 3-х координатной системы управления. Поскольку в обоих случаях имеет место оптимизация по углу (плоскости панелей нормальны к вектору излучения), то такая разница полностью обусловлена не оптимальностью «по тени».

Отметим, что программное приложение для расчета эффективности производства энергии было разработано для случая исследования наземных солнечных установок, для которых предельный угол горизонтального отклонения $\varphi_{пр}$ ограничен. Это обусловлено тем обстоятельством, что в условиях гравитации значительные отклонения данного угла будут приводить к росту затрат энергии на управления. В условиях космоса, данный угол может быть увеличен и, таким образом, представляется возможным полное исключение теней в критических зонах.

Поскольку нам неизвестны параметры орбитальной эклиптики, то выполнить сравнительные расчеты эффективности по «тени» не представляется возможным, даже принимая некоторые условные исходные данные. Тем не менее, можно выдвинуть вполне реальную гипотезу, что энергетическая эффективность установки возрастет при использовании 3-х координатных систем управления.

Следует учитывать и практическую значимость проблемы исключения теней на элементах генерирующих систем в условиях космоса. Образование теней приводит к возникновению значительных температурных градиентов между освещенными и затененными участками панелей. Возникающие, при этом термические деформации будут приводить к более интенсивному старению активных и конструктивных элементов энергетической установки, вплоть до отказов, связанных с их механическим разрушением. Это приводит к ухудшению параметров надежности и долговечности системы энергоснабжения и необходимости проведения дорогостоящего ремонта.

Выводы

1. Оптимизация ориентирования солнечных панелей в направлении солнца позволяет увеличить объем производимой электрической энергии, как наземными установками, так и установками, работающими в космосе.
2. Разработаны математические модели для получения параметров «наземной» эклиптики для любого заданного момента времени, а также разработана относительно точная математическая модель, учитывающая сидерические сутки (так называемое «уравнение времени»). Установлено, что в практических вычислениях, без существенных погрешностей, можно применять диаграммы Купера.
3. Разработаны математические модели, алгоритмы и численные методы решения оптимизационной задачи управления ориентацией подвижных платформ с PV модулями по третьей координате, причем, в жестко регламентированном режиме реального времени.
4. Разработаны *специальные программные приложения* для параметрического анализа эффективности работы генерирующих установок как наземного, что имеет значение для большой энергетики, так и космического базирования. Использование данного подхода позволяет уменьшить площадь участка монтажа наземной солнечной электростанции той же мощности почти в три раза [13], например, с 2052 м^2 до 660 м^2. Коэффициент

компактности размещения PV модулей увеличивается в данном случае с 0,195 до 0.606.

5. Предложены конструктивные изменения кинематической схемы стандартных двух координатных платформ, что позволило реализовать способ трех координатного управления подвижных платформ как наземного, так и космического базирования, что и определяет новизну полученных результатов.
6. При наличии математической модели «космической» эклиптики, можно адаптировать разработанные программные приложения для использования в качестве одного из инструментов проектирования солнечных энергетических установок космических станций.

Литература (References)

[1] Cooper P.I. The absorption of radiation in solar stills. Solar Energy, 1969, Vol. 12, pp. 333-346.

[2] Obozov A.D. Botpaev R.M. *Vozobnovliaemye istochniki energii* [Renewable energy sources]. Bishkek, 2010.

[3] Pierluigi Guerriero, Fabio Di Napoli, Vincenzo d'Alessandro, Santolo Daliento. [Accurate Maximum Power Tracking in Photovoltaic Systems Affected by Partial Shading]. International Journal of Photoenergy. Volume 2015 (2015), Article ID 824832, 10 pages. (In English). Available at: «https://www.hindawi.com/journals/ijp/2015/824832/abs/»

[4] Raushenbax G. *Spravochnik po proektirovaniu solnechnix batarei* [Guide to the design of solar panels]. Moskva, Energoatomizdat, 1983.

[5] Falbel, G.; Puig-Suari, J.; Peczalski, A. [Sun oriented and powered, 3 axis and spin stabilized cubesats]. Proceedings of IEEE Aerospace Conference, Big Sky, MT, USA, Mar. 9-16, 2002. (In English).

[6] Kim, T.Y.; Ahn, H.G.; Park, S.K.; Lee, Y.K. A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation. Proceedings of ISIE, Pusan, Korea, Jun. 12-16, 2001.

[7] Abdallah, S.; Nijmeh, S. Two axes sun tracking system with PLC control. *Energ. Convers. Manage.* 2004, *45*, 1931–1939.

[8] Jhee Fhong Lee, Nasrudin Abd. Rahim, Yusuf A. Al-Turki. [Performance of Dual-Axis Solar Tracker versus Static Solar]. International Journal of Photoenergy Volume 2013 (2013), Article ID 820714, 13 pages. (In English). Available at: «https://www.hindawi.com/journals/ijp/2013/820714/abs/»

[9] Chia-Yen Lee, Po-Cheng Chou, Che-Ming Chiang, Chiu-Feng Lin. [Sun Tracking Systems: A Review]. Received: 14 April 2009; in revised form: 6 May 2009 / Accepted: 15 May 2009 / Published: 20 May 2009. (In English). Available at: «http://www.mdpi.com/1424-8220/9/5/3875/htm»

[10] *Konkurs NASA* [Contest NASA]. 2013. https://habrahabr.ru/post/166861/

[11] Moiseev N.N. *Matematicheskie zadachi sistemnogo analiza* [Mathematical problems of system analysis]. Moskva, Izd. «Nauka», 1981. in Russian.

[12] *Proekt 3-koordinatnoy ekhsperimental'noy ustanovki* [Three-dimensional experimental setup project] http://bluebox-labs.com/

[13] DEGERenergie GmbH *2 axis trackers. Specification*. http://www.degerenergie.de/de/degertracker-zweiachsig.html

[14] Michalsky J.J. The asreonomical almanac's algorithm for approximate solar position. *Sol. Energ.*1988

Сведения об авторе.

Чалбаш Олег Халильевич. Институт энергетики Академии наук Молдовы. Доктор экономических наук. Основные направления исследований: Математическое моделирование. Разработка баз данных и математических методов и алгоритмов для моделирования процессов в различных предметных областях (в т. ч. в области управляемых электропередач). Системы управления солнечными энергетическими установками. Разработка систем управления двух- и трех координатными подвижными платформами для солнечных батарей. Программирование микропроцессорных плат. Проектирование оптимальных кинематических схем для привода подвижных платформ. Email: olegch0@yandex.ru

Development of Captive Expense Regulation Model of Siberian Electricity Distribution Companies

Chernov S.S., Kolkova N.A.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. Russian electricity distribution business is a kind of natural monopoly activities, where different ways of state control, including tariff formation are applied. The problem of high setting of tariffs for some electricity distribution companies and the low setting for another one takes place in the sphere of tariff formation in Russia. This does not allow forming the financial basis for stable development of the electricity distribution sector. This problem had been solved by means of comparison study of expenses of electricity distribution companies (benchmarking study). The research subject was tariff formation system of electricity distribution companies of the Russian Federation. We examined the factors exerting influence on captive expense regulation for developing model of efficiency level of captive expense regulation. In the process of studying the foreign experience of benchmarking electricity companies and the peculiarities of the work of electricity companies in Siberia, a list of factors had been determined for constructing a regression model of controlled expenditures. Using the data on eight indicators of operation of production assets of 51 electric grid companies of Siberia for 2014-2016, it became possible to form a model for the effective level of captive expense. We argued that factors such as the cost of the region's market basket, the actual volume of energy, and the level of electricity losses have the greatest impact on the of captive expense of companies in the Siberia Federal District. The article demonstrates the new model of captive expense regulation of electricity distribution companies of Siberia.
***Keywords*:** electricity distribution company, tariff formation, benchmarking, X–efficiency, electricity distribution companies' expenses.

Dezvoltarea unui model pentru determinarea nivelului efectiv al cheltuielilor controlate ale companiilor electrice din Siberia

Cernov S.S., Colkova N.A.
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federaţia Rusă

Rezumat. Businessul din domeniul reţelelor electrice al Rusiei se referă la domeniul activităţile de monopol natural, în privinţa cărora se aplică diferite metode de reglementare de stat, inclusiv în problematica formării tarifelor. În prezent, există o anumită disonanţă în domeniul reglementării tarifare, care constă în supraevaluarea tarifelor pentru unele companii electrice şi subestimarea acestora pentru alt companii, ceea ce nu permite formarea bazei financiare pentru dezvoltarea durabilă a businessului din domeniul reţelelor electrice. Practica internaţională de rezolvare a acestei probleme este de a efectua o analiză comparativă a costului companiilor electrice din domeniul transportului şi distribuţiei energiei electrice (benchmarking). Pe baza rezultatelor obţinute, companiile sunt clasificate după semnul de eficienţă şi ineficienţă, fiind determinat indicatorul ţintă al creşterii eficienţei fiecărei organizaţii, care trebuie atins într-o anumită perioadă. După ce s-a studiat experienţa din ţările de peste hotare şi s-au analizat opt indicatori de funcţionare a activelor de producţie ale 51 de companii de electricitate din Siberia pentru perioada anilor 2014-2016, a fost posibil să se formeze un model pentru estimarea nivelului de eficacitate al cheltuielilor controlate. În lucrare se prezintă principalele modele de benchmarking al ţărilor străine care sunt utilizate în reglementarea activităţilor organizaţiilor ce activează în domeniul reţele electrice şi a fost elaborat un model pentru estimarea nivelului de eficacitate al costurilor controlate ale companiilor electrice din Siberia.
Cuvinte-cheie: companie de distribuţie a energiei electrice, reglementare tarifară, benchmarking, eficienţă de tip X, costurile companiilor electrice de distribuţie.

Разработка модели эффективного уровня подконтрольных расходов электросетевых компаний Сибири

Чернов С.С., Колкова Н.А.
Новосибирский Государственный Технический Университет
Новосибирск, Россия

Аннотация. Электросетевой бизнес России относится к естественно—монопольным видам деятельности, в отношении которых применяются различные методы государственного регулирования, в том числе в вопросе тарифообразования. На данный момент в сфере тарифного регулирования имеет

место некоторый диссонанс, который заключается в завышении тарифов для одних электросетевых компаний и его занижении для других, что не позволяет сформировать финансовую основу устойчивого развития электросетевого бизнеса. Международная практика решения данной проблемы заключается в проведении сравнительного анализа величины издержек электросетевых компаний (бенчмаркинга). На основе полученных результатов происходит ранжирование компаний на эффективные и неэффективные, определяется целевой индикатор роста эффективности каждой организации, который должен быть достигнут за определенный период. Изучив зарубежный опыт и произведя анализ восьми показателей эксплуатации производственных фондов 51 электросетевой компании Сибири за 2014-2016 гг., представилось возможным сформировать модель эффективного уровня подконтрольных расходов. В статье представлены основные модели бенчмаркинга иностранных государств, которые используются при регулировании деятельности электросетевых организаций, разработана модель эффективного уровня подконтрольных расходов электросетевых компаний Сибири.
Ключевые слова: электросетевая компания, тарифное регулирование, бенчмаркинг, Х—эффективность, издержки электросетевых компаний.

Введение

В последнее время вопрос установления сбалансированных тарифов территориальных сетевых организаций (ТСО), в частности определения оптимального уровня подконтрольных расходов, актуален, так как в электросетевой отрасли России существуют следующие проблемы:

− высокая электросетевая составляющая, определяющая в среднем 46% конечной цены на электроэнергию;

− ухудшение показателей качества работы электросетевой инфраструктуры.

Высокая сетевая составляющая может свидетельствовать о наличии недостатков в тарифном регулировании. В связи с данным фактом Федеральной антимонопольной службой (ФАС), а до 2015 года Федеральной службой по тарифам (ФСТ), изыскиваются способы обеспечения устойчивого развития электросетевого комплекса.

Одним из перспективных способов является внедрение альтернативных методов тарифообразования, таких как бенчмаркинг, суть которого заключатся в проведении сравнительного анализа и ранжировании компаний на эффективные и неэффективные.

В последнее время в России число электросетевых организаций сократилось на 26% (с 2617 до 1947 организаций по состоянию на февраль 2016 года), что обусловлено вступлением в силу постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 №184, в соответствии с которым утверждены критерии отнесения объектов электросетевого хозяйства к территориальных сетевым организациям.

Сокращение числа ТСО дает возможность упростить процедуру регулирования тарифов Федеральной антимонопольной службой, так как снижение числа контролируемых организаций позволяет повысить качество регулирования, что в свою очередь представляет возможным применять принципы регулирования на основе бенчмаркинга.

I. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В общем смысле под бенчмаркингом понимается процесс внедрения в практику работы компании технологий, стандартов и методик лучших организаций—аналогов.

Принцип бенчмаркинга заключается в сравнении организаций—аналогов, внедрении в практику работы технологий и стандартов лучших компаний. Для осуществления процедуры бенчмаркинга в сфере тарифного регулирования проводится сравнительный анализ величины издержек компании (операционных, капитальных, общих) на основе методов параметрического и непараметрического анализа с другими компаниями отрасли. В ходе данной процедуры выявляются лучшие значения издержек компаний по заданным критериям. Организациям, которые далеки от показателей издержек эффективных компаний, задается целевой индикатор роста Х—эффективности, значения которого они должны достичь за определенный период.

Внедрение принципов стимулирующего регулирования на основе бенчмаркинга (опираясь на опыт иностранных государств) способствует:

− оперативному решению проблем, возникающих в отрасли, посредством формирования комбинации стимулирующих механизмов;

− созданию стимулов для повышения эффективности ТСО;

− формированию устойчивых правил регулирования;

− формированию квазиконкурентной среды;

− повышению качества оказываемых регулируемой организацией услуг.

Таким образом, реализация принципов стимулирующего регулирования на основе бенчмаркинга издержек в некоторой степени способствует решению проблем электросетевого комплекса России.

Наиболее широко вопросы бенчмаркинга исследованы в трудах зарубежных авторов[1—10].

Проблема бенчмаркинга электросетевых компаний России затронута в статье отечественных исследователей «Методологические подходы к бенчмаркингу российских электросетевых компаний» Долматова И. А. и Маскаева И.В.[11]. Также анализ эффективности государственного регулирования тарифов в электроэнергетике представлен Баландиным Д.Г. в работе «Оценка производственной эффективности генерирующих компаний при формировании тарифов на электроэнергию» [12].

II. МЕТОДЫ БЕНЧМАРКИНГА

Основой бенчмаркинга является сопоставление компаний (в данном случае электросетевого сектора энергетики) между собой с целью определения уровня эффективности их деятельности. В зарубежной практике используется достаточно большое количество методов бенчмаркинга[13]:

1. Индекс удельных единиц (PPI—анализ);
2. Анализ среды функционирования (DEA—анализ) [13];
3. Индекс совокупной производительности факторов производства (TFP—анализ);
4. Модели эконометрического анализа;
5. Анализ с использованием стохастических границ производственных возможностей (SFA—анализ).

Общая структура моделей бенчмаркинга при регулировании деятельности электросетевых организаций следующая:

− Входные данные – операционные, капитальные или общие затраты и натуральные данные, такие как технические характеристики деятельности организации, особенности среды функционирования и т.д.;

− Выходные данные – оценка эффективности деятельности компании.

Под эффективностью деятельности компании понимается отношение полезного результата (объема отпущенной электроэнергии потребителям, число потребителей) к величине производственных затрат.

Методы бенчмаркинга, перечисленные выше, относятся к группе количественных методов. Большая часть данных методов основана на сборе, обработке и анализе статистической информации о результатах деятельности компаний.

Рис. 1. Количественные методы бенчмаркинга электросетевых компаний.

На рис. 1 представлены количественные методы бенчмаркинга для оценивания функции затрат электросетевых компаний. Для проведения бенчмаркинга компаний используется методы моделирования границы затрат: непараметрические и параметрические.

Общей особенностью группы непараметрических методов является отсутствие введения предпосылок о функциональной форме границы затрат и простота расчета.

Несмотря на значительное количество зарубежных публикаций, посвященных проблеме использования граничных методов для бенчмаркинга электросетевых компаний, в России наблюдается дефицит исследований, посвященных использованию граничных методов количественного анализа для оценки эффективности операционных издержек с целью регулирования электросетевых компаний. В связи с данным фактом в статье рассмотрена принципиальная возможность использования граничных методов бенчмаркинга, основанных на построении регрессии. Представлена регрессионная модель подконтрольных расходов электросетевых компаний Сибири на основе метода наименьших квадратов (Cols), так как такой метод позволяет произвести количественное описание взаимосвязей между экономическими переменными.

С целью исследования операционной эффективности компаний была сформирована выборка из 51 электросетевой компаний Сибири (компании Новосибирской области, Алтайского края, Республики Хакасия и Бурятия, Томской, Омской, Иркутской и Кемеровской области, Забайкальского края) за 2014—2016 гг. Исследуемая группа электросетевых компаний в части тарифообразования применяет метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (НВВ) и метод доходности инвестированного капитала.

III. МОДЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОГО УРОВНЯ ПОДКОНТРОЛЬНЫХ РАСХОДОВ

В рамках действующей системы стимулирующего тарифного регулирования в России определение НВВ осуществляется посредством суммирования подконтрольной и неподконтрольной части расходов. Подконтрольные расходы, среди которых статьи «сырье и материалы», «ремонт основных средств», «оплата труда» и прочее (социальные выплаты, транспортные услуги и т.д.), ежегодно индексируются. Неподконтрольный расходы, среди которых «оплата услуг АО «ФСК ЕЭС»», «расходы на оплату технологического присоединения к сетям смежной ТСО», «плата за аренду имущества», «налоги» и «прочие расходы по технологическому присоединению», определяются как фактически понесенные.

В настоящий момент, уровень подконтрольных расходов для предприятий, регулируемых по методу доходности инвестированного капитала,рассчитывается по формуле:

$$BL_i = BL_0 * \prod_{j=1}^{i} CI_j. \qquad (1)$$

$$CI_j = (1 - EI_j) * (1 + CPI_j) * (1 + AI_j), \qquad (2)$$

где CI_J - коэффициент индексации на год j (coefficient of indexation); BL_0 – базовый уровень операционных расходов, установленный на долгосрочный период регулирования (base level of captive expenses); EI_j – индекс эффективности операционных расходов, установленный в процентах на год j (efficiency index of captive expenses); CPI_J – индекс потребительских цен, в соответствии с одобренным прогнозом социально—экономического развития Российской Федерации (consumer price index); AI_J – индекс изменения количества активов, установленный в процентах на год j при расчете долгосрочных тарифов (assets index).

В соответствии с методическими указаниями, «индекс эффективности операционных расходов территориальных сетевых организаций устанавливается на долгосрочный период регулирования в соответствии с методическими указаниями по определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов. Индекс эффективности операционных расходов организации по управлению единой

национальной (общероссийской) электрической сети устанавливается на долгосрочный период регулирования в размере от 1 до 3 процентов уровня операционных расходов текущего года долгосрочного периода регулирования».

В исследуемой группе индекс эффективности электросетевых компаний принимает значение, равное 1% для 73% компаний, что указывает на отсутствие дифференциации по условиям операционной деятельности. Также стоит отметить тот факт, что на данный момент индекс эффективности выступает исключительно в качестве понижающего коэффициента. В совокупности данные факторы сдерживают качественное развитие электросетевых компаний, так как даже эффективным компаниям подконтрольные расходы сокращают.

Для решения этой задачи рассмотрим вопрос внедрения новых методов тарифного регулирования, таких, как бенчмаркинг.

В России Федеральной службой по тарифам, чьи полномочия были переданы ФАС в 2015 году, в 2013 году представлен проект «Методические указания по определению базового уровня операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением метода сравнения аналогов (бенчмаркинга) при регулировании тарифов на услуги по передаче электрической энергии». В результате его анализа, установлено, что применение представленной ФСТ модели определения эффективного уровня подконтрольных расходов для ТСО Сибири нецелесообразно, в связи с данным фактом в статье представлена разработанная модель эффективного уровня подконтрольных расходов для электросетевых компаний Сибирского федерального округа.

Анализ зарубежной академической литературы[1-10] и модели эффективных подконтрольных затрат проекта ФСТ позволил сформировать перечень показателей, которые предполагается включить в модель:

- стоимость потребительской корзины, тыс. рублей;
- количество точек подключения, шт.;
- трансформаторная мощность подстанций, у.е.;
- количество условных единиц по линиям передач, у.е.;
- фактический объем отпуска, млн. кВтч;
- уровень потерь электроэнергии, %;
- средняя температура января, К [14];
- показатель толщины стенки гололеда, мм [15].

Расчет эффективного уровня операционных затрат предполагает использование функции Кобба—Дугласа при описании формы операционных затрат, так как переменные модели имеют различные единицы измерения. В таблице 1 представлено описание переменных множественной регрессии (метод наименьших квадратов (МНК)).

Таблица 1.

Описание переменных модели (итерация 1)

№	Переменная	Описание	Единица измерения
1	*P*	стоимость потребительской корзины	тыс. руб.
2	*C*	количество точек подключения	шт.
3	*T*	трансформаторная мощность подстанций	у.е.
4	*L*	количество условных единиц по линиям передач	у.е.
5	*O*	фактический объем отпуска	млн. кВтч
6	*M*	уровень потерь электроэнергии	%
7	*k1*	средняя температура января	К
8	*k2*	показатель толщины стенки гололеда	мм

В результате исследования статистической значимости коэффициентов (Таблица 2), установлено, что между некоторыми регрессорами модели наблюдается тесная связь (2,009575). Также установлено, что на подконтрольные расходы большее влияние оказывают такие регрессоры, как «трансформаторная мощность подстанций»,

«трансформаторная мощность подстанций» и «фактический объем отпуска». С целью устранения взаимного влияния регрессоров, представим следующую спецификацию модели (Таблица 3). Включение переменных k2 и k3 обусловлено значимостью регрессоров «трансформаторная емкость подстанций» и «количество условных единиц по линиям передач» для модели.

Таблица 2.

Статистическая значимость коэффициентов на 2014 год (итерация 1)

	OPEX	P	C	T	L	O	M	k1	k2
OPEX	—								
P	0,0682673	—							
C	0,1226955	7,7616064	—						
T	15,237469	0,1485223	0,1879572	—					
L	14,688611	0,6395011	0,7451423	16,350254	—				
O	14,623544	0,1605277	0,1202809	17,051173	12,464194	—			
M	1,7326404	0,324025	0,9611024	1,4171483	1,8121923	0,0232983	—		
k1	0,5288576	0,2388995	0,0448038	0,3875362	0,9289421	0,095263	0,7189048	—	
k2	0,0157235	0,6306426	1,6434981	0,0517211	0,3213024	0,2120179	0,3697068	0,2384404	—

Переменные «отношение количества точек подключения к трансформаторной емкости подстанции» и «отношение количества точек подключения к количеству условных единиц по линиям передач» включены во множественную регрессию, так как они исключают высокую корреляционную зависимость между факторами «стоимость потребительской корзины» и «количество точек подключения».

Таблица 3.

Описание переменных модели (итерация 2)

№	Переменная	Описание	Единица измерения
1	*k1*	*стоимость потребительской корзины*	тыс. руб.
2	*k2*	$\frac{\textit{количество точек подключения}}{\textit{трансформаторная емкость подстанций}}$	шт./у.е.
3	*k3*	$\frac{\textit{количество точек подключения}}{\textit{количество условных единиц по линиям передач}}$	шт./у.е.
4	*k4*	*фактический объем отпуска*	млн. кВтч
5	*k5*	*средняя температура января*	К
6	*k6*	*показатель толщины стенки гололеда*	мм
7	*k7*	*уровень потерь электроэнергии*	%

Таблица 4.

Статистическая значимость коэффициентов на 2014 год (итерация 2)

	OPEX	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7
OPEX	—							
k1	0,0682673	—						
k2	2,1487373	1,8419785	—					
k3	1,5205052	1,1066189	17,832781	—				
k4	14,623544	0,1605277	1,7579089	1,409815	—			
k5	0,5288576	0,2388995	1,2533826	0,7206077	0,095263	—		
k6	0,0157235	0,6306426	0,1143984	0,3795843	0,2120179	0,2384404	—	
k7	1,7326404	0,324025	1,1512551	0,6750107	0,0232983	0,7189048	0,3697068	—

Анализируя данные таблицы 4 можно отметить тот факт, что наибольшее влияние на подконтрольные расходы оказывают регрессоры k2 и k3. Для снижения корреляционной зависимости между регрессорами k2 и k3 произведем преобразование Бокса—Кокса. Однопараметрическое преобразование Бокса—Кокса определяется следующим образом[16]:

$$x_i(\lambda) = \frac{x_i(\lambda) - 1}{\lambda}, \lambda \neq 0 , \qquad (3)$$

где x_i – преобразуемый регрессор.

На рис. 2 приведена информация о преобразованной переменной (значение λ=-1). В результате Бокс—Кокс преобразования представилось возможным устранить взаимную корреляцию регрессоров (Таблица 6). Табличное значение ($t_{табл}$) t-критерия Стьюдента при уровне значимости 0,05 и значения числа степени свободы (51-2=49), равно 2,009575. Значение наблюдаемого t-критерия меньше табличного ($t_{calculate} < t_{table}$), что представляет возможным заключить об отсутствии между исследуемыми переменными тесной статистической взаимосвязи.

Рис.2. Бокс—Кокс преобразование регрессора k3.

Таблица 5.

Статистическая значимость коэффициентов на 2014 год (итерация 3)

	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7
k1	—						
k2	1,8419785	—					
k3	1,4403623	1,2001259	—				
k4	0,1605277	1,7579089	0,6693401	—			
k5	0,2388995	1,2533826	1,5461167	0,095263	—		
k6	0,6306426	0,1143984	0,1493224	0,2120179	0,2384404	—	
k7	0,324025	1,1512551	1,6537003	0,0232983	0,7189048	0,3697068	—

Дальнейшим шагом построения уравнения множественной регрессии является реализация метода BackWard – метод пошаговой регрессии, позволяющий последовательно удалять переменные до того момента, пока это возможно (например по критерию значимости).

Для определения набора существенно влияющих факторов происходит последовательное исключение факторов на основании оценки скорректированного коэффициента детерминации ($R^2_{adjusted}$). Процесс исключения факторов останавливается на том шаге, при котором

все регрессионные переменные значимы (максимальное значение $R^2_{adjusted}$).

Алгоритм метода "пошагового исключения" (stepwise backward selection) следующий:

– на первом шаге перебираются все комбинации из m числа переменных и исключается наименее информативный признак с точки зрения заданного критерия ($R^2_{adjusted}$);

– эти шаги повторяются, пока не будут выполнено условие расчета (максимально приближенное значение к единице).

При включении всех факторов регрессии в модель значение $R^2_{adjusted} \approx$ 0,889780852. На 26 итерации рост скорректированного коэффициента детерминации прекращен $R^2_{adjusted} \approx$ 0,896732247, что указывает на тот факт, что регрессорами модели подконтрольных расходов для электросетевых предприятий Сибири являются:

– стоимость потребительской корзины (k1);

– фактический объем отпуска (k4);

– уровень потерь электроэнергии (k7).

Представим уравнение регрессии:

$$LN(OPEX) = 1,372005 - 1,23797 * \ln(k_1) + 0,795379 * \ln(k_4) + 0,699515 * \ln(k_7). \quad (4)$$

В процессе исследования установлен тот факт, что влияние таких факторов, как факторы климатического условия, количество точек подключения, количество условных единиц по линиям электропередач и трансформаторная мощность подстанций не оказывают значительного влияния на уровень операционных расходов.

Следующим этапом анализа является оценка качества модели. Коэффициент детерминации равен 0,902975 и показывает, что около 90,3% вариации зависимой переменной учтено в модели и обусловлено влиянием включенных факторов. Коэффициент множественной корреляции равен 0,95025, что демонстрирует высокую тесноту связи зависимой переменной $LN(OPEX)$ с тремя включенными в модель объясняющими факторами.

Проведем оценку значимости уравнения регрессии. Анализ протокола выполнения регрессионного анализа показал, что значение F—критерия Фишера ($F_{calculate}$) составляет 145,8033. Табличное значение F—критерия Фишера, найденное при помощи функции FРАСОБР при доверительной вероятности 0,95, $v_1 = 3$, $v_2 = 51 - 3 - 1 = 47$, составляет 2,80236.

Поскольку $F_{calculate} > F_{table}$, причем расчетное значение превышает табличное в 52 раза, уравнение регрессии следует признать адекватным.

Ситуация гомоскедастичности предполагает непротиворечивость гипотезы однородности дисперсий различных наблюдений вида:

$$H_0 : \delta^2 = \delta^2, i = 1, 2, ..., N . \quad (5)$$

Для выявления наличия гетероскедастичности воспользуемся критерием Гольфельда—Квандта[17].

Согласно данному критерию всю область изменения k^* разбивается на три интервала: $N_1; N - d; N_2$, значение d выбирается некоторым целым числом из отрезка $\left[\frac{N}{4}; \frac{N}{3}\right]$. Таким образом, получаем интервал: 17,17,17.

Вычислим значение векторов остатков e_1, e_2 и соответствующие им остаточные суммы квадратов ESS_1 и ESS_2.

Согласно критерию Голдфельда–Квандта гипотеза (формула 5) отвергается с вероятностью ошибки a (5%), если нарушается хотя бы одно из неравенств:

$$F_{GQ} \le F_{cr}(1 - a, N_1 - v, N_2 - v). \quad (7)$$

$$F_{GQ} \cdot F_{GQ}^{-1} \le F_{cr}(1 - a, N_1 - v, N_2 - v). \quad (8)$$

где: $F_{GQ} = \frac{ESS_1 / (N_1 - v)}{ESS_2 / (N_2 - v)}$; v – количество регрессоров модели; $F_{cr}(1 - a, N_1 - v, N_2 - v)$ – критическое значение, определенное по таблицам квантилей распределения Фишера.

Значение $F_{cr}(1 - a, N_1 - v, N_2 - v)$, определенное при помощи функции FРАСОБР при доверительной вероятности

0,95, $v_1 = 3$, $v_2 = 51 - 3 - 1 = 47$, составляет 2,80236.

$$F_{GQ} = \frac{ESS_1 / (N_1 - v)}{ESS_2 / (N_2 - v)} = \frac{5,739588253 * 14}{6,463349894 * 14} = = 0,88802066.$$

$$F_{GQ}^{-1} = 1,12609992 .$$

Таким образом, значение $F_{GQ} < F_{cr}$ и $F_{GQ}^{-1} < F_{cr}$, что указывает на непротиворечивость гипотезы однородности дисперсий (формула 5) и проведенный метод наименьших квадратов приводит к получению корректных результатов. На рис. 3 представлен график значений остатков.

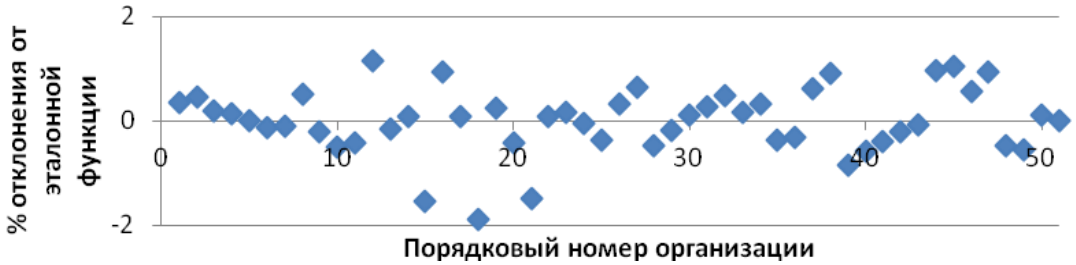


Рис.3. Значение остатков модели за 2014 год.

Произведем верификацию модели множественной регрессии на данных 2015 и 2016 гг. В таблице 6 представлены данные об отклонении коэффициентов за 2015 и 2016 гг.

Таблица 6.

Отклонение коэффициентов детерминации

Год	R^2	$R^2_{adjusted}$
2015	—0,614%	—0,658%
2016	—0,49%	—0,525%

Отклонения коэффициентов детерминации (Таблица 6) не превышают 1%, из чего следует, что возможно долгосрочное использование модели множественной регрессии (формула 4) для определения эффективного уровня подконтрольных расходов. Таким образом, в процессе анализа установлено, что коэффициенты регрессоров модели эффективных подконтрольных расходов следует определять ежегодно, так как в результате применения коэффициентов модели подконтрольных расходов 2014 года к данным 2015 и 2016 годов отклонение от эффективного уровня подконтрольных расходов, рассчитанного по данным 2015 и 2016 года больше 5%:

- в 71% случаев за 2015 год;
- в 61% случаев за 2016 год

В результате анализа значения остатков для 2015 и 2016 годов значение $F_{GQ} < F_{cr}$ и $F_{GQ}^{-1} < F_{cr}$, что указывает на непротиворечивость гипотезы однородности дисперсий (формула 5) и проведенный метод наименьших квадратов приводит к получению корректных результатов. Коэффициенты модели для 2015 и 2016 года представлены в таблице 7.

Таблица 7.

Коэффициенты регрессоров по годам

Регрессор	2014	2015	2016
Intersept	1,37200479	0,389241	0,30318
Стоимость потребительской корзины в регионе	—1,237969424	—0,6958	—0,7114
Фактический объем отпуска	0,795379427	0,794216	0,886375
Уровень потерь	0,699515439	0,728256	0,471768

IV. ВЫВОДЫ

Таким образом, в статье продемонстрирована принципиальная возможность применения метода эконометрического анализа (МНК), для решения задачи определения оптимального уровня подконтрольной части операционных расходов, что в российской практике тарифного регулирования является перспективной задачей.

Использование модели множественной регрессии (формула 4) при определении эффективного уровня подконтрольных расходов позволит регулирующему органу (ФАС) сделать вывод об эффективности операционной деятельности каждой электросетевой компании.

Используя модель эффективного уровня операционных расходов сибирских ТСО (формула 4), представилось возможным сделать вывод об эффективности компаний. По результатам 2016 года, в исследуемой группе компаний эффективными являются следующие: Абаканские электрические сети (Хакасия); РУСАЛ (Ачинск); Южно—сибирская энергетическая компания (Барнаул); Академэлектросеть (Томская область); Крамз Телеком Красноярск (Ирбейский разрез); Филиал «Оборонэнерго» по Новосибирской области; Филиал «Оборонэнерго» по Томской области; Омская область «РЖД»; Алтайский край «РЖД»; Иркутская область—2 «РЖД»; Республика Бурятия «РЖД» (Таблица 8).

Таблица 8.

Значение индекса эффективности подконтрольных расходов ТСО Сибири на 2016 год

№	Компания	Индекс эффективности	Логарифмированные переменные				
			Подконтрольные расходы (фактические)	Стоимость потребительской корзины в регионе	Фактический объем отпуска	Потери э/э	Подконтрольные расходы (расчетные)
1	Абаканские электрические сети (Хакасия)	-3	4,8905	2,2218	6,2609	2,4121	5,4100
2	РУСАЛ (Ачинск)	-3	2,3702	2,4023	5,2382	1,1944	3,8007
3	Южно-сибирская энергетическая компания (Барнаул)	-3	3,0488	2,1903	5,7180	1,7887	4,6571
4	Академэлектросеть (Томская область)	-3	1,0086	2,3845	3,4412	1,4436	2,3381
5	Крамз Телеком Красноярск (Ирбейский разрез)	-3	3,8384	2,4023	5,8160	1,0525	4,2459
6	Новосибирская область "Оборонэнерго"	-3	3,8232	2,3479	5,2588	3,2520	4,8284
7	Томская область "Оборонэнерго"	-3	1,6159	2,3845	2,1961	2,8367	1,8916
8	Омская область "РЖД"	-3	3,4564	2,1632	5,3279	1,4764	4,1833
9	Алтайский край "РЖД"	-3	4,1032	2,1903	6,1690	1,3283	4,8397
10	Иркутская область-2 "РЖД"	-3	5,6806	2,3122	8,5407	0,6934	6,5556
11	Республика Бурятия "РЖД"	-3	4,4845	2,2693	7,2739	0,4354	5,3416
…	…	…	…	…	…	..	…
46	Красноярский край "Оборонэнерго"	6,9804	4,0812	2,4023	4,4296	1,6201	3,2848
47	Алтайский край "Оборонэнерго"	7,6574	3,7627	2,1903	3,9593	1,5017	2,9628
48	Республика Бурятия "Оборонэнерго"	9,0631	5,1165	2,2693	4,7845	1,9458	3,8476
49	Забайкальский край-1 "РЖД"	9,1440	2,1992	2,3596	2,4317	1,8174	1,6374
50	Кемеровская область "Оборонэнерго"	9,1440	3,1678	2,1976	2,8616	1,9345	2,1889
51	ООО "Водоканал" Кемерово	9,1440	0,4242	2,1976	0,9388	1,4041	0,2343

Для вышеперечисленных организаций следует устанавливать отрицательное значение индекса эффективности операционных расходов (формула 2), что способствует увеличению подконтрольной части расходов следующего периода регулирования. Такой механизм (формула 4) способствует повышению эффективности деятельности электросетевых компаний, так как действующая в настоящее время система определения индекса эффективности подконтрольных расходов не учитывает различий в условиях эксплуатации электросетевых активов, о чем указывает низкий уровень дифференциации индекса эффективности (EI_J =1% для 73% ТСО).

Стоит отметить следующий факт: за период 2014—2016 гг. у компаний РУСАЛ (Ачинск), Южно—сибирская энергетическая компания (Барнаул), Академэлектросеть (Томская область) значение EI_J =-3%, что указывает на высокий уровень операционной эффективности ТСО.

Для неэффективных компаний, среди которых по результатам 2016 года (Таблица 8) филиалы «Оборонэнерго» (Красноярский и Алтайский край, республика Бурятия, Кемеровская область), АО «РЖД» (Забайкальский край—1) и ООО «Водоканал» г. Кемерово, следует устанавливать такое значение индекса эффективности, при котором происходит максимально—возможное снижения подконтрольного уровня операционных расходов.

Таким образом, руководство ТСО сможет повлиять на уровень операционных расходов посредством контроля ключевых факторов, влияние на уровень подконтрольных расходов которых велико и значение которых непосредственно зависит от деятельности компании (фактический объем отпуска и уровень потерь).

На основании результатов модели (эффективный уровень подконтрольных расходов) представляется возможным установить индекс эффективности подконтрольных расходов, причем его значение следует определять ежегодно с целью стимулирования развития электросетевого комплекса. Механизм установления индекса подконтрольных расходов должен отражать реальное положение дел: компании, чья эффективность в базовом периоде высока, обладают более высоким уровнем подконтрольных расходов в текущем периоде. Бенчмаркинг при регулировании деятельности электросетевых организаций формирует квазиконкурентную среду, что способствует созданию финансовой основы устойчивого развития электросетевого бизнеса.

Список сокращений

ТСО – территориальная сетевая организация

ФАС – федеральная антимонопольная служба

ФСТ – федеральная служба по тарифам

PPI – индекс условных единиц

DEA – анализ среды функционирования

TFP – индекс совокупной производительности факторов производства

OLS – метод наименьших квадратов

COLS – метод скорректированных наименьших квадратов

MOLS – модифицированный метод наименьших квадратов

SFA – анализ с использованием границ производственных возможностей

НВВ – необходимая валовая выручка

МНК – метод наименьших квадратов

Литература (References)

[1] Agrell P. J., Farsi M., Filippini M. and Koller M. Unobserved heterogeneous effects in the cost efficiency analysis of electricity distribution systems. *Economics Working Paper Series* 13/171, 2013. – pp.61—89.

[2] Farsi M., Filippini M., Greene W. Application of Panel Data Models in Benchmarking Analysis of the Electrivity Distribution Sector. Available at: http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.584.5796&rep=rep1&type=pdf . (accessed 23.07.2017)

[3] Farsi, M., M. Filippini and W. H. Greene Application of Panel Data Models in Benchmarking Analysis of the Electricity Distribution Sector. Annals of Public and Cooperative Economics, 2006, no. 77 (3), pp.271—290.

[4] Kassakian J.G., Scmalensee R. The Future of the Electric Grid. Available at: http://publicsde.regie—energie.qc.ca . (accessed 23.07.2017)

[5] Lazarsfeld, Paul F., and Neil W. Henry. Latent Structure Analysis. *USA: Houghton Mifflin*, 1968, pp. 201—293.

[6] Lawrence D., Diewert E. [Measuring output and productivity in electricity networks] *SSHRC*

Conference on Index Number Theory and the Measurement of Prices and Productivity. Vancouver, 2004, 48 p.

[7] Machek O. Regulatory benchmarking in central Europe: Current practice and possibilities of development for the energy sector. *The annals of the University of Oradea. Economic sciences*, 2011, vol. 20, no. 1, pp. 80—86.

[8] Mißfeldt S. A comparative analysis between the Dutch and German electricity distribution network industry with regard to regulation and efficiency. *Aarhus University, Department of Economics and Business*, Berlin, 2012, 87 p.

[9] *Assessing Approaches to expenditure and incentive.* Available at: http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/Assessing-approaches-to-expenditure-and-incentives.pdf?ext=.pdfincentives.aspx (accessed 01.09.2017)

[10] Vincová K. Using DEA models to measure efficiency. *Biatec*, 2005, vol. 8, no. 8, pp. 24—28.

[11] Balandin D.V. *Ocenka proizvodstvennoj effektivnosti generirujushhih kompanij pri formirovanii tarifov na elektrojenergiju*. Diss. kand. ekon. Nauk [Assessment of the production efficiency of generating companies for the formation of electricity tariffs. Dr. econ. sci. diss]. St. Petersburg, 2006. – 201 p. (In Russian).

[12] Dolmatov I.A., Maskaev I.V. [Methodological approaches to the benchmarking of Russian transmission companies]. *Trudy XIV Aprel'skoj mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii po problemam razvitija ekonomiki i obshhestva* [Proc. XIV April. Int. Conf. шin regards to development of economy and society]. Moscow, 2014, book 2, pp. 248—256. (In Russian).

[13] Drobysh I.I. Benchmarking pri regulirovanii tarifov elektrosetevykh organizatsiy [Benchmarking of electricity distribution companies' tariff regulation]. *Trudy ISA RAN*, 2013, vol. 63, pp. 97—107. (In Russian).

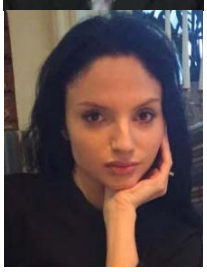
[14] *SNiP 23.01.99 – 2003. Stroitel'naja klimatologija normativno-tehnicheskij material* [Construction rules and regulations 23.01.99-2003. Construction climatology normative and technical material]. Moscow, Standartinform Publ., 2015. (In Russian).

[15] *Svod pravil 20.13330.201-2011. Nagruzki i vozdejstvija. Aktualizirovannaja redakcija SNiP 2.01.07—85* [Rules and regulations *20.13330.201-2011.* Loads and impacts. Updated version of Construction rules and regulations 2.01.07-85]. Moscow, Standartinform Publ., 2011. (In Russian).

[16] Scott D. *Box—Cox Transformations* Available at: http://onlinestatbook.com/2/transformations/box—cox.html. (accessed 28.07.2017)

[17] Timofeev V.S, Fadeenkov A.V., Shhekoldin V.Ju. Ekonometrika:uchebnik [Econometrics:workbook]. Novosibirsk, NSTU's Publ., 2013. 340 p (In Russian).

Сведения об авторах.



Чернов Сергей Сергеевич, кандидат экон. наук, доцент, декан факультета энергетики, зав. кафедрой производственного менеджмента и экономики энергетики Новосибирского государственного технического университета, Россия, г. Новосибирск. Общее количество научных публикации более 150. Область научных интересов — стратегический менеджмент и маркетинг в энергетике, экономика энергетики, энергосбережение и повышение энергетической эффективности.
E-mail: chernov@corp.nstu.ru

Колкова Наталья Александровна, аспирант кафедры производственного менеджмента и экономики энергетики Новосибирского государственного технического университета, Россия, г. Новосибирск. Общее количество научных публикаций — 9. Область научных интересов – электроснабжение, тарифообразование в энергетике, экономика энергетики, энергосбережение и повышение энергетической эффективности.
E-mail: natasha.kolkova@gmail.com

Scenario Approach to the Planning of the Production Activities of the Enterprise with a Discrete Type of Production (for Example, Electrical Engineering Industry)

Krylova E.V.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. In conditions of global economic instability the success of electromechanical enterprises depends on their ability to react quickly to challenges of external environment. In order to create background and conditions for this ability the given enterprises refer to manufacturing activity planning, using a probabilistic approach based on forecasts that may not be true. The question of provision of more complete consideration of various internal and external factors and acceleration of decision making process and reaction to changing business environment arises before the organizations that concern more effective scheduling policy. International practice of solving such problems generally leads to qualitative discussion, whereas quantitative assessment of impact of control parameters of enterprise is not practically used, because there is no one systematic approach to manufacturing activity planning. On the basis of studying of international practices methodical guidelines of scenario approach to manufacturing activity planning with mathematical modeling of economics of producer price on electromechanical enterprises have been developed, which reasonably could be used with reference to and interaction with enterprise manufacturing program. The described approach allows solving planning problems iteratively in real-time mode concerning profit maximization, to form producer prices, to divide overhead costs according to the type of products and carry out cost accounting according to the type of a product, and it will provide functional interaction between factors and performance indicators.
***Keywords*:** planning, production activity, enterprise, uncertainty, sustainability**,** scenario, production program, economic-mathematical modeling, forecasting, economic impact.

Scenariu de abordare a planificării activităților de producție pentru o întreprindere cu tip de producție discret (de exemplu, industria mașinilor electrice)

Krylova E.V.
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Rusian Federation

Rezumat. În condițiile instabilității globale a relațiilor economice, succesul întreprinderilor de construcție a mașinilor și echipamentelor electrice depinde în mare măsură de capacitatea acestora de a răspunde rapid și flexibil la provocările mediului extern. Pentru a crea premisele și condițiile pentru această abilitate, aceste întreprinderi optează pentru planificarea activităților de producție utilizând o abordare probabilistică bazată pe previziuni care pot să nu se confirmate. Organizațiile, care conștientizează necesitatea promovării a unei politici cât se poate de eficientă ân domeniul planificării, se confruntă cu provocarea de a se lua în considerare pe deplin factorii interni și externi, precum și de necesitatea accelerării realizării procedurilor decizionale și de reglementare ca răspuns la schimbările din mediul economic. Practica internațională de soluționare a acestei probleme se reduce în principiu la analiza calitativă, în timp ce estimările cantitative ale influenței principalilor parametri de control ai unei întreprinderi nu este utilizate în majoritatea cazurilor în practică, deoarece nu există o abordare sistematică unică în ceea ce privește planificarea activităților de producție. Bazându-ne pe studiul experienței străine, s-au elaborat prevederile metodologice ale abordării scenariului de planificare a activității de producție prin utilizarea modelării economice și matematice a prețurilor de producție la întreprinderile de construcții de mașini electrice, care sunt rezonabil de aplicat în interacțiune cu problema elaborării programului de producție al întreprinderii. Această metodă va permite soluționarea iterativă a problemelor planificării în modalitatea "în timp real", luând în considerare maximizarea profitului, formarea prețurilor producătorilor, distribuirea costurilor indirecte pe tipuri de produse și efectuarea costurilor pe tipuri de produse, precum și asigurarea unei relații funcționale între factorii și indicatorii de performanță.
***Cuvinte-cheie*:** planificare, activitate de producție, întreprindere, factor de incertitudine, durabilitate, scenariu, program de producție, modelare economică și matematică, prognoză, efect economic.

Сценарный подход к планированию производственной деятельности на предприятии с дискретным типом производства (на примере электромашиностроительной отрасли)

Крылова Е.В.
Новосибирский Государственный Технический Университет
Новосибирск, Российская Федерация

Аннотация. В условиях глобальной нестабильности экономических отношений успех электромашиностроительных предприятий в большей степени зависит от их способности к быстрому и гибкому реагированию на вызовы внешней среды. Для создания предпосылок и условий этой способности данные предприятия обращаются к планированию производственной деятельности, используя вероятностный подход на основе прогнозов, которые могут не подтвердиться. Перед организациями, озабоченными как можно более эффективной политикой планирования, встает вопрос обеспечения наиболее полного учета разнообразных внутренних и внешних факторов, а также ускорением процедур принятия решений и регулирования в ответ на изменения экономической конъюнктуры. Международная практика решения данной проблемы сводится в основном к анализу на качественном уровне, тогда как количественные оценки влияния основных контрольных параметров предприятия в большинстве случаев не используются на практике, т.к. нет единого системного подхода к планированию производственной деятельности. На основании изучения зарубежного опыта разработаны методические положения сценарного подхода к планированию производственной деятельности с использованием экономико-математического моделирования цены производителя на электромашиностроительных предприятиях, которые целесообразно применять во взаимосвязи и взаимодействии с задачей построения производственной программы предприятия. Данный метод позволит итеративно решить задачи планирования в режиме «реального времени» с учетом максимизации прибыли, сформировать цены производителя, распределить косвенные затраты по видам продукции и провести калькулирование себестоимости по видам изделий, а также обеспечит функциональную взаимосвязь между факторами и показателями производственной деятельности.

Ключевые слова: планирование, производственная деятельность, предприятие, фактор неопределенности, устойчивость, сценарий, производственная программа, экономико-математическое моделирование, прогнозирование, экономический эффект.

Введение

В современных условиях изменения хозяйственной и институциональной среды, усиления факторов неопределенности, а также глобальных кризисных ситуаций усложнились проблемы в планировании, связанные с эффективным функционированием и решением задач развития предприятий. На уровне электромашиностроительных предприятий в настоящее время нет единого системного подхода к планированию производственной деятельности, что не позволяет организовать действенной системы экономических отношений и связей, ориентированной на получение прибыли. Волонтильность цен, спрос на продукцию и другие факторы замедляют процесс осуществления намеченных целей.

По прогнозам большинства экспертов, российская экономика вступила в полосу затяжного спада, которая продлится, как минимум, до конца 2017 года, в то время как снижение инвестиций в основной капитал и сохранение на высоком уровне оттока капитала сохранятся, как минимум, до 2018 года.

По данным федеральной службы гос. статистики индекс промышленного производства в 2016 году по сравнению с 2015 годом снизился на 3,4%, обрабатывающие производства потеряли 5,4% и т.д. [1].

При усиливающейся нестабильности факторов внешней и внутренней среды и возрастающей неопределенности экономических показателей растет практический интерес к вопросам эффективного планирования производственной деятельности субъектов хозяйствования, которые достаточно широко отражены в трудах классических и современных авторов таких как: В.М. Португал, Т. Саати, К. Керне, Й. Шумпетер. Рассматриваются преимущественно традиционные наборы методов планирования: стратегическое, тактическое, оперативное, сценарное. При формировании стратегических планов отдельные авторы выделяют метод сценарного планирования.

Формирование сценариев рассматриваются как в классических источниках экономической литературы (А.А. Томпсон, Г. Минцберг, Д. Барнет, Дж. Стрикленд, У. Уилстед, Э. Кэмпбелл, Л.

Саммерс), так и в рамках узких предметных направлений в планировании (Б. Альстренд, Дж. Лэмпел, О. Уильямсон, М. Линдгрен, Х. Бандхольд, А. Р. Коэн). Сценарное планирование сводится в основном к анализу на качественном уровне, тогда как количественные оценки влияния основных контрольных параметров предприятия в большинстве случаев не используются на практике, т.к. отсутствует достаточно разработанный инструментарий.

В практическом применении сценарное планирование не всегда может гарантировать успех, затруднения возникают в процессе реализации сценарных планов, т.к. недостатками являются высокие потери времени для руководящего состава, недостаточная глубокая проработка и обоснованность различных вариантов развития событий, высокая трудоемкость тестирования сценариев.

Таким образом, использование комбинированного метода планирования экономических показателей предприятия не представляется возможным, в силу отсутствия жесткой функциональной взаимосвязи между факторами и показателями производственной деятельности. Вследствие этого, теория и практика требует пересмотреть сценарный подход к планированию производственной деятельности как продолжающийся цикличный процесс изменения и применения экономических показателей организационного процесса.

I. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Многие зарубежные ученые, признают планирование первичной функцией в производственной деятельности, так как это основа, на которой базируются все другие функции [2-8]. Под планированием в разных ситуациях может пониматься процесс распределения ресурсов для достижения поставленных целей, деятельность, связанная с постановкой целей (задач) и действий в будущем.

По-иному рассматривают Т. Саати и К. Керне, для которых «планирование можно вообразить как непрерывный и иногда нерегулярный цикл мышления и действия, который помогает построить более надежные и эффективные системы. Это не дискретная деятельность с явным началом и концом...» и далее: «… планирование — процесс проецирования вероятного или логического будущего — обобщенного сценария — и идеализированных желаемых будущих состояний» [9]. Одни авторы считают, что планирование — это «процесс определения соответствующего будущего действия через последовательность выборов», другие — «предвидение при одновременной формулировке и осуществлении программ и политик» или «процесс подготовки ряда решений для осуществления последующих действий, направленных на достижение целей предпочитаемыми средствами» [10, 11]. Т. Саати и К. Керне в работе «Системное планирование» ввели термин сценарное планирование для интеллектуальных и аналитических процедур планирования на основе метода систем по этапам влияния факторов [9]. Как показано в ряде работ, этот термин может обозначать модель комплексного и сложного процесса направления, включающего информационные технологии и интеллектуально-экспертные системы при принятии решений [12, 13].

Более кратко определяет сценарное планирование ведущий германский специалист Д. Хан: «Сценарное планирование - это планирование достижения целей» [14]. Под ним он подразумевает одновременное планирование производственной программы, механизмов достижения стратегических решений, возможности организации и структуры потенциалов.

Как считают Матс Линдгрен и Ханс Бандхольд, сценарий не является прогнозом, то есть описанием сравнительно предсказуемого развития событий настоящего. Не является он и видением — желаемым будущим. Сценарий — это тщательно продуманный ответ на вопросы: «Что случится предположительно?» или «Что произойдет, если...?» Таким образом, сценарий отличается и от прогноза, и от видения, которые имеют тенденцию скрывать риски. Сценарий же, напротив, дает возможность управлять рисками [15].

Учитывая описанное выше, сценарный подход к планированию производственной деятельности электромашиностроительного предприятия определяется нами как система вариантных плановых расчетов финансово-хозяйственной деятельности, проводимых с учетом внутренних и внешних факторов и

условий, в том числе неопределенной природы сопровождающих функционирование и развитие экономического объекта. Рассматриваются ситуации, когда в силу одновременного изменения факторов внешней и внутренней среды, характер которых заранее неизвестен, возможно, возникновение различных ситуаций, в которых может оказаться предполагаемый объект.

Исходным пунктом формирования сценариев предприятия является осознание его руководством невозможности сохранить и укрепить позиции организации, действующей в условиях перенасыщенного рынка, опираясь на традиционную политику. Отсюда необходимость переориентации методов управления развитием предприятия, базирующихся на прошлых достижениях, освоенных товарах и технологиях (т. е. внутренних факторах), на возможности и ограничения, накладываемые рыночной средой (внешние факторы) [16].

II. МЕТОДЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСВТЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассматривая производственную деятельность, как деятельность, в процессе которой осуществляется производство продукции, товаров, работ, услуг, соответствующих реализации потребителям, следует определить, что предприятие осуществляет производственную деятельность, используя различные методы планирования: сетевой, программно-целевой, расчетно-аналитический, экономико-математический, балансовый.

Планирование производственной деятельности охватывает комплекс процессов, явлений и событий, связанных с выработкой своевременных решений и осуществлением необходимых действий, предвидением будущего, анализом последствий управляющих воздействий и инноваций. Это находит выражение в подходах к технологиям, моделям и концепциям производственного управления [17-19]. В этом контексте функции механизма планирования заключатся в следующем: обоснование и выбор новых направлений деятельности предприятия; формулирование задач и целей предприятия; разработка тактики реализации целей предприятия; планирование реализации проектов; выделение центров доходов и затрат, установление связей между ними; подбор персонала и его расстановка; учет и контроль результатов деятельности предприятия; выявление факторов риска и их ранжирование.

Перечисленные функции планирования определяют выбор методов планирования, который связан со всеми аспектами деятельности предприятия (Таблица 1).

Таблица 1.

Классификация методов планирования

№ п/п	Классификационный принцип	Методы планирования			
1.	Степень охвата	Общее	Частное		
2.	Содержание планирования	Стратегическое	Тактическое	Оперативное	Сценарное
3.	Предмет (объект) планирования	Целевое	Планирование средств	Программное планирование	Планирование действий
4.	Сфера функционирования	Планирование сбыта	Планирование производства	Планирование персонала	Планирование финансов
5.	Глубина планирования	Глобальное	Контурное	Детальное	Детальное
6.	Сроки планирования	Долгосрочное планирование	Среднесрочное планирование	Краткосрочное планирование	
7.	Учет изменения данных	Жесткое	Гибкое		
8.	Очередность во времени	Упорядоченное	Скользящее		
9.	Уровень управления	Фирменное	Корпоративное		
10.	Методы обоснования	Рыночные	Индикативные (государственное регулирование)	Централизованные , директивные	

Выбор метода и системы планирования на предприятии подразумевает, формирование адекватной системы показателей и параметров производственной деятельности, которые должны опираться на ряд основополагающих принципов:

- принцип комплексности, который заключается в агрегированном рассмотрении всех аспектов планирования изменений производственной деятельности;
- принцип системности, в рамках которого рассматриваются взаимосвязи и взаимозависимости между агрегированными аспектами объекта изучения;
- принцип многовариантности, подразумевающий разработку нескольких альтернативных вариантов планирования изменений производственной деятельности, а также осуществление процедуры выбора наиболее рационального варианта на основе критерия эффективности;
- принцип безусловного развития технико-технологических систем производственного процесса, как одного из важнейших элементов обеспечения необходимого уровня производственной деятельности предприятия.

Исходя из перечисленных принципов методического базиса, обеспечить принципы соответствующих исследуемой проблеме планирования производственной деятельности возможно с помощью сценарного подхода к планированию, т.к. он является детальным планированием действий и финансов. Планирование производственной деятельности на предприятии, основанное на сценарном подходе, предполагает одновременное рассмотрение производственной деятельности с двух сторон – с одной, происходит оценка исходя из влияния факторов, как внешней так и внутренней среды, с другой стороны – происходит планирование тех изменений, которые произойдут в технико-экономических показателях деятельности предприятия.

Сценарное планирование в классической интерпретации изученных авторов рассматривается как составная часть технологии управления в условиях неопределенности и нестабильности факторов внешней и внутренней среды, направленного на формирование будущей конкурентоспособности предприятия. Однако как показывает анализ не все основные элементы или этапы сценарного планирования в достаточной мере разработаны и применяются как в теоретических исследованиях, так и в прикладном аспекте сценарного планирования.

Таким образом, рассматривая организационно-функциональную модель деятельности предприятия с развитыми процедурами принятия решений, основанных на аналитических процессах сценарного планирования, необходимо выбрать вариант системных взаимосвязей происходящих на предприятии процессов.

III. СОСТАВЛЯЮЩИЕ МЕХАНИЗМА ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Сложность экономической ситуации и разнообразие происходящих на предприятии процессов не позволяют использовать перечисленные методы в чистом виде, поэтому чаще всего применяются их различные комбинации, которые должны основываться на системном научном подходе при изучении состояния электромашиностроительного предприятия, его внешней и внутренней среды.

Вариантом создания действенной системы планирования производственной деятельности на предприятии предлагается интеграция систем - ERP и MES, каждая из которых призвана выполнять свои чётко оговорённые функции. Поиск оптимальных программ управления и регулирования составляет сущность кибернетического подхода к регулированию системами. При этом координация системой предполагает инвариантный перебор некоторого множества альтернативных программ. Руководство процессом преобразования и развития осуществляется в замкнутом контуре посредством обратных связей, т.е. на основе информации о состоянии и качестве выходов системы, поступающей на ее вход. Наличие обратной связи обеспечивает своевременное восстановление параметров выхода системы в заданных границах за счет собственных возможностей и ресурсов, чем и достигается самоорганизация систем [20-22]. Отличие MES-системы от ERP состоит в том, что они находятся на разных уровнях

информационной структуры. Такая автоматизация характеризуется экономической прозрачностью и определенностью целей. Она позволяет непосредственно рассчитать обобщающие экономические показатели, отражающие реальную взаимосвязь экономических, производственных и технических параметров в «реальном времени» в том же масштабе, в котором функционируют основные производственные процессы.

В рамках MES – системы реализуется задача календарного планирования выпуска готовой продукции, сбалансированного по производственным мощностям и доведением оперативных плановых заданий до отдельных подразделений; производится управление очередностью выполнения операций; диспетчирование и контроль хода производства, и т.д. ERP – система верхнего уровня администрирования, напрямую связанная с внешней средой (поставщики и потребители). Согласно кибернетическому принципу «внешнего дополнения» автоматизация такой сложной социотехнической системы как электромашиностроительное предприятие не может быть полной, следовательно, ERP – с необходимостью является открытой системой. Таким образом, MES - это нижнее звено для ориентированной на экономические ERP-системы, автоматизация оперативной деятельности электромашиностроительного предприятия на уровне цеха, участка или линии в интегрированной информационной среде. Оно в свою очередь облегчает и ускоряет применение сценарного подхода к планированию производственной деятельности в краткосрочном и среднесрочном периодах [23].

На рисунке 1 представлена структурная схема планирования производственной деятельности посредством ERP и MES – систем с основными функциональными блоками. Это позволяет конкретизировать цель исследования в данной статье - разработка методического положения сценарного подхода к планированию производственной деятельности электромашиностроительного предприятия в интегрированной информационной среде с помощью экономико-математической модели, направленного на обеспечение эффективной реализации производственной программы.

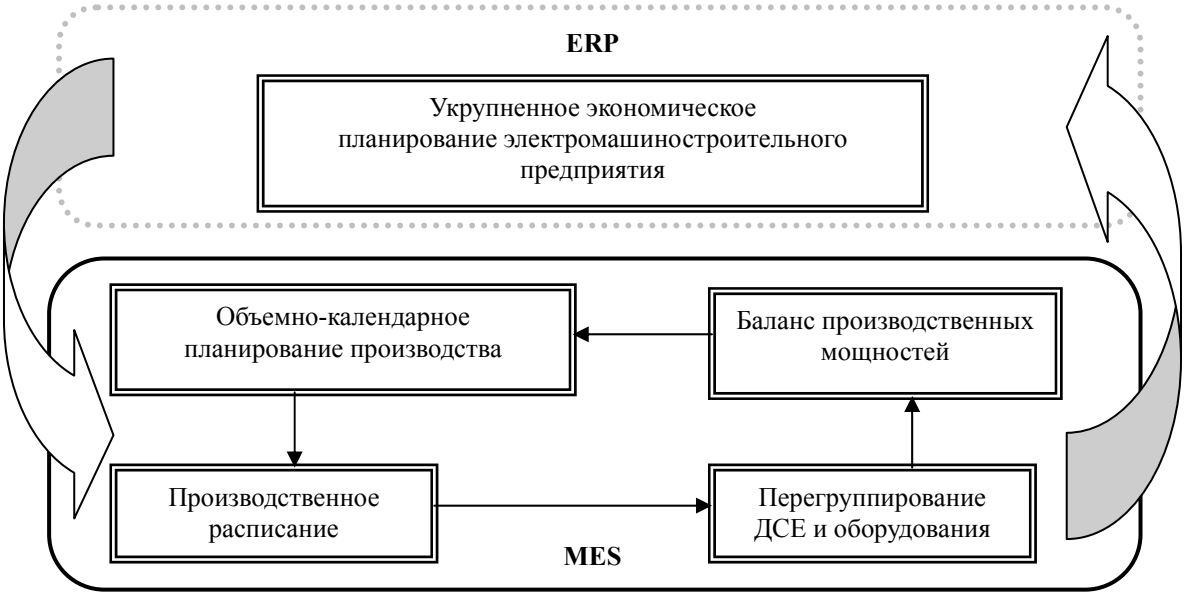


Рис. 1. Схема структурных элементов планирования в интегрированной информационной среде электромашиностроительного предприятия.

В свете вышесказанного предлагаемые составляющие механизма сценарного подхода к планированию производственной деятельности электромашиностроительного предприятия в интегрированной информационной среде укрупнено представляется в последовательности, представленной на рисунке 2.

На первом этапе - разработки сценариев - учитывается целый набор внешних и

внутренних факторов: номенклатура будущих готовых изделий, периоды времени их изготовления, наличие связанных заказов и их приоритеты, потребности в материалах и комплектующих деталях с учетом складских запасов и т.д., а также регистрация заявок на заказы в ERP – системе.

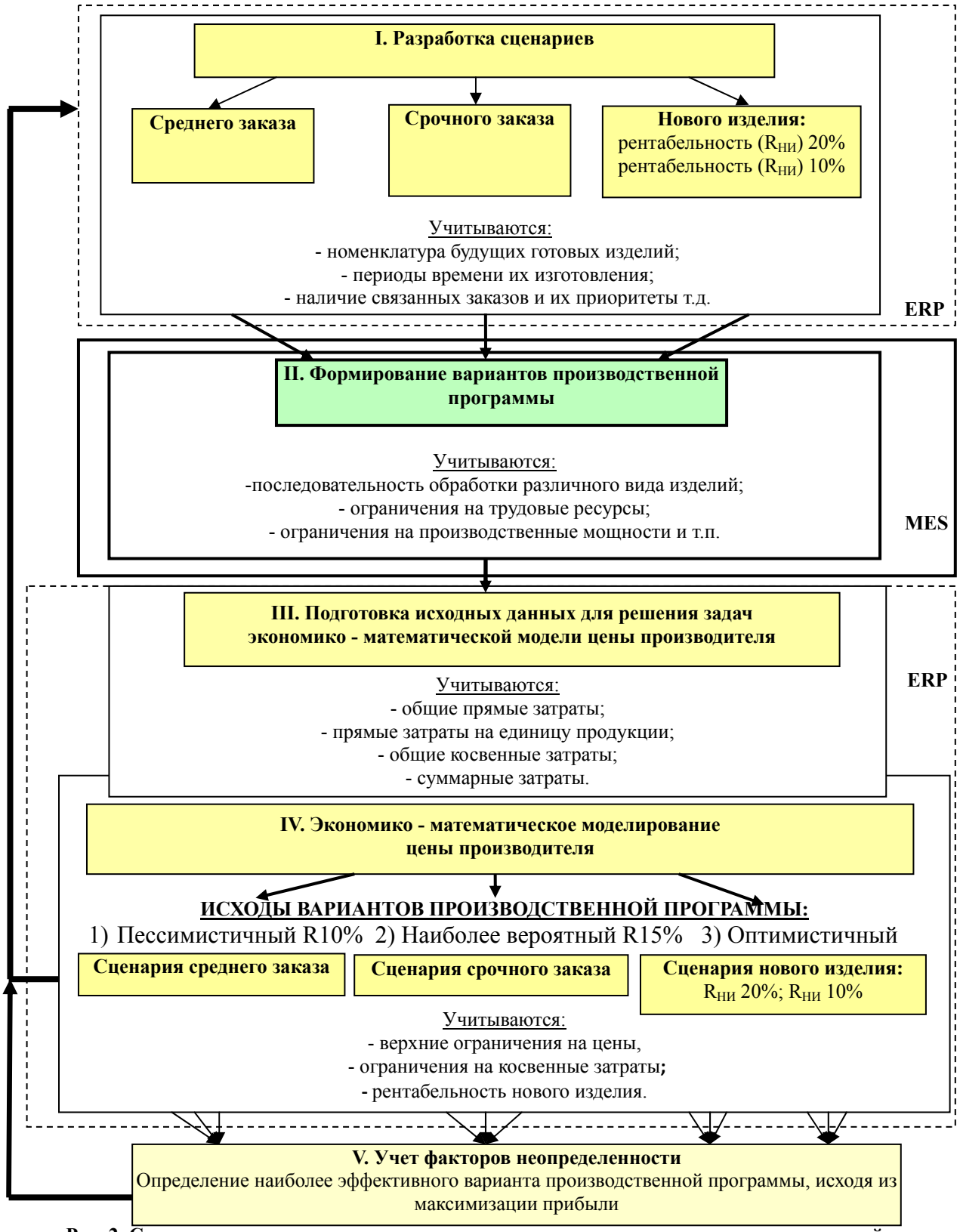


Рис. 2. Составляющие механизма сценарного подхода к планированию производственной деятельности на предприятии, где $R_{НИ}$ – рентабельность нового изделия.

Второй этап принимает во внимание производственно- экономические моменты, учитываемые MES – системой:

- последовательность обработки различного вида изделий;
- ограничения на трудовые ресурсы;
- ограничения на производственные мощности (оборудование, станки);
- сменность работы цехов и т.п.

Для каждого сценария в рамках MES – системы производится расчет производственной программы электромашиностроительного предприятия с учетом всех возможных производственных ограничений.

На третьем этапе после выхода информации из MES – системы о варианте производственной программы по номенклатуре и объему с установленными прямыми затратами по видам изделий, проводится расчет общих прямых затрат по всей номенклатуре. По предоставленным отчетам организации учитываются общие косвенные затраты. Кроме того, рассчитываются суммарные затраты на выпуск данного варианта производственной программы. Этот этап подразумевает сбор данных для расчета предлагаемой экономико-математической модели.

На четвертом этапе решается экономико-математическая модель для каждого варианта производственной программы. Информация поступает в ERP – систему, где для каждого варианта плана выпуска готовой продукции решается задача (1) – (8). Исходя из вида сценария, устанавливаются ограничения, необходимые для получения нужных результатов.

Это либо верхние ограничения на цены (5), либо на косвенные затраты или установление индивидуальной рентабельности на новые изделия.

Оптимизационная экономико-математическая модель цены производителя, позволит целесообразно распределить косвенные затраты по видам продукции и провести калькулирование на этой основе себестоимости по указанным видам изделий, сформировать цены, в том числе на новую продукцию, с учетом использования ограничений на косвенные затраты и индивидуальной рентабельности изделий, а также установить скидки с учетом реакции рынка.

Модель одновременно может служить инструментом распределения косвенных затрат не пропорционально какой-либо принятой базе (традиционные подходы), а исходя из экономической целесообразности с точки зрения всего электромашиностроительного предприятия как системы, также для интеграции информационных систем и сценарного планирования в качестве составляющей экономического руководства предприятием:

$$\sum_{i=1}^{m} Q_i * P_i \rightarrow max, \quad (1)$$

$$\frac{1}{C} * \sum_{i=1}^{m} Q_i * Y_i \leq (1+R), \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{m} Q_i * \Delta_i = C_{kos}, \quad (3)$$

$$Y_i - \Delta_i - P_i = r_i, \; i = 1,...,m, \quad (4)$$

$$Y_i \leq \overline{Y}_i, \; для \; i \in I = \{ i \mid i = 1,...,m \}, \quad (5)$$

$$P_i, \; \Delta_i, \; Y_i \geq 0, \; i = 1,...,m., \quad (6)$$

где Q_i - количество продукции i-го вида (i=1,. . .,m);

r_i - удельные прямые затраты на производство $i-$ й продукции;

P_i - удельная валовая прибыль, связанная с производством продукции $i-$ го вида;

Δ_i - искомые удельные косвенные затраты на производство продукции i – го вида;

Y_i - ориентировочные цены на $i-$ю продукцию;

C - общая величина затрат на $i-$ю продукцию;

C_{kos} - косвенные затраты на $i-$ю продукцию;

C_{pr} - прямые затраты на $i-$ю продукцию;

R – уровень рентабельности.

1) - установка при ценообразовании на определенный уровень рентабельности R по затратам;

$$C = C_{kos} + C_{pr}; \quad C_{pr} = \sum_{i=1}^{m} Q_i \cdot r_i; \quad R = \frac{P_v}{C},$$

где P_v - валовая прибыль.

2) - ограничение на необходимость распределения по видам продукции общей величины C_{kos} косвенных затрат.

С помощью изменения параметра R ограничение (2) может быть использовано для корректировки соотношения цен на отдельные продукты в соответствии с рыночным спросом, т.е. определения $Y(R)$ и $\Delta(R)$ как функций R.

Для формирования цены на новую продукцию можно использовать ограничение (7) индивидуального уровня рентабельности с добавлением ограничения на косвенные затраты (8) по данному виду:

$$\frac{1}{(1+R)} \cdot Y_i - \Delta_i \cdot r_i \; ; \qquad (7)$$

$$\Delta_i k \cdot \left(\overline{\Delta}_i\right), \; i \in I, \; где \; k \geq 1; \qquad (8)$$

$$\overline{\Delta}_i = r_i \cdot \frac{C_{kos}}{C_{pr}}.$$

Задача (1-8) является моделью формирования цены производителя на предприятии, которую целесообразно применять во взаимосвязи и взаимодействии с задачей построения производственной программы электромашиностроительного предприятия (MES – система), итеративно реализуя тем самым систему указанных моделей для нахождения в конечном итоге оптимального вектора $\vec{Q}^* = (Q^*_1, Q^*_2, \ldots, Q^*_m)$, где m - количество видов готовой продукции. С помощью данной модели можно решать следующие задачи:

1. Распределение косвенных затрат по видам продукции и калькулирование на этой основе себестоимости по указанным видам изделий, что является основой формирования цен.
2. Определение для каждого варианта производственной программы и ее реализации уровня рентабельности при заданных ценах.
3. Определение обоснованной, с точки зрения максимизации прибыли, величины ценовых скидок при установленном уровне рентабельности.
4. Формирование цен на новую продукцию с помощью индивидуального уровня рентабельности.
5. Использование модели для окончательного выбора реализации производственной программы.

Полученные после решения модели результаты, во-первых, необходимы как сведения для заключения договоров с клиентами (информация о ценах $Y_i, i = 1, \ldots m$ по видам готовой продукции); во-вторых, они могут использоваться для анализа и уточнения факторов и сценариев, некоторых ограничений модели (например, (1-6) или (7, 8)) с последующим пересчетом производственной программы.

После получения результатов по прибыли и рентабельности по каждому варианту плана выпуска готовой продукции есть возможность вернуться на первый этап выполнения сценарного планирования и внести коррективы при изменении внутренних и внешних факторов. Вследствие чего, без учета факторов неопределенности задача выбора оптимального варианта производственной программы (т.е. варианта обеспечивающего максимальную прибыль) заканчивается на IV этапе.

На пятом этапе (Рисунок 2) при необходимости учета факторов неопределенности (работа не только по конкретным заказам, но и на открытый рынок с дилерами) осуществляется выбор вариантов производственной программы (ПП) ($i = 1, \ldots m$) по результатам исходов: $j = 1$ – пессимистичный; $j = 2$ – наиболее вероятный; $j = 3$ – оптимистичный.

В рамках данного подхода для каждого исхода по вариантам ПП, рассчитывается соответствующий показатель прибыли $P^j_{\max}$. Вместе они составляют матрицу $\{P^j_i\}$ $i = 1, \ldots, m; j = 1,2,3$ (Таблица 2).

После заполнения таблицы 2 отбор оптимального варианта ПП может быть произведён с применением известных критериев, предлагаемых для решения задачи выбора стратегий в условиях неопределённости: максиминного, критерия Сэвиджа, критерия оптимальности по Парето, принципа недостаточного основания. Данные критерии основаны на полном незнании истинного состояния природы в будущем.

Таблица 2.

Матрица возможных исходов по вариантам производственной программы

j / i	1	2	3
1	P_1^1	P_1^2	P_1^3
2	P_2^1	P_2^2	P_2^3
…			
i	P_i^1	P_i^2	P_i^3
…			
m	P_m^1	P_m^2	P_m^3

На практике же принимающий решение, как правило, имеет некоторую информацию о нём. Основываясь на опрос экспертов группы предприятия и анализ их результатов, а также на субъективную вероятность, возможно на несколько вариантов производственной программы создать предварительное распределение вероятности, отличающееся от равномерного.

В этом случае простейшим критерием принятия решений по выбору оптимального варианта является максимизация математического ожидания прибыли:

$$Q_i = \max_{1 \le i \le m} Q_i = \max_{1 \le i \le m} M(P_i), \qquad (9)$$

где M – оператор математического ожидания (м.о.);

P_i – случайная величина прибыли, принимающая с некоторыми вероятностями одно из трех значений.

Недостатком целевого показателя Q_i, $i = 1, ...m$ из (8) является то, что он не учитывает рассеяния P. В принципе практически достаточную информацию о случайных величинах и случайных процессах, необходимую для оценки экономических показателей, содержат моментные характеристики первого и второго порядков. С учетом данного обстоятельства для показателя Q можно предложить следующие выражения:

$$Q_i = \frac{M(P_i)}{\sigma(P_i)}; \quad i = 1, ..., m, \qquad (10)$$

и

$$Q_i = M(P_i) - k \cdot \sigma(P_i), k \ge 0, i = 1, ..., m, \qquad (11)$$

где σ – оператор среднего квадратического отклонения (с.к.о.).

Правая часть в (10) представляет собой показатель, обратный коэффициенту вариации. Выражение (11) для целевого показателя Q_i является более гибким, так как с помощью коэффициента k можно регулировать участие в нем уровня вариативных изменений (через с.к.о.). Иными словами, k является параметром управления рисковой составляющей данного показателя: чем больше k, тем в большей степени при выборе оптимального варианта ПП учитывается риск и отдается предпочтение варианту с меньшим значением с.к.о.

Специфика указанных расчётов состоит в том, что в рамках какого-либо варианта ПП по каждому исходу исследуются действия организационно-экономического механизма реализации. А именно: закладываются потенциальные возможности повышения его адаптивности, например, путём создания резервов, другого рода избыточности и т.д. Одновременно в процессе предлагаемой методики реализуются соответствующие способы маневрирования в зависимости от изменений внешней и внутренней среды (как «отрицательных», так и «положительных»).

В целом надо заметить, что корректировка сценарных планов в процессе их реализации является характерной чертой реального технико-экономического планирования. Корректировка органически присуща выбору и планированию действий в условиях неопределённости. Важно стремиться принять такие сценарные планы, которые требовали бы минимальных общих затрат на их реализацию и максимизировали бы ожидаемый суммарный эффект от применения и адаптации плана.

На основе данных предприятия с электромашиностроительным типом производства выполнено согласование сценариев с формированием производственной программмы в интегрированной информационной среде. Из проведенного анализа систем автоматизации производства следует, что на предприятии используются ERP–система «1С»: предприятие (Торговля+Склад) и MES - система «СПРУТ ОКП». Данные системы являются интегрированной средой для рассматриваемого предприятия. На основе сформированных отчетов в «СПРУТ ОКП» была получена информация о формировании производственной программы, для сценариев «среднего заказа», «срочного заказа», «введения нового изделия». Произведен расчет по вариантам производственных программ по результатам исходов $j_i\ (i = 1, m)$:

j_1 – пессимистичный, общая рентабельность равна 10%;

j_2 – наиболее вероятный, общая рентабельность равна 15%;

j_3 – оптимистичный, общая рентабельность равна 20%.

Для каждого исхода варианта производственной программы (ПП) рассчитан соответствующий показатель $P_{мах}$. Вместе они составляют матрицу $\left\{P^j_{maxi}\right\} i = 1,...,m;\ \pi^j = 1,2,3$ (Таблицы 3,4).

Таблица 3.

Матрица возможных исходов по вариантам ПП, тыс. руб.

P_1 \ π^j	0,3	0,5	0,2
1	13881,55	20813,98	27746,42
2	13957,99	20920,14	27882,28
3.1 $R_{Н.П.}$ =20%	10134,96	17191,23	24247,25
3.2 $R_{Н.П.}$ =10%	9773,72	16830,00	23886,05

Простейшим критерием принятия решений по выбору оптимального исхода вариантов сценария является максимизация математического ожидания прибыли (P).

Рассчитаны значения математического ожидания и среднего квадратичного отклонения (СКО) для вышеприведенных вариантов (где π^j - вероятность исходов: $\pi^1 = 0,3; \pi^2 = 0,5; \pi^3 = 0,2$).

Таблица 4.

Значения математического ожидания и СКО, тыс. руб

Варианты сценариев	M	σ	Q_i
1	20120,8	5660	3,55
2	20223,9	5685	3,56
3.1 $R_{Н.П.}$ =20%	16485,6	5761	2,86
3.2 $R_{Н.П.}$ =10%	16124,3	5761	2,80

Из таблицы 4 видно, что интерес представляют 1-й и 2-й варианты. Определено граничное значение параметра k между ними:

$$k = \frac{20223,92 - 20120,74}{5685 - 5660} = 4,12 .$$

$$Q_1 = 20120.8 - 45660 = -2519.2 <$$

$$< \quad Q_2 = 20223.8 - 45685 = -2516.2 .$$

Исходя из правила «3-х сигм» 2-й вариант представляется достаточно устойчивым к рисковой составляющей и превосходит 1-й по математическому ожиданию. Его и следует выбрать к реализации:

Таким образом, вариант производственной программы сценария изготовления продукции «срочного заказа» наиболее предпочтительный по прибыльности.

Результатом внедрения данной модели служит учет возникновения факторов неопределенности. Разработанная модель позволила выбрать наиболее эффективный вариант производственной программы, который обеспечил максимизацию прибыли в период нестабильного экономического состояния и снижение риска. В результате эффективный вариант составит 20223,8 тыс.руб., это подтверждает ожидаемый экономический эффект от внедрения разработанной методики сценарного подхода к планированию производственной деятельности электромашиностроительного предприятия, который составит 8% или 1617,9 тыс.руб. в 2017г. по сравнению с показателями за 2016г.

Вследствие чего, прогнозируемые значения по максимально возможной прибыли с 2017г. по 2025 г. равны математическому ожиданию от 20120,8 тыс.руб. до 20223,9 тыс.руб. в зависимости от корректировки сценарных планов в процессе их реализации, что является характерной чертой реального технико-экономического планирования производственной деятельности электромашиностроительного предприятия.

IV. ВЫВОДЫ

Сценарный подход применительно к планированию производственной деятельности представляет собой механизм вариантных плановых расчетов хозяйственной деятельности, проводимых с учетом внутренних и внешних факторов и условий, в том числе неопределенной природы, сопровождающих функционирование и развитие электромашиностроительного предприятия.

Разработанный механизм планирования в условиях позаказного производства с использованием формируемого множества сценариев в интегрированной информационной среде (MES, ERP-платформ), обеспечит итеративность решения задач планирования в режиме «реального времени» с учетом максимизации прибыли, а также функциональную взаимосвязь между факторами и показателями производственной деятельности.

Предложенный комплексный подход к планированию производственных и экономических показателей предприятия с использованием экономико-математического моделирования цены производителя, позволит распределить косвенные затраты по видам продукции и провести калькулирование себестоимости по видам изделий, сформировать цены, в том числе на новую продукцию, с учетом использования ограничений на косвенные затраты и индивидуальной рентабельности изделий.

Доказана перспективность использования предложенной методики выбора варианта производственной программы, при воздействии факторов неопределенности, отвечающего критерию максимизации прибыли на предприятии с дискретным типом производства, это позволит определить эффективный вариант производственной программы, направленный на снижение затрат, рост рентабельности в зависимости от текущей ситуации на рынке.

Внедрение предложенной методики в практическую деятельность электромашиностроительных предприятий позволит рассчитать обобщающие экономические показатели, отражающие реальную взаимосвязь экономических, производственных и технических параметров в режиме «реального времени» в том же масштабе, в котором функционируют основные производственные процессы предприятия.

Литература (References)

[1] *Federalnay sluzba gosudarstvennoy statistiki. Promyshlennoe proizvodstvo v yanvare – avguste 2017.* [*Federal state statistics service.* industrial production in January-August of 2017]. (In Russian). Available at: http://www.gks.ru/bgd/free/B04.htm (accessed 03.09.2017)

[2] Lamben J.J, Chumppatis R., Shuling I. *Market-oriented management:* Master of Business Administration textbook, 2011. 718 p. (Russ. ed.: Malkova I.I., Kolchanova V.B. *Menedjment orientirovannyi na rynok.* Peter, 2017, 928 p.).

[3] Meskon M.C., Albert M., Hedouri F. *Fundamentals of Management*. Trans. from English. M.: Case, 2004. 700 p. (Russ. ed.: Vil'yams I.D. *Osnovy Manedzhmenta.* Moscow, “Delo”, 2016, 672 p.).

[4] Yavdak M. Information support formation of operating planning in the context of enterprise decentralization management. *Genesis of Genius.* 2015, vol. 1, no. 2, pp.74-78.

[5] Skvortsov I.B., Zahoretska O.Y., Zaverbna M.S. Upravlenie predpriyatiyami s uchetom faktora real'nogo vremeni [Managing entertprises with the account of the real time factor]. *EHkonomika,*

predprinimatel'stvo, menedzhment - Economics, Entrepreneurship, Management, 2014, no 1-2, pp. 35-40. (In Russian).

[6] Furman J., Kuczynska-Chalada M. Management of the machinery in steel companies. *Trudy 25th Anniversary International Conference on «Metallurgy and Materials»*. Brno, Czech Republic, 2016, pp. 1782-1786.

[7] Pattanayak S., Roy S. Synergizing Business Process Reengineering With Enterprise Resource Planning System In Capital Goods Industry. *Trudy XVIII Annual International Conference of the Society of Operations Management,* [Indian Institute of Technology, «Operations Management in Digital Economy», Procedural Social and Behavioral Sciences]. INDIA, Roorkee, 2015, vol. 189, pp. 471-487.

[8] Baral H., Keenan R. J., Sharma S. K. Economic evaluation of ecosystem goods and services under different landscape management scenarios *Land use Policy,* 2014, vol. 39, no. 7, pp.54-64.

[9] Saaty T., Kearns K. *Analytical Planning: The Organization of Systems*. Oxford: Pergamon Press. 1985, 224 p.

[10] Zaroub V. Ya. Optimizaciya planov proizvodstva po ocenkam veroyatnosti budushchih zakazov [Optimization of production plans according to estimates of the probability of future orders]. *Marketing i upravlenie innovaciyami - Marketing and management of innovations*, 2017, no. 2, pp.222-232. (In Russian).

[11] Vipul J., Tiwari M.K. Evaluation of the supplier performance using an evolutionary fuzzy-based approach. *Manufacturing Technology Management.* 2004, vol. 15, no. 8, pp. 735-744.

[12] Mercer D. Scenarios made easy. *Long Range Planning.* 2007, vol. 28, no. 4, pp. 81-86.

[13] Arrfelt M., Wiseman R.M. Looking backward instead of forward: aspiration-driven influences on the efficiency of the capital allocation process. *Journal Academy of Management*. 2013, vol. 56, no. 4, pp. 1081-1103.

[14] Khan D. *Planning and control: the concept of controlling.* Transl. from German. (Russ. ed.: Turchak A.A., Golovach L.G., Lukashevich M.L. *Planirovanie i kontrol': kontseptsiya kontrolinga.* Moscow: Finance and Statistics, 1997, 800 p.).

[15] Lindgren M., Bandhold H. *Scenario planning. The link between future and strategy.* Palgrave Macmillan, 2003, 102 p. (Russ. ed.: Lindgren M., Bandkhold Kh. *Stsenarnoye planirovaniye. Svyaz mezhdu budushchim i strategiyey*. Moscow: ZAO "Olympus-Business". 2009, 256 p.).

[16] Ringland G. Scenario planning: managing for the future, Chichester: Wiley, 1998, 422 p. (Russ. Ed.: *Publishing House: Dialectics*, Moscow, 2007, 560 p.).

[17] Meskon M.C., M. Albert and F. Hedouri, *Management Fundamentals*. Business, 1999. 800 p. (Russ. ed.: Meskon M., Albert M., Khedouri F. Osnovy menedzhmenta. Moscow, “Delo”, 2006, 701 p.).

[18] Koverha S. V. Modeli i metody prinyatiya reshenij v upravlenii sbalansirovannym razvitiem promyshlennyh predpriyatij [Models and methods of decision-making in the management of industrial enterprises' balanced development]. *Marketing i upravlenie innovaciyami - Marketing and management of innovations*, 2016, no. 1, pp. 144-156. (In Russian).

[19] Pawliczek A., Vilamova S. On the strategic planning, innovation activities and economic performance of industrial companies. *Acta* Montanistica Slovaca. 2015, vol. 20, no. 71 pp.16-25.

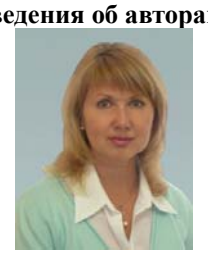
[20] Klos S. A. Model of an ERP-Based Knowledge Management System for Engineer-to-Order Enterprises. 22nd International Conference on Information and Software Technologies [Communications in Computer and Information Science]. Druskininkai, Lithuania, 2016, vol. 639, pp. 42-52.

[21] Tenhiaelae A., Helkio P. Performance effects of using an ERP system for manufacturing planning and control under dynamic market requirements. *Journal operations management*, 2015, no. 36 pp. 147-164.

[22] Madanhire I., Mbohwa C. Enterprise resource planning (ERP) in improving operational efficiency: Case study [*13th Global Conference on Sustainable Manufacturing - Decoupling Growth From Resource Use, Procedia CIRP*]. Binh Dong New City, VIETNAM, 2016, no. 40, pp. 225-229.

[23] Krylova E. V., Karpovich, A. I. Primenenie scenarnogo podhoda v planirovanii proizvodstvennoj programmy [Application of scenario approach in planning production programs]. *Sibirskaya finansovaya shkola - Siberian financial school,* 2014, no. 2, pp. 127-130. (In Russian).

Сведения об авторах.



Крылова Елена Владимировна, ассистент кафедры производственного менеджмента и экономики энергетики Новосибирского государственного технического университета, Российская Федерация, г. Новосибирск. Область научных интересов — планирование на предприятии, экономика и управление на предприятии электромашиностроения.
E-mail: Krylova@corp.nstu.ru