

Министерство образования и науки Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Труды Всероссийской научной конференции

16-18 мая 2013 года

**Издательство Политехнического университета
Санкт-Петербург
2013**

УДК 338.45:62.9

C56

Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике: труды Всероссийской научной конференции 16-18 мая 2013 года / отв. ред. Е. Э. Овчарова. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2013. – 266 с.

В сборнике публикуются материалы докладов, представленные на Всероссийскую научную конференцию с международным участием «Современные методы обеспечения эффективности и надежности в энергетике», которая состоялась 16-18 мая 2013 г.

На конференции рассматривались следующие вопросы: системный анализ современного состояния отраслей ТЭК и последствий структурных изменений в них, проблемы надежности в электроэнергетике и других отраслях ТЭК, финансовые проблемы энергосистем и пути их решения, особенности инновационного развития энергетики, поиск схем компромисса при выборе эффективных решений, страхование в энергетике, технические аспекты эффективных решений в энергетике, вопросы энергосбережения.

Труды конференции представляют интерес для специалистов в области экономики, финансов, экономики отраслей ТЭК, применения математических методов в экономике, системного анализа, бизнес-планирования, проектного финансирования.

Тексты статей печатаются в авторской редакции.

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

ISBN 978-5-7422-3949-9

© Санкт-Петербургский государственный
политехнический университет, 2013

УДК 62.682

Daniels TURLAJS
Namejs ZELTINS
Aivars CERS

THE NEW IMPROVEMENT METHOD OF GAS COMBINE CYCLE TRIGENERATION

Latvia, Riga Technical University,
Institute of Physical Energetics

INTRODUCTION

Natural gas fired combined cycle cogeneration equipment

The basic principle upon which the natural gas fired combined cycle cogeneration equipment (GCCC) is based is the combination of two thermodynamic cycles in a single energy complex where the gas turbine (GT) cycle operates within a range of higher temperatures and the steam turbine (ST) operated within a range of lower temperatures. A typical GCCC is presented in Fig. 1. The cogeneration unit (CU) installed at the CHP IMANTA was used as an experimental object (EO). The single line diagram of GCCC with heat and mass balances is presented in the Figure. The major elements of GCCC are numbered accordingly in the explanatory part of the Figure. The waste potential which is not utilised but is used for the provision of a lower temperature cycle, i.e. ST (4). The operation of the cycles within the combined cycle ensures a considerable higher total efficiency of the cycle than it is in case of individual cycles. GCCC consists of three main components: GT (2), a recovery boiler CU (3) and ST. For the purpose of ensuring the operation of the GT, the ambient air (AA) is delivered to the GT where it is pressurised in the compressor (1) for securing the combustion of a fuel which is usually natural gas (NG). The produced hot flue gas expands within the turbine which is coupled to the compressor and the power generator (5).

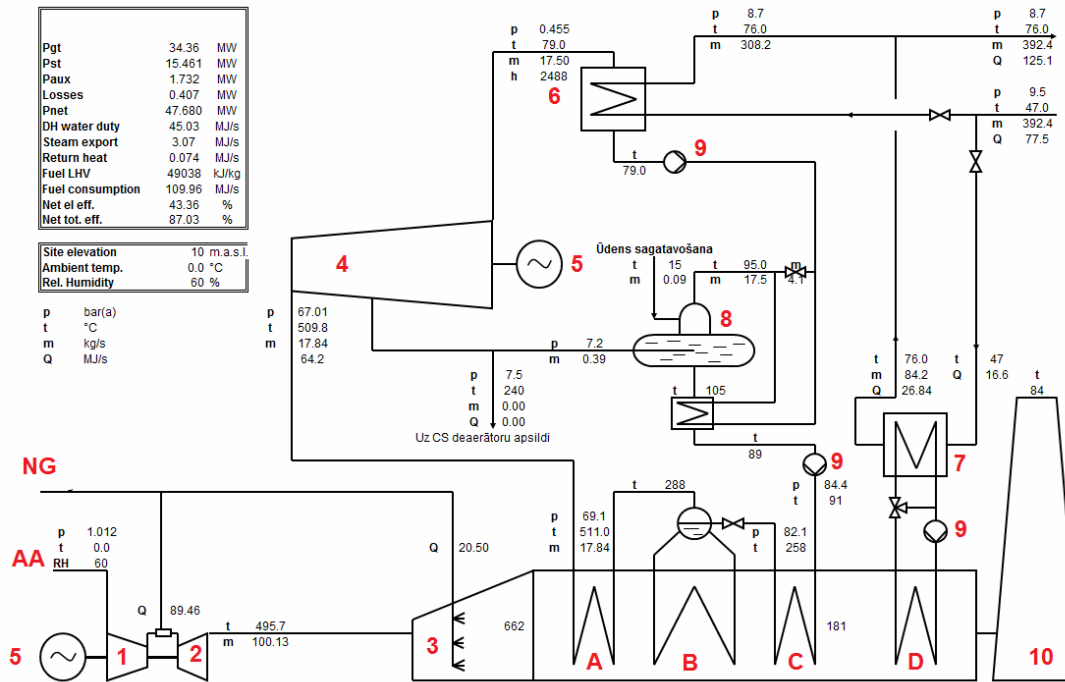


Fig. 1 The single line diagram of the GCCC and the heat and mass balances of the process. Designations: 1- GK; 2- GT; 3- CU; 4- ST; 5-GTG and STG; 6- condenser unit; 7- disconnectable DH loop ; 8- deaerator; 9- pump units; 10- stack; A- CU overheater; B- CU steam circuit; C- CU economiser; D- closed heat and power production loop.

The above heat exchange elements of the CU are classified based upon their temperature potential. All the groups of heating surfaces (A; B; C and D) are linked by the CU boiler. Taking into account that the flue gas, which is delivered to the CU, has a high air saturation rate $\alpha \div 4$, the potential of flue gas usually is increased by means of a supplementary firing without supplied additional air for ensuring the combustion process.

CU economisers can be either of independent operation (C) or with disconnectable heating surfaces (D) which are used for heat and power production needs in case of full loading and are disconnected under the conditions of minimum load. Waste flue gas is discharged to the environment via a stack (10). For special cases when the use of the GT cycle only is envisaged, a separate GT stack is installed before the CU. The high potential and quality steam which is accumulated and treated in the boiler is transmitted further to the ST, which can be a condensing type or a back-pressure type in most cases, with the extraction of steam or without it. Steam expands and is used for providing the mechanical

drive of the ST generator STG (5), and the waste steam is transmitted for further condensation in the condenser (6). The cooling system of the condenser delivers heat for the heat and power production needs. The produced condensate is later returned to the deaerator tank (8) and returns to the ST cycle again. Within the operation of the cycle the water circulation is ensured by means of pumps (9). The efficiency rate η of modern GCCC reaches 84÷88% under the conditions of suitable loading.

Topicality of the subject

The beginning of the 21st century is marked in the history by the rapid introduction of the combined cycle cogeneration units of gas fired turbines on the global scale. This technology provides an opportunity of generating power with the lowest additionally produced heat volume. Usually this ratio is 1:1 or even better. The operational experience of recent years has demonstrated good efficiency results in the biggest combined cycle power plants of gas turbines in Latvia: Riga CHP-1, CHP-2 and CHP IMANTA. The mean efficiency rate of these power plants is high and amounts to 84 – 86%. In order to achieve even higher improvements in the efficiency indices of GCCC, it is necessary to develop technological solutions for improving efficiency. The absorption cooler (AC) which cools down the technological water of GCCC could be a device which provides this possibility. It would allow the utilisation of up to 2% of the input fuel of GCCC, and at the same time the technology developments would present a solution for introducing the district cooling supply adapted to the circumstances of Latvia and aimed at stabilising the summer production volume of the CHP plants, supplying a new product to consumers and generating additional income. The adaptation and introduction of an absorption heat pump was performed by the JSC RĪGAS SILTUMS in cooperation with the experts of the Heat Supply Department of the Transport and Mechanical Engineering (TMF) of Riga Technical University (RTU).

Latvian scientists A. Akermanis; J.Barkans; V.Barkans; D. Blumberga; E.Dzelzītis; V.Grīvcovs; U.Iļjins; A.Krēsliņš; A.Lešinskis; U.Osis; M.Rubīna; G.Stankeviča; P.Šipkovs; A.Temkins; D.Turlajs; I.Veidenbergs; V.Zēbergs;

N.Zeltiņš; Ā.Žīgurs and other have carried out in-depth studies of the efficiency of cogeneration and consumers, the heat supply regimes, the application of heat pumps and absorption coolers for the needs of heat supply and trigeneration prior to the study performed by the authors of the present research; they have also developed the mathematic descriptions of the heat physical processes. The top importance of the subject is confirmed by the long term Latvian National research programm LOW CARBON EMISSION ASSURANCE BY RENEWABLE RESOURCES AND SUPPORT MEASURES FOR ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE MITIGATION REDUCTION TECHNOLOGIES, where all kinds of heat pumps and chillers are evaluated and tested.

The task of the present research has been defined as the development of methodological guidelines for improving the efficiency of GCCC by the application of absorption coolers under the temperate climate conditions.

The goal of the present Research is the development of a model for improving the efficiency of the operation of GCCC adapted to the sustainability index of the Latvian energy, the performance of the study of the process of heat and mass exchange of an absorption cooler aimed at the improvement of the efficiency of this equipment. The following scientific tasks were defined for achieving the goal of the Research:

- The performance of a study of the impact of the Latvian climate conditions upon the operation of GCCC;
- The development of the plan for introducing the Latvian district cooling supply by utilising the low potential heat of GCCC;
- The development of the model for improving the efficiency of GCCC by utilising the low potential heat suitable to the climate of Latvia;
- The performance of the in-depth evaluation of the efficiency of the absorption cooler and the development of recommendations for the improvement of efficiency under the conditions of a high temperature of the cooling substance;
- The development of the mathematic description of a non-stationary temperature field within the environment covering cylinder type heat pipelines;
- The development of the algorithm for the optimisation of the operation of GCCC and the criteria for evaluating the results.

Scientific innovation

The performed studies have resulted in the development of several innovative solutions for the improvement of the efficiency of GCCC.

- Within the Doctoral Research a special application of the absorption coolers for the utilisation of the low potential heat of GCCC followed by the transmission of heat to the DH network has been developed. A new construction has been developed for the improvement of the productivity of the cooler under the conditions of a high return temperature.
- A study of the experience of introduction of the cooling supply in the Northern Europe has been carried out. The differences in characteristics to Latvia in comparison to the district cooling systems of the Northern Europe have been presented. The methodology of the introduction of the district cooling supply has been proposed. A Microsoft Excel based computer simulation for the identification of the costs of the production and the cold has been developed for the purpose of the introduction of the district cooling in Latvia. The formula for setting the prices of the service has been developed for the purpose of determining the costs of the district cooling service.
- By performing the analysis of the thermodynamic processes of the operation of the absorption cooler elements, a non-stationary temperature field of the absorption cooler within the environment covering cylinder type heat pipelines has been described by mathematic methods.
- The most optimal solution for the utilisation of the heat of technological and blow-down water of GCCC has been developed;
- A physical picture of the loading of GCCC under temperate climate conditions has been presented. The Research has been developed by means of the analysis of the factors impacting the operation of GCCC which helped to establish and attest the GCCC optimisation model and to propose the method for testing the simulation results.

The practical importance of the Research

A unique method for the application of absorption coolers for the purpose of utilising the low potential heat under the conditions of the high temperature of the cooling liquid has been developed. The developed equipment presents a valuable solution for the introduction of GCCC, heat supply and geothermal projects in Latvia and the Baltics. The presented application of the absorption cooler allows saving up to 2% of the input fuel of GCCC, which has resulted in the reduction of the natural gas consumption by 1.4 mill. n.m³ / year at the EO site.

Approbation

Research has allowed to carry out in-depth studies on the heat sources of the DH system in Riga and to develop the complex solutions for improving the efficiency of the heat engineering equipment. For the purpose of carrying out the studies the data accumulated on the climate conditions of Riga city, heat sources and their operational regimes, heat recovery devices, the technical economic aspects of the introduction of the district cooling, the long-term experience of the construction and operation of GCCC at the CHP IMANTA, as well as the summary of the experimental measurements and theoretical results implemented by the author as a unified methodology were used. The measures of the utilisation of the heat of flue gas and the improvement of the efficiency of GCCC have been introduced at the CHP IMANTA of the JSC RĪGAS SILTUMS. The experimental studies of the processes have been performed at the same site. The results of the Research have been summarised and reported at 9 national and international conferences. The results of the Research have been described in 16 publications.

Operational peculiarities of GCCC in temperate climate conditions

In the result of the performed research it has been found that the major causes of accidents and failures in the district heating GCCC are as follows:

- the decrease of the performance capacity of the equipment at low ambient temperature;
- the errors of design and technical solutions within reconstruction projects;
- low quality of repair and service works, non-compliance with the repair technologies;
- errors made by the maintenance and operational staff;
- wear of the equipment and the physical ageing of applied materials during the operational process;
- unscheduled, non-standard damages caused by external circumstances.

The results of the research prove that the availability rate of the Latvian GCCC C_{av} is within the range of high global indices and exceeds the worldwide mean 1 (89.3%).

Fig. 2 presents the proposed requirements for GCCC under the conditions of Latvia with a high operational safety rate C_{saf} during the heating season, low requirements during the spring flood period and increasing requirements at the end of summer. The C_{av} is above 90% during the whole annual report period of the Latvian GCCC, however, if the split per months is used the availability indices are usually within the range from 75 to 90%. The values exceeding 80% are considered good indices on the global and European scale. This rate is fluctuating due to objective reasons over a few years because of the scheduled overhaul of the equipment.

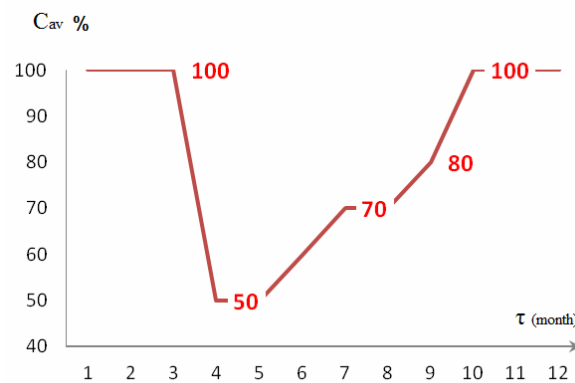


Fig. 2 GCCC C_{saf} (%) requirements under the Latvian conditions

In case of water heating boilers, the C_{av} usually is within the range of 95-99%. The highest capacity utilisation rate C_{util} at GCCC in Latvia was achieved in years 2006 and 2007 when CHP-1 and CHP IMANTA were commissioned, the high loading was encouraged by the favourable price of natural gas, suitable hydrologic conditions at hydro power plants and the high electricity demand by the manufacturing industry. According to the Eurostat data for year 2010, Latvia was in the leading position in the EU as regards the CHP efficiency (82%) in comparison to the EU mean rate of 50%. Latvia with the result of 45% takes a second position after Denmark (49%) in the EU as regards the volume of heat produced in cogeneration. Latvia has the second lowest (1.8 tons of cond. fuel) specific fuel consumption per capita in Europe, and this is more than twice below the mean consumption in Europe. The loading curves of the basic element of GCCC,

i.e. the GT, depend on the ambient temperature and can be described as follows:

$$P_{elmax} \text{ and } Q_{max} = f(T_{amb}). \quad (1.)$$

The maximum electrical capacity changes P_{elmax} is of a linear character: the lowest possible value of P_{elmax} is achieved at the maximum ambient temperature and at $T_{amb}=+45^{\circ}\text{C}$ it can reach just 85% of P_{max} at $T_{amb} = +15^{\circ}\text{C}$. The changes of the maximum electrical capacity of the GT can be described by means of a linear function:

$$P_{elmax} = -0.5108 \cdot T_{amb} + 107.88 \text{ (\% } P_{el ISO}\text{)}. \quad (2.)$$

The curves of the maximum electrical and heat capacity intersect at $T_{amb} = +15^{\circ}\text{C}$, which is the rated capacity reference point of gas turbines. The heat capacity generation of the GT does not have a linear function as the specific heat production tends to increase at a faster rate within the range of low temperatures and at a slower rate within the range of high temperatures. The changes of the heat capacity of the GT can be described by means of a 2nd stage polynomial function:

$$Q_{max} = 0.0007 \cdot (T_{amb})^2 - 0.0399 \cdot T_{amb} + 100.5 \text{ (\% } Q_{ISO}\text{)}. \quad (3.)$$

Timely washing of the GT and the selection of optimum operational regimes are the major preconditions for ensuring the high efficiency of the GT and

GCCC operation. The study also revealed that the quality of the supplied natural gas fully complied with the requirements for the supply of natural gas.

Specific features of the climate in Riga

The summarised data of the number of hours of ambient temperatures at Fig. 3:

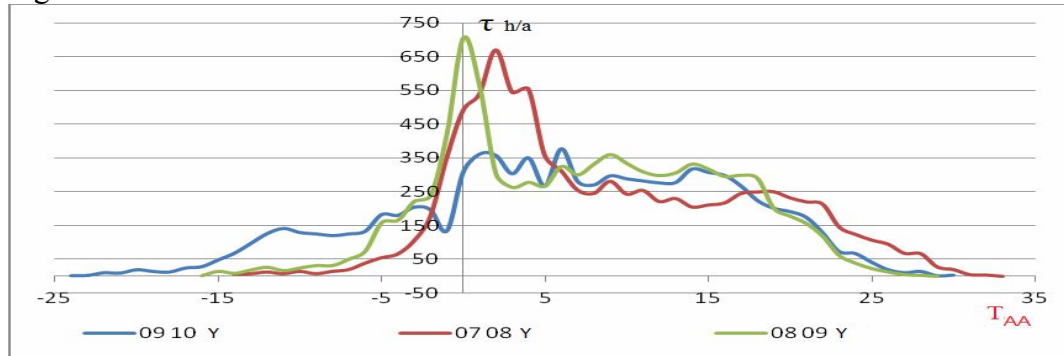


Fig. 3 The number of hours of ambient temperatures at Pardaugava district in Riga in the heating seasons of 2007/2008; 2008/ 2009 and 2009/ 2010

Pardaugava district in Riga in the heating seasons of 2007/2008; 2008/ 2009 and 2009/ 2010 is presented in the form of chart in Figure 3.

The operational efficiency of GCCC is impacted most by the ambient air temperature and the relative humidity, which can change the operational regimes of the GT dramatically even over a day. The obtained hourly load schedules are presented in Fig. 4.

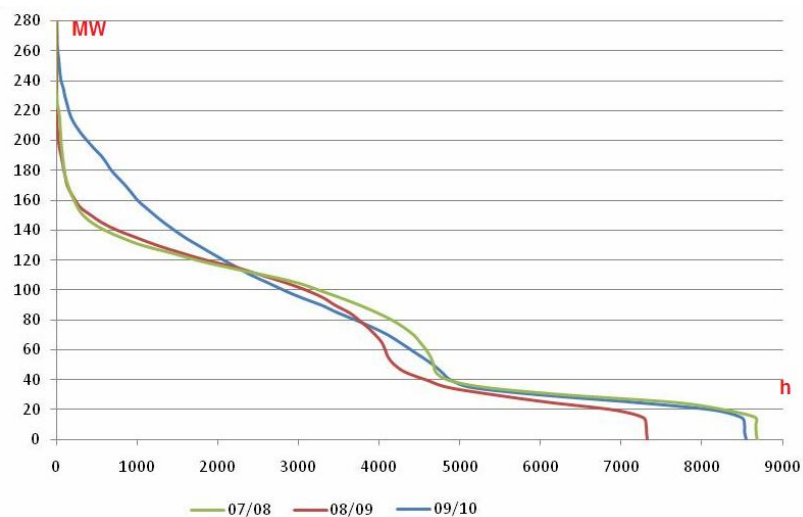


Fig. 4 The actual load schedules of the EO in 07/08, 08/09 and 09/10.

In Fig. 5 the load schedule of the EO which shows the heat production volume at various ambient temperature levels is presented. In the above Figure it can be seen that within the temperature range from $+5^{\circ}\text{C}$ to -18°C the load changes are linearly variable depending on the ambient temperature changes, and this can be explained by the fact that within this temperature range the plant complies with the linearity requirements of the temperature schedule. Until now it was deemed that the loading schedule of heat sources under the Latvian conditions consists of a linear load change section during the heating season and the exponential function section during the season without heating. When the ambient temperature decreases below -18°C , as the supply water temperature is not raised above $+118^{\circ}\text{C}$ because this is not provided for by the valid temperature schedule, the S-type break point emerges on the loading curve. There is a similar break point at the temperature of $+8^{\circ}\text{C}$ when the transition from the hot water consumption only to the gradual start of the heating season takes place. Within the ambient temperature range from $+8^{\circ}\text{C}$ and above an exponential decrease of the heat load takes place and this is encouraged by the lower night time settings of the hot water supply and the increase of the potable water temperature in the summer season

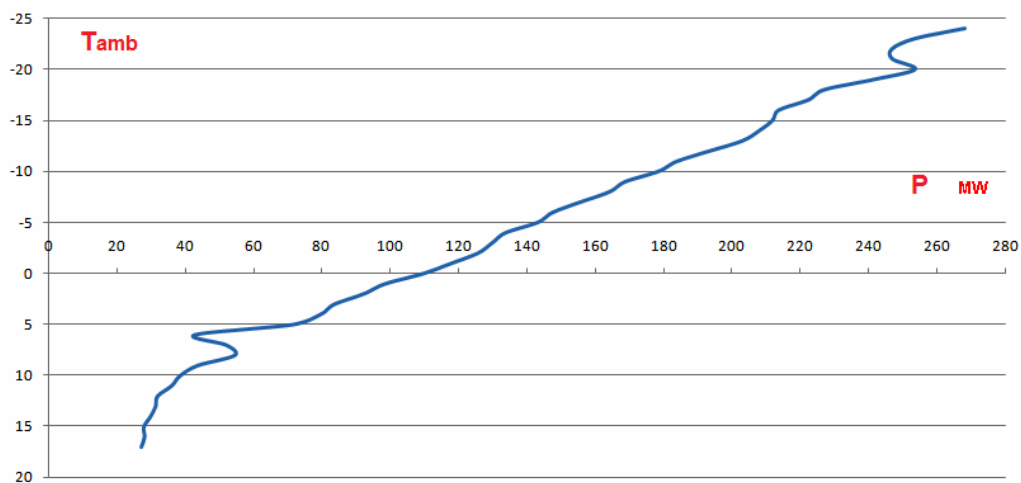


Fig. 5 The loading schedule of the EO in compliance with the ambient temperature change

The above schedule was developed based upon the summary of the production statistics data of three years. When the analysis of the operation of the EO during the time period from 2007 to 2010 was performed, it was found that

in compliance with climatically levelled data the loading of the CHP generally complied with the theoretical load schedules.

Introduction of district cooling in Latvia

District Cooling (DC) allows utilising the maximum amount of the locally available resources, to combine various sources of cold depending on the climatic and hydro-geologic conditions. The main conclusions derived from the performed study are as follows:

- The DC can improve the operational efficiency and profitability of district heating companies, in particular, in the summer period by increasing the end production of a company by 5-10% per year. The increase of the efficiency and the production volume is considerable during the season without heating when it is difficult to secure the loading of CHP plants;
- The DC is justified and necessary in the territories with sufficient consumption of industrial cooling capacities;
- Only large scale DH utilities are able to implement the plan of the introduction of the district cooling infrastructure;
- The development of regions is fragmented in Latvia. With the exception of Riga and Riga region (upon the condition that at least the basic infrastructure is present there), the municipal development index is negative in the major part of Latvia. Before the crisis it was positive only in 17 municipalities;
- The measures of improving energy efficiency have to be carried out in CU plants before the commencement of the introduction of the district cooling.

Taking into account the current sustainability index of the Latvian energy industry and the projections based upon the Scandinavian experience of the implementation of the DC, the DC market volume can reach 70 mill. € in 2025, thus becoming an important part of the district heating and trigeneration business. Under the Latvian conditions there is no possibility to ensure the natural cooling from deep water cold sources in summer like it is done in Sweden or Finland where cold sea water is available in the very city centres. The transition from the conventional cooling to the DC can increase the cogeneration production in summer months by up to 30% and divert a part of the electricity consumption

intended for ensuring cooling for covering other needs, thus reducing the import volume of electricity.

The DC methodology is based upon the identification of the annual fixed and variable costs of the DC and their verification by comparing to the costs of the construction and maintenance of an alternative local cooling system.

The methodology of the introduction of the DC proposes the implementation of the envisaged measures in stages and the six major basic principles to be followed:

- *Free and unrestricted competition*, according to which the price regulation is determined by the possibility of a business to provide a competitive service and a consumer's alternative of constructing an individual cooling system;
- *Setting of the cooling volumes* is based upon the proposed specific cold consumption indices;
- *Establishment of the fixed costs*. During this stage the individual and the design, construction and commissioning costs of the DC are established;
- *The stage of establishing variable costs*. The operating and service costs are established;
- *A customer's alternative solution*. During this stage a customer's possibilities to construct an individual cooling source and the structure of the relevant costs are assessed;
- *Identification of the profitability of the DC*. At the conclusion, the profitability calculation of the project profitability determines the fulfilment of the internal rate of return (IRR) and the net present value (NPV) of the project as per the last year of a contract or a loan schedule. The DC methodology is based upon the identification of the annual fixed and variable costs of the DC and their verification by comparing to the costs of the construction and maintenance of an alternative local cooling system.

It is proposed to use the following formula for calculating the costs component of the specific price of 1 MW of cold of the DC C_k for the compression type cooling without the first instalment:

$$C_K = \frac{C_{el}}{K_K} + \frac{I_k}{T_{eksp} \times \tau} \quad , \quad (4.)$$

where C_{el} – the mean price of electricity (LVL / MWh); K_k – the energy transformation rate of the cooler (COP) (MW / MW); I_k – specific investment in the cooler (Ls / MW), T_{eksp} – the lifetime of the cooler, τ – the utilisation of the capacity (h / a)

In the beginning of 2013 for the conditions in Riga $C_k = 53.45$ (LVL / MWh).

As the annual number of hours of the DC consumption is low and can differ a lot depending on the climate specifics, it is proposed to introduce a capacity fee for the annual operating hours for the purpose of setting a fair rate:

$$C_j = \frac{I_k}{\tau - \tau_{pat}} \quad . \quad (5.)$$

During the research it was found the major motivations for a customer to use the DC is as follows:

- No high investment in the cold generating equipment is required;
- The ecological situation in the buildings with DC is improved;
- There is no natural gas or a high capacity power connection infrastructure and its construction is unreasonably expensive in the relevant territories.

During the following 10 fiscal years the total investment in the operation of the district cooling of Riga can exceed 25 mill. €. If the conditions are different, each individual project should be evaluated carefully. The main conclusions derived from the study on the introduction of the DC are as follows:

- Only utilities with sufficient financial stability can implement the introduction of the DC, the introduction risk should be covered by the core business, the consolidation of small scale heat supply utilities will improve the conditions for the introduction of the DC;
- The development of the regions of Latvia is fragmented; the large scale introduction of the DC is possible only in the municipalities with a high devel-

opment index. The target group of the DC covers only the five biggest cities with a positive index;

- In the Latvian conditions no free cooling sources of sufficient capacity which ensure the biggest contribution to the DC efficiency in Scandinavia have been identified. Jurmala, Jelgava, Riga, Valmiera and Ventspils are the cities which are most suited for the introduction of the DC in Latvia. According to the methodology Jurmala and Riga have the most compliant indices.

- The DC is an area of operation for large scale utilities engaged in the heat production and distribution, which possess the required resources for the provision of services in the territories with a high density of the cold consumption, where it is necessary to satisfy the requirements of manufacturing processes and the living standard.

Experimental Object

Return temperature at the EO, by summarising the mean monthly data on the heating season of 2008/2009 in the DH networks of the left bank of Riga city, it has been found that the return temperature indices exceed the requirements of the temperature schedule.

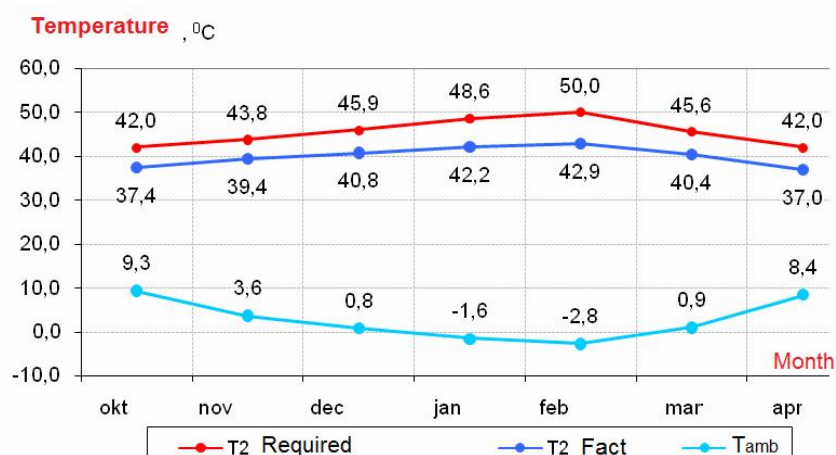


Fig. 6 The changes of the actual temperature of the DH network of the left bank of Riga city in the heating season of 2008/2009 in comparison to the settings

The reference values are presented in Fig. 6. The presented T2 values indicate that there are good conditions for the installation of the flue gas recovery devices and the application of heat pumps or coolers for the utilisation of the low potential heat.

Specific electricity consumption for the production of heat is considerably lower at a lower ambient temperature. The EO is operating at a higher efficiency level at a lower ambient temperature, i.e. a higher load. The specific consumption of electricity increases when the heat load in the DH network decreases. The electricity consumption of the CHP plant is highest at night hours in summer. As the DH system is operating at a constant network water supply temperature $T_1 = 70^\circ\text{C}$ during the summer period, it is not possible to impact electricity consumption for the provision of the network water circulation in the DH network. In winter T_1 changes in compliance with the temperature schedule, and in this case, when the supply water temperature is higher the volume of the circulation water in the DH network is lower, thus $P_{el\text{ aux}}$ required for the pumping of water is reduced.

Gas consumption at the EO during the whole year is fluctuating. Fuel costs have a considerable impact upon the price of the produced energy and these have increased dramatically over a period of the last 10 years.

Conclusions: In the Latvian conditions, due to the rapid increase of the purchase price of gas and the imposing of the excise tax to this type of fuel, the continuous long-term operation of GCCC becomes complicated. The situation is aggravated even more by the relocation of the manufacturing industry to the developing low costs countries in Europe and the stagnation of the power consumption by the manufacturing industry caused by the prolonged economic depression. The situation can be returned to stable by reducing the price of natural gas for ensuring that the electricity and heat produced by natural gas are competitive products.

METHODOLOGY OF THE OPERATIONAL INDICES FOR THE ABSORPTION COOLER

A solution was found for the application of the absorption cooler at GCCC under the temperate climate conditions with an increased return temperature. When the temperature of the cooling water in the condenser increases above $+47^\circ\text{C}$, the productivity of the cooler decreases rapidly and thus the risk that the technological water

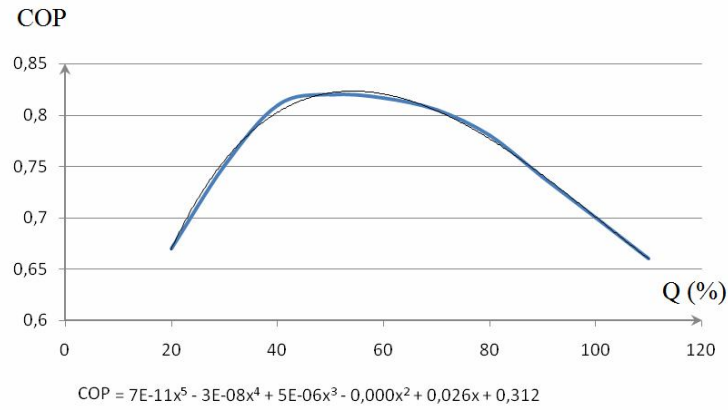


Fig. 8 The actual efficiency of the absorption cooler depending on the loading of GCCC will not be cooled sufficiently and the CU will experience an emergency shutdown increases. The dependence of the productivity within the DH network return temperature T_2 range $+47 \div +67^\circ\text{C}$ can be described by means of a polynomial of a 2nd stage:

$$Q_{cooling} = 0.0428 \cdot T_2^2 - 7.3829 \cdot T_2 + 352.58. \quad (6.)$$

When the testing of the absorption cooler was performed under the normal cooling conditions, the curve of the changes of the efficiency rate COP depending on the discharged load was obtained: Fig. 8 presents the curve of the change of the cooling efficiency for single stage absorption cooler. This figure presents the dependence of the COP changes on the loading of the absorption cooler. Within the capacity range 20-110%, this COP change can be quite well described by the means of the polynomial which is added to the chart presented in the figure.

Possibilities for improving the operational efficiency of the absorption cooler

Taking into account that the capacity problems of the cooler emerge at the ambient temperature below $-12 \div -15^\circ\text{C}$, this would permit to solve the cooling capacity deficit within the range of ambient temperature up to $-22^\circ\text{C} \div -24^\circ\text{C}$, which is observed very rarely, and the annual number of operating hours at this temperature is below 100. The proposed connection diagram of the absorption cooler is presented in Figure 9.

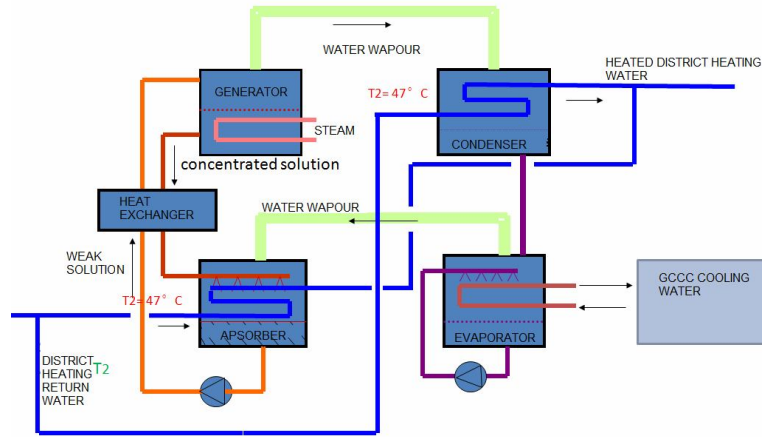


Fig. 9 The parallel connection of the absorption cooler

The proposed connection diagram requires the rebuilding of the hydraulic system of the heat supply return water of the cooler. In the result, the input cooling water temperature both in the absorber and the condenser will be equal, which permits to maintain the high COP and the cooling capacity of the device at increased DH network water temperature T_2 .

CONCLUSIONS

1. The methodology for the plan of the introduction of the district cooling in Latvia by utilising the low potential heat of GCCC has been developed for the district heating businesses which have introduced the energy production in the cogeneration process. This plan requires the compliance with a high national energy sustainability index and it can be implemented in municipalities with a positive development index. The perspective locations of implementation are the following: Jurmala, Riga, Valmiera, Jelgava, and Ventspils.

2. The method for improving the efficiency of GCCC by utilising the low potential heat of the technological water which is suitable for the Latvian and Baltic climate has been developed and proposed. During the course of the development of the above method several problems were solved and prevented, including the decrease of the capacity of the cooler under the conditions of the increased return of the DH network.

3. The developed GCCC technological solution is unique and it has been approbated at the CHP IMANTA of the JSC RĪGAS SILTUMS. It permits to

save up to 2% of the input fuel of GCCC, which has resulted in the reduction of the natural gas consumption by 1.4 mill. n.m³ / year at the EO.

Literature

1. **Талцис Н.**, Церс А., Плискачев С., Дзелзитис Э., Турлайс Д. Опыт утилизации низкопотенциального тепла с использованием абсорбционного теплового насоса. // Новости теплоснабжения №5 (129) май, 2011.

2. **Žīgurs Ā.**, Turlajs D., Krēsliņš A., Cers A., Soročins A. Improvement of Efficiency of District Heating Systems in Latvia // 21st World Energy Congress: Issue 1.6: Closer Integration for Infrastructure, Adequacy and Efficiency, Canada, Montreal, September 12-16, 2010. – pp. 1-13.

3. **Turlajs D.**, Soročins A., Cers A., Žīgurs Ā. The Dependence of Quality and Efficiency of District Heating on the Type of Load Regulation // RTU zinātniskie raksti. series 6, Mašīnzinātne un transports. – volume 31; (2009), pp. 137-146.

4. **Турлайс Д.**, Жыгурс А., Церс А., Плискачев С. Утилизация низкопотенциального тепла с использованием тепловых насосов для повышения эффективности комбинированной выработки энергии // Новости теплоснабжения. – 10 (2009), pp. 23-25.

5. **Жыгурс А.**, Церс А., Голунов Ю., Турлайс Д., Плискачев С. Утилизация тепла дымовых газов на теплоисточниках г. Риги // Новости теплоснабжения. ООО издательство «Новости теплоснабжения» № 5., Москва, 2010, 19.-24.p.

6. **Turlajs D.**, Žīgurs Ā., Cers A., Soročins A. The Relation between the Efficiency and the Type of Load regulation for Riga District Heating System // 5th European Conference Economics and Management of Energy in Industry Proceedings, Portugal, Vilamour, April 14-17, 2009. – pp. 1-9.

7. **Жыгурс А.**, Турлайс Д., Сорочин А., Церс А. Отношение между эффективностью и типом регулирования тепловой нагрузки в централизованном теплоснабжении г. Риги // Новости теплоснабжения . – р. 7. (2009) pp. 7-11.

8. **Жыгурс А.**, Церс А., Плискачев С. Опыт АО "Ригас Силтумс" в реконструкции водогрейных котлов КВГМ-50 и КВГМ-100 // Новости теплоснабжения . – р. 4. (2009) pp. 34-39.

УДК 621.438

Комаров И.И., Конова О.Г., Лисин Е.М.

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА
АКТУАЛЬНОСТИ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ
НА БАЗЕ ПГУ-ТЭС**

Москва, МЭИ

Анализ современного состояния газотурбостроения. Большинство ключевых вопросов, стоящих перед энергетической отраслью России, напрямую связаны с проблемами энергетической безопасности. Большая часть энергоагрегатов, произведенная еще при СССР, морально и физически устарела. Средний возраст оборудования электростанций России составляет 30 лет. Изношенность оборудования сильно снижает его эффективность и, более того, делает его эксплуатацию небезопасной. Коэффициент полезного действия отечественных электростанций в среднем оценивается в 36 %. Более десятой части электроэнергии и вовсе вырабатывается на установках, КПД которых равен 25 % (эффективность, характерная для 30-х годов прошлого столетия). Между тем в развитых странах этот показатель в среднем не опускается ниже 45 %.

Ответственными за столь тяжелое состояние отечественной энергетики являются перестроечные годы. Общий спад производства тех лет привел к закономерному выводу генерирующих мощностей. С 1992 по 1998 год выработка электроэнергии упала на 275 млрд. кВт ч (на 25 %). Отсутствие заказов на производство энергоагрегатов у заводов изготовителей и технических заданий у профильных научно-исследовательских институтов привело к деградации производственной базы и устареванию технологий.

Современное положение российской энергетики продолжает оставаться тяжелым. В некоторых областях производства энергооборудования Россия сильно отстает от иностранных конкурентов. В сфере производства ГТУ это отставание наиболее ярко выражено. На текущий момент Россия умеет производить газовые турбины 3 типов:

- ГТУ-110 МВт в серийном или мелкосерийном производстве;
- ГТУ-160 МВт преимущественно выпускаются по лицензии компании Siemens на ЛМЗ (было собрано 27 шт.);
- ГТУ-65 МВт существует в единственном экземпляре и не введена даже в опытную эксплуатацию.

В сегменте газовых турбин большой мощности (240-300 МВт) ситуация еще более критическая. Можно говорить о том, что российская энергоотрасль не представлена в данном сегменте на мировом рынке газотурбостроения [6].

В сравнении с западными образцами, даже не самыми передовыми, отечественная продукция лишена конкурентных преимуществ.

На сегодняшний момент предприятия, которые раньше выпускали собственные ГТУ, сейчас занимаются лицензионным производством зарубежной продукции. Так, например, принято решение об освоении на ЛМЗ современных газовых турбин фирмы Siemens серии 3А единичной мощностью до 290 МВт.

При этом принимаются меры по технологическому переоснащению газотурбинного производства с развитием специализированных производственных мощностей на ЛМЗ и заводе турбинных лопаток в г. Санкт-Петербурге с доведением объема выпуска до 3 ГВт газовых турбин в год. В ОАО «НПО «Сатурн» (г. Рыбинск) идет освоение производства ГТУ мощностью 110 МВт разработки НПО «Машпроект», г. Николаев, Украина. На базе этого двигателя можно строить парогазовые блоки единичной мощности 325 и 170 МВт. Первая установка уже заработала на Ивановской ГРЭС в г. Комсомольске. И все же этого недостаточно, требуются кардинальные меры по перелому сложившейся ситуации.

Современные механизмы поддержки и направления развития энергомашиностроения. Одной из современных форм государственной

поддержки энергетической отрасли является создание технологической платформ. В Россию это понятие пришло 5 лет назад путем заимствования положительного опыта государственной поддержки технологического развития ЕС.

Технологическая платформа представляет собой координационный механизм, целью которого является консолидированная работа различных заинтересованных структур (производственных, научных и финансовых) над общей целью – создание коммерческих технологий, которые будут в ближайшем будущем определять технологический уровень отрасли [2].

Для России применение подобного организационно-инвестиционного механизма в энергетике особенно актуально ввиду того, что технологические платформы позволяют устранить разрыв между отраслевыми промышленными предприятиями и научно-техническим сектором, в данном случае – генерирующими компаниями, энергомашиностроением и научно-исследовательскими и проектными организациями.

Примером создания технологических платформ в энергетике может служить платформа «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», координатором которой является ОАО «ВТИ».

Одной из задач создаваемых энергетических технологических платформ является реализация приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетике и машиностроении, определенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 года.

Согласно данной стратегии основными проблемами энергетики признаны [1]:

- дефицит генерирующих и сетевых мощностей в ряде регионов страны;
- неоптимальная структура генерирующих мощностей, обусловленная недостатком полупиковых и пиковых маневренных электростанций;
- снижение надежности электроснабжения, обусловленное высоким износом основных производственных фондов и отсутствием необходимых инвестиций для их масштабного и своевременного обновления;

- длительное технологическое отставание в создании и освоении современных парогазовых, экологически чистых угольных и электросетевых технологий.

В качестве одной из мер по решению перечисленных проблем в Энергетической стратегии предполагается создание к 2030 новых генерирующих мощностей, работающих на газе по парогазовому циклу с коэффициентом полезного действия 53-55 % и газотурбинных установок в сочетании с котлом-утилизатором [1].

Создание технологий по данному направлению отражено и в технологической платформе «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности». В рамках данной технологической платформы планируется создать технологии, позволившие бы возвести ГТУ и ПГУ единичной мощностью до 1000 МВт с КПД до 60 %, и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70 % [2]. Можно говорить о том, что технологическая платформа предусматривает создание «прорывных технологий» по направлению использования газового топлива для производства электроэнергии.

Повышенное внимание в России к ГТУ и ПГУ оправдано. На текущий момент в структуре потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) газ составляет 53,8 %. Он используется преимущественно для производства тепло- и электроэнергии. Например, в Москве 97 % энергетической продукции производится за счет сжигания природного газа. На рис. 1. приведена структура потребления ТЭР на 2012 год.

Согласно Энергетической стратегии планируется снижать долю природного газа в структуре ТЭС за счет возведения в центральной части России новых АЭС и ГЭС на востоке страны. Но даже по этим прогнозам уменьшенная доля природного газа в общей структуре останется значительной. [4, 5]. На рис. 2. представлен прогноз по изменению структуры потребления ТЭР.

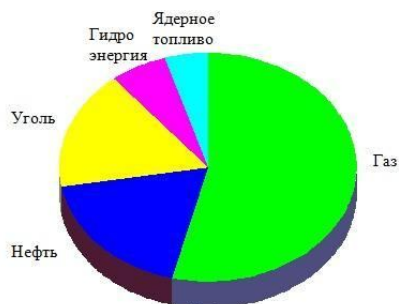


Рис. 1. Структура потребления ТЭР в России

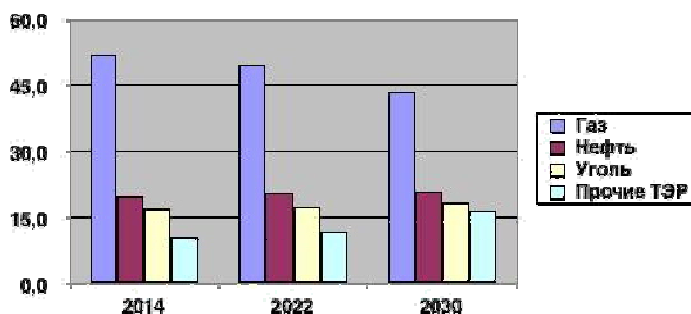


Рис. 2. Прогноз изменения структуры потребления ТЭР в России

Важность решения проблемы энергоэффективного использования природного газа для выработки электроэнергии подчеркивает и ограниченность его запасов. Согласно прогнозам компании Beyond petroleum запасов газа России хватит на 72 года с условием сохранения объемов потребления на уровне 2010 года. Следует отметить тот факт, что месторождения природного газа и других органических топлив становятся все более труднодоступными и от суши смещаются в море. Это сильно усложняет транспортировку ТЭР, а, соответственно напрямую влияет на увеличение себестоимости единицы тепло- и электроэнергии.

В итоге возникает сложная задача по созданию и вводу в эксплуатацию энергоблоков, позволяющих повысить эффективность потребления газообразного топлива в условиях растущей экономики.

Актуальность и особенности экономической оценки создания ПГУ-ТЭС. Описанную выше задачу частично можно решить путем масштабного применения парогазовых установок. Несмотря на то, что эффективность использования ПГУ была доказана еще в 50-х годов прошлого столетия в Советском Союзе в дальнейшем они распространения так и не получили. Одним из главных сдерживающих факторов была низкая цена на природный газ, а также в целом на прочее углеводородное топливо.

Доступность углеводородов сделала неактуальным развитие парогазовых технологий, в отличие от запада, где цена на органическое топливо была достаточно высока и парогазовые установки получили широкое распространение. Пик развития данной технологии пришелся на последние 20-30 лет. Только США вводит ежегодно около 50 млн. кВт генерирующих

мощностей, работающих по парогазовому циклу. Если говорить про мир в целом, то не менее 70 % всех новых тепловых электростанций действуют на базе ПГУ. [5, 6]

ПГУ представляет собой комбинацию 2-х циклов: газового цикла Брайтона и парового цикла Ренкина. В первом происходит последовательное сжатие воздуха, поступающего сначала в компрессор для непосредственного нагнетания давления, затем в камеру сгорания, где сжигается сам газ, а затем продукты сгорания поступают в газовую турбину, где совершают механическую работу. На одном валу с турбиной находятся компрессор и электрогенератор, который и производит электроэнергию. Особенностью этого цикла является высокая температура газов за турбиной. В современных газовых турбинах этот показатель на уровне 400-450°C. В классической ГТУ такие газы выбрасываются в атмосферу и полезно не используется. Однако в этих тепловых отходах сокрыт крупный энергосберегающий потенциал, реализовать который, как раз, и призвана ПГУ.

Согласно тепловой схеме газы после того, как отработали в ГТУ направляются в котел-утилизатор, который представляет собой теплообменник, где греющий теплоноситель – отходящие из ГТУ газы, а нагреваемый – вода. В конечном счете, вода превращается в перегретый пар и затем совершает работу на турбине. В отличие от классической ГТУ, физическая теплота газов, которая образовалась в результате высвобождения химической теплоты топлива, теперь не идет на отопление атмосферы, а полезно используется в паровом цикле для выработки электричества. Это основное достоинство установок подобного типа.

Указанная особенность ПГУ приводит к снижению удельных затрат на выработку киловатта электроэнергии. По сравнению с классическими ТЭС, работающих по паровому циклу, данный показатель у ПГУ на 50 грамм условного топлива ниже. В структуре себестоимости энергии, отпускаемой с тепловой электростанции, большую часть составляют топливные затраты. При повышении значений КПД генерации в первую очередь экономится топливо [6].

У современных ПГУ значение КПД может достигать до 62-64 %, что в сравнении с действующими по всей России ТЭС, у которых КПД редко

больше 40 %, делает их очень привлекательными для энергетической отрасли.

У ПГУ также есть и другие достоинства, о которых следует упомянуть.

ПГУ дают существенно меньшие выбросы оксидов азота. Среди всех ТЭС у тех, что работают по парогазовому циклу объем выбросов NO_x самый маленький и составляет примерно 50 мг/м^3 . Второе место по выбросам занимают ТЭС, работающие по паровому циклу на природном газе. У таких станций объем выбросов составляет $80\text{-}120 \text{ мг/м}^3$. То есть по этому показателю ПГУ выигрывает в два раза.

ПГУ легко маневрирует по уровню нагрузки. С ней в маневренности может сравниться только автономная ГТУ. Потенциально высокая маневренность ПГУ обеспечивается наличием в ее схеме ГТУ, изменение нагрузки которой происходит в считанные минуты. Для реализации этих потенциальных маневренных возможностей паротурбинная установка (ПТУ) должна быть оснащена байпасной трубой. Также существует возможность временного отключения цикла ПТУ для снижения выработки электроэнергии в определенные периоды.

Сочетание возможности возведения энергоблоков большой мощности и присутствие возможности глубокого регулирования вырабатываемой мощности делает ПГУ незаменимыми в будущей архитектуре энергетического хозяйства страны, где в структуре генерации электроэнергии одна из ведущих ролей отведена АЭС. Данный вид станций рассчитан на работу в номинальном режиме и регулировка мощности для них нежелательна. Поэтому регулирующую функцию на себя без трудностей возьмет ПГУ, которая, при наличии современных газовых турбин, практически не теряет КПД при регулировании нагрузки.

При одинаковой мощности паросиловой и парогазовой ТЭС потребление охлаждающей воды ПГУ примерно втрое меньше. Это определяется тем, что мощность паросиловой части ПГУ составляет $1/3$ от общей мощности, а ГТУ охлаждающей воды практически не требует. Следовательно, при равных мощностях этих двух типов ТЭС у той, что работает по комбинированному циклу потребление воды будет на 66 % меньше.

Затраты на охлаждение не стоит недооценивать. В системе охлаждения используется химически очищенная вода. Помимо замкнутого контура ПТУ, где один и тот же объем теплоносителя много раз превращается из пара в воду и наоборот, есть также и контур конденсатора, в котором происходит конденсация влажного пара после турбины. Этот контур открытый, то есть вода из него постоянно уходит в виде пара, клубящегося над градирнями. Поэтому в ПТУ необходимо постоянно закачивать новую химически подготовленную воду. Таким образом при одинаковых мощностях ПТУ и ПГУ у последних будут на 2/3 меньше затраты на химводоподготовку.

ПГУ имеет умеренную стоимость установленной единицы мощности, что связано с меньшим объемом строительной части, с отсутствием сложного энергетического котла, дорогой дымовой трубы, системы регенеративного подогрева питательной воды, использованием более простых паровой турбины и системы технического водоснабжения.

В России на данный момент введено в эксплуатацию, либо строятся не более 10 электростанций, работающих по парогазовому циклу. Некоторые из них приведены в табл. 1.

Таблица 1. Строящиеся и эксплуатирующиеся ПГУ-ТЭС в РФ

№	Наименование	Мощность, МВт	Агрегат	Электрич КПД нетто	Удельн. капвлож \$/КВт	Стадия внедр	Примечание
1	Северо-западная ТЭЦ блок № 1	900	ПГУ-450Т	50,5 %		Экспл	Состоит из 2-х блоков по 450 МВт. По проекту планируется строительство еще 2-х блоков той же мощности
2	Ивановская ГРЭС блок № 1	650	ПГУ-325 с ГТЭ-110	51 %	396	Экспл	Состоит из 2-х блоков по 325 МВт.
3	Сочинская ТЭС	160	ПГУ-39	51 %		Экспл	Первые два энергоблока по 39МВт и один блок 80 МВт
4	Уфимская ТЭЦ-5	440	ПГУ-220 с ГТЭ-160	51-53 %	633	Стр-во	Первые два блока планируется запустить до конца 2013 года.
5	Калининградская ТЭЦ-2	900	ПГУ-450	48,8 %	439	Экспл	Первый блок запущен в 2005 г. В конце 2010 года введен в эксплуатацию второй энергоблок.

6	Тюменская ТЭЦ-1	231	ПГУ - 190/220		515	Экспл	К 2014 г. планируется ввод в эксплуатацию еще двух энергоблоков по 225 МВт
---	--------------------	-----	------------------	--	-----	-------	---

Как показывает проведенный анализ такое количество ПГУ-ТЭС слишком мало для масштабов Российской Федерации. В общем количестве ТЭС увеличенные значения КПД у ПГУ практически не влияют на средний КПД ТЭС по стране. И он остается крайне низким, на уровне 36%.

Для исправления ситуации необходимо строить и вводить в эксплуатацию много больше электростанций данного типа, а также реконструировать старые мощности с переводом их на более совершенные принципы работы. Это также поможет обеспечить растущие потребности страны в электроэнергии.

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 г., производство электроэнергии в России в 2020 г. должно составить 1215-1365 млрд. кВт ч. При этом доля выработки на ТЭС должна составить 791-882 млрд. кВт ч. [6] Становится очевидным, что замена существующих ТЭС в России на ТЭС, действующие по парогазовому циклу, принесет огромную пользу народному хозяйству.

Строительство ПГУ-ТЭС позволит снизить показатель энергоемкости страны, выражаемый в киловаттах энергии, затраченной на производство 1000\$ ВВП. Сейчас этот показатель находится на уровне 0,76, что значительно превышает среднемировой уровень – 0,31. У Канады, которая находится с Россией в схожих климатических условиях, данный показатель составляет – 0,41.

Если рассматривать строительство ПГУ как инвестиционный проект, то можно выделить более короткий период времени реализации проекта за счет существенного снижения строительного цикла в сравнении с другими распространенными решениями. ПГУ, особенно одновальные, можно вводить поэтапно, что упрощает схемы инвестирования. [3]

Одной из весомых проблем оценки инвестиций в строительство ПГУ-ТЭС является отсутствие единой методики оценки стоимости конечного оборудования, особенно если предполагается значительная доля проектно-изыскательных и конструкторских работ. На данный момент про-

гнозирование стоимости осуществляется на базе методики расчета стоимости строительных объектов, которая, само собой не учитывает специфику энергетической отрасли. Создание методики, позволяющей на начальных этапах строительства станции определять ее стоимость и структуру затрат могла бы подтолкнуть инвесторов к вложению средств в строительство новых ТЭС-ПГУ, а также более точно осуществлять финансовое планирование и повысить финансовую устойчивость проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Проект «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [Электронный ресурс] // URL : <http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/> (дата обращения 12.05.2013)
2. Отчет о создании технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» [Электронный ресурс] // URL : <http://www.vti.ru/new/index.php?id=63> (дата обращения 12.05.2013)
3. **Осика Л. К.** Проблемы привлечения инвестиций в развитие тепловой генерации [Электронный ресурс] // URL : <http://www.e-m.ru/er/2006-10/23043/> (дата обращения 12.05.2013)
4. **Бабанин И.В., Чупров В.А.** Сокращение потребления природного газа и перспективы электроэнергетики: «атомный» и «парогазовый» сценарии [Электронный ресурс] // URL : <http://www.pandia.ru/text/77/191/15292.php> (дата обращения 12.05.2013)
5. Отчет о производственной структуре электроэнергетики [Электронный ресурс] // URL : http://www.e-arbe.ru/analytical/doklad2005/doklad2005_3.php (дата обращения 12.05.2013)
6. **Трухний А.Д.** Современная теплоэнергетика [Электронный ресурс] // URL : <http://lib.rosenergосervis.ru/sovremennaya-teploenergetika.html> (дата обращения 12.05.2013)

**УДК 004.942;
621.165; 621.313.126**

Комшин А.С.

ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ФАЗОХРОНОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Москва, МГТУ им. Н.Э. Баумана

Сложное техническое оборудование, применяемое при получении электрической энергии, добыче полезных ископаемых, на металлообрабатывающих предприятиях, на транспорте и во многих других отраслях промышленности требует постоянного информационно-измерительного сопровождения. Неизбежное при длительной эксплуатации нарастание степени изношенности основных фондов приводит к возникновению чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

По данным Федеральной службы государственной статистики физический износ оборудования на тепловых электростанциях достиг критического уровня 70 %, на гидроэлектростанциях – 80 %. Нормативный парковый ресурс безаварийной эксплуатации выработан на 41 % на ТЭС и на 50% на ГЭС. В угледобывающей отрасли износ фондов составляет 80 %. Износ подвижного состава железных дорог России – 80%, а общий износ основных фондов порядка – 60 %.

Состояние применяемого оборудования неизбежно сказывается и на качестве производимой продукции. Так, при выработке электрической энергии необходимо обеспечивать и поддерживать напряжение и частоту в сети. Помимо того, что она является одним из основных показателей качества электрической энергии, ее изменение влияет на всех без исключения потребителей.

Применяемое измерительное оборудование, приборы и средствами метрологического обеспечения не обеспечивают получения достоверных и своевременных сведений о состоянии технических объектов.

Предсказание и предупреждение технических аварий и техногенных катастроф невозможно без проведения прецизионных измерений.

Современная практика эксплуатации технических систем выдвигает требования к их постоянному непрерывному информационно-метрологическому сопровождению, с целью оценки и прогноза технического состояния.

Проблему информационно-метрологического сопровождения и аварийной защиты циклических электромеханических позволяет решить фазохронометрический метод сопровождения машин и механизмов [1].

В МГТУ им. Н.Э. Баумана развивается научное направление: «Информационно-метрологическое сопровождение создания и эксплуатации циклических машин и механизмов на основе прецизионного хронометрического анализа фазы рабочего цикла», являющееся принципиально новым подходом к решению круга проблем циклических машин и механизмов.

Развиваемый подход прецизионного хронометрического анализа фазы рабочего цикла не имеет аналогов. Он зарекомендовал себя в экспериментальных исследованиях турбоагрегатов, часовых механизмов, ГТД, ДВС, редукторов и др.

Данный способ и его техническая реализация, сочетая в себе фактически рекордную точность и быстродействие, дает возможность эффективно применения компактных встраиваемых систем непосредственно на функционирующих объектах.

Наряду с измерительными комплексами обязательно применение уточненных многофакторных математических моделей изучаемого объекта в фазохронометрическом представлении. Основной задачей математического моделирования при фазохронометрическом подходе является установление взаимосвязи результатов эксперимента (полученных рядов интервалов времени) с конструкцией изучаемого объекта и режимами его работы, имитирование возможных дефектов и проведение вычислительных экспериментов аварийных режимов работы, которые невозможно реализовать экспериментально [2].

Для эффективного решения проблем создания и эксплуатации турбоагрегатов ТЭЦ необходимо применение методов и средств диагностики, имеющих единый принцип представления метрологической информации,

и информационное сопровождение исследуемого объекта, начиная с этапа разработки, на всех этапах жизненного цикла [3,4].

Основным преимуществом фазохронометрической системы является оперативность аварийной защиты в сотни раз превышающей возможности традиционных систем. Система обеспечивает регистрацию внезапных изменений характеристик работы турбоагрегата в течение 1...2 оборотов вала вала (0,02...0,04 с) против 500 оборотов (10 с) существующих систем.

В ходе испытаний выявлен ряд признаков отклонения от штатной работы турбоагрегата, в том числе, искрение щеточного механизма, регистрация крутильных колебаний в штатном режиме при включении генератора во внешнюю сеть (синхронизация) и отключении от нее.

Метод фазохронометрической диагностики превосходит существующие методы виброакустической диагностики агрегатов по скорости реакции на изменения режимов работы – в сотни раз.

Фазохронометрический метод отработан на турбоагрегатах (ТЭЦ-26(1994-2002 гг.)) и ТЭЦ-23 (2004-по н/в (ОАО Мосэнерго)), ГРЭС-2 (Сургут с 2009).

В результате выполненных работ получены следующие результаты:

- созданы макетные образцы системы прецизионного фазохронометрического контроля режима вращения вала вала турбоагрегата (опробованы на ТЭЦ-26 и ТЭЦ-23 г. Москва);

- **впервые** достигнута относительная точность определения периода вращения вала вала турбоагрегата ТЭЦ $5 \cdot 10^{-4} \%$, что обеспечивает регистрацию его крутильных колебаний, возбуждаемых нестабильностями внешней нагрузки, управляющих воздействий и особенностей работы в интервале их изменений от 0,000002 до 0,0001 с;

- созданы многофакторные расчетно-теоретические модели функционирования турбоагрегатов, часовых механизмов, двигателей внутреннего сгорания и др.;

- **впервые** обоснован теоретически и экспериментально метод систематического контроля частотных характеристик синхронных генераторов в рабочем режиме (имеется патент);

- обоснован теоретически и экспериментально метод фазохронометрический диагностики текущего технического состояния и аварийной защиты циклических машин и механизмов.

Пример хронограммы вращения турбоагрегата ТЭЦ и спектра собственных частот крутильных колебаний турбоагрегата приведены на рис. 1, 2.

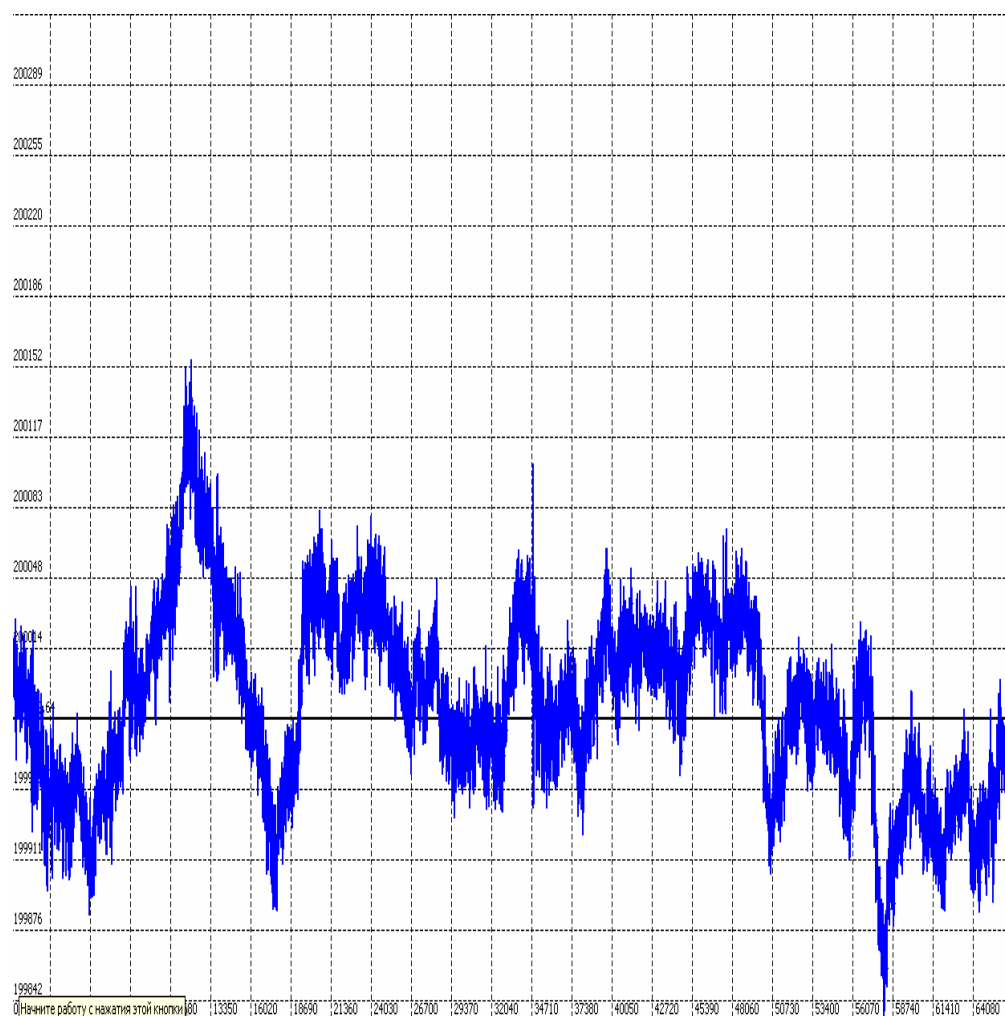


Рис. 1. Хронограмма вращения турбоагрегата ТВВ-200-2- К-200-130,
n=64880 периодов

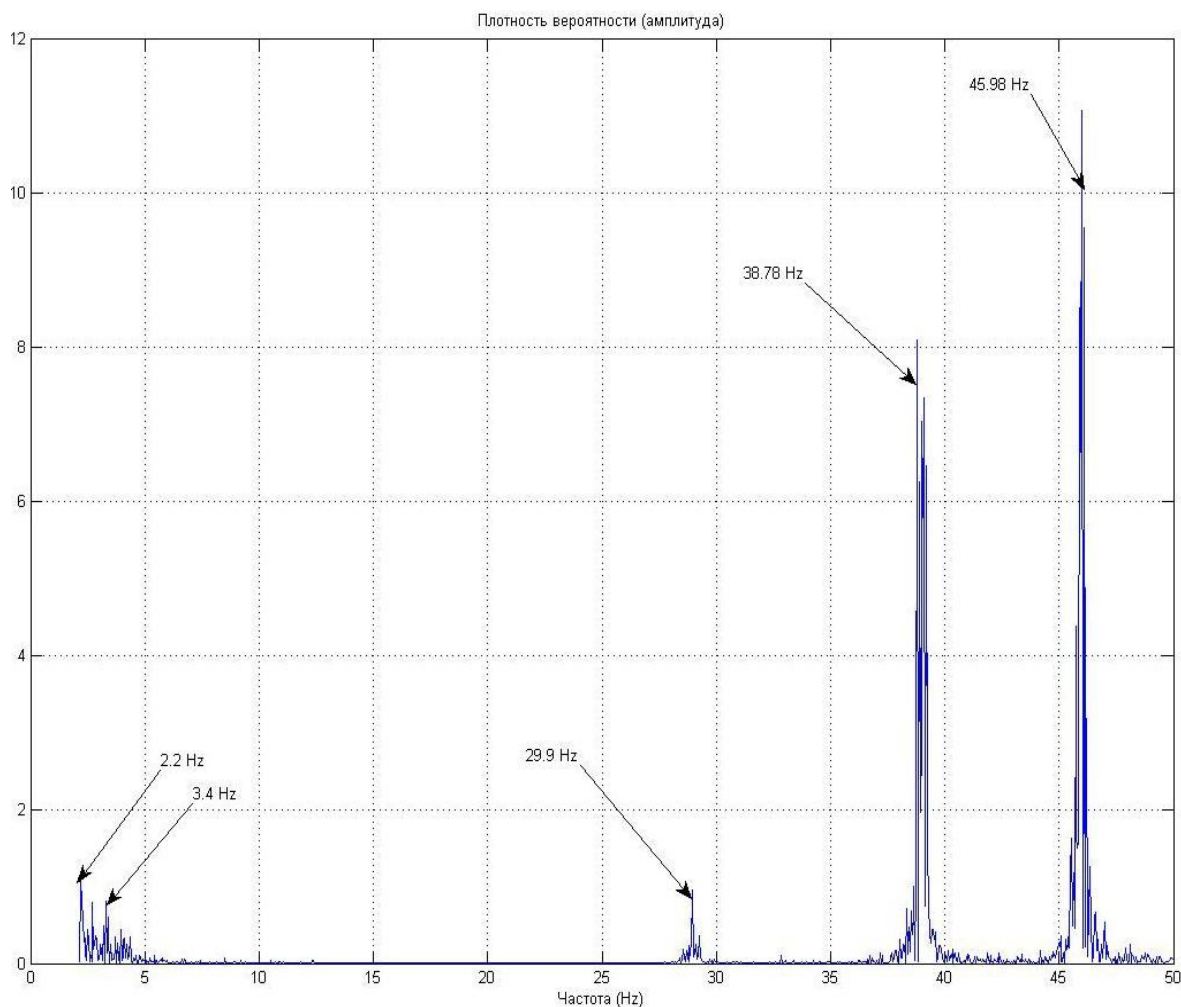


Рис. 2. Спектр собственных частот крутильных колебаний турбоагрегата ТВВ-220-2-К-200-130

Выделяются основные частоты – 2.2 Гц, 3.4 Гц, 28.9 Гц 38.78 Гц и 45.98 Гц.

Фазохронометрическое информационно-метрологическое сопровождение работы турбоагрегатов открывает принципиально новые возможности:

- контроля деградации свойств конструкционных материалов и накопления усталости металла валопровода [5,6] ;
- обеспечивает переход от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонту по фактическому состоянию;
- открывает возможность формирования плана мероприятий по обслуживанию турбоагрегата и его ремонту без останова и вывода из экс-

плуатации, а также планирования загрузки ремонтных мощностей и заводов-изготовителей комплектующих изделий;

- повышения резерва мощностей.

Полученные результаты испытаний позволяют утверждать, что фазохронометрическое информационно-метрологическое сопровождение работы турбоагрегата обеспечивает диагностику **текущего состояния и аварийную защиту** турбоагрегата.

Точность, быстродействие и полнота состава получаемых характеристик функционирования турбоагрегата в сочетании с математическими моделями обеспечивают как контроль развития аварийных ситуаций, так и **контроль остаточного ресурса**.

Для оценки величины экономического эффекта и целесообразности внедрения фазохронометрического метода в энергетике были проведены расчеты на основе следующих исходных данных для тепловых электростанций:

- Стоимость установки нового ТА (Т-250-300) на станции – 1500 млн. руб. Это число получено на основе усреднения открытой тендерной информации, так как стандартной стоимости нет, а конкретная стоимость уточняется в зависимости от особенностей станции и условий работы ремонтной организации.

- Срок службы ТА может быть продлен до 50 лет, имеются данные о назначении индивидуального ресурса турбинам на такой срок по решению технических специалистов, хотя имелись случаи работы турбин и более длительные сроки.

- Срок жизни проекта – 50 лет.

- За нормальный уровень затрат проекта (100%) принято значение, получаемое при эксплуатации ТА по нормативу, где срок службы – 25 лет, а межремонтный интервал – 4 года. На протяжении проекта требуется 2 ТА – в начале работы и через 25 лет.

- При продлении срока службы ТА, назначается срок 50 лет – требуется 1 ТА на протяжении проекта.

- Проведение капитального ремонта (КР) оценено в 32 млн. руб.

- Проведение среднего ремонта (СР) оценено в 7 млн. руб.
- Проведение текущего ремонта (ТР) оценено в 4 млн. руб.

Рассчитан экономический эффект от внедрения информационно-метрологической фазохронометрической технологии. В итоге, если эффект от продления ресурса будет достигнут наполовину, то есть в объеме 15 млн. руб. на один агрегат, то результат проекта в прогнозных ценах (дисконтированный по ставке 11%) будет следующий:

- чистый приведенный доход – 970 млн. руб.
- срок окупаемости – 4 года.

Если результат будет достигнут не в полной мере, то есть в объеме 7,5 млн. руб. на один агрегат (половина от планируемого уровня), то результат проекта в прогнозных ценах будет следующий:

- чистый приведенный доход – 622 млн. руб.
- срок окупаемости – 5 лет.

Экономические расчеты выполнены кафедрой ИБМ-3 «Промышленной логистики» МГТУ им. Н.Э. Баумана.

ВЫВОД

Приведенный результат показывает, что проект имеет хороший запас по величине получаемой экономии при продлении ресурса турбоагрегата.

Также важно учесть возможность тиражирования апробированных решений на других ТЭЦ и получения **новых доходов при существенно меньших вложениях.**

В масштабах отрасли **эффект может быть расширен** за счет возможности создания комплексной АСУ генерации, поскольку метод фазохронометрических измерений позволяет выявлять возмущения в энергосистеме и прослеживать их распространение и влияние на генерирующие мощности.

В парке генерирующих мощностей по текущему состоянию есть заметное число турбин с продленным за пределы нормативного ресурсом. Случаи наработки турбинами с продленным ресурсом по 250 тысяч часов

дают повод говорить о возможности увеличения ресурса турбоагрегата, имеющим наработку 100-200 тысяч часов, которые массово введены в эксплуатацию в 80-е годы. В то же время, случаи аварий и отказов (с разной степенью катастрофичности последствий) для турбоагрегатов и вспомогательного оборудования, не выработавших ресурс требуют фундаментального научного обоснования по продлению ресурса работы оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Киселев М. И.**, Пронякин В. И. Проблема точности при метрологическом обеспечении производства и эксплуатации машин и механизмов//Проблемы машиноведения: точность, трение и износ , надежность, перспективные технологии/ Под ред. В.П. Булатова. – СПб : Наука, 2005. – С. 7-24.
2. **Пронякин В. И.** Проблемы диагностики циклических машин и механизмов.// Измерительная техника. 2008. №10. С. 9-13.
3. **М. И. Киселев** и др. Прецизионное исследование работы турбоагрегата оптико-электронными средствами / // Теплоэнергетика. 2006. №11. С. 10 – 13.
4. **Киселев М. И.**, Пронякин В. И. Фазовый метод исследования циклических машин и механизмов на основе хронометрического подхода // Измерительная техника. 2001. №9. С. 15-18.
5. **Комшин А. С.** Математическое моделирование процесса измерительного контроля деградации конструкционных материалов // Метрология. 2010. №8. С. 17-22.
6. **Чжао Чжи Хао.** Измерительный контроль физико-механических параметров конструкционных материалов машин и механизмов. Дис на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. / Чжао Чжи Хао – М . : 2009. 142с.

**СОЗДАНИЕ УГОЛЬНО-ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК
ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ
РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ**

Москва, МЭИ

Перспективы использования различных топливных ресурсов в энергетике. Экономический рост неизбежно сопровождается увеличением потребления энергии. Текущий рост спроса на энергию составляет около 2-3% в год, и, при сохранении этой тенденции, рост потребления энергии в глобальном масштабе продолжит увеличиваться экспоненциально. Прирост на 2-3% в год означает удвоение спроса на энергию примерно каждые 35 лет. Прогнозируемые объёмы производства и потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в России представлены на рисунке 1 [Данилов, 2010, 33].

При условии сохранения такой динамики к 2040-2050 году спрос на энергию удвоится, что делает текущую модель развития энергетики неустойчивой в долгосрочной перспективе. Одним из важнейших факторов этой неустойчивости, наряду с климатическими изменениями, вызываемыми выбросами CO_2 , является ограниченность традиционных запасов энергоресурсов.

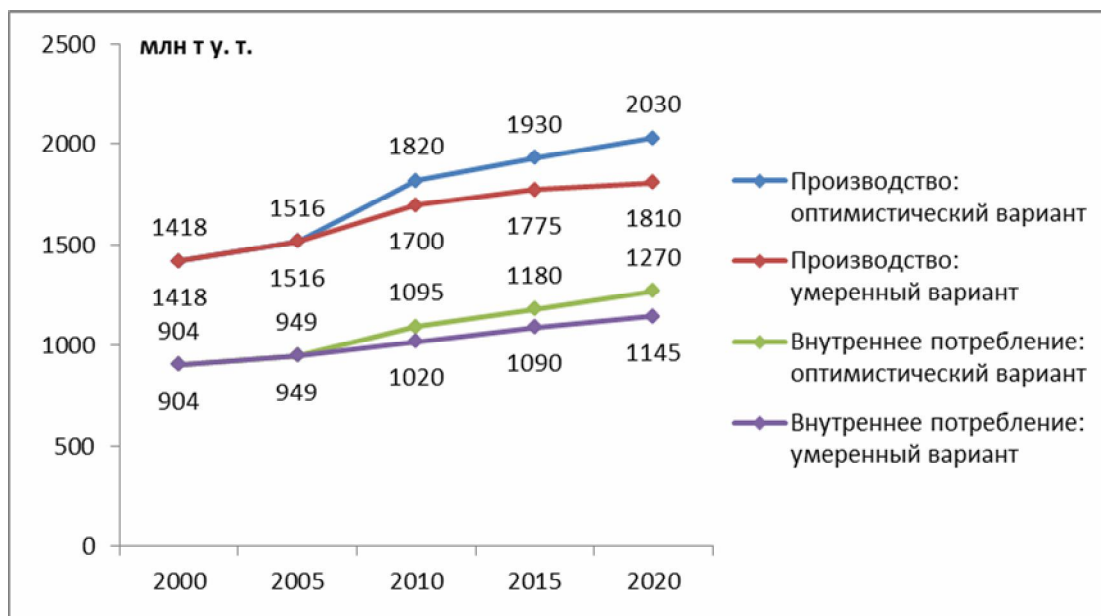


Рис. 1. Производство и потребление первичных топливно-энергетических ресурсов в России на период 2000-2020 г.

Согласно оценкам экспертов, при текущем уровне потребления традиционные запасы нефти закончатся через 30-40 лет. При этом если объёмы производства энергии будут удвоены в соответствии с прогнозируемыми темпами возрастания спроса, эти сроки могут существенно сократиться до 15-20 лет. Традиционных запасов природного газа в мире, также с учётом прогнозного возрастания спроса, хватит приблизительно на 40 лет.

В последнее время в связи с развитием технологий добычи сланцевого газа наметились оптимистические ожидания в отношении перспектив газового топлива в энергетике. Так, во второй половине 2000-х годов, сланцевый газ позволил США выйти на самообеспечение экономики газобразным топливом. В 2009 году США обогнали по производству газа Россию и с тех пор удерживают лидерство на этом рынке.

Однако технология добычи сланцевого газа имеет множество недостатков, среди которых следует в первую очередь отметить крайне высокие экологические риски. В связи с этим многие страны Европы, несмотря на свою зависимость от экспортируемого топлива, отказываются от добычи сланцевого газа. США также придется принимать меры, чтобы не допускать выбросов токсичных и влияющих на изменение климата газов из скважин, хранилищ и трубопроводов в связи с новыми стандартами каче-

ства атмосферного воздуха, опубликованными 18 апреля 2012-ого года Агентством по защите окружающей среды (АЗОС). Газодобывающие компании считают, что ужесточение экологических требований обойдется в сотни миллионов долларов, что приведет к замедлению темпов роста добычи природного газа в США.

Кроме того, точно оценить запасы сланцевого газа зачастую оказывается невозможным. Так, запасы сланцевого газа в Польше, которую считали главным газовым резервуаром Европы, оказались сильно переоценёнными и составили лишь 10% от первоначальных прогнозов. В 2012-ом году компания Exxon Mobil отказалась от добычи сланцевого газа в Польше, признав скважины нерентабельными [деловая газета «Взгляд» 2012].

Принимая во внимание все эти факторы, на данном этапе было бы ошибочно планировать развитие энергетики, опираясь на сланцевый газ как на основной топливно-энергетический ресурс.

Касательно мировых запасов угля в оценках экспертов звучат цифры, превышающие 200 лет, при этом его доля в структуре потребления топлива в энергетике России достаточно незначительна (рис. 2) [Данилов, 2010, 11]. Вместе с тем, в мировом масштабе признана перспективность этого вида топлива и прогнозируется постоянный прирост угольных генерирующих мощностей (рис. 3) [Градецкий 2010].

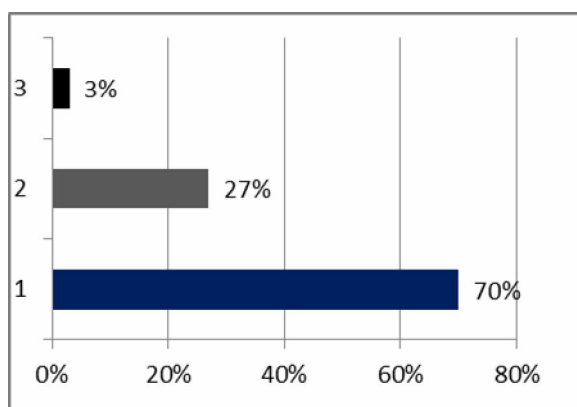


Рис. 2. Использование различных видов органического топлива для получения электроэнергии на тепловых электростанциях России: 1 – природный газ; 2 – уголь; 3 – мазут.

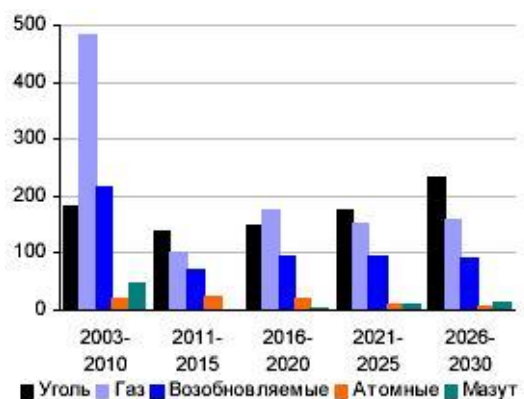


Рис. 3. Прирост генерирующих мощностей в мире по видам топлива за 2003 – 2030 год, млн. кВт.

Учитывая, что в российской энергетике самое широкое применение находят топливные ресурсы, запасы которых существенно ограничены, при сохранении текущих тенденций развития в долгосрочной перспективе неизбежен кризис традиционной энергетики [Накиченович 2013]. Избежать его позволил бы постепенный переход к угольной генерации, что на данный момент в широком масштабе осуществляется за рубежом. Однако на сегодняшний момент Россия, обладая существенными запасами угля, мало использует свой потенциал в данной отрасли (рис. 4, 5) [Градецкий 2010].

По результатам проведённого анализа можно заключить, что ввод новых угольных электростанций и модернизация существующих должны стать одной из ключевых программ развития энергетики. Однако, несмотря на то, что среди всех отраслей топливно-энергетического комплекса угольная промышленность имеет наиболее обеспеченную сырьевую базу, производственная база требует решения ряда проблем.

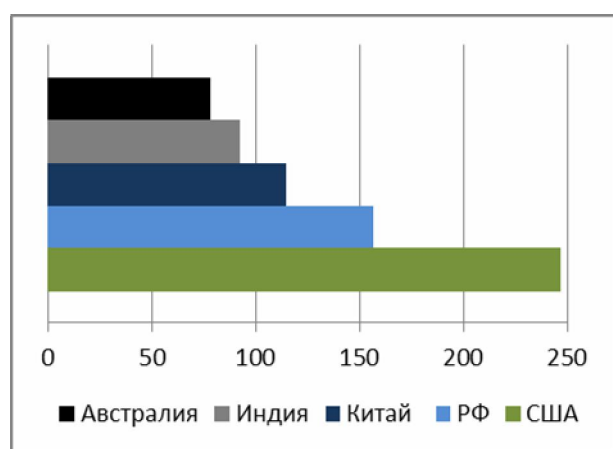


Рис. 4. Доказанные запасы угля по странам, млрд. тонн.

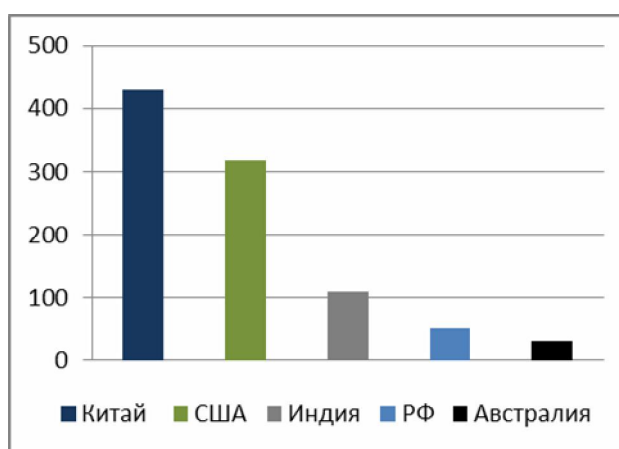


Рис. 5. Установленная мощность угольной генерации, млн. кВт (прогноз на 2015 г.)

Обзор основных направлений развития угольной энергетики. Для решения проблем энергетики сегодня широко используются технологиче-

ские платформы, представляющие собой инструменты инновационного развития отрасли на основе технологического прогнозирования и предполагающие объединение усилий бизнеса, науки и государства на создание и ввод в эксплуатацию перспективных коммерческих энергетических технологий и энергообъектов.

В частности, в российскую технологическую платформу «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» входят такие технологии, как:

- угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330-660-800 МВт с КПД 44-46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51-53% и угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200-300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива;
- производство электроэнергии и тепла с использованием ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200-400 МВт КПД до 50% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 60%;
- технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO_2 , NO_x , золы, пыли и др. ингредиентов, включая улавливание из цикла, компримирование и последующее захоронение CO_2 [ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «ВТИ» 2010, 17-54].

При детальном рассмотрении вышеприведённых технологий становится заметным значительное отставание российской энергетики от зарубежной. Так, ввод в эксплуатацию отечественной угольной ПГУ-ТЭС на сверхкритические параметры пара планируется в конце 2018-го года, в то время как в Германии строительство подобных электростанций началось уже в 2011 году. В частности, электрическая мощность электростанции RDK8 в Карлсруэ составит 912 МВт, а общий электрический КПД достигнет 46% [Alstrom Power 2009, 5].

Аналогично выглядит ситуация с разработкой ПГУ с внутрицикловой газификацией твёрдого топлива. В российском проекте на 2017-2018

год намечено только начало строительства полноразмерной ПГУ мощностью 300 МВт. Структурная схема подобной установки, предложенная ОАО «ВТИ», представлена на рисунке 6 [Березинец 2012, 2]. В США же экспериментальная станция подобного типа была запущена в эксплуатацию ещё в 1984 году (Cool Water demonstration plant, Калифорния), а первая полноразмерная – в 1995. В ближайшее время в США ожидается ввод в эксплуатацию ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (IGCC – integrated gasification combined cycle power plants), на которых будет применяться технология улавливания и захоронения CO_2 (CCS – carbon capture and storage). На 2014-ый год был запланирован ввод в эксплуатацию IGCC мощностью 582 МВт, поддерживающего данную технологию, на данный момент активно ведутся строительные работы [United States Department of Energy, 2011].

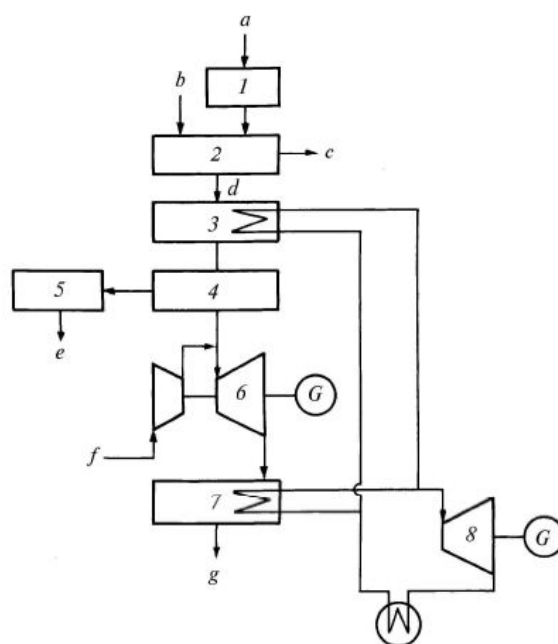


Рис. 6. Структурная схема ПГУ с газификацией угля

1 – система топливоподготовки; 2 – газификатор; 3 – система охлаждения сырого топливного газа; 4 – система пыле- и газоочистки сырого топливного газа; 5 – узел переработки сероводорода; 6 – ГТУ; 7 – котёл-утилизатор; 8 – паровая турбина; 9 – электрический генератор; *a* – уголь; *b* – кислород; *c* – шлак; *d* – сырой топливный газ; *e* – комковатая сера; *f* – воздух; *g* – уходящие газы.

В качестве намечающейся тенденции в отечественной энергетике также можно выделить создание УГЭС – угольно-гибридных электростанций. Данная технология пока ещё не входит ни в одну из существующих технологических платформ, но в этом направлении активно ведутся разработки, в частности в Национальном исследовательском университете «МЭИ».

Анализ основных предпосылок создания угольно-гибридных электростанций. В настоящий момент в России большая часть тепловой и электрической энергии производится на тепловых электростанциях (рис. 7, 8) [Данилов, 2010, 17]. Отсюда следует, что эффективность использования на тепловых станциях топливно-энергетических ресурсов оказывает наибольшее влияние на эффективность энергетики в целом. Наиболее целесообразным способом повышения КПД тепловых электростанций является их перевод на парогазовый цикл, что позволяет полнее использовать теплоту дымовых газов. С этой точки зрения разумно обратить внимание на парогазовые установки, начальный температурный уровень в которых, учитывая вышеизложенные данные, должен обеспечиваться сжиганием угольного топлива.

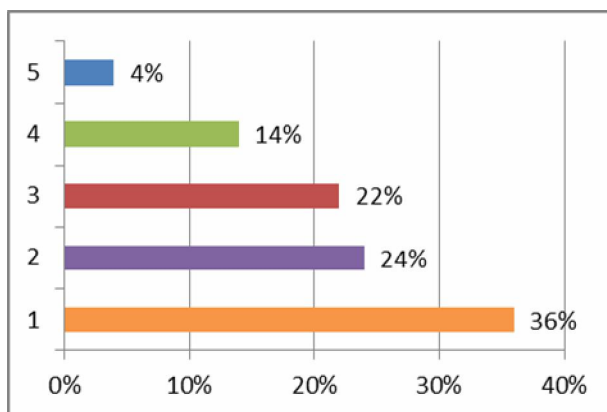


Рис. 7. Выработка тепловой энергии различными источниками в России: 1 – ТЭЦ; 2 – крупные котельные (тепловая мощность более 100 Гкал/час); 3 – малые котельные; 4 – автономные источники теплоты; 5 – ядерная, солнечная, геотермальная энергия.

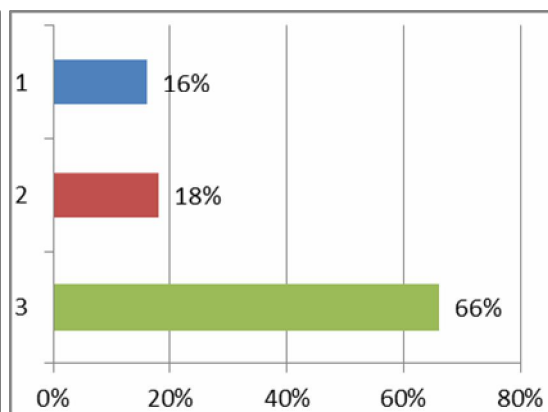


Рис. 8. Выработка электрической энергии различными типами электростанций в России: 1 – АЭС; 2 – ГЭС; 3 – ТЭС.

ОАО «ВТИ» была предложена схема парогазовой установки со сжиганием угля в кипящем слое под давлением (КСД) (рис. 9). Воздух для горения подается в слой компрессором ГТУ под давлением 1-1,5 МПа; продукты сгорания угля после очистки от золы направляются в газовую турбину, где производят полезную работу. После ГТУ продукты сгорания охлаждаются в теплообменниках, включенных в схему паротурбинной установки. Тепло, воспринятое от КСД, используется для выработки пара, направляемого в паровую турбину. Дробленый уголь и сорбент вводятся в топку в сухом виде через шлюзовую систему или насосом в виде водугольной пасты. Зола, содержащая соединения серы, после охлаждения в теплообменнике выводится через шлюзовую систему. Дымовые газы очищаются от летучей золы в циклонах, степень очистки составляет 97-99 %, и, таким образом, продукты сгорания становятся пригодными для работы в ГТУ.

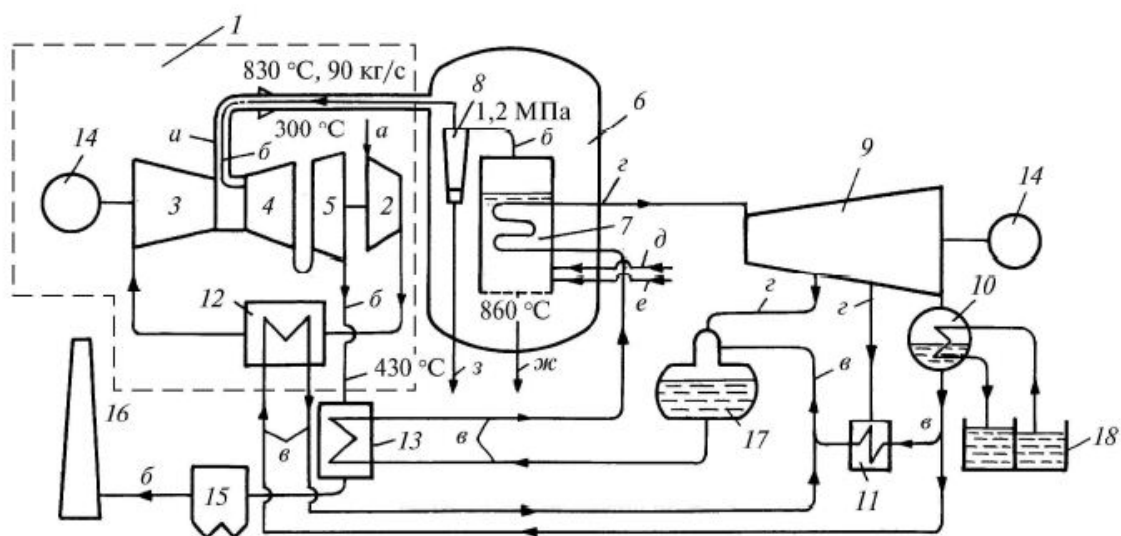
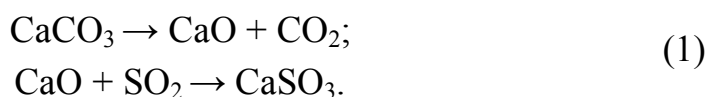


Рис. 9. Принципиальная схема ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением. 1 – ГТУ; 2 – КНД; 3 – КВД; 4 – ТВД; 5 – ТНД; 6 – ВПГ; 7 – топка с кипящим слоем; 8 – циклон; 9 – паровая турбина; 10 – конденсатор; 11 – ПНД; 12 – промежуточный воздухоохладитель; 13 – экономайзер; 14 – электрогенератор; 15 – электрофильтр; 16 – дымовая труба; 17 – деаэратор; 18 – пруд-охладитель; а – воздух; б – продукты сгорания; в – вода; г – пар; д – уголь; е – сорбент; жс – вывод золы из слоя; з – вывод золы из циклонов.

Сжигание угля в кипящем слое под давлением позволяет существенно увеличить единичную мощность котла и уменьшить его габаритные размеры. Помимо этого, данная технология сжигания угля обеспечивает практически полное его выгорание независимо от качества. Достигаемые при этом высокие коэффициенты теплопередачи обеспечивают небольшие поверхности нагрева, а низкие температуры горения (около 900 °С) обеспечивают незначительные выбросы оксидов азота. Возможность добавки в слой сорбента (доломита или известняка) позволяет связывать в нем 90-95 % содержащейся в угле серы [Березинец 2012, 3-4].

В топках с кипящим слоем даёт высокий эффект сухой способ дозированной подачи известняка в зону реакции, являющийся одним из самых малозатратных методов борьбы с выбросами оксидов серы. Измельчённый известняк подают в верхнюю часть топки, где под действием высоких температур он подвергается термическому разложению, а затем реагирует с диоксидом серы:



В основном, повышение эффективности работы ПГУ достигается за счёт повышения параметров теплоносителя перед турбиной. Например, возможно повышение КПД до 55-60% за счет увеличения начальной температуры теплоносителя перед газовой турбиной до 1500 °С. В то же время начальные температуры пара для большинства паротурбинных установок (ПТУ) находится на уровне от 540 до 560 °С и только в некоторых случаях достигают 600 °С. В результате абсолютный КПД ПТУ не превышает 45%.

Простое сочетание двух независимых циклов в парогазовых установках с различными температурными уровнями теплоносителя является серьезным недостатком весьма прогрессивного с точки зрения термодинамики решения. Этот недостаток обусловлен существенно более низким ресурсом работы высокотемпературного газотурбинного блока по сравнению с паротурбинной установкой. Если в настоящее время срок службы ПТУ увеличен до 200 тысяч часов, то по данным Siemens AG гарантийный срок службы работы ГТУ при начальной температуре 1350 °С не превышает 30

тысяч часов. Кроме того вероятность внеплановых остановок высокотемпературных ГТУ весьма высока.

В результате, несмотря на высокий термический КПД ПГУ, реальная экономичность тепловых электростанций на их базе будет существенно меньше при, несомненно, более высоких по сравнению с ПТУ эксплуатационных затратах. По указанной причине представляется ошибочным планировать перспективное развитие электроэнергетики только на базе парогазовых установок.

Одним из возможных способов повышения эффективности использования органического топлива для выработки электроэнергии является создание гибридных энергоустановок большой мощности УГЭС (угольно-гибридных электростанций), где первичным источником тепловой энергии является органическое топливо (в данном случае – уголь), обеспечивающее существующий уровень начальных температур пара, а добавочный перегрев осуществляется с помощью теплоты водородного топлива.

К важным преимуществам водорода, в качестве топлива, относятся следующие:

- водород является источником энергии, который не связан с выбросом каких-либо загрязнений в окружающую среду. При сжигании водорода в чистом кислороде единственными продуктами оказываются тепло и вода;
- высокая теплотворная способность (высшая теплота сгорания водорода равна 142 МДж/кг, что более чем в 4 раза больше, чем угля и в 2,5 раза больше, чем природного газа).

Основной особенностью промежуточного перегрева пара с использованием водорода является процесс сжигания H_2 непосредственно в паровой среде. В технологическом плане эта проблема не представляет особых сложностей, так как она может быть решена путем использования камер сгорания, аналогичных камерам сгорания газотурбинных двигателей. Одно из возможных решений приведено на рис. 10. [Рогалёв 2007, 26]. Здесь на входе располагается камера смешения, куда подводится перегретый до 400 °С пар и водород. Затем эта смесь подводится к горелке. Сюда же подается необходимый для горения кислород. В результате горения образу-

ется перегретый до температуры $1600\text{ }^{\circ}\text{C}$ пар, который далее смешивается с «холодным» паром, поступающим в корпус камеры сгорания. Температура пара после камеры сгорания определяется количеством подводимого водорода и расходом «холодного» пара, поступающего в корпус камеры сгорания.

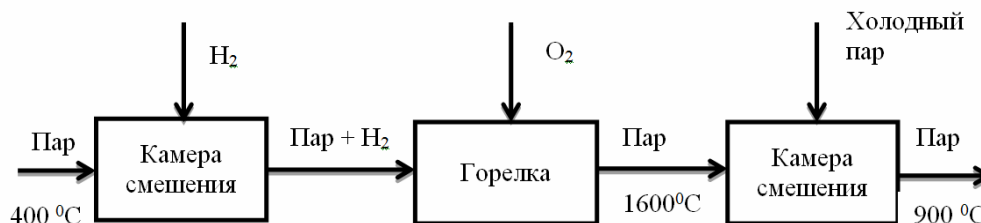


Рис. 10. Водородная камера сгорания

Таким образом, реконструируется только турбинный цех, где устанавливается новая высокотемпературная турбина, связанная с более мощным генератором.

Проведенные разработки конструктивной схемы высокотемпературной паровой турбины показали, что выделение в отдельный цилиндр, как части высокого давления, так и высокотемпературной части среднего давления позволяют сохранить низкотемпературную часть среднего давления и цилиндры низкого давления без существенных изменений.

Аэродинамические расчеты и эскизное проектирование проточной части нового двухъярусного цилиндра низкого давления показало, что рассматриваемое принципиально новое решение позволяет в 1,5 раза увеличить предельный пропуск пара в конденсатор и, тем самым, в 1,5 раза увеличить предельные мощности паровых турбин без увеличения длины лопаток последней ступени, либо существенно сократить удельную металлоемкость существующих мощных паровых турбин.

Таким образом, в технологическом отношении комбинирование топлива позволяет создавать принципиально новые установки с улучшенными технико-экономическими характеристиками на базе использования имеющегося на сегодняшний день потенциала энергомашиностроения. В

экономическом отношении комбинирование топлива может обеспечивать снижение себестоимости производства электроэнергии за счет повышения энергоэффективности технологических процессов, которое выражается в повышении КПД и мощности энергоблоков.

Перспективность технологий гибридного топливоиспользования поднимает вопрос о наиболее эффективном способе получения водорода. Для использования водорода в качестве топливного ресурса на угольных энергоблоках большой мощности требуется производство водорода в больших масштабах при относительно невысоких требованиях к его чистоте. Водород можно получить из первичной энергии всех видов, включая практически все ископаемые топлива (рис. 11).

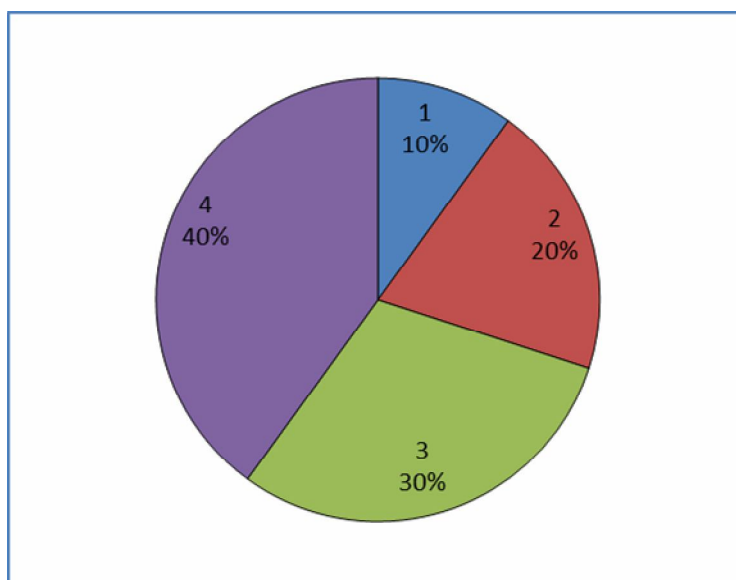


Рис. 11. Структура производства водорода: 1 – электролиз; 2 – природный газ; 3 – нефть; 4 – уголь.

В настоящее время в разных отраслях используются разнообразные технологии производства водорода, обеспечивающие получение H_2 в различных объемах и разной степени чистоты (рис. 12).

Наиболее распространенными являются следующие технологии:

- паровая конверсия метана (ПКМ);
- газификация угля или нефтяных остатков;
- электролиз воды.

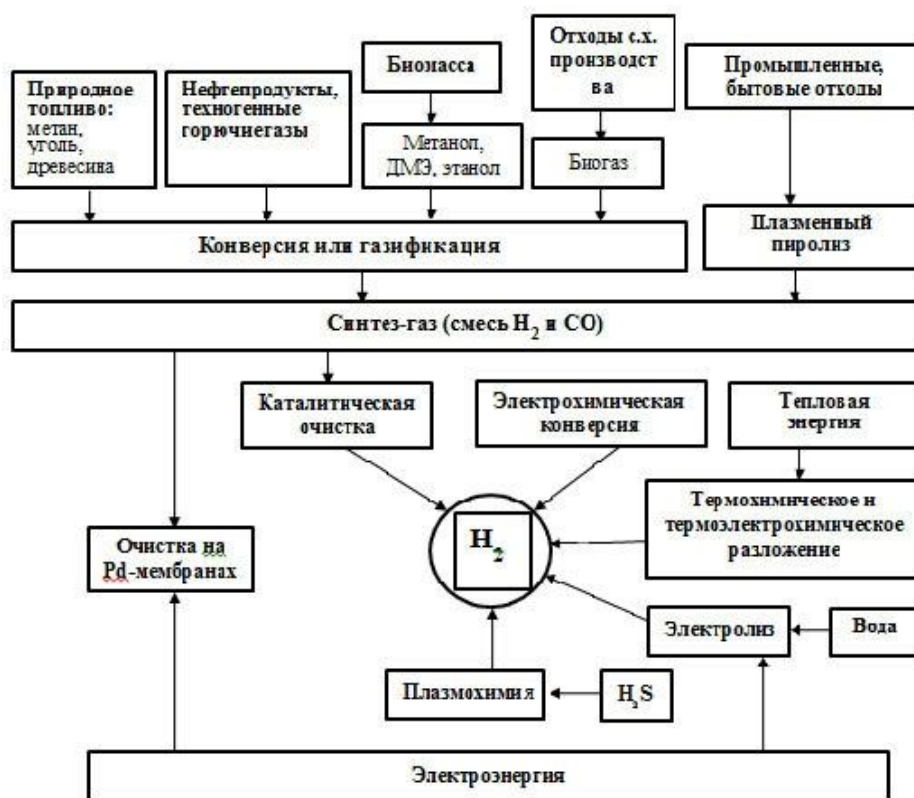
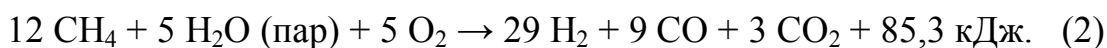


Рис. 12. Возможные источники и технологии получения водорода

Как показал анализ технико-экономических особенностей технологий производства водорода, в ближайшей перспективе доминирующей технологией получения водорода в промышленных масштабах был и остается паровой риформинг (конверсия) углеводородных газов (в основном природного) с последующей шифт-конверсией оксида углерода и очисткой H_2 от посторонних примесей (ПКМ). В качестве готовых продуктов выступают газообразный и сжиженный водород.

При автотермическом риформинге (ATR) в реакционный каталитический объем при давлении в пределах от 0,15 до 0,20 МПа подается смесь пара, природного газа и кислорода в пропорциях, при которых одна часть метана сгорает в кислороде, в то время как другая реагирует с водяным паром, производя водород и оксиды углерода:



Частичное сгорание природного газа обеспечивает высокую температуру, необходимую, чтобы провести реакцию конверсии.

Усовершенствования процесса конверсии природного газа в настоящее время заключаются в снижении размеров инвестиций и использовании более крупных единичных установок. Основными перспективными технологиями, используемыми для этих целей, являются следующие процессы:

- ATR нового поколения (снижение отношения пар/углерод с современных 0,6 до 0,3 без деструкции металла реактора);
- теплообменный риформинг (комбинированный процесс, в котором тепло, получающееся при проведении ATR, используется для осуществления парового риформинга);
- риформинг с использованием керамических мембран (основан на использовании непористых мембран, обеспечивающих ионный перенос кислорода из воздуха в зону реакции).

Все альтернативные технологии производства водорода, как промышленные, так и опытно-промышленные, в настоящее время оказываются более дорогими (табл. 1).

Получение водорода методом конверсии природного газа имеет существенный недостаток – реализация этого варианта связана со значительными капитальными вложениями в транспорт газа, если угольный энергоблок удален от действующей распределительной сети. Наименьшие проблемы с обеспечением сырьевой базы имеет вариант связанный с газификацией угля, но в настоящее время отсутствуют промышленные установки большой мощности.

С технологической и экономической точки зрения для производства водорода на УГЭС целесообразно использовать в качестве сырья синтез-газ или метан, полученные путём дегазации угольных пластов.

Таблица 1. Сравнительная оценка технологий производства водорода

Методы	Эффектив- ность техно- логий	Возможности промышленной реализации	Экологи- ческие харак- теристики	Дополнительные капвложения (кроме установок по производству водорода)
Паровая конвер- сия метана	Высокая	Имеются про- мышленные уста- новки 100т/ч	Средние	Транспорт газа
Конверсия неф- тепродуктов	Средняя	Имеются про- мышленные уста- новки мощностью 1т/ч	Средние	Транспорт неф- тепродуктов
Окисление тя- желых нефтей	Средняя	Имеются про- мышленные уста- новки мощностью 1т/ч	Средние	Транспорт неф- тепродуктов
Электролиз	Низкая	Имеются про- мышленные уста- новки мощностью 0,5т/ч	Высокие	Отсутствуют
Газификация угля, конверсия синтез-газа	Средняя	Имеются про- мышленные уста- новки мощностью 0,55т/ч	Средние	Транспорт угля

Ресурсы метана в угольных бассейнах России весьма значительны и оцениваются в пределах от 200 до 300 трлн м³. Но далеко не все запасы метана экономически целесообразны для извлечения. Как полезное ископаемое может рассматриваться метан, связанный с угольными пластами. При современном уровне освоения угленосных территорий и состоянии техники и технологии добычи угля и газа к таким ресурсам метана можно отнести до 13 трлн м³ газа в Кузнецком бассейне и до 2 трлн м³ - в Печорском. Но и эти количества газа достаточны для того, чтобы рассматривать метан угольных пластов как серьезную базу для развития его крупномасштабной добычи [Роголёв 2007, 22-47].

Исходя из приведенного анализа, можно сделать вывод, что использование водорода в качестве топлива для внешнего перегрева теплоносителя в паровом цикле ПГУ способно существенно поднять эффективность производства тепловой энергии в нашей стране, что само по себе является крайне важной задачей государственного уровня. При этом реализация технологии сжигания водорода в паровой среде с кислородом в качестве окислителя не представляет особой технической сложности, также как и необходимая модернизация паровой турбины. Имеются достаточно развитая технологическая база для получения водорода в промышленных масштабах и более чем достаточные запасы сырья. Кроме того, в случае водорода дополнительное топливопотребление не наносит вреда окружающей среде, так как продукты его сгорания не представляют опасности с точки зрения экологии. Следовательно, задача создания угольно-гибридных электростанций является актуальной и реализуемой, а также заслуживает дальнейших технико-экономических исследований.

Экономические проблемы угольной энергетики. Несмотря на большое количество нерешённых технических задач в российской угольной энергетике, основные факторы, сдерживающие её развитие, носят экономический характер. Наиболее существенную роль играет соотношение цен на уголь и другие энергоносители. Причиной ценовой неконкурентоспособности угля в сравнении с газом является сохранение заниженных регулируемых цен на газ, в то время как цены на уголь формируются исходя из рыночных условий. В странах Западной Европы, где учитываются затраты и потребительские свойства топлива, соотношение цен на газ/уголь/мазут находится на уровне 2/1/2,8. В России это соотношение составляет примерно 0,8/1/1,7. Рыночные механизмы ценообразования должны устранить серьезное искажение внутренних цен на газ и постепенно выводить соотношение цен на энергоносители на уровень, сформировавшийся в других странах мира.

Согласно оценкам экспертов, пороговое соотношение цен газ/уголь, при котором переход к угольной генерации становится экономически целесообразным, лежит в диапазоне 1,35-1,8 и находится в зависимости от условий конкретного региона.

Для достижения соотношения цен на энергоносители, при котором уголь в электроэнергетике становится конкурентоспособным по сравнению с газом, необходимо не только повысить цены на газ, но и сдерживать рост цен на уголь. Эта задача кажется менее сложной, так как эксперты оценивают потенциал роста цен на уголь в ближайшие семь лет не более 30%, что ниже предполагаемых темпов роста цен на другие энергоносители. При этом на рост угольных цен есть ряд ограничений. Во-первых, во многих регионах России существует острая конкуренция между поставщиками угля. Во-вторых, если цена на уголь на внутреннем рынке начнет приближаться к мировому уровню (за вычетом затрат на транспортировку), то, в силу ценовой неконкурентоспособности экспорта, угольные компании начнут пытаться разворачивать свои экспортные поставки (а это 70 млн. тонн в год) на внутренний рынок, что приведет либо к стагнации цены, либо к сворачиванию угледобычи. Более того, в стране уже есть перепроизводство угля (например, в Кузбассе средние годовые запасы добытого угля на протяжении последних двух лет находятся на уровне 8-10 млн. тонн), что обострит конкуренцию в случае повышения цен [Градецкий 2010].

Очевидно, что помимо технических разработок, для стабильного развития угольной генерации необходимо также проведение ряда макроэкономических исследований. При правильном подходе, из технико-экономического отставания российской энергетики можно извлечь выгоду, так как оно даёт отечественным учёным возможность использования зарубежного опыта, а также предоставляет хорошую базу для технологического прогнозирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Данилов А. Б., Горяев И. В., Яковлев О. Л. и др. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. / А. Б. Данилов – М.: МЭИ, 2010. – 328 с.
2. Сланцевой революции не получится. / Деловая газета «Взгляд». – [Электронный ресурс] // URL : <http://vz.ru/> (дата обращения 18.06.2012)

3. **Накиченович Н.** Надо возвращаться к угольной энергетике». / [Электронный ресурс] // URL : <http://wap.gazeta.ru/> (дата обращения 08.02.2013)
4. Технологическая платформа «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» – М. : 2010 г. – 137 с.
5. Alstrom Power «Special project collection: RDK 8», Switzerland, 2009 г. – 52 с.
6. United States Department of Energy «Pioneering Gasification Plants. [Электронный ресурс] // URL : <http://fossil.energy.gov/> (дата обращения 18.06.2012)
7. **Березинец П. А.**, Ольховский Г. Г. Перспективные технологии и энергоустановки для производства тепловой и электрической энергии. Парогазовые установки на угле / П. А Березинец. – М. : ОАО «ВТИ», 2012. – 5 с.
8. **Рогалев Н. Д.**, Зарякин А. Е., Зубкова А. Г., Пронина О. С. Создание энергетического оборудования большой мощности с использованием водорода (оценки и предлагаемые решения). / Н. Д. Рогалев – М. : МЭИ, 2007. – 57 с.
9. **Градецкий А. В.**, Митрова Т. А., Сальников В. А. Новая генерация: «вторая угольная волна», рынок газа и реформа теплоэнергетики. [Электронный ресурс] // URL : <http://www.raexpert.ru/> (дата обращения 18.06.2012)

УДК 666.86

Попельшко А.В., Мыльников В.А.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Норильск, Норильский индустриальный институт

Трубопроводы наружной прокладки для перекачки воды или других жидкостей в зимних условиях Крайнего Севера работают в напряженных термических условиях. При аварийной или плановой остановке подачи

жидкости возможно промерзание тепловой изоляции трубопровода, а затем – замерзание находящейся в нем неподвижной воды. При этом важно знать, каким ресурсом времени располагают ремонтные бригады до ее частичного или полного замерзания и какими мерами можно увеличить располагаемый запас времени.

Существующие методы расчета [1, 2] данного нестационарного теплового процесса в трубопроводе основаны на использовании уравнения теплового баланса: изменение запаса теплоты в жидкости при снижении температуры до температуры замерзания, а выделившаяся теплота замерзания приравнивается к тепловой потере в окружающую среду за период остановки движения жидкости. Однако при этом не учитывается изменение теплофизических параметров слоя теплоизоляции в рассматриваемый период, обусловленные изменением ее температуры, а главное – при ее частичном промерзании. Метод расчета, основанный на этих допущениях, не способен учитывать изменение параметров окружающей среды, которое в районах Крайнего Севера может происходить достаточно быстро.

Эти же задачи возникают и при проектировании и расчете непрерывно работающих трубопроводов, где термическое сопротивление изоляции зависит от температуры окружающей среды и не может быть рассчитано на основе одномерных балансовых моделей.

Специальный интерес представляет построение математических моделей, методов расчета и изучение процесса в обогреваемых трубопроводах, использующих, как правило, электрические обогревающие элементы. Здесь воздействие на тепловое состояние теплоизоляции оказывается еще более сложным и в настоящее время исследовано недостаточно.

Модель теплового состояния сечения трубопровода основана на нелинейной ячеечной модели осесимметричной теплопроводности в круговой или кольцевой области с переменными теплофизическими свойствами и фазовыми переходами типа «замерзание-оттаивание» [3].

Построенная модель характеризуется осесимметричной теплопроводностью в составной кольцевой области с нестационарными краевыми условиями 3-го рода и возможными фазовыми переходами внутри третьего кольца, относящегося к тепловой изоляции, и внутри центрального круга,

относящегося к жидкости (рис.1).

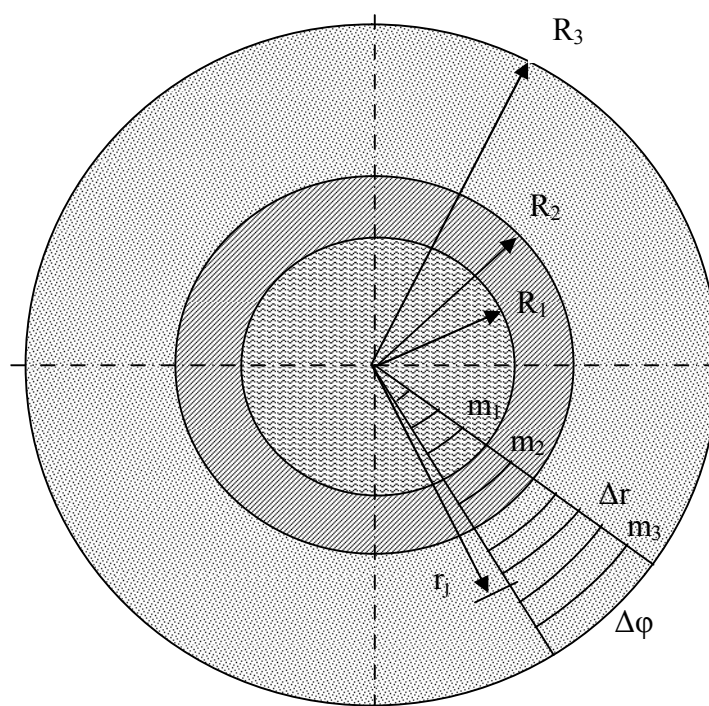


Рис.1.Расчетная схема поперечного сечения трубопровода и ячеечное представление выделенного элемента

В рассматриваемой кольцевой области выделен сектор с углом $\Delta\varphi$ при вершине, разбитый по радиусу на m_3 ячеек постоянной радиальной протяженности $\Delta r = R_3/m_3$ со средними радиусами $r_j = \Delta r(j - 0,5)$, $j=1, 2, \dots, m_3$. Спецификой сформированной цепи ячеек является переменность их объема и поверхностей взаимодействия между ячейками, что должно учитываться при составлении балансовых соотношений.

Теплофизические свойства ячеек представлены в виде вектор-столбцов размером $m_3 \times 1$, например $\lambda = \{\lambda_j\}$ – вектор коэффициентов теплопроводности, c – вектор теплоемкостей, ρ – вектор плотностей и т.д. Аналогично представлены параметры теплофизического состояния ячеек: t – вектор температур, M_w – вектор содержания влаги в ячейках, M_i – вектор содержания льда. Состояние процесса наблюдается через дискретные промежутки времени $\Delta\tau$ в моменты времени $\tau_k = (k - 1)\Delta\tau$, где k – номер временного перехода, являющийся целочисленным аналогом времени. Задача моделирования заключается в описании эволюции векторов состояния, начиная с их заданных начальных значений. Основным кинетическим урав-

нением процесса является рекуррентное матричное равенство

$$\mathbf{t}^{k+1} = \mathbf{P}_t \left(\mathbf{t}^k + \Delta \mathbf{t}_e^k + f(\mathbf{t}^k, \mathbf{t}_p) \right), \quad (1)$$

где $\mathbf{t}^{k+1}$ и $\mathbf{t}^k$ – текущее и последующее через $\Delta \tau$ распределение температуры по ячейкам, $\Delta \mathbf{t}_e^k$ – изменение температуры, вызванное действием внешних тепловых источников, $f(\mathbf{t}^k, \mathbf{t}_p)$ – корректировка температуры при наличии фазового перехода (замерзания влаги) с температурой $\mathbf{t}_p$, $\mathbf{P}_t$ – матрица теплопроводности для температуры.

Вектор изменения температуры от действия внешних тепловых источников $\Delta \mathbf{t}_e^k$ в рассматриваемом случае имеет ненулевые элементы только для ячеек с номерами m_1+1 (теплоотдача от воды к внутренней стенке трубы) и m_3 (теплоотдача от наружной поверхности изоляции к окружающему воздуху). Эти элементы рассчитываются по формулам

$$\Delta t_{e,m1+1}^k = \frac{\alpha_w R_1 \Delta \varphi (t_w^k - t_{m1+1}^k) \Delta \tau}{c_{m1+1}^k \rho_{m1+1}^k r_{m1+1} \Delta r \Delta \varphi}, \quad (2)$$

$$\Delta t_{e,m3}^k = \frac{\alpha_a R_3 \Delta \varphi (t_a^k - t_{m3}^k) \Delta \tau}{c_{m3}^k \rho_{m3}^k r_{m3} \Delta r \Delta \varphi}, \quad (3)$$

где α_w и α_a – коэффициенты теплоотдачи от жидкости к стенке трубы и от наружной поверхности изоляции к воздуху, t_w^k и t_a^k – в общем случае переменные температуры жидкости и окружающего воздуха.

Функция $f(\mathbf{t}^k, \mathbf{t}_p)$, учитывающая фазовые переходы, символизирует следующую операцию. Если происходит охлаждение j -й ячейки, то есть $t_j^{k+1} < t_j^k$, и оказывается, что $t_j^{k+1} < t_p$ и $M_{ij}^k < M_{w0j}$ (замерзла не вся имевшаяся в j -й ячейке влага), то принимается, что $t_j^{k+1} = t_p$, а теплота $\Delta Q_{pj}^k = c_j^k \rho_j^k (t_j^{k+1} - t_j^k) r_j \Delta r \Delta \varphi$ идет на формирование твердой фазы (льда), масса которой в конце перехода составит

$$M_{ij}^{k+1} = M_{ij}^k + \Delta Q_{pj}^k / q_p. \quad (4)$$

где q_p – удельная теплота замерзания влаги. Если окажется, что после очередного перехода $M_{ij}^k < M_{w0j}$ (замерзла вся влага), то M_{ij}^{k+1} приравнивается к M_{w0j} и фазовый переход в этой ячейке заканчивается, а дальнейшая эволю-

ция теплоты и температуры в ней контролируется только матрицей теплопроводности. При нагреве ячейки, содержащей полностью или частично твердую фазу, идет противоположный процесс таяния льда, контролируемый в модели зависимостями, описанными выше.

При изменении фазового состояния влаги в ячейках их теплофизические свойства меняются, а в модели в зоне изоляции появляется окружность переменного радиуса, разделяющая зоны с замерзшей и капельной влагой. Поэтому векторы теплофизических свойств сред проверяются и корректируются на каждом временном переходе.

Матрица теплопроводности для температуры P_t строится для теплоизолированного сечения. Исходной структурой для ее построения является матрица теплопроводности для теплоты P_Q , которая является трехдиагональной матрицей размером $m_3 \times m_3$. На ее главной диагонали расположены доли теплоты, остающейся в ячейках в течение текущего временного перехода, под ними – доли теплоты, переходящей путем теплопроводности вправо, над ними – влево. Объединяя правила построения такой матрицы для кольцевой области с однородными свойствами и для прямоугольной области со скачками свойств, можно записать следующие формулы для расчета этих долей:

$$p_{j-1,j}^k = \frac{\lambda_{j-1}^k}{c_j^k \rho_j^k} \left(1 - \frac{\Delta r}{2r_j} \right) \frac{\Delta \tau}{\Delta r^2}, \quad (5)$$

$$p_{j+1,j}^k = \frac{\lambda_j^k}{c_j^k \rho_j^k} \left(1 + \frac{\Delta r}{2r_j} \right) \frac{\Delta \tau}{\Delta r^2}, \quad (6)$$

$$p_{j,j}^k = 1 - p_{j-1,j}^k - p_{j+1,j}^k, \quad (7)$$

где множители в круглых скобках учитывают разницу в поверхностях ячеек, через которые переносится теплота справа и слева, а номера индексов у коэффициента теплопроводности адекватно учитывают скачок свойств при переходе через границу зон с разной теплопроводностью. Показано, что матрица теплопроводности для температуры является транспонированной матрицей теплопроводности для теплоты, то есть $P_t = P_Q^T$. Таким образом, равенства (1)-(7) с описанными выше дополнительными действиями пол-

ностью описывают нестационарную нелинейную теплопроводность в кольцевом сечении. Можно отметить, что практически без ущерба для точности расчетов сама труба может быть исключена из рассмотрения, поскольку ее теплопроводность на несколько порядков выше, чем у изоляции, а толщина ее стенки много меньше других характерных радиальных размеров.

Один из результатов численных экспериментов с моделью, демонстрирующих ее работоспособность и влияние различных параметров процесса на его протекание, показан на рис.2, где описано продвижение фронта промерзания влажной теплоизоляции при тестовом графике изменения температуры окружающей среды, которая в начале процесса скачком убывает от 0 до -20°C , а спустя 14 часов также скачком увеличивается до $+10^{\circ}\text{C}$ (внутри семейства линий происходит фазовый переход и содержится смесь влаги и льда). Промерзание начинается с периферии теплоизоляции, как и оттаивание, которое полностью завершается через 41 час.

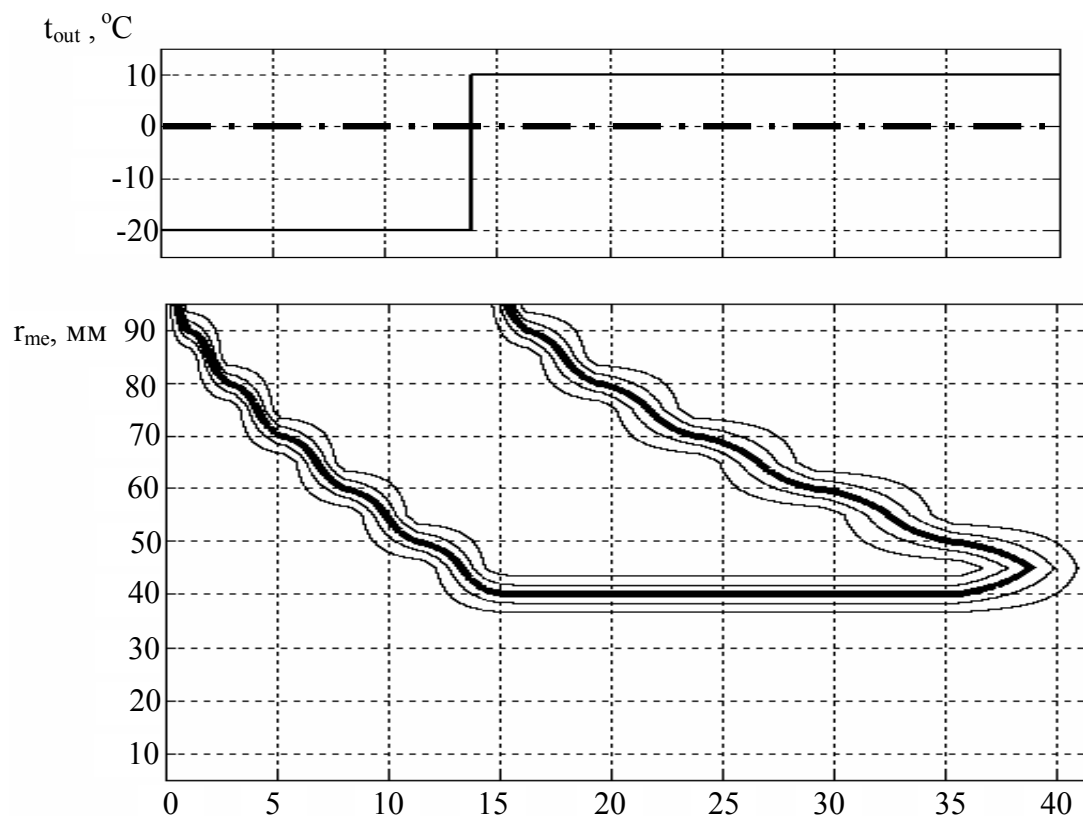


Рис.2. Продвижение фронта заморзания и эволюция распределения температуры (r_{me}) при переменной температуре окружающей (t_{out})

Процессы, протекающие в трубопроводе при аварийном или плановом останове прокачки жидкости, при которых теплоперенос в нее (или из нее) идет только путем теплопроводности, показаны на рис.3.

Пример расчета кинетики процесса показан на рис.4, где нанесен график продвижения фронта промерзания как в трубе, так и в изоляции. Из графика видно, что продолжительность распространения фронта от внешнего радиуса изоляции до внутреннего занимает 1 час.

Процессы, протекающие в трубопроводе при действии внутренних источников теплоты – электрообогрева, показаны на рис.5.

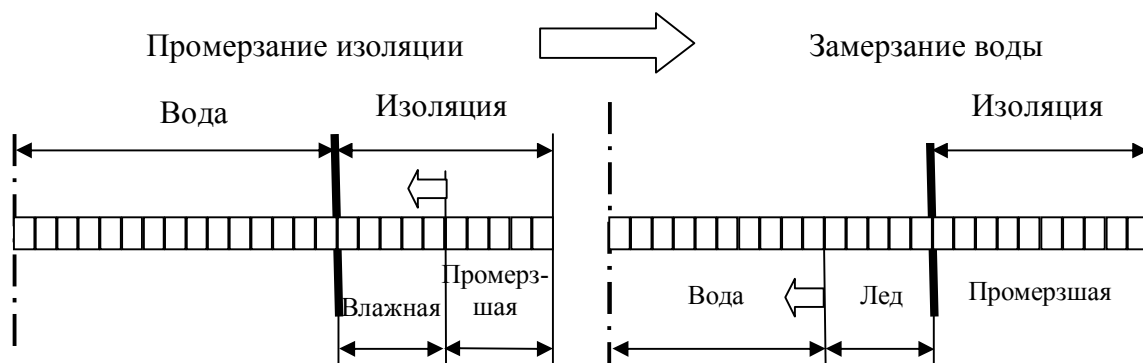


Рис.3. Основные стадии промерзания трубопровода

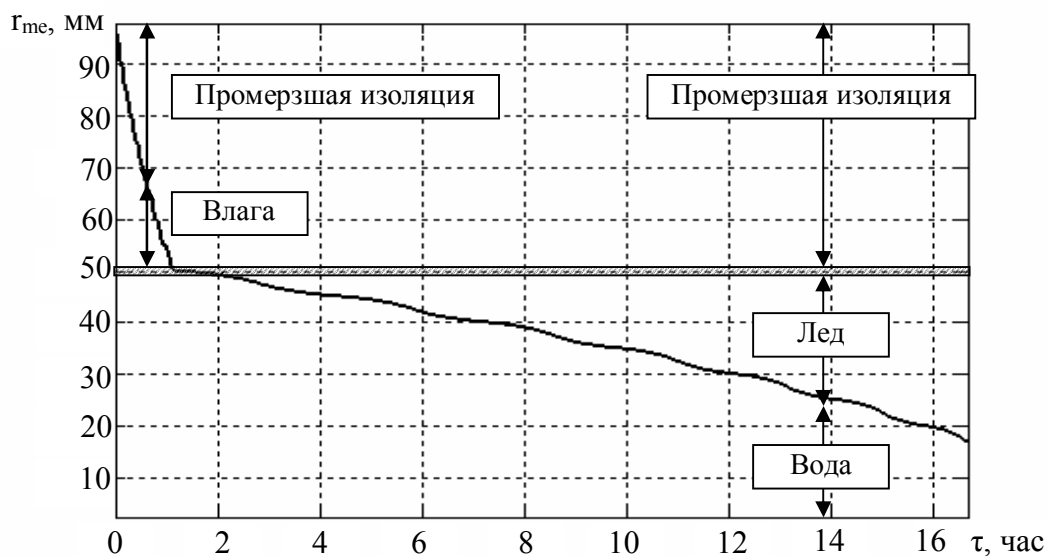


Рис.4. Продвижение фронта промерзания (r_{me}) в изоляции и трубе при влажной изоляции

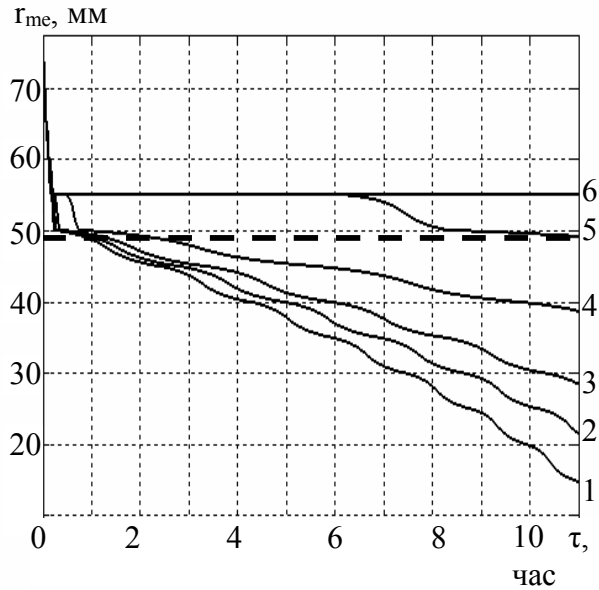


Рис.5. Продвижение фронта промерзания (r_{me}) при различной тепловой мощности обогрева, локализованного над поверхностью трубы, при скачке окружающей температуры от 0 до -30°C ($\alpha_2=20 \text{ Вт/м}^{\circ}\text{K}$; $t_{out2}=-30^{\circ}\text{C}$)

1 – $\Delta Q_e=0$;
 2 – $\Delta Q_e=10 \text{ Вт/м}$;
 3 – $\Delta Q_e=20 \text{ Вт/м}$;
 4 – $\Delta Q_e=40 \text{ Вт/м}$;
 5 – $\Delta Q_e=58 \text{ Вт/м}$;
 6 – $\Delta Q_e=80 \text{ Вт/м}$

При увеличении мощности до 20 Вт/м замерзание жидкости затягивается, но на промерзание изоляции обогрев практически не влияет. Начиная с мощности 40 Вт/м, влияние обогрева на изоляцию становится заметным, а при 58 Вт/м ее примыкающая к трубе ячейка начинает промерзать только после 6,5 часов. При этом за 11 часов замерзание жидкости лишь слегка затрагивает трубу. При 80 Вт/м изоляция до конца не промерзает вообще, а жидкость остается жидкостью неограниченно долго. Выполненные расчеты показали, что наилучшим вариантом расположение тепловыделяющих элементов является их локализация у поверхности трубы: их смещение к периферии дает заметно более быстрое промерзание, а распределение по радиусу изоляции (при одинаковой мощности) также приводит к ускорению промерзания, хотя и менее значительному.

Для перехода к расчету распределения температуры движущейся жидкости по длине трубы предложена следующая модель. Пусть жидкость подается в трубу со скоростью v_w при температуре t_{w0} и смещается за один временной переход на расстояние $\Delta x=v_w\Delta t$. Тогда перемещение зафиксированного от места подачи фронта жидкости составит $x^k=v_w t^k$. На каждом временном переходе от цилиндрической порции жидкости массой $\rho_w \pi R_1^2 v_w \Delta t$ отбирается теплота, в результате чего температура жидкости снижается

$$t_w^{k+1} = t_w^k - \frac{\alpha_1 R_1 2\pi (t_w^k - t_{m1+1}^k) \Delta t}{c_w \rho_w \pi R_1^2}, \quad (8)$$

где индекс w относится к свойствам жидкости. Таким образом, в описанном подходе моделируемое кольцевое сечение на каждом временном переходе перемещается вместе с жидкостью на расстояние Δx , контактируя на каждом последующем переходе с все более остывающей жидкостью.

Пусть длина моделируемого трубопровода равна L , а выбранное время перехода составляет Δt . Тогда при скорости жидкости v_w выделенный объем жидкости достигнет конца трубопровода за $N=L/(v_w \Delta t)$ переходов.

На рис.6 показан пример расчета охлаждения жидкости по длине необогреваемого трубопровода при различных заданных свойствах теплоизоляции: полностью промерзшей по всей длине трубопровода, не промерзающей вообще и промерзающей по мере остывания жидкости (движение фронта промерзания показано справа). Последний случай, учитываемый разработанной моделью, дает более реальное описание процесса.

В результате проведения численных экспериментов с моделью, показывающих влияние скорости движения жидкости и радиуса трубы на длину, при которой начинается замерзание жидкости, определено, что с ростом скорости эта длина увеличивается, а изменение радиуса трубы (при одинаковом расходе) при пропорциональном изменении радиуса изоляции оказывает на нее незначительное влияние.

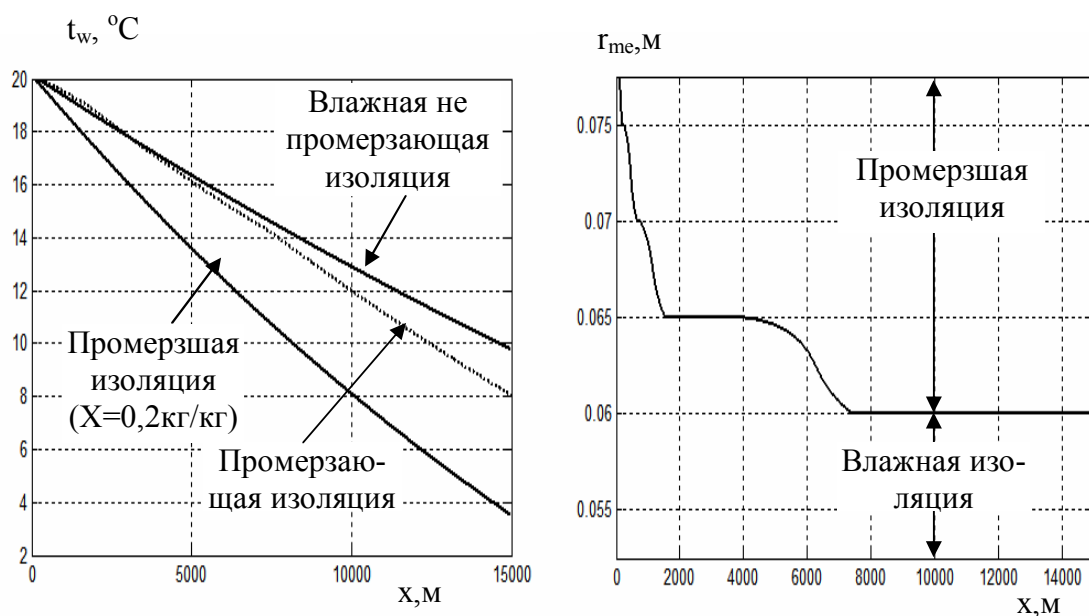


Рис.6. Охлаждение воды по длине трубы (а) и глубина промерзания изоляции (б) при различном состоянии изоляции ($\alpha_2=20$ Вт/(м⁰К), $v_w=1$ м/с)

На рис.7 показана кинетика охлаждения жидкости по длине трубопровода с равномерно распределенной по длине мощностью обогрева.

При отсутствии обогрева температура жидкости на последних 2-х км уходит в отрицательную область, что делает трубопровод непригодным для эксплуатации. С ростом удельной тепловой мощности обогревателя температура на выходе повышается и при ΔQ_e около 20 Вт/м покидает критическую зону. Графики продвижения фронта промерзания изоляции полностью соответствуют кривым охлаждения жидкости.

На рис. 8 представлены графики процессов охлаждения воды в трубопроводе при различном распределении мощности обогрева по длине трубы. Без обогрева кривая охлаждения пересекает ноль при 6 км. Подберем удельную мощность распределенного по всей трубе обогрева, чтобы в конце трубы температура не опустилась ниже нуля. Эта мощность оказывается равной 24 Вт/м (кривая 1), а полная мощность обогрева составляет $24 \cdot 8000 / 1000 = 192$ кВт. Теперь рассмотрим другой вариант: распределим на оставшихся 2 км тепловой обогрев и подберем его удельную мощность таким образом, чтобы жидкость далее не охлаждалась, то есть не происходило ее замерзания, а в конце ее температура тоже составляла ноль градусов. Теперь эта удельная мощность оказывается 79 Вт/м (кривая 4), а полная мощность обогрева составляет $79 \cdot 2000 / 1000 = 158$ кВт, что на 17,7 % меньше, чем в предыдущем случае. Промежуточные величины зоны обогрева дают значения полной мощности обогрева между двумя этими значениями.

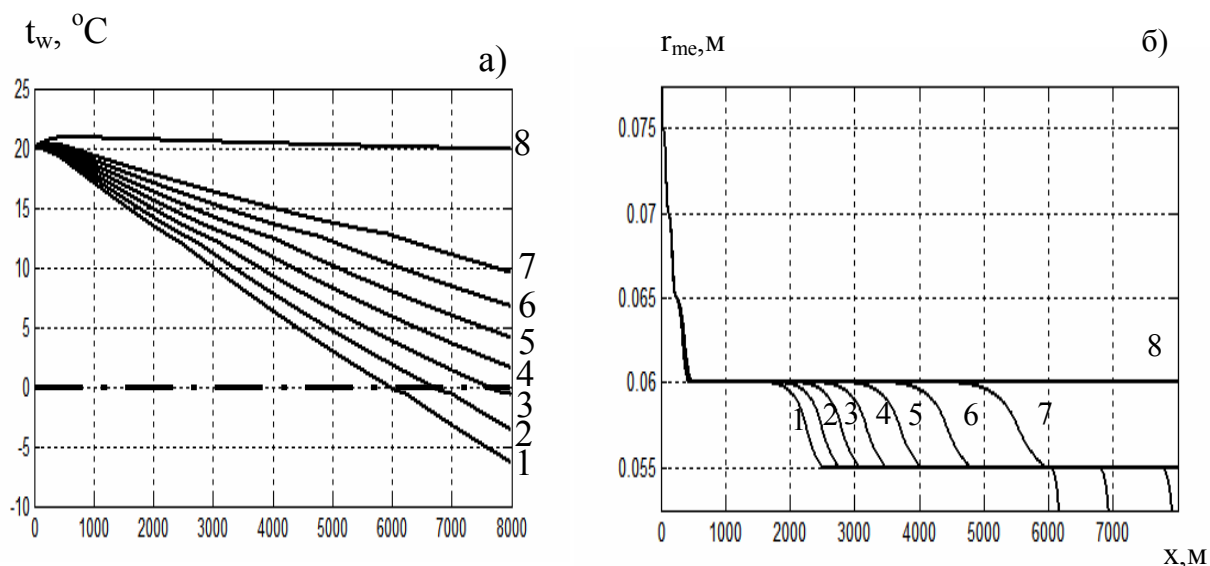


Рис.7. Охлаждение воды по длине трубы (а), глубина промерзания изоляции (б) при $\Delta Q_e = 100 \text{ Вт/м}$ при различной удельной мощности обогрева: 1 – 0 Вт/м; 2 – 10; 3 – 20; 4 – 30; 5 – 40; 6 – 50; 7 – 60; 8 – 100

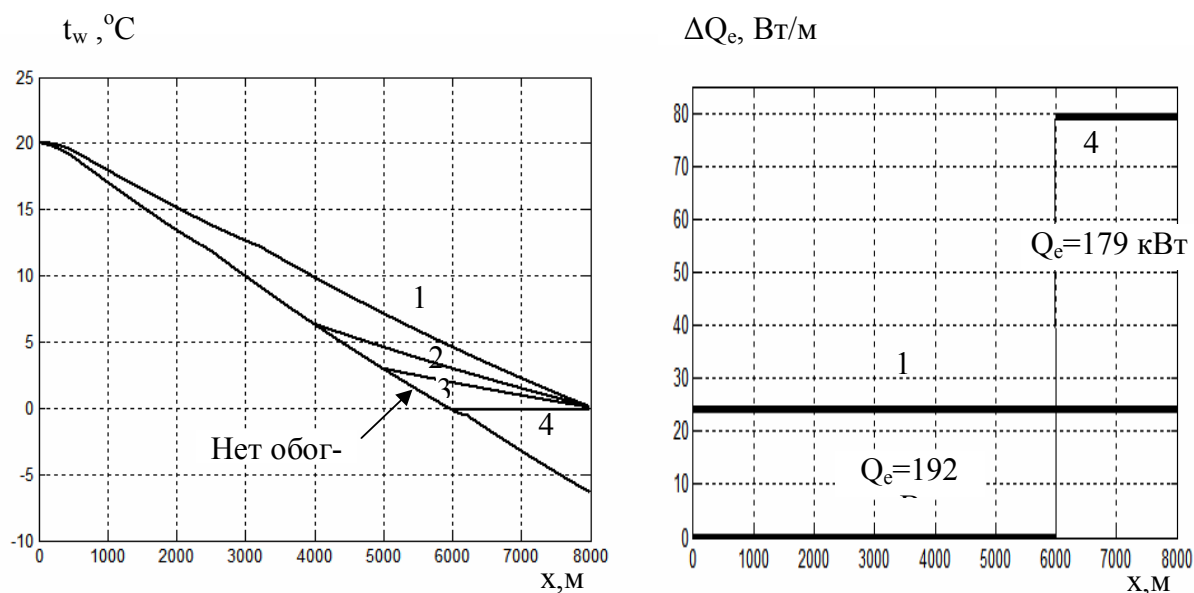


Рис.8. Охлаждение воды по длине трубы (слева) при различном распределении тепловой мощности обогрева (справа), обеспечивающего отсутствие отрицательной температуры жидкости: 1 – $\Delta Q_e = 24 \text{ Вт/м}$; 2 – 44; 3 – 56; 4 – 79.

Таким образом, если на выходе из трубопровода необходимо иметь заданную температуру, которая не обеспечивается без обогрева, то энергетически выгодно разместить обогрев между сечением трубопровода, где температура опускается до заданной, и концом трубопровода.

Предыдущие расчеты выполнены при постоянной температуре окружающей среды, которая, однако, может меняться с течением времени. В первом приближении можно допустить, что характерное время изменения внешней температуры много больше характерного времени переходного процесса в трубопроводе. Пусть на выходе трубопровода по технологическим условиям должна поддерживаться температура не менее 5°C . На рис.9 вверху показаны графики остывания жидкости при различных температурах окружающей среды. При -20°C и выше это условие выполняется автоматически и в корректировке не нуждается. При более низких температурах требуется обогрев трубопровода. На нижнем графике показаны распределения удельной тепловой мощности на отрезке между «критической точкой» и концом трубы, что считается, как это показано выше, рациональным распределением. Здесь же показана полная тепловая мощность, обеспечивающая требуемую температуру на выходе.

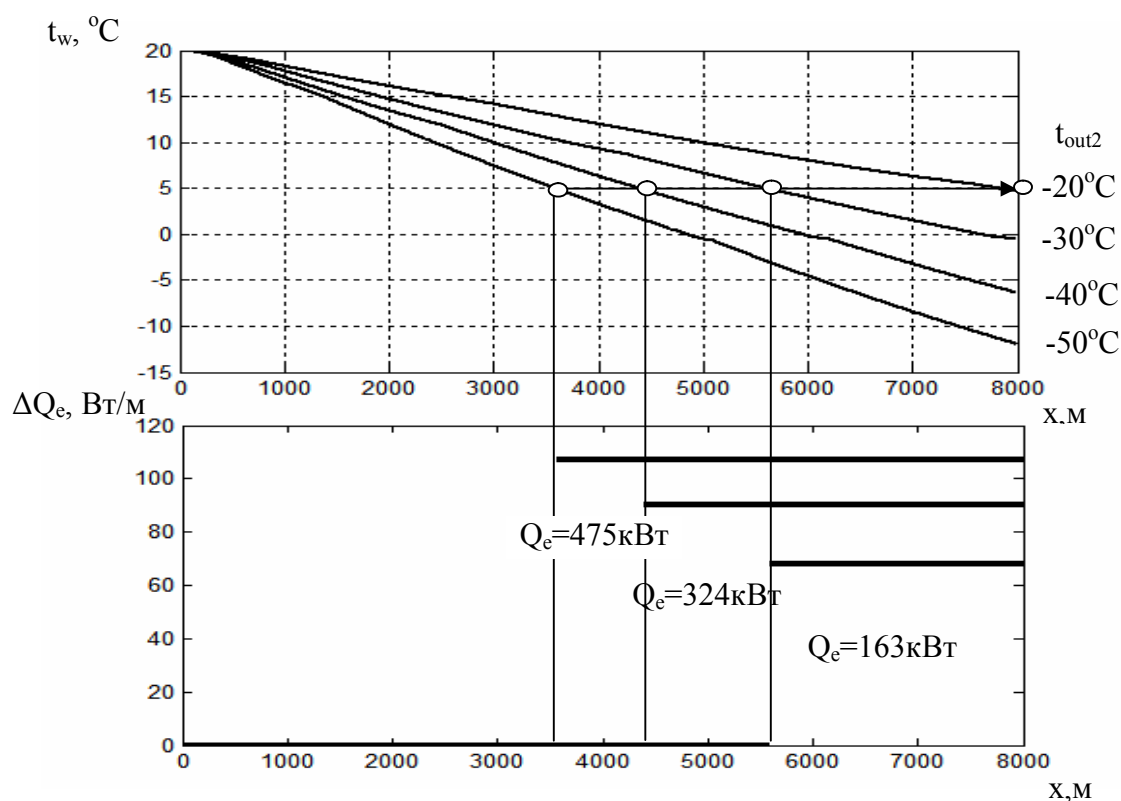


Рис.9. Охлаждение воды по длине трубы (вверху) при рационально распределенной тепловой мощности обогрева (внизу), обеспечивающего заданную температуру на выходе при различных температурах окружающей среды

Реализация подобных программ регулирования требует секционирования нагревательных элементов и независимого регулирования мощности в секциях. Естественно, что это может быть выполнено с некоторым приближением, так как невозможно установить регулируемые секции на каждом метре трубы. Решение этой задачи не входит в проблематику данной статьи, но разработанная модель является расчетной основой ее решения.

Разработанная математическая модель трансформирована в компьютерный инженерный метод теплового расчета трубопроводов, для чего из литературных источников подобрано ее эмпирическое обеспечение: справочные и расчетные данные для теплофизических свойств, эмпирические зависимости для расчета коэффициентов теплоотдачи и гидравлических потерь в трубопроводе. Сравнение результатов расчета распределения температуры по трассе водовода «Норильск-Алыкель», полученных с помощью компьютерной программы, с результатами натурных обследований показало их хорошую сходимость. На рис.10 представлены результаты расчетов процесса остывания воды в отключенном водоводе в зависимости от температуры наружного воздуха, выполненные по предлагаемой методике и по методике, не учитывающей явлений замерзания и оттаивания влаги в теплоизоляции.

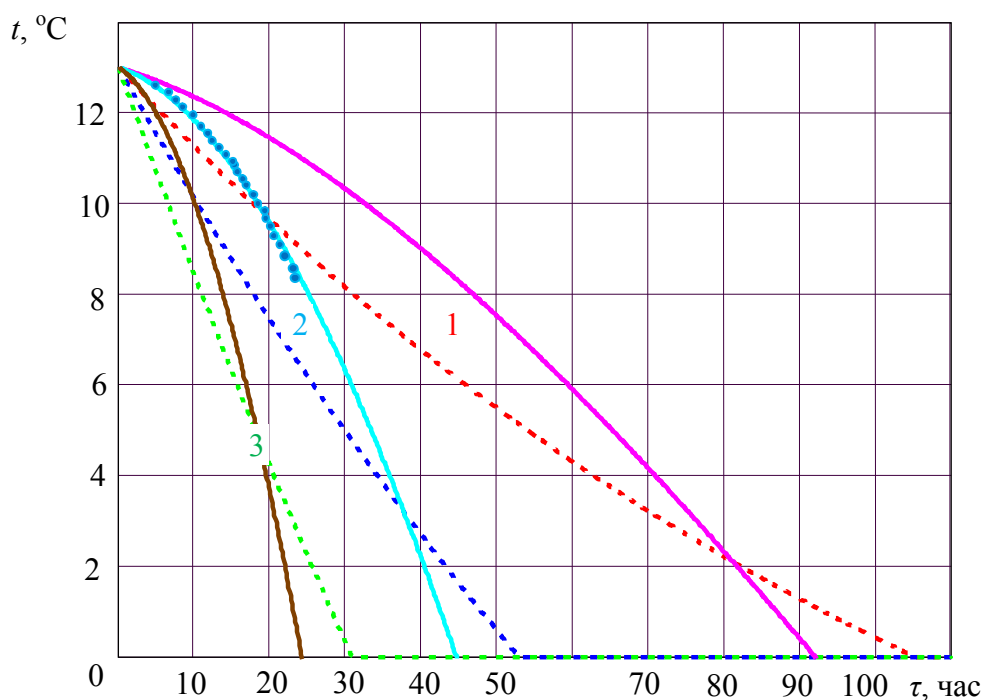


Рис.10. Динамика остывания водовода при его остановке в зависимости от температуры наружного воздуха: точки – данные натурных обследований, кривые – результаты расчетов: сплошные линии - расчет по предлагаемой методике, пунктир – без учета промерзания теплоизоляции, температура наружного воздуха:

$$1 - t_n = -10\text{ }^{\circ}\text{C}; 2 - t_n = -25\text{ }^{\circ}\text{C}; 3 - t_n = -47\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Из графика видно, что температура воды в трубопроводе, рассчитанная по предлагаемой методике, сначала уменьшается медленнее, чем рассчитанная без учета промерзания теплоизоляции, а затем быстрее. Очевидно, что это связано с тем, что выделение теплоты фазового перехода (удельной теплоты замерзания) препятствует охлаждению воды на первой стадии процесса, когда происходит промерзание тепловой изоляции, а на второй стадии, когда теплоизоляция промерзла и ее теплопроводность стала меньше, чем у влажной теплоизоляции, процесс охлаждения ускоряется. Результаты натурных обследований подтверждают данные выводы.

По результатам расчетов времени, в течение которого температура воды в отключенном трубопроводе понизится до температуры замерзания и в течение которого замерзнет 25 % находящейся в нем воды по предлагаемой методике и по методике, не учитывающей процессов замерзания влаги в теплоизоляции, установлено, что при уменьшении температуры окружающей среды влияние уменьшения теплопроводности теплоизоляции при

ее промерзании доминирует над влиянием замедления остывания воды вследствие выделения теплоты фазового перехода.

Таким образом, определено, что процессы охлаждения и промерзания тепловой изоляции трубопровода вносят заметный вклад в тепловой баланс процесса, а учет их кинетики позволяет повысить точность теплового расчета. Предложенная математическая модель процесса и алгоритм ее численной реализации позволяет повысить точность расчетных прогнозов теплового состояния трубопроводов при низких температурах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 34.09.255-97. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях.
2. РД 153-34.1-20.597-2001. Рекомендации и пример расчета энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю «Тепловые потери».
3. **Болотов И.А.**, Жуков П.В., Мизонов В.Е., Добротин С.А., Зайцев В.А. Моделирование теплопроводности в кольцевой области с нестационарными краевыми условиями // Изв. ВУЗов. Химия и химическая технология. – 2012. – Т. 55. – Вып. 1. – С.104-107.

УДК 338.5

Сухарева Е.В.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СТАНЦИЙ С КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ УСТАНОВКАМИ

Москва, МЭИ

Процесс перехода сектора комбинированного производства электрической и тепловой энергии на рыночные отношения обусловил определенные структурные изменения в энергетике России. В последние годы теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) стали терять конкурентоспособное положение, в частности на рынке тепловой энергии. Удорожание тепла, отпускаемого от ТЭЦ, привело к тому, что в настоящее время сложилась устойчивая тен-

денция сооружения индивидуальных промышленных и коммунальных котельных и отказа от тепловой энергии ТЭЦ.

Вместе с тем, теплофикация, т.е. централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, обладает рядом очевидных преимуществ [Цанев 2002, 112-113]:

- приводит к существенному снижению расхода топлива
- уменьшает выбросы NO_x и CO в атмосферу
- дает возможность полезно использовать в системах централизованного теплоснабжения отработавшую при выработке электроэнергии теплоту
- увеличивает коэффициент полезного действия.

Основной причиной снижения конкурентоспособности тепла, вырабатываемого на ТЭЦ, явились завышенные тарифы на тепловую энергию вследствие несовершенства метода распределения комплексных затрат на производство электрической и тепловой энергии. Кроме того, большая часть оборудования электростанций эксплуатируется уже много лет и является технически и морально устаревшим, при этом, в силу вышеупомянутого, на многих станциях не обеспечиваются требуемые экономические, экологические и особенно надежность показатели эксплуатации станций. Поэтому на данном этапе развития энергетики необходима существенная модернизация и замена используемого оборудования.

Перечисленные проблемы разрешимы, и решение их может существенно повысить эффективность теплофикации. Оно должно быть приоритетным направлением в развитии энергетики в России, позволяющим экономить органическое топливо, улучшать экологическую обстановку в населенных пунктах, решать ряд социальных проблем.

Строительство новых станций с традиционным оборудованием не является выходом из сложившейся ситуации, т.к. они не соответствуют высокому уровню экономических показателей современных электростанций. В паровых энергоустановках температура перегретого пара не может превышать допустимую для металла труб котельных пароперегревателей и таких неохлаждаемых узлов, как паропроводы, коллекторы, арматура. Значительно увеличить эффективность ТЭЦ, работающих на природном газе,

можно путем использования газотурбинных и парогазовых технологий, объединив в одной парогазовой установке (ПГУ) высокотемпературный подвод (в ГТУ) и низкотемпературный отвод тепла (в конденсаторе паровой турбины).

Обычно применяют два типа парогазовых теплофикационных установок: парогазовые ТЭЦ (ПГУ-ТЭЦ) и газотурбинные ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ). Их простейшие тепловые схемы приведены на рисунке. Теплота выходных газов ГТУ на ГТУ-ТЭЦ используется в котле-утилизаторе (КУ) или в газоводяном теплообменнике для отпуска теплоты. На ПГУ-ТЭЦ возможно применение теплофикационных паровых турбин (турбин типа Т или ПТ).

Кроме того, парогазовые установки удовлетворяют жестким экологическим требованиям: с их помощью можно снизить в два раза уровень оксида азота.

Важным обстоятельством является более низкая стоимость газотурбинных и парогазовых ТЭЦ по сравнению с традиционными паровыми, при этом срок окупаемости таких установок составляет около 3-4 лет [Болонов 2008, 14-20].

Помимо перечисленных преимуществ можно отметить возможность работы ПГУ в пиковом режиме с быстрым набором и сбросом нагрузок, а также малое время пуска из холодного состояния, что может оказать неоценимую помощь в создании экономичного парка маневренных мощностей.

Оптимизация режимов работы электростанций одна из сложных практических и научных задач, обусловленная неопределенностью исходной информации, многовариантностью, трудностью учета реальных событий и другими факторами. Тем не менее, в настоящее время разработаны различные модели для оптимизации режимов работы электростанций. При этом, как правило, при решении данной задачи используются нормативные энергетические расходные характеристики отдельных энергоблоков в виде зависимости расхода тепла или топлива от электрической мощности, полученные при номинальных начальных и конечных параметрах. Однако известно, что реальные энергетические характеристики могут значительно

отличаться от нормативных, вследствие устаревания оборудования, работе при частичных нагрузках и т.д.

Кроме того, используемые в настоящее время методики оптимизации распределения нагрузок между агрегатами станции разработаны для традиционного состава оборудования ТЭЦ с паротурбинными блоками. А вопрос учета особенностей режима работы ПГУ при решении данной задачи исследован мало. При этом следует учесть, что выбор того или иного режима работы ПГУ-ТЭЦ значительно влияет на экономические показатели работы блока.

Данные обстоятельства требуют соответствующих методик их учета при решении задачи оптимального управления станции с когенерационными установками в условиях рынка.

Для решения поставленной задачи был выбран метод оптимального распределения нагрузки между турбоагрегатами электростанции на основе расходных энергетических характеристик [Рогалев 2005, 175-177].

Рассмотрим простейший случай. В турбинном цехе установлены два агрегата различного типа: газовый и паровой. При этом возможны два основных варианта.

I. Нагрузка ТЭЦ может быть полностью покрыта каждым из двух агрегатов. Расходные характеристики агрегатов:

$$Q_1 = Q_{xx1} + r_{T1}^1 \cdot P + (r_{T1}^2 - r_{T1}^1) \cdot (P - P_{KP})$$

$$Q_2 = Q_{xx2} + r_{T2}^1 \cdot P + (r_{T2}^2 - r_{T2}^1) \cdot (P - P_{KP}),$$

где Q_i - часовой расход теплоты турбоагрегатом, ГДж/ч; Q_{xxi} - расход теплоты на холостой ход агрегата, ГДж/ч; r_{Ti}^1 - относительный прирост расхода теплоты турбоагрегатом на единицу электрической нагрузки в пределах от минимальной нагрузки до P_{KP} , ГДж/(МВт ч); r_{Ti}^2 - относительный прирост расхода теплоты турбоагрегатом на единицу электрической нагрузки в пределах от P_{KP} до максимальной нагрузки, ГДж/(МВт ч); P - текущая электрическая нагрузка турбоагрегата, МВт; P_{KP} - электрическая нагрузка турбоагрегата, при которой имеет место излом энергетической характеристики, МВт.

1. Если $Q_{xx1} < Q_{xx2}$ и $r_{T1}^j < r_{T2}^j$, то любая нагрузка ТЭС должна покрываться турбиной 1, так как это требует меньшего расхода топлива (рис. 1, а)

2. Если $Q_{xx1} > Q_{xx2}$, $r_{T1}^j < r_{T2}^j$, $P_{\min} < P < P_{\max}$ (рис. 1, б):

в диапазоне $P < P_{\text{эк}}$ $Q_2 < Q_1$, следовательно, надо загружать турбину 2;

в диапазоне $P > P_{\text{эк}}$ $Q_2 > Q_1$, следовательно, надо загружать турбину 1;

при $P = P_{\text{эк}}$ турбины равноэкономичны ($Q_2 = Q_1$).

Если сходящиеся характеристики не пересекаются в зоне номинальной мощности, то всю нагрузку должна взять на себя турбина 2.

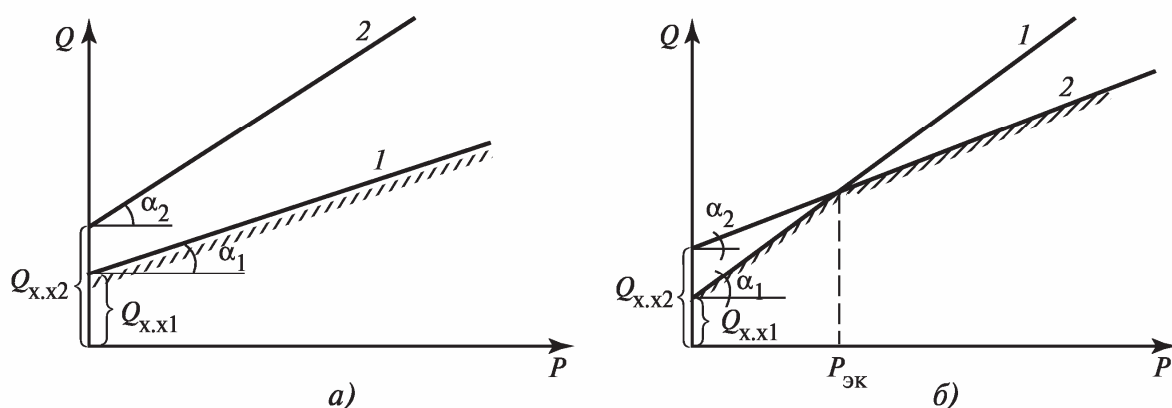


Рис. 1 . Расходные характеристики турбоагрегатов

При работе ПГУ-ТЭЦ работают обе турбины газовая и паровая, поэтому этот случай не рассматривается.

II. Нагрузка ТЭЦ может быть покрыта только при совместной параллельной работе обоих агрегатов. В этом случае при любом распределении нагрузки в суммарную величину расхода теплоты всегда будут входить (в качестве постоянной величины) расходы теплоты на холостой ход обеих турбин.

Для обеспечения минимального расхода топлива ТЭЦ необходимо так распределить общую электрическую нагрузку между отдельными турбоагрегатами, чтобы в каждый момент времени существовало равенство относительных приростов расхода топлива по каждой из турбин:

$$r_{T1} = r_{T2} = r_{T3} = \dots = r_{Ti} = \dots = r_{Tn},$$

где r_{Ti} — относительные приросты расхода топлива по каждой из i -й турбины, т.у.т./Гдж.

Применительно к нашему примеру, когда работают два агрегата, условие оптимального распределения нагрузок: $r_{T1} = r_{T2}$

Но так как $r_{T1} \neq r_{T2}$, то выгоднее нагружать в первую очередь до предела турбину с наименьшим относительным приростом:

если $r_{T1} < r_{T2}$ – то турбину 1;

если $r_{T1} > r_{T2}$ – то турбину 2,

т.е. оптимальное распределение должно осуществляться в порядке возрастания относительных приростов расходов тепла $r_{T1} < r_{T2} < r_{Ti}$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Цанев С. В.**, Буров В. Д. и др. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций : учеб. пособие / С. В. Цанев – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – 580 с.
2. **Болонов В. О.** Выбор оптимальных режимов электростанций с ПГУ: дисс. на соиск. уч. ст. канд. тех. наук / В. О. Болонов – М. : МЭИ, 2008. – 220 с.
3. **Рогалев Н. Д.** Экономика энергетики: учеб. пособие. / Рогалев Н. Д., Зубкова А. Г., Мастерова И. В. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.
4. **Фрей Д. А.** Разработка методического обеспечения системы планирования производственно-хозяйственной деятельности ТЭЦ в условиях развития конкурентных отношений на энергорынках: дисс. на соиск. уч. ст. канд. эк. наук. / Д.А. Фрей. – М. : МЭИ, 2007 – 200 с.

Секция 2. «ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ»

Раздел 2.1. ПРОБЛЕМЫ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ

УДК 621.311.1;621.316.1

Воропаева Ю.А., Клементьева Н.А.

ОСОБЕННОСТИ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПО ДОГОВОРАМ ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ НА НОВЫХ ТЭЦ

г.Санкт-Петербург, ОАО «ТГК-1»

Одной из целей реформирования электроэнергетики страны является дальнейшее развитие энергетической отрасли. Для привлечения инвестиций в строительство новых электрических станций в нашей стране принята модель долгосрочного рынка мощности, введенная Постановлением Правительства РФ от 24.02.2010 №89 [1]. В рамках данной модели на оптовом рынке предусмотрены следующие механизмы реализации мощности:

- 1) по регулируемым договорам (в объемах поставки населению);
- 2) по договорам, заключенным по итогам конкурентного отбора мощности (далее КОМ);
- 3) по договорам о предоставлении мощности (далее ДПМ);
- 4) по договорам купли-продажи мощности новых АЭС/ГЭС;
- 5) по договорам купли-продажи мощности генерирующих объектов, функционирующих в вынужденном режиме;
- 6) по договорам, заключенным по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов;
- 7) по договорам, заключенным по итогам конкурса инвестиционных проектов по формированию перспективного технологического резерва мощностей;
- 8) по свободным договорам.

Генерирующие компании, созданные путем реорганизации дочерних и зависимых акционерных обществ РАО «ЕЭС России» (к числу которых относится и ОАО «ТГК-1»), в соответствии с пп.10 п.4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, могут компенсировать затраты

на строительство и модернизацию мощностей путем заключения ДПМ. Перечень поставщиков мощности по ДПМ в разрезе строящихся или модернизируемых генерирующих объектов ОГК и ТГК и дата начала исполнения обязательств каждого из них по поставке мощности определен Распоряжением Правительства РФ от 11.08.2010 №1334-р. Срок действия ДПМ – 10 лет с указанной в договоре даты начала поставки мощности, которая определяется датой фактического исполнения обязательств по поставке мощности на рынок. При этом поставка мощности начинается с 1-го числа месяца, следующего за месяцем, в котором поставщиком должен быть выполнен ряд требований по обеспечению готовности оборудования к несению нагрузки. Цена мощности по ДПМ определяется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 №238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью по договорам на оптовом рынке электрической энергии и мощности» и Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности (Приложение №19.6 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Цена на мощность по ДПМ определяется коммерческим оператором ОРЭМ и предполагает компенсацию следующих затрат: эксплуатационных, капитальных, затрат на технологическое присоединение к электрическим и газовым сетям и налог на имущество. Размеры эксплуатационных и типовых капитальных затрат установлены Постановлением Правительства РФ от 13.04.2010 №238. Эксплуатационные затраты подлежат ежегодной индексации. Возмещаемые капитальные затраты рассчитываются исходя из необходимости возврата заемного капитала в виде ежемесячных аннуитетных платежей с учетом 15-летнего срока окупаемости проекта, типовых затрат на строительство объекта, приведенных к ценам текущего года с учетом налога на прибыль. Величина типовых затрат дифференцируется по регионам (коэффициенты сейсмичности, климатичности), установленной мощности генерирующего объекта, вида используемого топлива, наличия резервного топлива. Налог на имущество рассчитывается в соответствии с действующим законодательством, исходя из остаточной стоимости объекта без учета специальных льгот по налогу на имущество организаций. Затраты на технологическое присоединение к га-

зовым и электрическим сетям рассчитываются исходя из понесенных фактических затрат. При этом цена на мощность по ДПМ компенсирует затраты не в полном объеме, а в доле, отражающей прогнозную прибыль от продаж электроэнергии на свободном рынке, которая, например, для объектов газовой генерации, находящихся в 1 ценовой зоне оптового рынка, составляет: для генерирующего объекта мощностью более 250 МВт – 71% затрат, для генерирующего объекта мощностью не более 250 МВт и не менее 150 МВт – 75% затрат, для генерирующего объекта мощностью менее 150 МВт – 79%. К рассчитанной таким образом цене применяются следующие коэффициенты:

- ✓ сезонный коэффициент, отражающий неравномерное распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года,
- ✓ коэффициент, отражающий потребление мощности на производственные и (или) хозяйственные нужды электростанции.

В табл. 1 на примере ПГУ разной установленной мощностью представлена структура цены мощности, рассчитанной коммерческим оператором на декабрь 2012 года.

Таблица 1. Структура цены мощности по объектам ДПМ

Наименование показателя	ПГУ-50	ПГУ-180	ПГУ-450
Цена мощности, в т.ч.	100%	100%	100%
Эксплуатационные затраты	16%	13%	14%
Возмещаемые капитальные затраты	77%	80%	78%
Налог на имущество	7%	7%	8%

Расчет цены на мощность для 10-летнего периода показал, что в первые 6 лет цена ежегодно снижается (за счет того, что темп снижения возмещаемых затрат превышает индексацию эксплуатационных затрат), а в последние четыре года цена возрастает за счет того, что в этот период к ежегодной цене ДПМ (с 7-го по 10 год) добавляется дельта между ценой ДПМ (с 11 по 15 год) и ценой КОМ в соответствующем году.

Анализ фактической себестоимости по объектам ДПМ показал, что структура фактической цены отличается от расчетной, что свидетельствует о том, что на цену ДПМ оказывает влияние множество факторов, что снижает гарантию возврата за период действия ДПМ всех средств, затраченных поставщиком на строительство новой мощности. Кроме того, изменения в бухгалтерском и налоговом законодательстве в долгосрочной перспективе также могут оказывать влияние на изменение структуры цены.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Усман Е. Ю.** Долгосрочный рынок мощности: учеб.-метод. пособие. / Е. Ю. Усман – М. : НП «НИИА», 2010. – 64 с.

УДК 621.3

ИОБУЭ К.Э.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ КОТ-Д'ИВУАР

Иваново, Ивановский государственный энергетический университет
им. В.И. Ленина

В настоящее время одной из главных задач промышленной политики республики Кот-д'Ивуар является ускоренное развитие электроэнергетики с целью создания базы для устойчивого развития экономики страны. В секторе электроэнергетики республики имеет место финансовый дефицит, который достиг в 2011 году 255 млн. долларов США. Это объясняется, с одной стороны, нерациональной тарифной политикой, а с другой – постоянным повышением цен на топливо.

В настоящее время в стране более 70 % населения обеспечены электроэнергией. Спрос на электроэнергию непрерывно растет. Это увеличение обусловлено постоянным приростом населения (3 % ежегодно), а также электрификацией отдаленных районов, ранее не обеспеченных электроэнергией. Следует уточнить, что все города имеют доступ к электроэнергии, но отдельные сельские поселения, находящиеся на большой удален-

ности от городов и характеризующиеся низким уровнем доходов населения, до настоящего времени не электрифицированы.

Установленная мощность всех электростанций в Кот-д'Ивуаре сегодня составляет 1381 МВт. Установленная мощность тепловых электростанций составляет 779 МВт и обеспечивается за счет выработки четырех тепловых электростанций, работающих на природном газе. Установленная мощность шести гидроэлектростанций составляет 602 МВт.

Производство электрической энергии в Кот-д'Ивуаре неуклонно растет. Начиная с 67 ГВт.ч в 1960 году, оно достигло уровня 5033 ГВт.ч к 2011 году, причем в 2010 году было экспортировано 471 ГВт.ч в Гану, Буркина-Фасо, Мали и Бенин, что несколько ниже по сравнению с 2009 годом, в течение которого было экспортировано 484 ГВт.ч. Динамика выработки электрической энергии в Кот-д'Ивуаре за период 2005-2011 гг. представлена в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1. Динамика выработки электрической энергии ГЭС и ТЭС в Республике Кот-д'Ивуар

Вид электростанции	Выработка в МВт.ч						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ГЭС	1432935	1510268	1796722	1898315	2130822	1618370	773 626
ТЭС	4127825	4025135	3710111	3768033	3666349	4258482	4259593

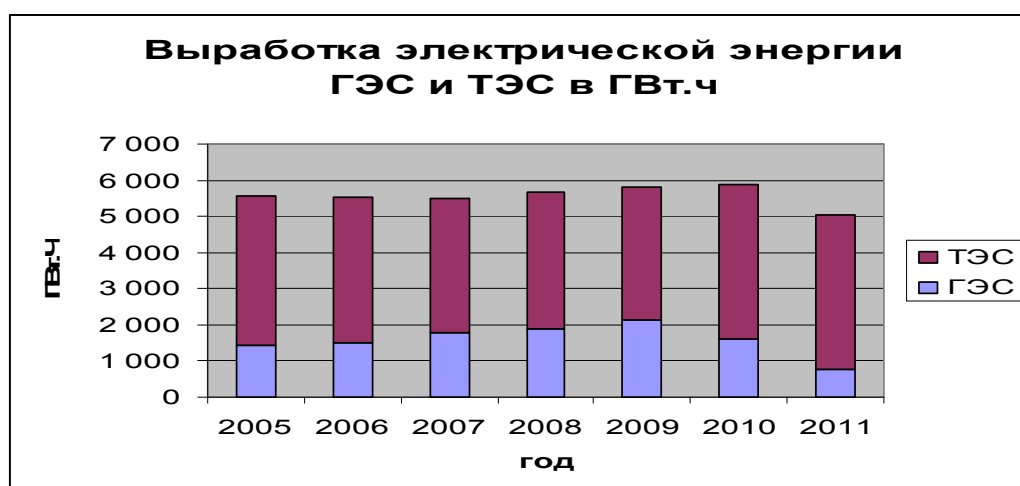


Рис.1. Выработка ГЭС и ТЭС

Общий потенциал гидроэнергетики Кот-д'Ивуара в настоящее время оценивается в 12400 ГВт.ч, но установленное оборудование позволяет производить лишь 2550 ГВт.ч (20,56 % от его потенциала).

До 1995 года основная доля выработки электроэнергии страны приходилась на гидравлические электростанции (более 60 %). Однако в последние годы эта составляющая постепенно уменьшалась и составила 15,37 % к 2011 году. Доля ТЭС в энергетике Кот-д'Ивуара увеличилась с 4 % в 1995 году до 84,63 % в 2011 году за счет разработки новых газовых месторождений в Кот-д'Ивуаре, а также внедрения новых технологий производства электроэнергии. Сокращение выработки электрической энергии на ГЭС связано со старением оборудования. Следует отметить, что в течение последнего десятилетия отсутствовали значительные инвестиции в электроэнергетику из-за нестабильной социально-политической обстановки в стране. Но в начале 2013 года началось строительство новой ГЭС в регионе Субрэ с установленной мощностью 275 МВт и с выработкой 1100 ГВт.ч в год. Стоимость проекта составляет 572 млн. евро. Этот проект позволит республике Кот-д'Ивуар быть устойчивым экспортером электроэнергии в Западной Африке.

Организационная структура электроэнергетики Кот-д'Ивуара схематически представлена на рис. 2.

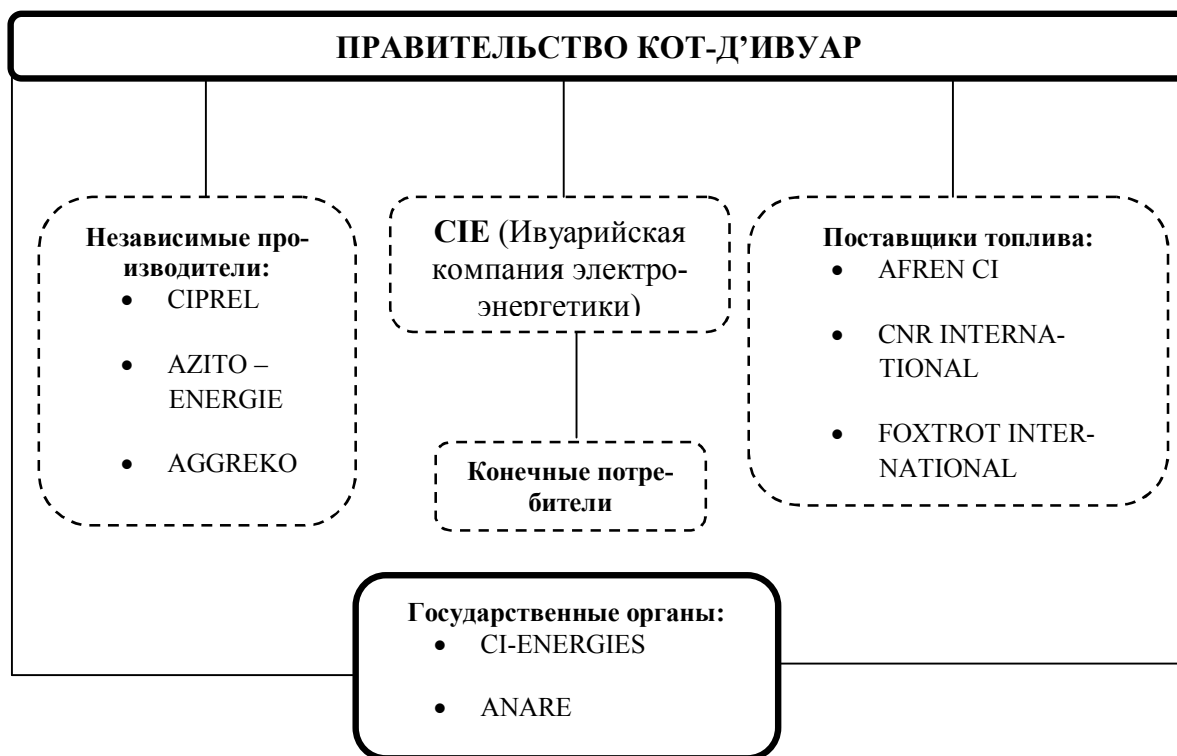


Рис.2. Организационная структура электроэнергетики Кот-д'Ивуара

После приватизации в августе 1990 года управление сектором электроэнергетики осуществляется акционерным обществом «Электрическая компания Кот-д'Ивуара» (СІЕ). Она осуществляет производство, транспортировку, экспорт, импорт, распределение и сбыт электроэнергии, а также эксплуатацию и техническое обслуживание энергетического оборудования на всей территории Кот-д'Ивуара и в других странах Западной Африки. Эта компания является одним из лидеров в своем секторе на африканском континенте.

Свою миссию СІЕ видит в реализации следующих направлений деятельности:

- разработка энергетической политики и энергетической стратегии страны;
- эксплуатация тепловых и гидроэлектростанций;
- осуществление технического обслуживания энергооборудования;
- управление имуществом электроэнергетики с учетом экологических ограничений.

Понимая важность электроэнергетики для повышения благосостояния населения и экономического развития страны, правительство республики Кот-д'Ивуар и СІЕ заявили о своем намерении продолжать и укреплять партнерство до 2020 года.

Цели этого партнерства они видят в следующем:

- повышение эффективности управления в сфере электроэнергетики и улучшение ее технических характеристик;
- ускорение процесса электрификации населенных пунктов;
- электроснабжение потребителей по разумной цене;
- укрепление роли Кот-д'Ивуара в обеспечении электроэнергией других стран региона Западной Африки;
- обеспечение финансового равновесия в сфере электроэнергетики;
- оптимизация финансовых ресурсов для инвестирования в электроэнергетические объекты путем создания соответствующих механизмов.

Несмотря на то, что частная компания СІЕ играет важную роль в развитии энергетики страны, тем не менее основная роль в данном процессе принадлежит государству. В настоящее время государство выполняет следующие функции:

- несет ответственность за управление активами, т.е. осуществляет все виды инвестиций;
- устанавливает тарифы на электроэнергию;
- принимает все стратегические решения в сфере электроэнергетики.

Для осуществления этих функций в 1998 году в Кот-д'Ивуаре были созданы специальные организационные структуры:

- ANARE (Национальный орган власти по регулированию электроэнергетики, который отвечает за регулирование рынка электроэнергии и за разрешение конфликтных ситуаций между различными субъектами данного рынка).

В декабре 2012 года приказом президента республики Кот-д'Ивуар № 2011-472 была создана новая государственная организация CI-ENERGIES (ENERGIES DE COTE D'IVOIRE – Энерги де Кот-д'Ивуар) взамен ранее существовавших SOGEPE (Общество по управлению имуществом в электроэнергетике) и SOPIE (Общество по реализации проектов в области электроэнергетики). SOGEPE выполняло функции управления активами и контроля финансовых потоков, а SOPIE отвечало за распределение энергетических потоков, планирование спроса и предложения на электроэнергию, а также за осуществление инвестиционных проектов.

Основными целями CI-ENERGIES в Кот-д'Ивуаре, а также за рубежом являются диспетчерское управление режимами и мониторинг электроэнергетического рынка.

Для того чтобы достичь этих целей, компания выполняет следующие функции:

- планирует спрос и предложение электрической энергии совместно с Министерством энергетики;
- организует мероприятия по инвестициям, направленным на расширение, обслуживание и ремонт электрических сетей, электрификацию сельских районов;
- контролирует покупку, транспортировку и потоки электрической энергии;
- осуществляет административное, финансовое и бухгалтерское управление всеми электроэнергетическими активами;
- осуществляет контроль по оказанию договорных услуг компанией CIE;

- управляет от имени и за счет Республики Кот-д'Ивуар предусмотренными доходами в договоре государства с компанией СІЕ, то есть гонорами от производства, транспортировки, распределения, импорта и экспорта электроэнергии;

- контролирует финансовый баланс сектора электроэнергетики.

Хотя СІЕ осуществляет производство, транспортировку и распределение электроэнергии по всей стране, тем не менее для улучшения ситуации в электроэнергетике правительство Кот-д'Ивуара с 20 июля 1994 года разрешило производить электроэнергию следующим независимым производителям:

- CIPREL (Производственная компания электроэнергетики Кот-д'Ивуара);
- AZITO-ENERGIE;
- AGGREKO.

На практике для установления тарифов на электрическую энергию каждая страна использует наиболее подходящий внутренним условиям метод тарифообразования. Сегодня в Республике Кот-д'Ивуар тариф на электроэнергию строится на основе долгосрочных маржинальных (предельных) издержек. Под долгосрочными предельными издержками понимаются издержки производства, необходимые для выработки дополнительной единицы продукции в том случае, когда допускается возможность роста объемов производства на основе увеличения количества всех используемых ресурсов оптимальным образом.

Потребители на розничных рынках оплачивают в Кот-д'Ивуаре электроэнергию по свободной цене. В отличие от других стран расчеты за электроэнергию осуществляются один раз в два месяца путем замера электропотребления по электросчетчику и представляют собой сумму трех составляющих:

- тариф за 1 кВт.ч потребленной электроэнергии;
- фиксированная оплата;
- такса.

Тариф на электроэнергию низкого напряжения имеет бинomialную структуру. Это значит, что данный тариф при потреблении электроэнергии ниже определенного значения (80 или 180 кВт.ч в зависимости от категории потребителя) отличается от тарифа с потреблением свыше данного порогового значения. По приказу Министерства энергетики Кот-д'Ивуара № 041 от 30 декабря 2008 года было установлено семь разновидностей тарифов на электроэнергию:

- 1) социальный (льготный) тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов,
- 2) общий тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов,
- 3) общий тариф на электроэнергию низкого напряжения для предпринимателей,
- 4) договорной тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов,
- 5) тариф уличного освещения,
- 6) тариф среднего напряжения,
- 7) общий тариф высокого напряжения.

Льготный тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов предназначен для абонентов с низким уровнем доходов. В 2011 году доля этих абонентов составляла 68,75 %, однако удельный вес потребления электроэнергии данными потребителями составил только 20,69 % от общего потребления электроэнергии страны. При потреблении электроэнергии до 80 кВт.ч за 61 день тариф составляет 36,05 Франков КФА¹ (2,32 руб.) за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии свыше 80 кВт.ч за 61 день, тариф составляет 73,99 Франка КФА (4,76 руб.) за 1 кВт.ч. Для данной группы потребителей фиксированная оплата составляет 36 руб. за 2 месяца. В январе 2013 года в целях обеспечения социальной справедливости регулирующий орган в области электроэнергетики внес изменения в данную группу потребителей. Эти изменения касаются клиентов со средним потреблением 200 кВт.ч за 2 месяца в течение последнего полугода. Они больше не входят в ка-

¹ Франк Африканского финансового сообщества (1 рубль = 15,5 франк КФА)

тегорию льготного тарифа и, соответственно, перенесены для расчетов в категорию общего тарифа.

Общий тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов предназначен для групп потребителей со средним уровнем доходом. Удельный вес этих потребителей в 2011 году составил 19,15 %, а удельный вес потребленной ими электроэнергии составил 14,87 % от общего расхода электроэнергии страны. При потреблении электроэнергии до 180 кВт.ч в зависимости от предоставляемой мощности за 61 день тариф составляет 74,54 Франка КФА (4,79 руб.) за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии свыше 180 кВт.ч за 61 день тариф составляет 62,26 Франка КФА (4 руб.) за 1 кВт.ч. Для данной группы потребителей фиксированная оплата составляет 89,23 руб.

Общий тариф на электроэнергию низкого напряжения для предпринимателей предназначен специально для потребителей малого и среднего бизнеса. Удельный вес этой категории потребителей в 2011 году составил 10,68 % от общего количества абонентов страны и 12,09 % от внутреннего потребления электроэнергии. Их тариф за 1 кВт.ч выше, чем у остальных групп потребителей. При потреблении электроэнергии до 180 кВт.ч за 2 месяца тариф составляет 92,59 Франка КФА (5,95 руб.) за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии свыше 180 кВт.ч за 2 месяца тариф составляет 78,75 Франка КФА (5,6 руб.) за 1 кВт.ч. Для данной группы потребителей фиксированный размер оплаты составляет 1664,98 Франка КФА (107,06 руб.).

Договорной тариф на электроэнергию низкого напряжения для жилых домов распространяется на определенные категории потребителей сектора электроэнергетики. То есть этот тариф предназначен для жилых домов работников энергетических предприятий. Удельный вес этой категории потребителей в 2011 году составил 0,38 % от общего количества абонентов страны и 0,53 % от внутреннего потребления электроэнергии. Для данной группы потребителей тариф на электроэнергию за потребление 1кВт.ч составляет 19,12 Франка КФА (1,23 руб.).

Тариф уличного освещения предназначен для муниципалитетов, в ведении которых находится освещение улиц и общественных мест. Осве-

щение общественных мест в 2011 году составляет 4,97 % от общего числа потребления электроэнергии, а доля этих абонентов составила 0,59 % от общего количества абонентов. Для данных групп потребителей тариф составляет 50,76 Франка КФА (3,26 руб.) за 1 кВт.ч.

Потребители среднего и высокого напряжения в сумме составили 0,3 % от общего числа абонентов в 2011 году. Эти клиенты потребляют 47 % (1862 ГВт.ч) от общего объема потребленной в 2011 году электроэнергии. К данным потребителям относятся заводы, крупные предприятия, промышленные комплексы, администрации, районы, муниципалитеты.

Для группы потребителей среднего напряжения фиксированный размер оплаты составляет 1667,71 руб. При потреблении электроэнергии в полупиковом режиме (с 7.30 до 19.30 и с 23.00 до 00.00) тариф составляет 3,58 руб. за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии в пиковом режиме (с 19.30 до 23.00) тариф составляет 4,88 руб. за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии в базисном периоде (с 00.00 до 7.30) тариф составляет 2,96 руб. за 1 кВт.ч.

Для группы потребителей высокого напряжения фиксированный размер оплаты составляет 4058,66 руб. При потреблении электроэнергии в полупиковом режиме тариф составляет 2,47 руб. за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии в пиковом режиме тариф составляет 2,80 руб. за 1 кВт.ч; при потреблении электроэнергии в базисном периоде тариф составляет 2,10 руб. за 1 кВт.ч. Все тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей представлены в табл. 2.

Таблица 2. Тарифы на электроэнергию для конечных потребителей

Группы потребителей		Тариф за кВт.ч (руб.)
Социальный тариф	до 80 кВт.ч	2,32
	свыше 80 кВт.ч	4,76
Общий тариф низкого напряжения для жилых домов	до 180 кВт.ч	4,79
	свыше 180 кВт.ч	4
Общий тариф низкого напряжения для предпринимателей	до 180 кВт.ч	5,95
	свыше 180 кВт.ч	5,06
Договорной тариф		1,23
Тариф уличного освещения		3,26
Тариф среднего напряжения	Полупиковый период	3,58
	Пиковый период	4,88
	Базисный период	2,96
Общий тариф высокого напряжения	Полупиковый период	2,47
	Пиковый период	2,80
	Базисный период	2,10

Подведем итоги. Кот-д'Ивуар располагает более значительной энергетической базой по сравнению со многими другими странами Западной Африки.

Электроэнергетика Республики Кот-д'Ивуар характеризуется отсутствием инвестиций в последнее десятилетие. Прямым следствием этого является старение оборудования. Эта ситуация снижает надежность функционирования электроэнергетики страны.

В последние пять лет сектор электроэнергетики Республики Кот-д'Ивуар находится в кризисном финансовом состоянии. Применение метода ценообразования, основанное на маржинальных издержках, не обеспечивает финансово-экономическую устойчивость электроэнергетических компаний как естественных монополий. Поэтому данный подход, являясь базовым в процессе тарификации, должен быть дополнен другими механизмами для обеспечения финансовой устойчивости компаний электроэнергетического сектора экономики.

В настоящее время одной из главных целей промышленной политики Кот-д'Ивуара является развитие сферы электроэнергетики, повышение конкурентоспособности энергетических компаний страны. Решение этой задачи объективно обеспечит повышение конкурентоспособности предприятий и всех отраслей народного хозяйства, но это решение невозможно без формирования обоснованной структуры тарифов на электрическую энергию как в секторе генерации, так и в секторах передачи и распределения электроэнергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Loi 85-583 du 29 juillet 1985
2. Document sur le secteur de l'énergie : Bilan de 1960 à 2010; Perspectives
3. <http://www.groupecie.net/decouvrir/communiqués.php?com=20>
4. <http://energie.gouv.ci/index.php/energie/statistiques-dactivites.html>
5. Etude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique. / UPDEA, Décembre 2009
6. <http://www.anare.ci/index.php?id=27>
7. <http://anare.ci/index.php?id=25>

УДК 621.311

Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н.

МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПЛАТЫ ЗА МОЩНОСТЬ ДЛЯ ГАЭС НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Рыночные отношения в электроэнергетике России начали активно развиваться после принятия Правительством РФ в 2003 г. Федерального Закона №35-ФЗ «Об электроэнергетике».

В качестве основы реформирования отрасли была принята концепция ее глубокой реструктуризации с разделением всех видов деятельности на естественно-монопольные (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и конкурентные (генерация, сбыт, ремонтное

обслуживание). На этой базе были сформированы оптовый и розничный рынки электроэнергии и мощности.

При реформировании энергетики ставилась задача создания конкурентного рынка электроэнергии и мощности, цены на котором не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения. Начиная с 2011 года, вся электроэнергия реализуется по свободным, нерегулируемым государством ценам (за исключением поставок населению). Однако следует отметить, что государство в ряде случаев вмешивается в процесс ценообразования, чтобы сдерживать рост цен и обеспечить его приемлемость для потребителей. В то же время для обеспечения окупаемости крупных генерирующих объектов, требующих значительных объемов инвестиций, например строительство АЭС и ГЭС (ГАЭС), также необходимо государственное регулирование и разработка соответствующих механизмов, позволяющих реализовать инвестиционный процесс. Для этих целей служит рынок мощности, который был введен в России с 1 сентября 2006 года.

Мощность - особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требовать обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии установленного качества в количестве, необходимом для удовлетворения потребности данного потребителя [1].

Раздельная торговля электрической энергией и мощностью позволяет, с одной стороны, сгладить колебания цен на электроэнергию для конечного потребителя и обеспечить средний уровень цен на электроэнергию на более низком уровне, чем в условиях торговли только электроэнергией. С другой стороны, наличие рынка мощности предоставляет инвесторам возможность точнее прогнозировать возмещение затрат на строительство генерирующих мощностей.

Отличие рынка электрической энергии от рынка двух товаров состоит в значительных сезонных и суточных колебаниях цен на электрическую энергию. Рынки, на которых торгуются электрическая энергия и мощность, позволяют избежать ценовых всплесков на электрическую энергию.

Отдельная оплата мощности позволяет хеджировать риски неполучения поставщиком средств на покрытие условно-постоянных расходов, а также обеспечить возврат инвестиций в модернизацию и строительство новых генерирующих объектов. В этом случае мощность выступает в роли финансового производного инструмента.

Средства, получаемые генерирующими компаниями от продажи мощности, идут на поддержание генерирующих мощностей в рабочем состоянии, на модернизацию и строительство новых мощностей. Следует отметить, что сегодня на рынке функционирует значительное количество генерирующих объектов с истекшим или подходящим к концу сроком службы, поэтому функционирование рынка мощности может служить важным фактором привлечения инвестиций в отрасль.

Развитие рынка мощности прошло несколько этапов. С 1 июля 2008 года был запущен рынок мощности переходного периода. На рынке мощности переходного периода вступили в силу механизмы торговли мощностью по свободным (нерегулируемым) ценам, и началась либерализация торговли мощностью. Темпы этого процесса были синхронизированы с темпами либерализации торговли электрической энергией.

На оптовом рынке были предусмотрены следующие механизмы торговли мощностью, проводимые в три этапа (за исключением мощности, реализуемой по РД):

1. Конкурентный отбор мощности (КОМ) (без активного участия покупателей).
2. Заключение свободных договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (СДЭМ) (с активным участием продавцов и покупателей).
3. Последующая купля-продажа мощности исходя из фактического объема потребления (без активного участия продавцов).

Постановлением Правительства РФ №89 от 24 февраля 2010 года утверждены изменения в Правилах оптового рынка, обеспечивающие запуск модели *долгосрочного рынка мощности* (ДРМ) и с января 2011 года был запущен ДРМ. Как на рынке электроэнергии, так и на рынке мощно-

сти с 2011 года по регулируемым договорам поставляется мощность только в объемах, необходимых для поставки населению и приравненным категориям потребителей.

Ценовые параметры долгосрочного рынка мощности определены Постановлением Правительства РФ № 238 от 13.04 2010 года [2].

Запуск ДРМ призван решить ряд важнейших задач для развития электроэнергетики и экономики страны. К таким задачам относятся:

- обеспечение долгосрочной надежности – предупреждение дефицита в энергосистеме;
- минимизация совокупной стоимости электроэнергии и мощности для потребителей;
- формирование наиболее эффективной структуры генерации;
- формирование региональных ценовых сигналов для развития генерации, потребления и сетей;
- повышение инвестиционной привлекательности отрасли через обеспечение долгосрочных гарантий поставщикам;
- стимулирование инвестиционного процесса в создание и модернизацию основных фондов.

Долгосрочный конкурентный рынок мощности был введен на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка:

- Первая зона - Европа и Урал,
- Вторая зона – Сибирь.

В основе долгосрочного рынка лежат ежегодно проводимые конкурентные отборы мощности на четыре года вперед (т.е. на год, который наступит через четыре полных года после конкурентного отбора).

Конкурентные отборы мощности проводит Системный оператор. Для того чтобы определить, какая мощность будет необходима в энергосистеме через четыре года, системный оператор определяет (с учетом заявок крупных потребителей) прогноз и структуру потребления, величину необходимого резерва и задает кривую спроса.

В соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности в 2011 году реализация мощности осуществлялась:

- 1) По договорам купли-продажи, заключенным по итогам КОМ;

- 2) По свободным договорам купли-продажи – СДМ (при условии, что мощность отобрана на КОМ);
- 3) По договорам о предоставлении мощности – ДПМ («новая» мощность тепловой генерации) и договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС;
- 4) По регулируемым договорам (РД).

В продаже также участвовала мощность генерирующих предприятий, отнесенных к *объектам вынужденной генерации* (поставляющих электроэнергию в вынужденном режиме). К ним относятся станции, мощность которых не отобрана на КОМ и в отношении которых в установленном порядке не получено разрешение о выводе из эксплуатации, например, в связи с тем, что от их работы зависит теплоснабжение потребителей или стабильность всей системы.

Структура реализации мощности по секторам в ценовых зонах оптового рынка в 2011 году представлена в табл. 2 [3].

Таблица 2. Структура реализации мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2011 году, %

Сектор	Ценовая зона «Европа + Урал»	Ценовая зона «Сибирь»
КОМ	57	45
СДМ	8	10
ДПМ (тепловые)	3	3
ДПМ (АЭС, ГЭС)	1	0
Вынужденный режим	4	21
РД	27	22

Особое значение для обеспечения инвестиций в капиталоемкие АЭС, ГЭС и ГАЭС имеет сегмент рынка мощности ДПМ – договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (ГАЭС). Доля этого сегмента в 2011 году составляла только 1 %, однако по мере развития рынка мощности доля сегмента ДПМ может возрасти.

Рассмотрим принципы формирования ценовых параметров ДПМ для гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Работая на рынке электроэнергии и мощности, ГАЭС продает:

- 1) мощность – $P^{\text{ГАЭС}}$,
- 2) электроэнергию, выработанную в турбинном режиме, – $W^{\text{ГАЭС}}_{\text{турб}}$,
- 3) системные услуги – $W^{\text{ГАЭС}}_{\text{сист.ус}}$

В ночной период графика нагрузки ГАЭС покупает потребленную в насосном режиме электроэнергию - $W^{\text{ГАЭС}}_{\text{нас}}$

Для возврата инвестиций при сроке окупаемости $T_{\text{ок}} = 10$ лет ($E_n = 0.1$), работая на рынке электроэнергии, ГАЭС должна обеспечить покрытие следующего объема ежегодных затрат $Z^{\text{гаэс}}$:

$$Z^{\text{гаэс}} = K^{\text{гаэс}} E_n + I_{\Sigma} + Z^{\text{гаэс}}_{\text{зар}} ,$$

где $K^{\text{гаэс}}$ – капиталовложения в ГАЭС; E_n – нормативный коэффициент эффективности, равный 0,1 при сроке окупаемости 10 лет; I_{Σ} – суммарные постоянные затраты на ГАЭС; $Z^{\text{гаэс}}_{\text{зар}}$ – затраты на работу ГАЭС в насосном режиме.

Затраты на работу ГАЭС в насосном режиме определяются по формуле:

$$Z^{\text{гаэс}}_{\text{зар}} = W^{\text{ГАЭС}}_{\text{нас}} \Pi^{\text{опт}}_{\text{ноч}} ,$$

где $\Pi^{\text{опт}}_{\text{ноч}}$ – тариф на покупку электроэнергии в ночной период на оптовом рынке; $W^{\text{ГАЭС}}_{\text{нас}}$ – объем потребляемой ГАЭС электроэнергии в насосном режиме.

Ежегодные затраты, которые понесла ГАЭС, должны быть покрыты за счет продажи электроэнергии $D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}}$, мощности $D^{\text{гаэс}}_{\text{р}}$, а также за счет обеспечения системных услуг $D^{\text{гаэс}}_{\text{су}}$, что можно записать в виде уравнения:

$$Z^{\text{гаэс}} = D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}} + D^{\text{гаэс}}_{\text{р}} + D^{\text{гаэс}}_{\text{су}} .$$

Величина дохода $D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}}$, который ГАЭС заработает на оптовом рынке электроэнергии, определяется по формуле:

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}} = W^{\text{ГАЭС}}_{\text{турб}} \Pi^{\text{опт}}_{\text{дневн}} ,$$

где $\Pi^{\text{опт}}_{\text{дневн}}$ – тариф на продажу электроэнергии ГАЭС на оптовом рынке в дневные часы суточного графика нагрузки; $W^{\text{ГАЭС}}_{\text{турб}}$ – величина электроэнергии, вырабатываемой ГАЭС в турбинном режиме.

Тогда величина дохода, которую ГАЭС должна получить на рынке мощности для покрытия необходимых затрат, используя механизм получения денежных средств за счет ДПМ, составит:

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{р дпм}} = Z^{\text{гаэс}} - D^{\text{гаэс}}_{\text{э/э}} - D^{\text{гаэс}}_{\text{су}} .$$

Отсюда можно определить величину тарифа на мощность для ГАЭС по договорам поставки мощности (ДПМ):

$$\Pi^{\text{гаэс}}_{\text{р дпм}} = D^{\text{гаэс}}_{\text{р дпм}} / (12 N^{\text{гаэс}}_{\text{тур}}).$$

Рассмотрим, как можно оценить доход ГАЭС на рынке системных услуг. На рынке системных услуг ГАЭС может получать доход:

- 1) за регулирование частоты в энергосистеме $D^{\text{гаэс}}_{\text{част}}$;
- 2) за обеспечение резерва мощности $D^{\text{гаэс}}_{\text{рез. м}}$;
- 3) за регулирование суточного графика нагрузки $D^{\text{гаэс}}_{\text{ргн}}$.

Величина дохода ГАЭС на рынке системных услуг равна:

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{су}} = D^{\text{гаэс}}_{\text{част}} + D^{\text{гаэс}}_{\text{рез. м}} + D^{\text{гаэс}}_{\text{ргн}},$$

Доход за регулирование частоты в энергосистеме $D^{\text{гаэс}}_{\text{част}}$ можно оценить как произведение тарифа на обеспечение частоты $\Pi_{\text{част}}$ на объем производимой электроэнергии $W^{\text{гаэс}}_{\text{турб}}$, т.е.

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{част}} = \Pi_{\text{част}} W^{\text{гаэс}}_{\text{турб}}.$$

Доход ГАЭС от обеспечения резерва мощности $D^{\text{гаэс}}_{\text{рез. м}}$ включает в себя две составляющие (Приказ ФСТ №320-э/1 от 4.12.2012):

- оказание услуг по формированию технологического резерва мощности в энергосистеме $D^{\text{гаэс}}_{\text{трм}}$;
- оказание услуг по обеспечению системной надежности в энергосистеме $D^{\text{гаэс}}_{\text{с.над}}$, т.е.

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{рез. мощ}} = D^{\text{гаэс}}_{\text{трм}} + D^{\text{гаэс}}_{\text{с.над}},$$

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{трм}} = 12 \Pi_{\text{трм}} N^{\text{гаэс}}_{\text{турб}},$$

$$D^{\text{гаэс}}_{\text{с.над}} = \Pi_{\text{с.над}} W^{\text{гаэс}}_{\text{турб}},$$

где $\Pi_{\text{трм}}$ – тариф на формирование технологического резерва мощности в энергосистеме; $\Pi_{\text{с.над}}$ – тариф на обеспечение системной надежности в энергосистеме; $N^{\text{гаэс}}_{\text{тур}}$ – мощность ГАЭС в турбинном режиме.

Принципы получения дохода за регулирование суточного графика нагрузки $D^{\text{гаэс}}_{\text{ргн}}$ были рассмотрены ранее [4].

Оценочные расчеты по обоснованию тарифа на мощность для ГАЭС на рынке ДПМ при величине тарифа на электроэнергию 1,2 руб./кВт.ч составляют:

- 390 тыс. руб./МВт мес. - с учетом дохода от регулирования суточного графика нагрузки;

- 560 тыс. руб./МВт мес. – без учета дохода от регулирования суточного графика нагрузки.

Таким образом, на основе предложенной методики по обоснованию ценовых параметров ГАЭС на рынке мощности, можно оценить плату за мощность на ДПМ. Эта величина платы может быть использована в дальнейшем при обосновании эффективности инвестиций и оценке показателей эффективности ГАЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Постановления Правительства РФ от 24.10.03 г. N 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода».
2. Постановление Правительства РФ №238 от 13.04 2010 года «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода.
3. Золотарева И. Мощный мегаватт. / Энергорынок, 03(98) 2012 г. – с. 36-38.
4. **Малинина Т. В.**, Поташева А. С., Шульгинов Р. Н. Комплексная оценка эффективности функционирования ГАЭС на рынке электроэнергии Северо-Запада. / Научно-технические ведомости СПбГПУ – СПб., 2012 г. – № 2, с. 67-72.

РАЗДЕЛ 2.2. НАДЕЖНОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ

УДК 330.322

Чекмарев С. Ю.

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ И РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Петербургский энергетический институт повышения квалификации
(ПЭИПК)

Инвестиционная деятельность в условиях рыночной экономики связана с неопределенностью основных показателей функционирования предприятия и условий внешней экономической среды, неполноты и неточности исходной информации об условиях реализации инвестиционного проекта.

Инвестиционный риск – это потенциальная возможность наступления неблагоприятных ситуаций в ходе реализации инвестиционных проектов и связанных ними последствий в виде потерь ожидаемой прибыли, дохода, имущества в связи с неопределенностью условий экономической деятельности. Объектом риска в данном случае выступают имущественные интересы лица – инвестора, вкладывающего в проект в той или иной форме свои средства.

Инвестиционные проекты в энергетике имеют свою отраслевую специфику:

- высокая капиталоемкость отрасли, долгосрочность жизненного цикла проектов и длительный период окупаемости усложняет прогнозирование внешней среды на долгосрочную перспективу;
- наличие специфических рисков (напр., геологических) и повышенный уровень других рисков (технического, геополитического, экологического и др.);
- волатильность и рост цен на энергоносители;
- специфичность технологии производства и распределения;
- высокий износ оборудования;

- сезонность;
- особенности топологии, конфигурация сетевых объектов;
- особенности регулирования отрасли;
- высокие барьеры входа в отрасль;
- высокая частота релевантных событий;
- большое количество заинтересованных сторон (стейкхолдеров) и противоречивость их интересов;
- участие иностранных компаний в реализации как совместных международных проектов, так и проектов внутри страны.

Основным стратегическим направлением функционирования и развития компании менеджеры и собственники сегодня рассматривают рост рыночной стоимости предприятия.

Под стоимостью бизнеса понимается инвестиционная или внутренняя оценка будущих денежных выгод владельцев основного капитала компании (как долгосрочных источников финансирования) с учетом риска их вложений [Т. Теплова. Инвестиционные рычаги максимизации стоимости компании. Практика»: Вершина; Москва; 2007].

Стоимость создается только в том случае, если инвестиции позволяют заработать доходность выше стоимость капитала с учетом риска, который компания может привлекать на рынке.

Таким образом, если внутренняя норма доходности инвестиционного проекта IRR превышает средневзвешенную стоимость капитала WACC, реализация такого проекта приведет к росту рыночной стоимости предприятия. Средневзвешенная стоимость капитала рассчитывается как сумма безрисковой номинальной (с учетом инфляции) доходности и премии за риск инвестиций в рассматриваемую сферу деятельности. Этот подход позволяет при оценке эффективности инвестиционных проектов учитывать риски направлений вложения капитала.

Для управления рисками на стадии реализации инвестиционных проектов необходимо выделить факторы неопределенности и соответствующие им риски.

Таблица 1. Внешние факторы неопределенности

Макро-экономические	Политические и социальные	Правовые	Экологические	Маркетинговые
неустойчивость экономической системы	политическая нестабильность	тарифные соглашения	природные и техногенные катастрофы	рынок сбыта
уровень государственного регулирования	этнические или религиозные конфликты	таможенная политика	ужесточение экологических норм и требований к производству	конкуренция в отрасли
монетарная политика государства	уровень преступности	степень совершенства законодательной базы и арбитражного производства		потребители
налоговая политика государства	уровень социальной защищенности	ответственность за нарушение контрактных обязательств		рынок ресурсов
уровень доходов населения	культура и образование граждан	лицензионная политика		
культура бизнеса	коррупция			

Таблица 2. Внутренние факторы неопределенности

Операционные	Административно-управленческие	Персонал	Финансовые
устаревшее оборудование	ухудшение репутации руководства	профессиональная некомпетентность	задержка финансирования проекта
сложная технология	неясная постановка задачи персоналу	утечка конфиденциальной информации	упущенная выгода
ошибка в параметрах проекта	сложная структура управления	конфликты	отсутствие денежного резерва
уровень управления производством	ошибочный выбор цели предприятия	нехватка персонала	снижение финансовой устойчивости предприятия
нарушение графиков и увеличение сроков поставки комплектующих для производства	неверная оценка стратегического потенциала предприятия	факторы взаимодействия с контрагентами	структура и величина дебиторской и кредиторской задолженности
		низкая мотивация персонала	потеря финансовой независимости
		конфликты, воровство, забастовки	

В экономической литературе, посвященной проблеме риска [Тэпман Л.Н. Риски в экономике. ЮНИТИ-ДАНА, 2002; Шапкин А. С, Шапкин В. А. Теория риска и моделирование рисков. 2005], нет единого мнения относительно определения и классификации рисков.

Обобщая опыт исследования инвестиционных рисков, можно выделить следующие их виды:

1. Внешние:

- Макроэкономический риск.
- Социально-политический риск.
- Международный риск.

- Маркетинговый риск.
- Правовой риск.
- Экологический риск.

2. Внутренние:

- Операционный риск.
- Административно-управленческий риск.
- Риск персонала.
- Финансовый риск.

Рассматривая влияние логистических систем на риски реализации инвестиционных проектов, можно выделить следующие факторы, связанные с функционированием логистических систем макро и микроуровня:

Макроэкономический риск связан с уровнем развития транспортной инфраструктуры государства, регулированием цен на топливо и перевозки. Частично может быть снижен заключением долгосрочных соглашений, в том числе с органами государственной власти.

Социально-политический риск связан с административным ограничением движения грузов внутри страны и через границы государства.

Социальная составляющая оказывает более широкое влияние вследствие возможных факторов социальной напряженности, терроризма на транспорте, уровня коррупции, образовательного уровня граждан.

Уровень **международного риска** может зависеть от изменения внешнеэкономической ситуации (введения ограничений на торговлю и поставки, закрытия границ), изменение таможенных пошлин, усиление деятельности международных корпораций и ослабление политики протекционизма в связи с вступлением в ВТО. Снижению данного риска способствует заключение долгосрочных соглашений, в том числе с участием зарубежных партнеров и государств.

Маркетинговые риски могут возникнуть по причинам неэффективности логистической системы, обеспечивающей инвестпроект: ухудшение возможности получения сырья и повышением его стоимости, срыв поставок сырья, стройматериалов, комплектующих.

Риск рынка минимизируется через долгосрочные контракты, диверсификацию поставщиков, рынок производных инструментов (деривативов).

Правовые риски связаны со следующими факторами неопределенности, оказывающими влияние на реализацию инвестиционного проекта: противоречивость, неполнота и незавершенность законодательно-правовой базы в сферах возмездного оказания услуг, перевозки, транспортной экспедиции, хранение грузов; отсутствие независимости судопроизводства и арбитража при рассмотрении претензий к поставщикам и подрядчикам.

На величину **экологического риска** влияют факторы, оказывающие влияние на окружающую среду при реализации проекта, в частности поставка ресурсов, вызывающие загрязнение окружающей среды радиоактивными, отравляющими и иными вредными веществами.

Операционный риск ввиду ухудшения качества и производительности поставляемого оборудования может проявиться в невыходе на проектную мощность проекта, работа с оборудования с неполной нагрузкой, невыполнение требований качества энергии.

Операционный риск минимизируется путем выбора проверенных производителей и поставщиков, получения обязательств участников проекта регулярно осуществлять капитальные вложения.

Административно-управленческие риски возникают, в том числе вследствие неправильной стратегии снабжения, плохих транспортных и складских условий на строительных площадках, труднодоступности объекта.

Риск персонала возникает вследствие недостатка или низкого качества такого «ресурса», как рабочая сила.

Финансовые риски проявляются в случаях роста цен и услуг по контрактам на строительство, что в свою очередь говорит о недостатках в процессах выбора поставщиков и подрядчиков. К снижению рисков приводит участие Правительства РФ в качестве страхователя инвестиций, получение гарантий Правительства РФ или местных органов власти на кредиты, предоставляемые инвесторами.

В процессе анализа риска устанавливают пределы и эффективные границы риска, выявляют любые зависимости факторов неопределенности и целей, определяют вероятность появления и воздействия на связанные цели неблагоприятных событий.

При анализе риска необходимо оценить степень воздействия риска и вероятность наступления неблагоприятных событий.

Степень воздействия – величина ущерба или снижения денежного потока инвестиционного проекта относительно ожидаемого результата в результате воздействия неблагоприятного события.

Таблица 3. Степень воздействия неблагоприятного события

Уровень риска		Описание
5	Критический	Последствия приводят к нереализации проекта и потере плановой выручки и инвестированного капитала
4	Высокий	Последствия приводят к неполучению плановой выручки проекта
3	Значительный	Последствия приводят к неполучению плановой выручки проекта, соответствующей нулевому значению ЧД
2	Умеренный	Последствия приводят к неполучению плановой выручки проекта, соответствующей нулевому значению ЧДД
1	Незначительный	Последствия приводят к неполучению плановой выручки проекта, соответствующей допустимому снижению ВНД

Таблица 4. Шкала для определения вероятности риска

Уровни вероятности		Значение в %	Интерпретация
1	Часто	> 50	Событие может произойти в ближайшем году
2	Возможно	25-50	Событие скорее всего произойдет в ближайшие 2-4 года
3	Маловероятно	10-25	Событие скорее всего будет происходить 1 раз в 4-10 лет
4	Редко	3-10	Событие скорее всего будет происходить 1 раз в 10-30 лет
5	Очень редко	1-3	Событие скорее всего будет происходить не чаще 1 раза в 30 лет

Анализ риска может быть представлен в матричном виде.

Для распределения рисков по категориям значимости матрица рисков разделяется на соответствующие зоны: умеренных рисков (I), значительных рисков (II) и критических рисков(III).

Таблица 5

Матрица риска

Уровни вероятности	Степень воздействия				
	Незначительный	Умеренный	Значительный	Высокий	Критический
Часто	II	II	III	III	III
Возможно	I	II	III	III	III
Маловероятно	I	II	II	III	III
Редко	I	I	II	II	III
Очень редко	I	I	I	II	II

Среди методов снижения уровня воздействия риска можно выделить четыре группы:

Таблица 6. Классификация методов управления риском

Уклонение	Локализация	Диссипация	Компенсация
Отказ от ненадежных партнеров	Создание венчурных предприятий	Диверсификация видов деятельности и зон хозяйствования	Стратегическое планирование деятельности
Отказ от рискованных проектов	Создание специальных структурных подразделений для выполнения рискованных проектов	Распределение ответственности между участниками производства	Мониторинг социально-экономической и нормативно-правовой среды
Страхование хозяйственных рисков		Диверсификация инвестиций	Прогнозирование внешней среды
Поиск гарантов		Диверсификация сбыта и поставок	Создание системы резервов
Распределение риска во времена	Активный маркетинг		

Для управления критическими рисками наиболее приемлемыми являются методы уклонения, для значительных рисков – методы локализации и диссипации, компенсация используется наиболее часто для умеренных рисков.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Тэпман Л.Н.** Риски в экономике: Учеб. пособие для вузов / Под ред. проф. ВА Швандара. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2002. - 380 с.
2. **Шапкин А. С., Шапкин В. А.** Теория риска и моделирование рискованных ситуаций: учебник. / А. С. Шапкин – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К°», 2005. – 880 с.

РАЗДЕЛ 2.3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

УДК 620.9

Ахметова И.Г.
Мухаметова Л.Р.

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ КАК ОБЪЕКТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Казань, Казанский государственный энергетический университет

Российская система теплоснабжения характеризуется высокой степенью централизации. Централизованное теплоснабжение может быть условно разделено на два типа: теплоснабжение от ТЭЦ и от котельных. Система теплоснабжения от ТЭЦ характеризуется передачей тепловой энергии по магистральным тепловым сетям больших диаметров на большие расстояния. В эту систему, как правило, вписаны крупные районные котельные, работающие как пиковые или как самостоятельный источник тепловой энергии, работающий в закольцованную сеть. Система теплоснабжения от крупных источников (ТЭЦ и районных котельных) охватывает большие районы города, обеспечивает тепловой энергией тысячи потребителей. Отмечу, что тепловая нагрузка ТЭЦ позволяет осуществлять выработку электроэнергии с более высоким КПД. Также исторически сложились и широко распространены менее крупные системы централизованного теплоснабжения от небольших котельных. Как правило, это либо ведомственные котельные, обеспечивающие тепловой энергией собственное производство и близлежащие жилые дома и иные объекты, либо котельные, работающие на потребителей, значительно удаленных от ТЭЦ.

Система централизованного теплоснабжения имеет ряд несомненных достоинств: себестоимость тепловой энергии в значительной степени зависит от объемов ее реализации. Этот вывод хорошо иллюстрируется простым разбором статей затрат в структуре себестоимости тепловой энергии и анализом влияния условно-постоянных затрат на ее величину. Аксиома теплоэнергетики: увеличение объема реализации снижает себестоимость

тепловой энергии. При этом надо отметить, что в абсолютном смысле определяющим фактором величины себестоимости тепловой энергии является все же стоимость топливно-энергетических ресурсов.

Основным недостатком системы централизованного теплоснабжения является ее низкая энергоэффективность. Связано это, прежде всего, с тем, что основные принципы проектирования систем теплоснабжения закладывались в первой половине прошлого века, когда основной задачей считалось качественное, бесперебойное, надежное теплоснабжение потребителей. При этом вопросы энергосбережения не являлись основными, что, возможно, в первую очередь, было обусловлено уровнем развития техники. Регулирование отпуска тепла осуществлялось качественным методом на источнике тепловой энергии и на ЦТП. Переход от повышенного температурного графика тепловых сетей к внутридомовому, как правило, производился по зависимой схеме через элеватор. Следует признать, что элеватор – это гениальное изобретение теплотехники начала двадцатого века, осуществляющее регулировку отпуска тепла и по расходу теплоносителя и по температуре, без затрат электроэнергии. Этот режим работы разумно применять при низких температурах наружного воздуха. При повышении температуры наружного воздуха выше точки излома температурного графика (70°C), а это 3-4 месяца отопительного сезона, элеваторные узлы работают в неэффективном режиме. Рассмотрим простой пример. Тепловая сеть работает по температурному графику $130/70^{\circ}\text{C}$. Точка излома температурного графика -1°C . Фактическая температура наружного воздуха $+5^{\circ}\text{C}$. К тепловой сети через элеватор подключен жилой дом с тепловой нагрузкой на отопление 1 Гкал/ч . Требуемый объем тепловой энергии для отопления здания составляет:

$$Q_t = Q_{t_{но}} \cdot \frac{(t_{вн} - t)}{(t_{вн} - t_{но})} = 1 \cdot \frac{(20 - 5)}{(20 + 32)} = 0,288 \text{ Гкал/ч.}$$

С учетом точки излома температурного графика фактический отпуск тепловой энергии составит:

$$Q_t = Q_{t_{но}} \cdot \frac{(t_{вн} - t)}{(t_{вн} - t_{но})} = 1 \cdot \frac{(20 + 1)}{(20 + 32)} = 0,404 \text{ Гкал/ч.}$$

Таким образом, очевидно, что при элеваторном присоединении перерасход тепловой энергии при заданных условиях составит 40,3%. При этом необходимо учесть, что в октябре, апреле температуры наружного воздуха нередко поднимаются и выше $+10^{\circ}\text{C}$, что еще больше увеличивает перерасход тепловой энергии. Следствием этого является картина открытых форточек в домах весной и осенью. Энергоснабжающие организации отапливают улицу, неся при этом существенные убытки. Без приборов учета населению предъявляется к оплате объем тепловой энергии по фактической температуре, без учета точки излома. Даже при наличии прибора учета ситуация практически не изменяется, в связи с тем, что оплата по нормативу выгоднее, показания приборов учета не представляются энерго-снабжающей организации.

Потенциал энергосбережения при переходе от стандартной элеваторной схемы присоединения абонентов к автоматизированным тепловым пунктам представлен на рис. 1.

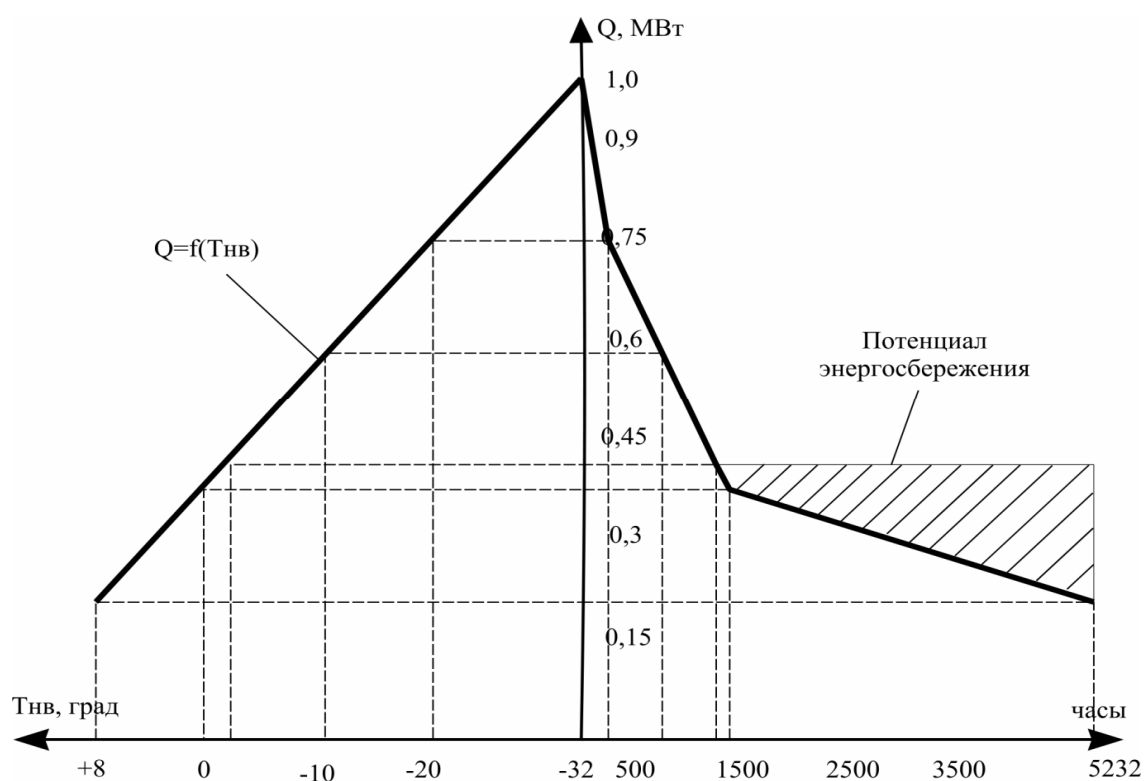


Рис.1 Потенциал энергосбережения за счет ухода от точки излома на ГВС температурного графика $130/70^{\circ}\text{C}$ при применении ИТП

Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт (АИТП) предусматривает полную замену существующей запорной арматуры, установку регуляторов расхода теплоносителя, датчиков КИП, шкафов управления и автоматики. АИТП представлен на рис. 2.



Рис.2. Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт

Шкаф управления позволяет осуществить дистанционный контроль и мониторинг параметров системы отопления.

Тепловой пункт изготавливается по индивидуальным техническим требованиям заказчика в соответствии со сводом правил СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», а также в соответствии с требованиями нормативных документов.

Функциональные возможности:

- автоматическое поддержание графика температуры теплоносителя, в пределах санитарных норм, с учетом температуры наружного воздуха, времени суток и рабочего календаря, тепловой инерции стен здания;
- автоматическая подпитка систем отопления и вентиляции при независимой схеме присоединения с химводоподготовкой подпиточной и водопроводной воды;
- обеспечение необходимого давления теплоносителя и циркуляции в сетях потребителей;
- измерение и контроль параметров теплоносителя, а также защита систем отопления, вентиляции, кондиционирования и ГВС от пре-

вышения значений параметров теплоносителя (давления, температуры) сверх допустимых норм, от гидроударов и перегрева;

- автоматическое управление циркуляционными насосами, обеспечивающее защиту от заиливания в летний период и защиту от «сухого» хода;
- обеспечение коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя, горячего и холодного водоснабжения с архивацией данных.

Отличительные особенности:

- высокая вариативность монтажа несущей конструкции и унифицированный набор конструктивных элементов;
- сохранение пропускной способности и безаварийной работы тепловых сетей, вне зависимости от их температурного режима;
- снижение пиковых нагрузок на источники теплоснабжения за счет использования ряда оригинальных решений;
- применение различных методов регулирования подачи и поддержания температурного графика теплоносителя в СО;
- выравнивание температуры внутри отапливаемых помещений при резких перепадах температуры наружного воздуха;
- контроль и управление режимами теплопотребления, как в автоматическом, так и в ручном режимах;
- дистанционный контроль и автоматизированный сбор информации о потреблении тепловой энергии, теплоносителя и водопроводной воды, а также оповещение на объектах с выводом всей информации на пункт диспетчеризации.

Преимущества АИТП:

1. Снижение потребления тепловой энергии до 40%;
2. Возможность выбора режимов теплопотребления;
3. Обслуживание не требует высококвалифицированного персонала;
4. Простота монтажа теплового пункта на объекте, АИТП поставляется в собранном виде;
5. Низкий уровень шума работы АИТП;

6. Все части теплового пункта легкодоступны для обслуживания и замены;
7. Контроль за состоянием АИТП через сеть Интернет.

В качестве примера произведем расчет потенциала энергосбережения теплотребования за счет применения АИТП.

Режим работы работников в здании – 5,5 дней:

- понедельник – пятница с 9⁰⁰ до 20⁰⁰ часов;
- суббота с 9⁰⁰ до 17⁰⁰ часов.

Экономия тепловой энергии (ΔQ) при установке АИТП определяется по выражению:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\Pi} + \Delta Q_{\text{Н}} + \Delta Q_{\text{В}} + \Delta Q_{\text{И}},$$

где ΔQ_{Π} – экономия тепловой энергии от устранения перетопа зданий в осенне-весенний период, ΔQ_{Π} составляет $\approx 3,3 \%$;

$\Delta Q_{\text{Н}}$ – экономия тепловой энергии от снижения ее отпуска в ночное время, % ;

$\Delta Q_{\text{В}}$ – экономия тепловой энергии от снижения отпуска ее в выходные дни, %;

$\Delta Q_{\text{И}}$ – экономия тепловой энергии за счет учета тепlopоступлений от солнечной радиации и бытовых тепловыделений, %.

$$\Delta Q_{\text{Н}} = \frac{\alpha \Delta t_B^{\text{ПР}}}{24(t_B^{\text{Р}} - t_{\text{Н}}^{\text{ср}})} \cdot 100\%,$$

где $\alpha = 11 \text{ ч/сут.}$ – продолжительность снижения отпуска теплоты в ночное время;

$\Delta t_B^{\text{ПР}} = 4^{\circ}\text{C}$ – снижение температуры воздуха в помещениях в нерабочее время (в ночные часы);

$t_B^{\text{Р}} = 18^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура воздуха в помещениях в рабочее время;

$t_{\text{Н}}^{\text{ср}} = -5,4^{\circ}\text{C}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период для г. Казань (по СНиП 23-02-99);

$$\Delta Q_H = \frac{\alpha \Delta t_B^{PP}}{24(t_B^P - t_H^{cp})} \cdot 100\% = 11 \cdot 4 / 24(18 - (-5,4)) \cdot 100\% = 7,83\%$$

$$\Delta Q_c = \frac{b \Delta t_B^{PP}}{7(t_B^P - t_H^{cp})} \cdot 100\% = 1 \cdot 4 / 7(18 - (-5,4)) \cdot 100\% = 2,4\%$$

$$\Delta Q_u = \frac{\Delta t_B^u}{(t_B^P - t_H^{cp})} \cdot 100\% = 1,5 / (18 - (-5,4)) \cdot 100\% = 6,4\%$$

$$\Delta Q = 3,4 + 7,8 + 2,4 + 6,4 = 20\%;$$

Годовой потенциал экономии в 2013г. составит ориентировочно 2921,3 Гкал.

Произведем расчет технико-экономических показателей за 2013г. Исходные данные для расчета представлены в табл. 1.

Таблица 1. Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Обозначение	Значение показателя
1.	Капиталовложения в проект, тыс. руб	К	8200
2.	Годовая норма амортизации основных средств, %	Н _А	10
3.	Норма отчислений на техобслуживание и ремонт, %	Н _р	2
4.	Тариф на тепловую энергию, тыс.руб/Гкал	Ц _Q	1,085
5.	Норма дисконта, %	Е	7

Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчета технико-экономических показателей АИТП

Показатели	Единица измерения	Годы расчетного периода									
		2013г.	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.
ΔQ	Гкал	2921,3	2862,8	2805,6	2749,5	2777,0	2721,4	2667,0	2613,6	2561,4	2510,1
Π_Q	тыс. руб.	1,085	1,151	1,255	1,361	1,402	1,486	1,590	1,622	1,687	1,738
$\Delta \Xi$	тыс. руб.	3169,6	3295,1	3519,8	3742,6	3893,5	4044,5	4241,1	4239,4	4320,8	4361,4
Ha	%	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
K	тыс. руб.	8200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A	тыс. руб.	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0	820,0
P	тыс. руб.	164,0	165,3	167,0	168,8	170,8	173,4	176,9	194,5	223,7	257,3
ΔC	тыс. руб.	2185,6	2309,8	2532,9	2753,8	2902,6	3051,1	3244,2	3224,9	3277,1	3284,1
Dt	тыс. руб.	3005,6	3129,8	3352,9	3573,8	3722,6	3871,1	4064,2	4044,9	4097,1	4104,1
αt	тыс. руб.	0,935	0,873	0,816	0,763	0,713	0,666	0,623	0,582	0,544	0,508
ДДt	тыс. руб.	2808,9	2733,7	2736,9	2726,5	2654,2	2579,5	2531,0	2354,1	2228,5	2086,3
Кумулятивный доход	тыс. руб.	-5194,4	-2064,6	1288,2	4862,1	8584,7	12455,9	16520,1	20565,0	24662,1	28766,2
ЧДД	тыс. руб.	-5391,1	-2657,4	79,6	2806,0	5460,2	8039,7	10570,7	12924,9	15153,4	17239,8

Индекс доходности проекта;

$$ИД = \frac{ЧДД}{K} + 1 = \frac{17239,8}{8200} + 1 = 3,1 \text{ отн.ед.}$$

Динамический срок окупаемости определяется, рассчитывая ряд последовательных значений ЧДД по годам расчетного периода.

$$ЧДД = f(t)$$

В том временном интервале, где ЧДД = 0, будет находиться искомая величина.

$$ЧДД_0 = -8200,0; ЧДД_1 = -5391,0; ЧДД_2 = -2657,4; ЧДД_3 = 79,56.$$

Таким образом, искомое значение будет находиться в интервале t=2-3 года, где показатель ЧДД меняет знак.

Применив формулу

$$T_0 = T_{MIN} + (T_{MAX} - T_{MIN}) \frac{ЧДД_{MIN}}{ЧДД_{MAX} + ЧДД_{MIN}},$$

получим:

$$T_0 = 2 + (3 - 2) \frac{2657,4}{2657,4 + 79,6} = 2,97 \text{ лет};$$

Кумулятивный чистый дисконтируемый доход проекта представлен на рис. 3.

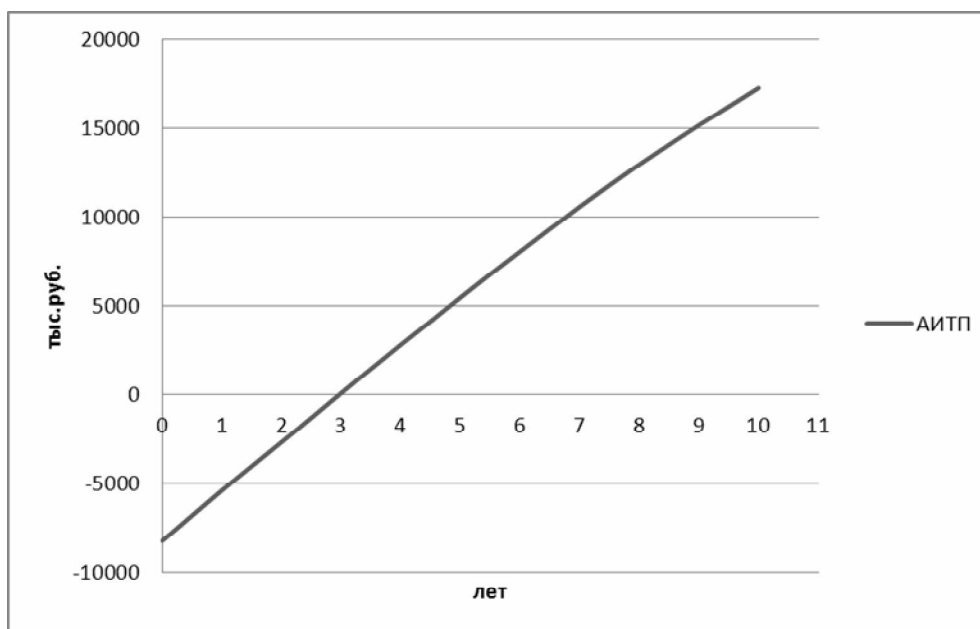


Рис.3. Кумулятивный чистый дисконтируемый доход АИТП

Аналогичным образом, задаваясь рядом последовательных значений ставки дисконтирования, из зависимости ЧДД = f(E) находим внутреннюю норму дохода. Результаты расчета представлены в табл. 3.

Таблица 3. Значения ЧДД в зависимости от ставки дисконтирования

Е	%	10	20	30	40
ЧДД	тыс.руб	13868,06	6466,25	2373,58	-98,03

Искомое значение ВНД находится в том интервале, где ЧДД=0, т.е. между 30 и 40%. Применив формулу линейной интерполяции, получим:

$$ВНД = 30 + (40 - 30) \frac{2373,58}{2373,8 + 58} = 39,6\%.$$

Все рассчитанные критерии эффективности удовлетворяют условиям целесообразности инвестиционного проекта:

$$ЧДД = 17239,6 > 0;$$

$$ИД = 3,1 > 1;$$

$$ВНД = 39,6\% > E = 7\%;$$

$$T_0 = 2,97 \text{ года} < T = 10 \text{ лет}.$$

Следовательно, проект целесообразен и может быть рекомендован к внедрению.

В заключение необходимо отметить, что максимальный энергосберегающий эффект может быть достигнут при выполнении ряда дополнительных условий.

В первую очередь, это установка приборов учета тепловой энергии для объективного контроля за потреблением тепловой энергии до и после внедрения ИТП. Также эффективность применения ИТП может значительно снизиться при неудовлетворительном состоянии внутренних систем отопления, их разрегулировке. Это приведет к перегреву ближайших к розливу стояков, недогреву удаленных и, как следствие, нерациональному увеличению потребления тепловой энергии даже при применении ИТП. Наиболее эффективным решением данных вопросов является внедрение ИТП в рамках энергосервисных контрактов. В этом случае подрядчик заинтересован не только в установке автоматизированного узла, но и в получении максимальной экономии. В рамках энергосервисного контракта мо-

жет быть выполнена и работа по регулировке и наладке внутренних систем отопления потребителей.

УДК 504.03

Майстренко Н. Д., Скворцова И. В.

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

В современном мире, когда темпы потребления и производства неуклонно растут, а вместе с ними увеличивается и объем добываемых полезных ископаемых, концепция устойчивого развития становится все более актуальной. Устойчивое развитие означает сбалансированный экономический рост, при котором эксплуатация природных ресурсов, научно-технический прогресс и развитие общества удовлетворяют потребности существующего общества и не наносят ущерба будущим поколениям. Данная концепция включает в себя понятие «зеленой экономики». Как в любой экономической структуре, энергетическая отрасль является одной из важнейших, так и концепция зеленой экономики построена на альтернативных источниках энергии.

В данной статье произведена попытка рассмотреть текущий уровень развития ветроэнергетики в мире, проанализировать и оценить инвестиционную привлекательность и перспективы развития ветроэнергетики на территории Российской Федерации.

Согласно отчету Global Wind Energy Council, за последние 15 лет совокупная мощность установленных ветряных электростанций в мире увеличилась в 46 раз: с 6 до 282 ГВт. И если такие развитые европейские страны как Германия, Испания и Великобритания уже много лет являются лидерами в данной области, то США использует ветроэнергетику в промышленных масштабах относительно недавно. При этом, наибольшие темпы роста ветроэнергетики наблюдаются в Китае. В 2012 году на терри-

тории КНР были построены ветроэлектростанции совокупной мощностью в 13 гВт, что составило 30% прирост относительно предыдущего года.

Несмотря на экономический кризис в 2007-2008 годах, в ветроэнергетическую отрасль стран Европы, США, Китая, Индии, а также ряда стран Южной Америки и Индонезии продолжали расти. С 1997 по 2011 средний ежегодный прирост установленных мощностей составлял 28%, а в 2012 данное число сократилось до 16%. Тем не менее, существует ряд прогнозов, согласно которым к 2016 году в мире будет достигнута совокупная мощность в 500 гВт. Развитие отрасли, в первую очередь, обусловлено желанием стран-импортеров ископаемого топлива сохранить свою энергетическую независимость. На данный момент, на территории Российской Федерации установлены локальные ветряные энергостанции с совокупной мощностью около 15 МВт. Тем не менее, Россия претендует на звание энергетической державы, а значит ей следует развивать все сферы энергетики, в том числе и возобновляемые источники.

На данный момент централизованным энергоснабжением охвачена лишь треть территории страны, где проживает большая часть населения. При этом растущие темпы потребления электроэнергии нередко вызывают перегрузки и аварии на существующих станциях. Это приводит к перебоям в поставке электроэнергии. Две трети территории Российской Федерации находятся в зоне автономного или децентрализованного энергоснабжения. Установка местных ветряных электростанций могла бы, с одной стороны, удовлетворить растущие потребности и снизить нагрузку на централизованную систему энергоснабжения. С другой стороны – обеспечить отдаленные участки бесперебойным источником электроэнергии.

Сейчас почти 70 % электроэнергии России вырабатывается на ТЭС. Наиболее распространенное сырье, используемое на станциях: газ, уголь, мазут, горячие сланцы. Помимо истощаемости данных ресурсов, их сжигание приводит к загрязнению атмосферы и водных ресурсов, а также росту числа заболеваний среди населения. Средняя стоимость строительства одного мегаватта мощности ветряных электростанций составляет примерно 55000 рублей/кВт, а ежегодные эксплуатационные затраты – 3500 рублей/кВт. При этом на строительство одного кВт мощности ТЭС необходи-

мо затратить от 43000 до 65000 рублей. Таким образом, особенно целесообразно замещение существующих ТЭС, работающих на угле, ветряными электростанциями с большей мощностью.

«Озеленение» экономики страны приводит к формированию нового рынка эко-товаров, в том числе и в энергетической отрасли. Альтернативная энергетика создает новые рабочие места и стимулирует отечественное производство. Таким образом, увеличение доли ветроэнергетики в стране позволит снизить уровень безработицы и увеличить объемы производства в стране. На данный момент у отечественных производителей нет технических возможностей производить ветряные электрогенераторы в промышленных объемах. Но развитие данной отрасли станет стимулом для привлечения зарубежных инвестиций в российскую промышленность, ее дальнейшего развития. Следовательно, это приведет к росту ВВП.

Столь мощная динамика развития отрасли достигается за счет планов развития ветроэнергетики, создаваемых и контролируемых государством, а также растущему объему инвестиционных вложений в отрасль. Министерство энергетики РФ поставило цель – к 2010 году довести долю возобновляемых источников энергии до 4,5 % от общей выработки. Данный проект предусматривает около 200 миллиардов рублей в качестве инвестиций на развитие ВИЭ. Но частные генерирующие компании, которые, согласно планам, в будущем будут заниматься проектированием и строительством ветряных электростанций не готовы полностью поддержать государственные планы.

Последние два года в России наблюдалось значительное развитие малой энергетики, что должно было привести к формированию рыночной конкуренции в отрасли, а также снижению тарифов. Но вышедшие постановления Правительства РФ обязали розничных генераторов электроэнергии продавать свою электроэнергию по цене, равной оптовой. Следовательно, в настоящий момент у частных генераторов нет возможности окупить свои инвестиции, как на оптовом (более 25 МВт), так и на розничном рынках электроэнергии.

Дальнейшее развитие отрасли ветроэнергетики, появление на рынке новых игроков и формирование рыночной экономики невозможно без га-

рантий доходности инвестиций: государственных постановлений, субсидий, налоговых льгот. Примером могут служить страны-лидеры производства зеленой энергетики. Например, в Германии организации, покупающие электроэнергию у возобновляемых источников, получают ряд налоговых льгот, в Дании первые оффшорные ВЭС были построены на инвестиции пенсионного фонда.

Таким образом, ветроэнергетика – это одна из наиболее молодых и перспективных экономических отраслей. Учитывая существующие особенности отечественного энергоснабжения, особенно перспективно устанавливать ветряные станции на севере страны, а также на Дальнем Востоке, постепенно заменяя ими существующие наименее экологичные тепловые электростанции. Значительно сократится загрязнение атмосферы и воды. Строительство ВЭС может сформировать в российской экономике новый рынок, привлечь зарубежные инвестиции, а также снизить уровень безработицы. Но все эти плюсы станут возможными лишь при содействии государства.

Важно отметить, что переход к зеленой экономике и энергетике подразумевает пересмотр отношения к электроэнергетике как таковой. Природно-сырьевая ориентированность российской экономики сформировала у населения стереотип дешевизны и доступности энергоресурсов. При этом, концепция устойчивого развития невозможна без понимания, что энергоресурсы – редкий и ценный ресурс. То есть, помимо увеличения доли возобновляемых источников энергии, важно развивать и внедрять энергосберегающие технологии. Только совместное использование этих двух технологий сделает зеленую экономику прибыльной, а развитие России – действительно устойчивым.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Global Wind Energy Council report, Global Wind Statistics 2012, URL: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/> – (дата обращения 03.04.2013)
2. Порфирьев Б., «Зеленая» экономика: реалии, перспективы и пределы роста // Московский центр Карнеги. – URL: <http://www.carnegie.ru/> (дата обращения 10.04.2013).

ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Санкт-Петербург, Петербургский энергетический институт повышения
квалификации (ПЭИПК)

Рычагов управления финансовой работой любой компании сравнительно немного. Задача руководителя состоит в том, чтобы контролировать эти рычаги, тем самым обеспечивая безопасность и эффективность деятельности компании. Акционеры вкладывают в предприятие свои средства с целью получения прибыли от инвестиций, поэтому с точки зрения акционеров наилучшей оценкой результатов финансово-хозяйственной деятельности является наличие прибыли на вложенный капитал.

Энергокомпания нуждается в источниках средств, чтобы финансировать свою деятельность, как с позиции перспективы, так и в плане текущих операций. Формирование рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых объемов затрат и обеспечения желательного уровня доходов – одна из главнейших проблем финансового менеджмента. Оптимальная структура капитала подразумевает сочетание собственного и заемного капитала, которое обеспечивает максимум рыночной оценки всего капитала.

В зависимости от выбранной политики использования капитала и направления его на покрытие активов рекомендуются следующие типы финансирования деятельности предприятия.

Таблица 1. Типы финансирования деятельности предприятия

Показатели	Консервативный 1 тип, %	Оптимальный 2 тип, %	Агрессив- ный 3 тип, %	Финансовый 4 кризис, %
Актив				
Внеоборотные активы	50	50	50	50
Оборотные активы	50	50	50	50
Валюта баланса	100	100	100	100
Пассив				
Собственный капитал	60	50	40	20
Долгосрочные обяза- тельства	20	10	10	0
Краткосрочные обяза- тельства	20	40	50	80
Валюта баланса	100	100	100	100

Вариант 1. Структуры отражает абсолютно устойчивый тип финансовой ситуации, при которой собственный капитал полностью покрывает потребность предприятия в финансировании внеоборотных активов, а величина собственного оборотного капитала (Собственный капитал + Долгосрочные обязательства – Внеоборотные активы) с большим запасом финансовой прочности формирует оборотные запасы. Доля формирования оборотных активов за счет собственного капитала составляет 60 % при нормативе 10 %:

$$(60 + 20 - 50) / 50 \times 100 = 60 \%$$

Такой тип формирования активов создает высокий уровень защиты от финансовых рисков, но содержит и негативную составляющую, так как предприятие не использует возможности привлечения заемных средств для расширения масштабов финансирования деятельности, т.е. об упущенной выгоде.

Вариант 2. Оптимален с точки зрения достаточности собственного капитала для полного обеспечения внеоборотных активов и необходимой части оборотных. В данном случае собственный оборотный капитал, формирующий оборотные активы, составляет 20 % их общей величины:

$$(50 + 10 - 50) / 50 \times 100 = 20 \ %.$$

Вариант 3. Деятельность предприятия подвержена финансовым рискам в большей степени, так как собственный капитал не в полном объеме финансирует внеоборотные активы. Для их полного финансового обеспечения используется долгосрочный заемный капитал. В данной ситуации предприятие не имеет собственного оборотного капитала:

$$40 + 10 - 50 = 0.$$

Т. е. финансирование оборотных активов осуществляется исключительно за счет краткосрочного привлечения заемных средств.

Вариант 4. Неудовлетворительная структура финансовых источников, которая отражается в значительной величине краткосрочных обязательств – 80 % и низком уровне собственного капитала – 20 %. С учетом структуры активов можно сказать, что величина собственного капитала покрывает потребность в финансировании внеоборотных активов лишь на 40 %:

$$20 / 50 \times 100 = 40 \ %.$$

Долгосрочное привлечение заемных средств отсутствует, а величина собственных оборотных активов отрицательная:

$$20 + 0 - 50 = -30 \ % \text{ (валюты баланса)}$$

Финансирование 60 % потребности во внеоборотных активах осуществляется за счет краткосрочных заемных средств, что, безусловно, может обернуться для предприятия финансовой катастрофой. Для оценки качества активов необходим детальный анализ всех блоков активов.

В наши дни самым популярным финансовым критерием среди инвесторов и менеджеров высшего звена остается доходность или рентабельность собственного капитала. Рентабельность собственного капитала ROE – это отношение чистой прибыли к собственному капиталу.

Можно ли считать ROE надежным финансовым критерием? Руководство компании может повысить рентабельность собственного капитала с помощью трех рычагов управления финансовой деятельностью: рентабельность продаж, оборачиваемость активов и финансовый «рычаг». Грамотное управление этими рычагами может оказать положительное влияние на ROE. Однако надо отметить, что определение и поддержание соответствующих значений этих рычагов – непростая задача, которая требует пони-

мания компании взаимозависимости между самими рычагами. Если компания повысит ROE, будет ли это неопровержимым доказательством, что улучшилась ее финансовая эффективность? ROE в качестве финансового критерия имеет три основных недостатка: проблема своевременности, проблема риска и проблема стоимости. Если правильно подойти к этим вопросам, то они означают, что ROE нельзя назвать однозначным критерием эффективности. ROE – полезный и важный индикатор, но его нужно интерпретировать в свете присущих ему ограничений, и нельзя утверждать, что высокая ROE лучше, чем низкая.

В чем сущность проблемы своевременности? Успешные менеджеры должны смотреть в будущее и изучать ситуацию в долгосрочной перспективе. А показатель ROE – это полная противоположность: он обращен в прошлое, а точнее – в один год в прошлом.

В чем сущность проблемы риска? Проблема с ROE заключается в том, что этот показатель ничего не говорит о риске, на которой пришлось пойти компании, чтобы добиться ее текущего состояния. Так как ROE учитывает только прибыль, но не риск, этот показатель нельзя назвать совершенным финансовым критерием.

В чем сущность проблемы стоимости? ROE измеряет доходность инвестиций акционеров. Однако в этом случае в качестве инвестиционного показателя используется балансовая стоимость капитала, а не его рыночная стоимость, между тем, разница между ними довольно существенна. Рыночная стоимость капитала более важна для акционеров, потому что показывает текущую, реальную стоимость акций, в то время как балансовая стоимость – это дело прошлого. Поэтому, даже если ROE измеряет финансовую эффективность, этот показатель не обязательно подразумевает высокую рентабельность инвестиций для акционеров. Значит, для инвесторов недостаточно найти компании, способные добиться высокой ROE.

Доходность по прибыли и коэффициент Р/Е. Заменяя при расчете ROE балансовую стоимость собственного капитала на рыночную стоимость проблему стоимости решить нельзя, так как у показателя доходности по прибыли есть недостатки.

Доходность по прибыли = Прибыль на одну акцию/Цена одной акции. Можно ли назвать доходность по прибыли полезным критерием финансовой эффективности? Нет. Проблема состоит в том, что курс акций чувствителен к ожиданиям инвесторов относительно будущего. Пакет акций предоставляет своему владельцу право на получение прибыли не только в настоящем, но и в будущем. Отсюда, чем выше ожидания инвесторов относительно будущей прибыли, тем больше они готовы заплатить за акции. Таким образом, высокая доходность по прибыли не служит индикатором превосходной финансовой эффективности, т.е. доходность по прибыли сопряжена с очень сложной проблемой своевременности, и это сводит на нет ее полезность как критерия эффективности.

Большое значение инвесторы придают коэффициенту P/E – это цена одного рубля текущей прибыли и способ нормализации курса акций в соответствии с различной прибылью в различных компаниях. Коэффициент P/E любой компании зависит в первую очередь от двух факторов: от ожидаемой прибыли в будущем и от риска, с которым она сопряжена.

ROE или рыночная стоимость? Для оценки финансовой эффективности предлагается использовать не только ROE, но и курс акций.

Курс акций представляет собой стоимость инвестиций, которые сделали владельцы в компанию, и если менеджеры хотят повысить доход акционеров, то должны принимать действия для увеличения акционерной стоимости. И, действительно, понятие «создание стоимости» стало основным в деловой литературе последнего времени. Однако есть проблемы с использованием этого показателя. Одна из проблем – сложность с точным определением того, как операционные решения повлияют на курс акций. Вторая проблема – менеджеры, как правило, больше знают о своей компании, чем инвесторы со стороны. Зачем, в таком случае, им обращать внимание на оценки менее информированных инвесторов при принятии решений? Третья практическая проблема с курсом акций в качестве критерия эффективности – это то, что он зависит от целого ряда факторов, которые находятся вне контроля компании. Никогда нельзя наверняка сказать, отражает ли повышение курса акций повышение эффективности компании или экономический подъем в целом.

Таким образом, одна из главных задач финансового менеджмента – максимизация уровня рентабельности собственного капитала при заданном уровне финансового риска.

УДК 620.921

Плоткина У.И., Кармак М.А.

АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Главным гарантом надежного и безопасного обеспечения энергией потребителей нашей страны в настоящее время по-прежнему остается Единая энергетическая система России. Однако даже в XXI веке, Единая энергетическая система охватывает немногим более 30 % территории страны, остальные 70 % потребности в электроэнергии обеспечивают электростанции, работающие в автономном режиме или локальные энергосистемы, такие как Камчатская, Магаданская и Сахалинская. Поэтому перспективы развития малой энергетики, видимо, следует рассматривать с учетом этих обстоятельств, то есть в зоне ЕЭС и вне ее, так как эти проблемы в каждой из этих зон решаются по-разному [1].

На территориях России, не имеющих централизованного электроснабжения строительство крупных электростанций в одних случаях нецелесообразно, в других – неоправданно, с экономической точки зрения, в третьих, невозможно из-за отсутствия средств на прокладку дорогостоящих теплоцентралей и сооружение линий электропередачи. В условиях невозможности концентрации крупных инвестиций для строительства крупных электростанций строительство малых оказывается более реальным и выгодным, так как позволяет существенно сократить объем первоначальных капиталовложений и срок их возврата, снизить инвестиционный риск, уменьшить сроки возведения и ввода станций в эксплуатацию.

Для достижения стратегических целей развития энергетической отрасли необходимо развитие теплоснабжения России на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффектив-

ных когенерационных установок широкого диапазона мощности, при этом должно предусматриваться оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения, максимально возможное использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.

Комбинированное производство тепла и электроэнергии (ТЭЦ), также называемое когенерацией, является процессом одновременного производства электрической и тепловой энергии. Это означает, что тепло, вырабатываемое для производства электроэнергии, регенерируется и используется. ТЭЦ максимально используют энергию сгорающего топлива, производя электричество и тепло с минимальными потерями. Их КПД достигает 80-90 %. В то время, как обычные конденсационные электростанции достигают КПД 35-40 %.

Основой распределенной энергетики должны стать в первую очередь современные технологические решения на базе возобновляемых источников энергии: малая гидрогенерация, солнечная, ветровая, биоэнергетика, а также энергетика на базе местных видов топлива - торфа, угля, сланцев, газа. При использовании местных энергетических ресурсов возникает необходимость применения современных технологий, которые должны обеспечивать высокий КПД, малые выбросы и низкую эмиссию парниковых газов.

Значительные перспективы развития малой генерации связаны с реконструкцией существующих котельных. До 50 % газа в стране сжигается муниципальными котельными без когенерации [4]. Реконструкция существующих котельных, как правило, проводится с использованием средств бюджетов субъектов РФ и бюджетов муниципальных образований. Использование бюджетных средств при реконструкции существующих котельных, направленной на ограничение роста тарифов на тепловую энергию и обеспечение надежности теплоснабжения жилищно-коммунальной сферы, позволяет существенно повысить эффективность привлечения средств с использованием механизмов частно-государственного партнерства частных инвестиций для реализации проектов мини-ТЭЦ как за счет снижения затрат на приобретение электроэнергии с розничного рынка для

электроснабжения собственных нужд, так и за счет поставок избытков электроэнергии и мощности на розничный рынок.

В настоящий момент в Санкт-Петербурге работает 743 котельных (более 10 000 Гкал/ч) со средним показателем КПД – 40 %. В принятой Стратегии развития инженерно – энергетического комплекса до 2020 года предусмотрено снижение к 2020 году энергоемкости валового регионального продукта не менее чем на 40 % по сравнению с уровнем 2007 года. Этого можно достичь путем замены неэффективных неавтоматизированных групповых котельных на современные автономные блок-модульные котельные и/или мини-ТЭЦ, позволяющие снизить стоимость производства энергии путем повышения эффективности станции, также осуществлять новое строительство только с использованием комбинированного цикла производства тепловой и электрической энергии, как наиболее эффективного способа экономии топлива [3].

В данной работе авторами был проведен анализ конкурентоспособности объектов малой распределенной генерации на базе реконструкции котельной с различной установленной электрической и тепловой мощностью. Определены отпускные тарифы на электро- и теплоэнергию с НДС объектами МРЭ при разной установленной мощности с учетом инвестиционной составляющей. Все проекты объектов МРЭ рассматривались с использованием государственно-частного партнерства при доли участия государства 20 %, что приблизительно равно стоимости реконструкции котельной, числящейся на балансе муниципалитета. Норма доходности заемного капитала частных инвесторов принята 15 %. Срок полезного использования установок 25 лет, а срок возврата кредитов 15 лет.

Использование механизма государственно – частного партнерства позволит решить задачу надежного обеспечения энергоснабжения всех групп потребителей, привлечь частных инвесторов к участию в реализации этих проектов и при этом сгладить тарифную нагрузку на потребителей в течение всего инвестиционного периода [4].

В результате реконструкции котельной в мини-ТЭЦ будет производится уже два вида продукции: электро- и теплоэнергия, поэтому при определении тарифа встает вопрос о распределении косвенных эксплуатаци-

онных расходов и инвестиционной составляющей. Полученная мини-ТЭЦ выручка в год t будет равна:

$$R_t = S_t^{\mathcal{E}} \cdot W_t + S_t^T \cdot Q_t,$$

где $S_t^{\mathcal{E}}$, S_t^T – отпускные тарифы на электро- и теплоэнергию соответственно; W_t , Q_t – выработка электро- и теплоэнергии за год t .

Общие эксплуатационные затраты по станции в год t состоят из условно-переменных (C_t^{nep}) и условно-постоянных затрат (C_t^{nocm}):

$$C_t = C_t^{nep} + C_t^{nocm};$$

$$C_t^{nep} = C_t^{mon},$$

$$C_t^{nocm} = C_t^a + C_t^{zn} + C_t^{cc} + C_t^{np},$$

где C_t^{mon} – затраты на топливо; C_t^a – амортизационные отчисления, C_t^{zn} – затраты на оплату труда; C_t^{cc} – отчисления в страховые фонды от заработной платы; C_t^{np} – прочие расходы в год t .

Затраты на топливо определяются на основе цены топлива и расхода топлива на выработку электро- и теплоэнергии, который в свою очередь определяется на основе метода частичной эксергии. Косвенные расходы распределяются между двумя видами продукции пропорционально прямым затратам (затратам на топливо), отнесенным на производство каждого вида энергии.

Тариф на электро- и теплоэнергию устанавливается на основе необходимой валовой выручки, обеспечивающую компенсацию экономически обоснованных расходов на производство продукции (услуг) и получение прибыли [5]. Таким образом, отпускные тарифы на электро- и теплоэнергию представляют собой:

$$S_t^{\mathcal{E}} = (C_t^{\mathcal{E}} + T_{ндс}^{\mathcal{E}} + \Delta K_t^{\mathcal{E}}) / W_t;$$

$$S_t^T = (C_t^T + T_{ндс}^T + \Delta K_t^T) / Q_t;$$

$$\Delta K_t = O_t^{zoc} + O_t^{част} + D_t^{zoc} D_t^{част} + T_t^{npб};$$

$$\Delta K_t^{\mathcal{E}} = \frac{C_t^{\mathcal{E}}}{C_t} \cdot \Delta K_t;$$

$$\Delta K_t^T = \frac{C_t^T}{C_t^{\mathcal{E}}} \cdot \Delta K_t^{\mathcal{E}},$$

где $C_t^{\mathcal{E}}$, C_t^T – эксплуатационные затраты в год t на производство электро- и теплоэнергии соответственно; $T_{ндс}^{\mathcal{E}}$, $T_{ндс}^T$ – налог на добавленную стоимость произведенной электро- и теплоэнергии; $\Delta K_t^{\mathcal{E}}$, ΔK_t^T – инвестиционная надбавка, связанная с затратами на возврат основного долга по государственным и частным инвестициям – $O_t^{\mathcal{E}}$, O_t^T , уплаты процентов по полученным кредитам – $D_t^{\mathcal{E}}$, D_t^T , а также уплатой налога на прибыль, возникающий в результате ввода инвестиционной надбавки – $T_t^{прб}$, отнесенные к производству электро- и теплоэнергии пропорционально эксплуатационным издержкам в год t .

В табл. 1 представлены свободные (нерегулируемые) цены на электрическую энергию, поставляемую потребителям ОАО "Петербургская сбытовая компания" в Санкт-Петербурге в 2013 году.

Таблица 1. Нерегулируемые цены по договорам купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), рублей/МВт ч с НДС с 01.2013 – 06.2013 [6]

Руб. / МВт ч с НДС	Уровень напряжения			
	ВН	СН I	СН II	НН
Потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств: от 670 кВт до 10 МВт	1762,14	1762,14	1762,14	1762,14

Тарифы на передачу электроэнергии по сетям Санкт – Петербурга в первой половине 2013 года представлены в табл. 2.

Таблица 2. Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям на территории Санкт-Петербурга с 01.2013 – 06.2013 [7]

	Уровень напряжения			
	ВН	СН I	СН II	НН
Руб. / МВт ч	429,60	997,28	1 413,36	1 570,05

Тариф на тепловую энергию, поставляемую государственным унитарным предприятием «Топливо-энергетический комплекс Санкт-Петербурга» потребителям, расположенным на территории Санкт-Петербурга составляет 1581 руб/Гкал на первое полугодие 2013 года [8].

В соответствии с действующими правилами объекты малой генерации могут продавать электроэнергию только на розничном рынке гарантирующим поставщикам и потребителям по прямым договорам. Продажа гарантирующему поставщику осуществляется по цене, устанавливаемой региональным регулятором, но не выше стоимости электроэнергии (мощности), приобретаемой гарантирующим поставщиком с оптового рынка.

Динамика полученных тарифов мини-ТЭЦ при разных уровнях установленной мощности представлена на рис. 1 и 2.

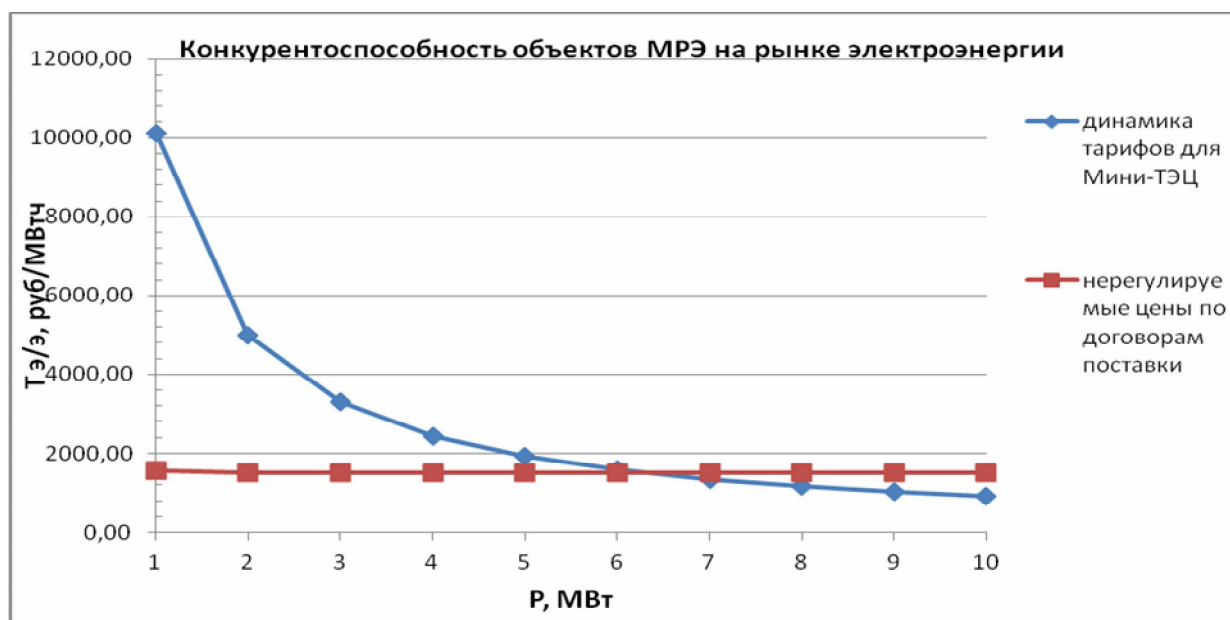


Рис.1 Конкурентоспособность объектов МРЭ на розничном рынке электроэнергии

Анализируя полученную диаграмму (рис. 1), можно прийти к выводу, что строительство мини-ТЭЦ будет эффективным при мощности 6,5 МВт и более, так как тарифы на мини-ТЭЦ при такой мощности будут меньше нерегулируемых цен по договорам поставки мощности и электроэнергии, но только при условии заключения прямых договоров, что возможно, т.к. в данном случае производитель максимально приближен к потребителям.

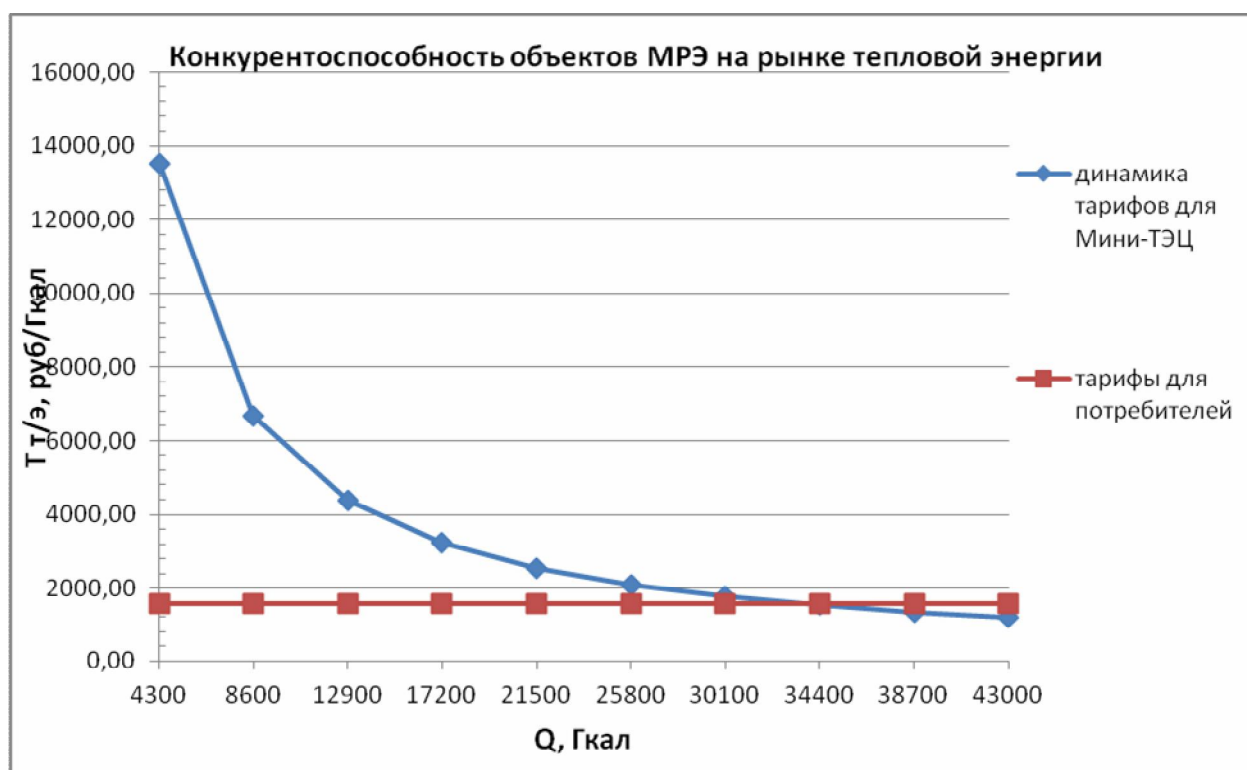


Рис. 2 Конкурентоспособность объектов МРЭ на рынке тепловой энергии

Как видно из графика (рис. 2) выполняется условие конкурентоспособности по цене для мини - ТЭЦ при тепловой мощности от 34 400 Гкал (или 8 МВт) и выше.

Практическая значимость проведенных расчетов состоит в возможности применения обоснования эффективности реконструкции котельных на базе когенерационных установок в инвестиционной программе модернизации системы теплоснабжения.

В целом, при реконструкции котельных на базе когенерационных установок достигаются следующие эффекты:

- 1) увеличение энергоэффективности производства;

- 2) более надежное энергоснабжение потребителей;
- 3) уменьшение стоимости потерь энергии при ее передаче;
- 4) уменьшение тарифов на электрическую и тепловую энергию за счет эффекта когенерации;
- 5) снижение риска инвесторов, благодаря участию государства в инвестиционной программе

Однако развитие малой распределенной энергетики в России испытывает затруднения. Для преодоления этих барьеров необходима разработка или изменение нормативных документов, регламентирующих:

- условия эффективности выхода объектов малой распределенной энергетики на региональные розничные рынки электроэнергии и мощности с учетом возможности поставки на розничный рынок мощности от объектов малой генерации по ценам, соответствующим ценам на поставку мощности на оптовый рынок в соответствующей зоне от объектов новой тепловой генерации;

- возможность финансирования из бюджетов субъектов Российской Федерации развития малой распределенной энергетики, в частности, при реконструкции действующих котельных и создании на их базе мини - ТЭЦ с использованием механизмов частно-государственного партнерства;

- установление целевых надбавок к цене поставки электроэнергии на розничные рынки от объектов малой генерации в случаях использования при сооружении указанных объектов местных видов топлива;

- технические требования к установкам малого генерирующего оборудования, работающего в параллельном режиме с ЕЭС России и региональными энергосистемами;

- недискриминационный порядок оплаты потребителями резервных поставок мощности с розничного рынка, необходимого в случае аварийного выхода оборудования на собственных источниках электрической энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Дьяков А.Ф.** Научный совет РАН по надежности и безопасности больших систем энергетики. Перспективы развития малой энергетики Рос-

сии. [Электронный ресурс] // URL : <http://www.combienergy.ru/stat981.html> (дата обращения: 08.04.2013)

2. Стенограмма «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему: «Основные направления повышения энергетической эффективности региональных энергетических систем путем внедрения объектов распределенной энергетики, в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки тепла и электрической энергии» Здание Государственной Думы, 24 марта 2011 г.

3. Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения // Энергоснабжение. 2010. №2 Петербургская сбытовая компания [Электронный ресурс] URL: http://www.pesc.ru/retail/free_prices/ (дата обращения: 23.03.2013)

4. **Плоткина У.И.** Эффективность создания когенерационных установок с использованием механизмов государственно-частного партнерства // Научно – технические ведомости СПбГПУ. Серия «Экономические науки». 2012. № 6 (161).

5. Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. N 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».

6. Петербургская сбытовая компания [Электронный ресурс] // URL : http://www.pesc.ru/retail/free_prices/ (дата обращения: 15.03.2013)

7. ОАО «Ленэнерго» [Электронный ресурс] // URL : <http://www.lenenergo.ru/clients/energotrans/energoplans/> (дата обращения: 15.03.2013)

8. Комитет по тарифам Санкт-Петербурга [Электронный ресурс] // URL : <http://www.tarifspb.ru/tarif%202012/Tek-Tek.php> (дата обращения: 01.04.2013)

СИСТЕМА МОТИВАЦИИ, НАПРАВЛЕННАЯ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ ИННОВАЦИОННО- ИНВЕСТИЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Казань, Санкт-Петербург, ОАО «КазТИСИ», СПбГПУ

Успешная реализация стратегии инновационно-инвестиционной стратегии производственного предприятия может быть достигнута лишь при наличии соответствующей системы мотивации персонала.

При разработке системы мотивации персонала в работе предложено подходить с позиций системного анализа и руководствоваться следующими основными принципами: достижение конечной цели, измерения, единства, связности, модульного построения, иерархии, функциональности, развития, децентрализации. Важнейшим из перечисленных принципов является принцип достижения конечной цели, согласно которому – приоритет конечной стратегической цели. Стратегической целью производственного предприятия является обеспечение его конкурентоспособности на региональном и национальном рынках товаров и услуг.

Система мотивации характеризуется определенной структурой, т.е. совокупностью образующих систему элементов и связей между ними. Основными элементами системы мотивации применительно к реализации стратегии инновационно-инвестиционного развития производственного предприятия являются:

1. Система показателей оценки конечных результатов деятельности предприятия в целом, так и отдельных подразделений предприятия.
2. Мониторинг показателей оценки конечных результатов деятельности предприятия в целом, так и отдельных его подразделений
3. Методы экономического и морально-психологического стимулирования..

В качестве основного показателя оценки эффективности деятельности предприятия в диссертации рекомендуется использовать показатель стои-

мости (капитализации) компании. Использование данного показателя в качестве критерия принятия решения позволяет сформировать систему методов воздействия на внутренние и внешние факторы, направленные на повышение конкурентоспособности предприятия. Однако для оперативного управления стоимостью предприятия необходимо иметь систему показателей оценки конечных результатов деятельности как предприятия в целом, так и отдельных подразделений. Такой системой является система сбалансированных показателей, при разработке которой рекомендуется руководствоваться следующими принципами:

- система целевых показателей оценки конечных результатов должна наиболее полно учитывать специфику деятельности каждого отдельного подразделения предприятия;
- целевые показатели оценки конечных результатов должны быть рассчитаны как на краткосрочный, так и долгосрочный периоды;
- целевые показатели конечных результатов должны полностью соответствовать выполняемым функциям каждого отдельного руководителя и любым работником предприятия.

Концепция сбалансированной системы показателей позволяет учесть влияние стратегии предприятия на оперативные бизнес-процессы и операции и создать систему мотивации, направленную на повышение стоимости предприятия на основе инновационно-инвестиционной деятельности. Система сбалансированных показателей содержит финансовые и нефинансовые показатели, которые сгруппированы по четырем направлениям: экономика, клиенты, внутренние бизнес-процессы, обучение и повышение квалификации персонала. В табл. 1 в качестве примера приведена система показателей верхнего уровня, позволяющая управлять процессом реализации стратегии системы инновационно-инвестиционного развития производственного предприятия. Показатели верхнего уровня далее трансформируются в показатели второго уровня и т.д. Таким образом, формируется конкретная программа действий, направленная на достижение поставленных целей.

Таблица 1. Система сбалансированных показателей верхнего уровня производственного предприятия.

Группа	Показатели верхнего уровня
Клиенты	Темпы роста продаж
	Количество клиентов
Бизнес-процессы	Обновление основных фондов
	Сроки выполнения заказов
	Качество работ (отсутствие рекламаций)
Повышение квалификации и переподготовка кадров	Привлечение высококвалифицированных работников
	Повышение квалификации работников и переподготовка кадров
	Текучесть кадров
Экономика	Экономическая прибыль
	Рентабельность
	Финансовая устойчивость предприятия

Система мониторинга позволяет обеспечить постоянное наблюдение за контролируемыми показателями оценки конечных результатов деятельности предприятия и его подразделений. При отклонении фактических показателей от запланированных, выявить причины отклонений и принимать соответствующие решения по устранению отклонений.

Экономическое и морально-психологическое стимулирование осуществляется в зависимости от выполнения показателей оценки конечных результатов деятельности предприятия и его подразделений. При разработке системы стимулирования предложено учитывать опыт работы, образование, возраст, квалификацию.

Для учета взаимосвязей, которые трудно оценить в стоимостном выражении, в работе предложено использовать гибридные системы оценки и мотивации персонала. В таких системах размер вознаграждения определяется на основе финансовых и нефинансовых показателей деятельности. Размер вознаграждения складывается из определенного процента от полу-

ченной прибыли и некоторых функций от нефинансовых показателей, которые используются в качестве критериев оценки результатов деятельности (табл.1):

$$B_i = \alpha_i EVA + \sum_j \delta_j (x_j) \quad (7)$$

где B_i – размер вознаграждения i -ого работника; EVA – экономическая прибыль; α_i – фиксированный процент вознаграждения от экономической прибыли, отчисляемой в качестве вознаграждения; x_j – j -й нефинансовый показатель; n – общее количество используемых нефинансовых показателей.

Экономическая прибыль (экономическая добавленная стоимость) может быть определена по следующей формуле:

$$EVA = NOPAT - (A \times WACC), \quad (8)$$

где: $NOPAT$ – чистая прибыль после уплаты налогов, но до выплаты процентов; A – суммарный размер активов; $WACC$ – средневзвешенная стоимость капитала.

Социальная «составляющая» стимулирования персонала предполагает реальную заботу и защищенность работника и удовлетворение потребностей более высокого порядка, чем материальные потребности, например, предоставление работникам ссуды на приобретение дорогостоящих товаров, строительство жилья, выплаты вознаграждений к отпуску, профессиональному празднику, ветеранам труда (в том числе неработающим), награждение денежными премиями и ценными подарками сотрудников, уходящих на пенсию, а с управленцами высшего и среднего звена заключение трудовых договоров, условия которых выходят за рамки КЗОТ и обеспечивающих работникам более высокую защищенность и привилегии, чем того требует закон о труде.

Таким образом, использование принципов системного анализа при разработке системы мотивации позволяет обеспечить эффективную реализацию стратегии инновационно-инвестиционного развития промышленного предприятия.

**РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМОВ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В
СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ
ЗАСТРОЙКЕ ТЕРРИТОРИИ НАМЫВА ВАСИЛЬЕВСКОГО ОСТ-
РОВА В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ**

Санкт-Петербург, СПбГПУ

В результате проведенной в 2011 году ООО «СЭТ» разработки долгосрочной целевой программы «Энергоэффективный остров» был разработан и утвержден план мероприятий по реконструкции существующих источников, строительству новых и прокладке тепловых сетей. Фактически проведенные мероприятия за 2011 и 2012 год не соответствуют плановым, что говорит о том, что ожидаемые результаты могут быть не достигнуты.

Цель работы, в рамках которой написана данная статья – это выявление величины необходимого объема инвестиций в строительство тепловых сетей на территории намыва Васильевского острова (ВО).

Объектом исследования является программа комплексной застройки территории намыва Васильевского острова.

Предметом исследования – финансовые модели осуществления производственной и инвестиционной деятельности организаций коммунального комплекса в сфере теплоснабжения.

Таблица 1. Перечень необходимых мероприятий по реконструкции и новому строительству теплопроводов Василеостровского района

Наименование тепловой сети	Участок	Диаметр, мм	Существующий диаметр, мм	Протяженность по трассе, м	Планируемый год выполнения
Мероприятия на существующей территории ВО					
НПС «Парусная»	Реконструкция насосно-перекачивающей станции (НПС) «Парусная» на Наличной т/м				2011 - 2014
Строительство тепловой сети между р/с Кораблестроителей и Намывных территорий		1000	-	600	2013 - 2014
Строительство тепловых сетей для подключения котельных в северной части ВО		100-400	-	4330	2016 - 2017
Тепловая сеть на котельную Косая линия, 16	от ТК-11 т/м Восточная по 24-25 линии	300	-	520	2020 - 2021
Галерная перемычка (тепловая сеть вдоль Шкиперского протока)	от Наличной ул. до соединения с намывными территориями	400	-	1200	2020 - 2021
Дополнительное мероприятие для подключения всей нагрузки объектов намывных территорий к Василеостровской ТЭЦ					
Наличная т/м	от прямка 2 до НПС "Парусная" (ТК-21)	1200	1000 - 800	1900	2016 - 2017
Мероприятия на намывных территориях ВО					
Магистральные тепловые сети		1000	-	9092	2014 - 2017
Распределительные сети и тепловые вводы		50 - 500	-	7518	2014 - 2018

В данный момент в соответствии с принятой программой ведутся работы по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей на территории Васильевского острова таким образом, что намывные территории не вовлечены в данный проект. В соответствии с перечисленными мероприятиями ООО «СЭТ» был предложен инвестиционный проект (ИП), в котором было предложено осуществлять возврат инвестиций при помощи тарифов на подключение новых потребителей и на потребление тепловой энергии (инвестиционная составляющая в тарифе, складывающаяся из амортизационных отчислений и расходов из прибыли на финансирование мероприятий ИП). При этом расчетная величина тарифа на подключение 2011 года составила 10,23 млн. руб./ Гкал/час. В данный момент расчетный тариф на подключение потребителей составляет 29,01 млн.руб./Гкал/час при условии, что NPV примет нулевое значение. При этом законодательст-

вом определен механизм ограничения предельной величины тарифов (Приказ ФСТ России от 05.07.2005 №275-э/4) путем установления ежегодных предельных индексов роста, а также механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста, таким образом, включение необходимой суммы в тариф на подключение — единственный действительно эффективный способ возврата инвестиций при строительстве тепловых сетей.

Существующая банковская система требует ограничения ИП величиной 10 лет, что обусловлено размерами выплат по кредиту. Но даже при таких условиях ИП не является привлекательным. Анализ плана строительства, а, как следствие, подключения потребителей, и сравнение его с фактически существующим планом в настоящее время в рамках бакалаврской работы не представляется возможным. Будет введено допущение, что строительство объектов потребления будет осуществляться в соответствии с планом.

Основным недостатком данного ИП является его низкая инвестиционная привлекательность и отсутствие существенных стимулов для потенциальных инвесторов, как то:

- неравномерная застройка территории намыва снижает необходимость в новых тепловых сетях со стороны компании — застройщика,
- большой объем капитальных вложений при неопределенных сроках окупаемости и низкой прибыльности для сторонних организаций,
- второстепенное значение данного проекта для более крупной организации (ОАО «Теплосеть»),
- высокая степень загруженности имеющихся мощностей ОАО «ТГК-1».

Одним из способов решения сложившейся проблемы может стать разработка на региональном уровне законодательного документа, который послужит основой для создания структуры, объединяющей застройщиков, заинтересованных в реализации данного проекта. Учитывая различный период заинтересованности подобных организаций, наиболее оптимальным вариантом будет создание теплосетевой организации застройщиков с це-

лью формирования консолидированного бюджета направленного на строительство тепловых сетей на территории намыва ВО с возможным дальнейшим получением прибыли от потребления тепловой энергии на данном участке и его последующим обслуживанием или продажи сетей после завершения этапа застройки ООО «Теплосеть».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Долгосрочная целевая программа «Энергоэффективный остров».
2. Федеральный закон РФ от 27.июля 2010 года №190 «О теплоснабжении».
3. Приказ ФСТ России от 05.07.2005 №275-э/4 «Об утверждении методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность».

РАЗДЕЛ 2.4. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

УДК 330.341.4:620.9

Ахметова И.Г.
Дорофеева К.В.

ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО» В ЭНЕРГЕТИКЕ

Казань, Казанский государственный энергетический университет

Бережливое производство (Lean production) – современная концепция менеджмента, направленная на постоянное улучшение организации и управления, основанная на стремлении к устранению всех видов потерь и максимальной ориентации на потребителя. Суть концепции «бережливое производство» состоит в ответе на очень простой вопрос: как поставлять потребителю продукцию максимально высокого качества по минимальной цене и за максимально короткое время? Основной целью бережливого производства является стабильное и непрерывное совершенствование.

Исторически «бережливое производство» возникло как производственная система «Тойота» (Toyota Production System – TPS) в 50-е годы прошлого столетия, но сейчас данная концепция активно внедряется во все отрасли промышленности. Toyota – в настоящее время компания №1 по операционной эффективности, опыт которой необходимо изучать. Это компания, в которой реализуется принципы непрерывного улучшения. Их изучение может быть полезно в любой области, потому что принципы производственной системы, как бы это странно ни звучало, не являются уникальными – они универсальны для любой организации, где сотрудники работают и взаимодействуют между собой по горизонтали и по вертикали

Можно ли внедрять концепцию «бережливого производства» в энергетику? Если да то как? Необходимо отметить, что проблемы при внедрении существуют и связаны они со специфичностью и уникальностью отрасли. Электроэнергия не похожа ни на один продукт: она не хранится на складах и не накапливается на промежуточных этапах производства. Это означает, что многие инструменты «бережливого производства» просто невозможно внедрить. Однако эта концепция заключается не в конкретном методе организации производства, а прежде всего в изменении культуры организации и переходе от авторитарного менеджмента, который нацелен только на прибыль, к гуманистическому менеджменту, ориентированному на воспитание «думающих» сотрудников. Таким образом, применение «бережливого производства» вполне применимо и в энергетике, конечно с адаптацией инструментария.

Особенностью системы «бережливого производства» является то, что ее практически невозможно внедрить исключительно административными мерами или распоряжениями сверху. Ключевая роль принадлежит менеджерам филиалов или подразделений. Более того, как показывает многолетняя практика, при отсутствии у всех участников управленческой «цепочки» прямой заинтересованности в конечном результате достичь успеха не удастся никогда. Необходимо больше внимания уделять работе с людьми, развитию сотрудников во всех подразделениях, ведь производственная система – это прежде всего люди.

Данная система учит не тому, как решать ту или иную проблему, а показывает инструменты, позволяющие сделать это наиболее оптимальным способом. Бережливое производство – это не просто система менеджмента, а самодостаточная философия рационального отношения к производственным процессам.

При внедрении «бережливого производства» на электростанциях, необходимо придерживаться определенного алгоритма.

1) Поиск союзников среди персонала.

Необходимо хорошо знать и понимать специфику электростанции — не только технических взаимозависимостей и нормативных требований, но и истории оборудования и привычек персонала. Руководству необходимо найти общий язык и с техническими специалистами, и с людьми, которые пользуются авторитетом у рядовых работников. Именно они смогут донести до подчиненных и коллег цель преобразований, и тогда в организации будет преодолено отчуждение и коллектив сплотится вокруг реформы.

Руководству, чтобы ряды сторонников реформ пополнялись, важно правильно выстроить общение с людьми, показать им перспективы личного роста. Они должны почувствовать себя партнерами, от которых во многом зависит общий успех и на которых держится атмосфера доверия. Стоит предоставить им возможность побывать на западных электростанциях и ознакомиться с лучшей мировой практикой. Нужно создать условия для совместной работы и обмена опытом. И не менее важно готовиться к предстоящим увольнениям – сокращение штата ремонтников и операторов должно быть следствием технических улучшений, а не самоцелью.

2) Помощь экспертов.

Необходимы компетентные и творчески настроенные эксперты по бережливому производству. Эти люди должны иметь практический опыт (чтобы завоевать доверие рядовых операторов), верить в необходимость преобразований и уметь работать с людьми. Важно, чтобы сотрудники воспринимали их как специально отобранных профессионалов, а не как людей, для которых в организации попросту не нашлось лучшего занятия.

3) Реалистичная, грамотная программа реформ

Разработку реформы должна проводить команда сотрудников совместно с внешними экспертами. Вероятно, что идеи в основном будут предлагать сторонние специалисты, а работники предприятия, напротив, будут объяснять, почему они не годятся на конкретной станции. Но все-таки шанс осуществить задуманное появится, если после обсуждения вся группа начнет вместе искать возможности для реализации идей, подойдет к делу творчески и не станет воспринимать существующие правила как непреодолимый барьер. Вот только два примера.

Пример 1. По правилам, при разгрузке угля на электростанции на каждом поезде должны работать два машиниста из числа сотрудников электростанции. Но, поскольку нормы не предписывают обоим машинистам постоянно находиться в поезде, одному из них поручили выполнять функцию сигнальщика вне поезда, для чего раньше брали специального сотрудника.

Пример 2. Если правила техники безопасности определяют минимальное число работников в подразделении по погрузке топлива, то, сокращая персонал, нельзя нарушать эту норму. Но кому-то из сотрудников можно поручить подготовку оборудования к ремонту, а также (после специального обучения) передать несложные функции в сфере контроля, надзора и техобслуживания. В итоге удастся сократить расход рабочего времени.

В зависимости от уровня эффективности производства подход бережливого производства можно применить либо для частичного улучшения существующих процессов, либо для полной их перестройки.

3) Благоприятная среда

Главное для реализации программы бережливого производства – это квалификация сотрудников, их мотивация, заинтересованность в конечном результате и более эффективные организационные механизмы, поддерживающие новые инициативы. Нужно обучать людей необходимым навыкам, и все должны понимать, что происходит и для чего это необходимо.

Важно ясно сформулировать обязанности и разделить ответственность между департаментами. В частности, нужно четко разграничить производственные операции и ремонтные работы. Если корректно распределить полномочия, то производственный персонал будет заинтересован в том, чтобы больше загружать оборудование и сокращать время ремонта. В свою очередь, ремонтники, если на них возложить ответственность за снижение затрат на техобслуживание, будут добиваться от операторов, чтобы те эксплуатировали оборудование в оптимальном режиме. Это позволит избежать незапланированного ремонта или уменьшит его вероятность.

4) Контроль

Чтобы люди поддержали преобразования, важно не только подробно объяснять им необходимость тех или иных действий, но и строго контролировать исполнение. В краткосрочной перспективе лучше вознаграждать сотрудников не за определенные результаты, а за сами усилия по оптимизации своей работы. В западной практике привязка вознаграждений к результатам – весьма эффективный способ мотивации. Но в России не стоит полагаться на этот принцип, особенно в ближайшие годы. Из-за непрозрачности информации, отсутствия достоверных данных за прошлые периоды, привычки манипулировать показателями и сложной системы взаимозависимостей может оказаться, что достижение одних показателей ударит по другим. Скажем, из-за повышения теплоотдачи вырастут расходы на техобслуживание.

На реализацию задуманного следует отвести достаточно времени. Западные эксперты рекомендуют выделить четыре месяца. Но для внедрения принципов бережливого производства на российских электростанциях лучше предусмотреть минимум шесть месяцев, а для пилотных проектов, возможно, даже больше, в зависимости от обстоятельств.

Итак, какой бы ни была стратегия конкретной компании, надлежащая реализация программы бережливого производства дает мощный импульс развитию, благодаря чему меняется отношение к работе на всех уровнях предприятия. Эффект может быть весьма значимым и для производства (например, повышение рабочей готовности и надежности оборудования), и

для качества (меньше ошибок, более квалифицированное техобслуживание).

Российские энергетические компании сталкиваются со многими серьезными препятствиями, но и они могут заметно повысить свою эффективность. Однако важно помнить, что прямой путь — не всегда самый надежный и быстрый. Необходимо действовать осторожно и осмотрительно, искать среди персонала союзников преобразований.

Неотъемлемая часть программы — изменение установок и моделей поведения, а для этого нужно активно вовлекать людей в совершенствование системы, наладить обучение и активный обмен информацией. Технология оптимизации важна, но важнее всего участие людей.

В Европе уже активно внедряют методы и принципы «бережливой энергетики» и стоит отметить, что некоторые европейские компании уже сократили расходы на миллионы долларов. И прежде чем внедрять концепцию на отечественных электростанциях, необходимо изучить зарубежный опыт.

Nuon — энергетическая компания со штаб-квартирой в Нидерландах, работает также в Бельгии и Германии.

Основные приоритеты ее генерирующего подразделения — повышение рентабельности инвестиций и развитие культуры высокой эффективности.

Программа бережливого производства в Nuon — это не только строгий аналитический принцип решения проблем, но и пристальное внимание к управлению преобразованиями, к культуре производственной эффективности, позволяющей закреплять достигнутое.

В основе подхода Nuon — принцип кайдзен, сокращение потерь на всех направлениях. Вот основные меры, реализованные в ходе программы бережливого производства:

- 1) Создание управленческой системы, позволяющей измерять и контролировать эффективность на всех уровнях организации; непрерывное повышение квалификации руководства и рядовых работников;

2) Определение ключевых показателей эффективности (КПЭ) начиная от генерирующего подразделения в целом и заканчивая отдельно взятыми работниками электростанций. В качестве показателей выбирались измеримые и часто меняющиеся — иначе нет смысла их отслеживать. Конкретные цифры КПЭ регулярно обсуждаются на встречах сотрудников с руководством. На этих совещаниях решают, как исправить недочеты и закрепить успехи.

3) Устранение всех видов потерь, в частности потерь в ходе простоев оборудования, сокращение времени на эксплуатацию и ремонт

4) Техническое усовершенствование, нацеленное на повышение доступной мощности и рабочей готовности оборудования

Результаты: Сроки капитального ремонта в генерирующем подразделении Nuon сократились на 33%, эффективность использования горючего выросла на 5%, а доступная генерирующая мощность — на 7%.

Enel — третья по величине сбытовая энергетическая компания в мире. Enel работает в разных странах Европы, в Северной и Южной Америке.

Методы, используемые в компании в ходе реализации проекта «бережливая энергетика»:

1) Систематический анализ с момента возникновения аварии до ее окончательной ликвидации, недопущение подобной аварии в дальнейшем.

2) Оптимизация техобслуживания подстанций и заметное снижение риска крупных аварий.

3) Анализ эффективности по всей организации. За достижение определенных результатов сотрудники получают денежное вознаграждение.

В результате оптимизации количество потерянных клиентами минут (показатель качества обслуживания) снизилось на 63%, а сумма операционных и капитальных затрат на одного клиента — на 23%.

Концепция бережливого производства становится все более популярной в энергетическом секторе России. Уже есть результаты от применения идей «бережливой энергетики».

Одним из ярких примеров является **Мосэнерго**.

Благодаря проекту «бережливое производство», запущенному в апреле 2009 года «Мосэнерго» отказалось от неэффективной традиционной цеховой структуры в пользу функциональной, процессно-ориентированной структуры «единого цеха». Вместо цехов были сформированы службы: оперативного управления, ремонта, эксплуатации. В результате сократилась вертикаль управления: начальник стал существенно ближе к исполнителю, что заметно увеличило эффективность работы.

За прошедшие четыре года «Мосэнерго» рассталось со всеми непрофильными активами, в числе которых пансионаты, дома культуры, совхоз. Вырученные средства направили на строительство новых энергоблоков.

Выход из непрофильных бизнесов, изменение организационной структуры позволили справедливо сократить численность персонала – с 17000 до 8500 сотрудников, увеличилась заработная плата.

Переход на электронное согласование договоров в системе SAP. Сейчас средний срок прохождения контракта сократился с четырех месяцев до двух недель.

На рабочих местах повесили мотивирующие плакаты, отражающие суть концепции «бережливого производства», чтобы работники наглядно представляли чего от них ждут и каковы должны быть результаты

Следующий показательный пример это **ОАО ТГК-1** – ведущий производитель электрической и тепловой энергии в Северо-Западном регионе России.

ТГК-1 в качестве пилотного проекта для внедрения программы бережливого производства выбрали Северную ТЭЦ. Внедрение началось с набора проектной команды. Каждый кандидат проходил несколько этапов отбора, среди которых было написание резюме и эссе, личное собеседование.

В ходе пилотного проекта использовались следующие инструменты:

1. Визуальный контроль. Наглядно представляются все отклонения и дефекты, что позволяет оперативнее устранить неполадки, проследить за состоянием объектов, увеличить производительность труда сотрудников.

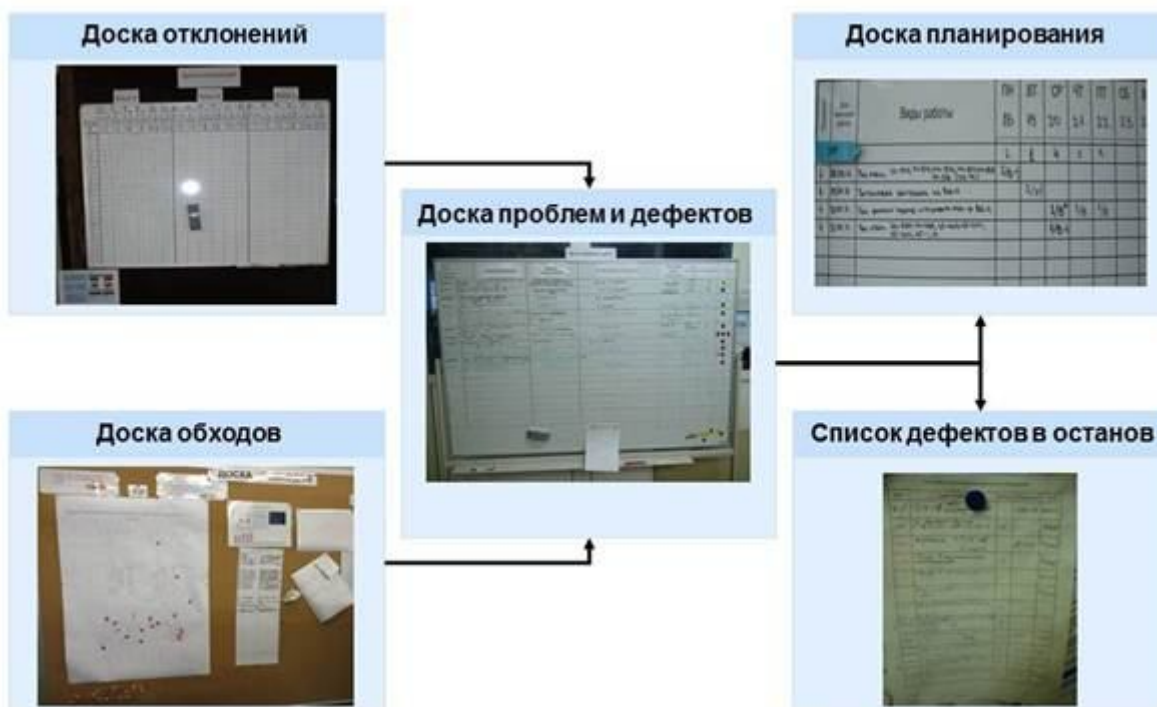


Рис.1. «Визуальный контроль»

2. Снижение времени простоя оборудования.

Для планирования ремонтных работ организуется Штаб оперативного планирования ремонтных работ (ШОПР), где устанавливаются доски планирования и вывешиваются графики проведения ремонтов.

3. Стандартизация

Для каждого процесса индивидуально разрабатываются понятные стандартные операционные процедуры, обеспечивающие эффективность производственного процесса.

4. Организация рабочего места по системе «5С»

Повышает эффективность и управляемость рабочей зоны, уменьшает потери времени.

Организация рабочего места с использованием системы "5С" Порядок на стеллажах в комнате НС ЦТАИ



Рис.2 «Организация рабочего места по системе 5С»

5. Предотвращение ошибок

Для ликвидации самой возможности допустить возникновения дефекта или ошибки разрабатываются процедуры и устройства для предотвращения ошибок в месте и во время их возникновения. Это наиболее экономичный и дешевый способ избежать их в будущем.

Промежуточные проекты внедрения «бережливого производства» на Северной ТЭЦ: в 2011 году экономия топлива составила 336 тонн условного топлива; перепростой мощности в ремонтах снизился до 2,7% от установленного срока, тогда как до внедрения проекта величина перепростоя достигала до 80%.

С начала 2012 года началось уже глобальное внедрение программы, общий эффект ожидается в районе 110 млн руб

Итак, концепция бережливого производства становится популярной в энергетике. Следуя ей, некоторые европейские компании уже сократили расходы на миллионы долларов. При должной осмотрительности и российские компании немало выиграют, если освоят принципы этой системы.

Принципы бережливого производства дают рядовым сотрудникам возможность отлаживать технические процессы, закреплять полученные результаты и сокращать потери на всех уровнях. Немаловажную роль играет обучение руководителей всех уровней наравне с персоналом.

Внедрение данной концепции требует индивидуального подхода. Поэтому необходимо рассматривать не только программы бережливого производства ведущих энергетических компаний, но и говорить о том, какие уроки можно извлечь из их опыта.

УДК 628

Бабаджанян А.Ш.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ ТЭЦ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

В соответствии с ФЗ-261 все ТЭЦ подлежат обязательному энергоаудиту и энергопаспортизации. По результатам энергоаудита определяются фактические затраты энергоресурсы, в том числе затраты э/э в системе освещения.

В разделе 8.6 энергопаспорта фиксируются фактические данные по расходу э/э на освещение за несколько лет, а в разделе 8.7 должны быть предложены мероприятия по энергосбережению. Для этого могут быть использованы типовые мероприятия, а также представлены расчеты энергетического эффекта от их реализации. Следовательно, для типовых объектов актуально разработать ряд типовых мероприятий с конкретизацией оборудования и технологий, которые могут быть применены на основании исследования и сравнительного анализа с другим оборудованием и технологиями.

Данная работа, которая проводится на примере ТЭЦ-15 ОАО «ТГК-1», является примером подобного анализа.

Объект: Автоовская ТЭЦ г. Санкт-Петербурга

Предмет исследования: экономичность системы освещения

Цель: разработка типового проекта совершенствования освещения на ТЭЦ с использованием энергосберегающих светильников.

Задачи:

- 1) Анализ существующих технологий в системе освещения ТЭЦ
- 2) Разработка альтернативных вариантов проектов с использованием энергосберегающих светильников
- 3) Выявление наиболее экономичного варианта для разработки типового проекта

Классификации систем освещения:

Зона освещения № 1: «Освещению офисных помещений и рабочих мест» ;

Зона освещения № 2: «Наружное освещение городских и сельских поселений»;

Зона освещения № 3: «Освещение площадок предприятий и мест производства работ вне зданий».

В настоящее время используются типы светильников на ТЭЦ:

- лампы накаливания – порядка 2000 шт.
- люминесцентные светильники – порядка 6000 шт.
- энергосберегающие лампы – порядка 800 шт.
- светодиодные светильники – порядка 50 шт.

Возможные варианты усовершенствования в системе освещения ТЭЦ:

- 1) лампы накаливания
 - замена ламп накаливания 60 Вт на светодиодные лампы WM-G-80SMD
 - замена ламп накаливания 40 Вт на светодиодные лампы WM-66SMD
 - замена ламп накаливания 100 Вт на светодиодные лампы KLB-S10-C
 - замена ламп накаливания 200,250 Вт на светодиодные светильники CC-80-160
- 2) люминесцентные светильники
 - замена люминесцентных ламп ЛБ-60 на светодиодные светильники CC-64-236

- замена люминесцентных ламп ЛБ-40 на светодиодные светильники СС-64-218 и СС-64-418

3) энергосберегающие лампы

- предполагается замена энергосберегающих ламп 20 Вт на светодиодные лампы QR-6

4) замена ламп ДРЛ 250 Вт, на светильник уличного освещения СС-160-250 Критерии выбора: эксплуатационные затраты, исходя из затрат на э/э в год, так же при выборе светодиодных аналогов для замены освещения следует брать во внимание технические характеристики и капитальные затраты нового приобретаемого оборудования.

Характеристики ламп разных типов приведены в табл. 1-3. Ожидаемый экономический эффект от проводимых мероприятий представлен на рис. 1.

Таблица 1.

Наименования лампы	Эксплуатационные затраты руб./год.
Лампа накаливания 60 Вт	3 024 302,40
Лампа накаливания 40 Вт	1 326 351,60
Лампа накаливания 100 Вт	96 097,20
Лампа накаливания 200 Вт, 250Вт	65 078,04
ЛБ-60	155 241,22
ЛБ-40	2 288 050,68
Энергосберегающая лампа 20 Вт	234 704,05
Ламп ДРЛ 250 Вт	774 294,21

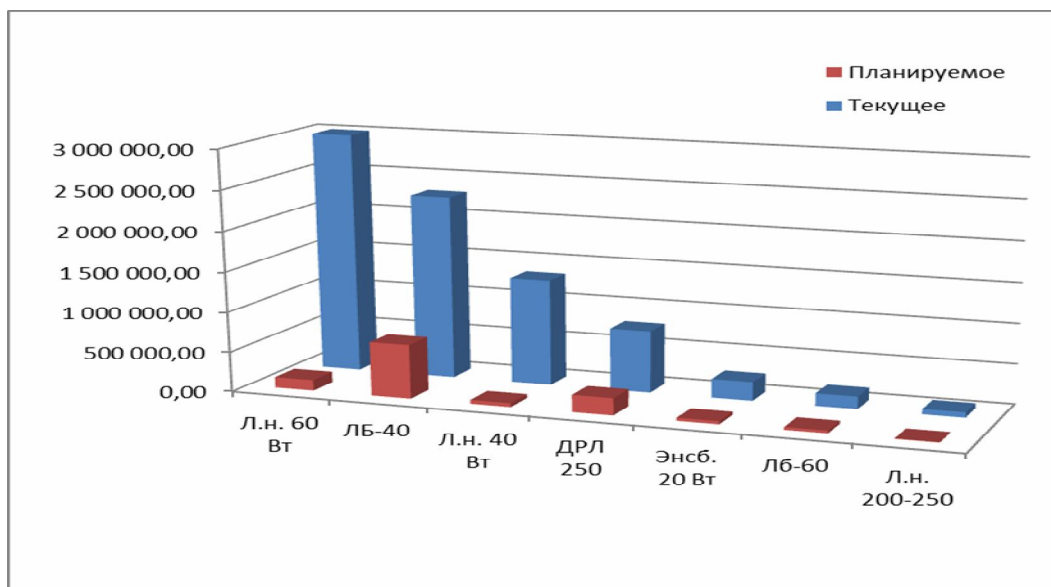


Рис. 1. Ожидаемый экономический эффект от замены освещения

Закключение:

Очевидно, что замена системы освещения на более долговечные и экономичные источники света позволяет экономить значительные средства на освещение. Несомненно, что внедрения светодиодного освещения наиболее актуально для промышленного и коммерческого сектора экономики.

УДК 658.511.2

Гринев А.В., Новикова О.В.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НОРМИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Актуальность работы обусловлена необходимостью применения наиболее эффективного метода нормирования расхода энергоресурсов с целью энергосбережения при производстве продукции промышленными предприятиями.

Установление научно-обоснованных норм расхода ТЭР на единицу

работы или единицу продукции создает основу для определения потребности в энергетических ресурсах отдельных промышленных предприятий, является первичной технической базой планирования энергоснабжения и позволяет производить оценку эффективности потребления ТЭР предприятием.

Основными методами расчета норм расхода ТЭР являются: опытный, отчетно-статистический, расчетно-аналитический (нормативный), комбинированный.

В нашей стране отсутствуют нормативные документы определяющие организацию нормирования потребления ТЭР на промышленных предприятиях. Субъекты народного хозяйства самостоятельно принимают решение о необходимости и качестве нормирования потребления ТЭР, разрабатывая методики и стандарты. Примером таких документов могут быть стандарты и методики нормирования ОАО «Газпром», ОАО «Татнефть».

За рубежом нормирование рассматривается в разрезе внедрения международного стандарта энергетического менеджмента ISO 50001 на промышленных предприятиях. Удельная норма потребления ТЭР является одним из показателей энергетической эффективности (EnPIs). Организация должна определить EnPIs, которые будут использоваться для оценки энергетической эффективности. Методы, используемые для определения и обновления EnPIs, должны быть задокументированы. EnPIs должны обновляться и регулярно сравниваться с базовым энергопотреблением [1].

Современное развитие информационного и технологического оснащения предприятий позволяет применять более совершенные методы построения энергетической характеристики объекта нормирования, повышающие точность расчетов и сокращающие трудоемкость их проведения. Это наиболее актуально для промышленных предприятий, на которых внедрение современных систем автоматического управления технологическим процессом и учета потребления энергетических ресурсов осуществлено по технологическим причинам и не требует дополнительных капиталовложений (химические, нефтехимические, нефтеперерабатывающие предприятия и т. п.).

В основе методов нормирования лежит энергетическая характеристика объекта нормирования.

Необходимость определения норм расхода ТЭР по энергетическим характеристикам энергопотребляющего оборудования, процесса, операции сформулирована в работах И.В. Гофмана и А.А. Тайца [2, 3].

Энергетическая характеристика (ЭХ) оборудования – комплекс зависимостей номинальных и исходно-номинальных значений технико-экономических показателей его работы в абсолютном, удельном или относительном исчислении от нагрузки или других нормообразующих показателей при фиксированных значениях внешних факторов [4].

ЭХ выражает как функциональную связь между расходом энергии и влияющими на это факторами, так и соответствующую статистическую связь.

Различают опытный, расчетный и смешанный метод построения ЭХ табл.1 [3].

Авторы, используя современное развитие систем управления производством, внедрение АСУТП и систем учета потребления энергоресурсов, разработали метод, учитывающий связь энергопотребления со структурой и режимом работы производства – *комбинированный метод* построения ЭХ.

Комбинированный метод сочетает в себе достоинства опытного и расчетного метода. Он позволяет производить построение ЭХ для расчета дифференцированных норм, используя статистические данные, собираемые системами учета предприятия, с меньшей трудоемкостью, чем опытный метод и с большей точностью, чем расчетный метод. Такой эффект достигается за счет разделения всего энергопотребляющего оборудования на группы – энергетические профили (ЭПр), и обработки статистических данных о потреблении ТЭР предприятием с учетом работы того или иного ЭПр. Сравнительный анализ достоинств и недостатков перечисленных методов приведен в табл. 1.

Энергетический профиль (ЭПр) – это перечень энергопотребляющего оборудования, необходимого и достаточного для выполнения производственной задачи.

Система учета потребления ТЭР предприятия обеспечивает сбор данных по потреблению ТЭР производством, которое может быть представлено набором ЭПр. Для каждого ЭПр можно выделить факторы, влияющие на потребление ТЭР. Численные значения факторов вместе с энергопотреблением им соответствующим является статистическим портретом ЭПр. Обработка данных в комбинированной модели позволяет определить зависимость потребления ТЭР ЭПр ($E_{ЭПр}$) при расчетных значениях влияющих на энергопотребление факторов (Φ), т.е. построить ЭХ.

$$E_{ЭПр} \rightarrow f(\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n)$$

Таблица 1. Методы построения энергетической характеристики объекта нормирования

Метод построения ЭХ	Достоинства	Недостатки
Опытный	Высокая точность	○ Большое число натурных испытаний, в том числе и на экономически не выгодных режимах; ○ не учитывает изменения в составе оборудования.
Расчетный	Высокая детализация расчета (агрегат-операция).	○ Большой объем исходных данных; ○ высокая трудоемкость построения ЭХ; ○ не учитывает техническое состояние оборудования
Смешанный	Учитывает изменения в составе и режимах работы оборудования.	○ Большой объем исходной информации, для сбора которой необходима автоматизированная система технического учета технологических параметров; ○ техническое состояние энергопотребляющего оборудования считается неизменным;
Комбинированный	○ Высокая точность; ○ простота расчета ЭХ; ○ учитывает изменения в составе, режимах работы и техническом состоянии оборудования.	Определение режима работы оборудования автоматизированными системами предприятия. Требование к системам: автоматическое определение состояния ключевого оборудования (определяющего ЭПр) включено/выключено

Алгоритм выбора метода построения ЭХ, исходя из возможностей системы управления технологическим процессом (ТП) и системы учета потребления ТЭР, разработан авторами и представлен на рис.1.

Авторами предложен алгоритм и произведен расчет нормы потребления энергоресурсов расчетно-аналитическим методом нормирования с использованием комбинированного метода построения ЭХ для нефтехимиче-

ского предприятия ООО «СИБУР Холдинг» – ООО «Тобольск-нефтехим».

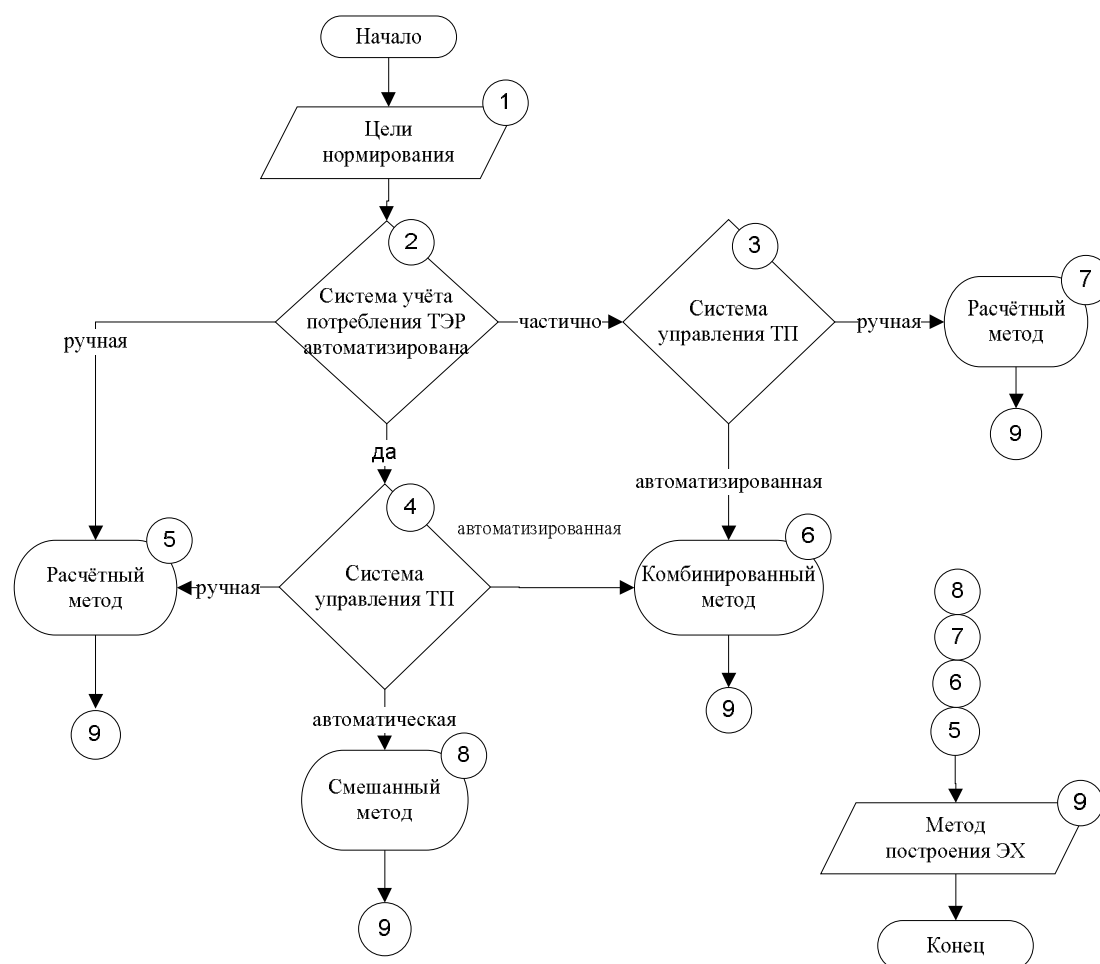


Рис. 1. Алгоритм выбора метода построения ЭХ

Экономический эффект при использовании комбинированного метода построения ЭХ достигается за счет повышения точности и снижения трудоемкости расчетов прогрессивной нормы энергопотребления. Повышение точности определения нормы энергопотребления в свою очередь оказывает влияние на своевременность и качество принятия решений при управлении предприятием.

Расчет экономической эффективности использования комбинированного метода построения ЭХ при нормировании потребления электрической энергии выполнен авторами для центральной газофракционирующей установки ООО «Тобольск-нефтехим».

Для расчетного месяца экономия составила 37425,3 кВт час, что при уровне нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям (покупателям) гарантирующего поставщика ОАО «Тюменьэнергосбыт» -2201 руб. 86 коп./ МВт ч без НДС равняется 82 405 руб. 27 коп.

Трудозатраты на процесс нормирования сократились на 78 н.ч. в месяц, что составляет 16 250 руб.

Итого суммарный достигнутый экономический эффект составил 98 655,27 руб.

Авторами разработана Информационно-аналитическая система (ИАС) предназначенная для автоматизации функций управления энергопотреблением предприятия. Ее использование позволяет

- ✓ сократить трудозатраты на нормирование и анализ энергопотребления,
- ✓ уменьшить риск возможной ошибки расчета и анализа, обусловленный человеческим фактором,
- ✓ производить оценку эффективности потребления ТЭР производствами (процессами) и предприятием в целом.

Вывод:

Использование комбинированного метода построения ЭХ при нормировании энергопотребления на предприятиях с внедренными современными системами управления технологическим процессом и учета энергопотребления позволяет получить экономический эффект за счет сокращения потребления энергетических ресурсов и сокращения трудозатрат на процесс нормирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ISO 50001 Международный стандарт энергетического менеджмента. [Электронный ресурс] // URL : <http://portal-energo.ru/articles/details/id/597> (дата обращения: 10.04.2013)

2. **Тайц А. А.** Методика нормирования удельных расходов электроэнергии. / А. А. Тайц – М. : Госэнергоиздат, 1946. – 150 с.

3. **Гофман И. В.** Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий. / И. В. Гофман – М.: Энергия, 1966.

4. РД 153-34.0-09.154-99 Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях. [Электронный ресурс] // URL :

<http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=EXP;n=387990>

(дата обращения: 11.04.2013)

УДК 658

Косой А.М.

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ И ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Санкт-Петербург, СПб ГУП «Ленсвет»

Актуальность данной темы доклада заключается в необходимости снижения затрат на НО мегаполиса, а именно на электроэнергию. И так как методы управления энергосбережением и технологии многообразны, то актуально провести их анализ и выявить наиболее целесообразные варианты с точки зрения выбранных критериев для отбора светотехнического оборудования.

В настоящее время основная задача СПб ГУП «Ленсвет» (далее – Предприятие) – это внедрение энергоэффективного оборудования для уменьшения расхода электроэнергии на наружное освещение (далее – НО) при сохранении уровня освещенности и яркости в соответствии с актуализованным СНиП 23-05-95 (Свод правил СП 52.13330.2011. от 27 декабря 2010 г. № 783).

Для реализации Федерального закона от 23.10.2009 № 261 Предприятием в 2010 году постановлением Правительства Санкт-Петербурга № 930 разработана и утверждена долгосрочная целевая программа «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в системе наружного освещения Санкт-Петербурга на период до 2015 года».

Количество электроэнергии, идущей на цели НО Санкт - Петербурга (220000 светильников), составляет около 128 млн кВт•ч в год, поэтому во-

просы экономии электроэнергии очень актуальны. По типу источника света в эксплуатации находятся натриевые светильники российского производства. Самый простой путь снижения потребления электроэнергии – переход с ртутных (ДРЛ) на натриевые лампы типа ДНАТ в современных светильниках – дает быстрые результаты. В Санкт-Петербурге к 2011 году все ДРЛ были заменены на ДНАТ, а в Кронштадте к 2013 году все светильники с ДНАТ, кроме двух центральных улиц, заменены на СД светильники различных производителей в количестве 970 шт. В 2011 и 2012 годах проведена установка стабилизаторов – регуляторов и светильников с ЭПРА. Модернизация НО позволила снизить на 20 % среднюю мощность одного светильника НО по отношению к показателю 2009 года и сегодня она составляет около 178 Вт. Толчком к достижению такой энергоэффективности послужили крупные энергетические аварии в электроснабжении Москвы и Санкт-Петербурга, принятие Федерального закона от 23.10.2009 № 261 и принятые программы по энергосбережению в системе НО Санкт - Петербурга. Следует отметить, что в результате проводимых мероприятий срок службы ламп ДНАТ увеличился. Светодиодные светильники работают без нареканий, однако анализ снижения затрат на эксплуатационные расходы не проводился.

Согласно распоряжению Губернатора Санкт-Петербурга Георгия Полтавченко исполнительные органы государственной власти и подведомственные им учреждения должны к началу 2014 года сэкономить почти 10 % своего энергопотребления. Бюджет города может сэкономить миллионы рублей, а энергетики – потерять некоторый процент своей выручки. К 1 января 2014 энергопотребление во всех городских органах власти, а также в подведомственных им учреждениях должно снизиться на 10% по сравнению с началом 2013 года. Какие методы позволят сократить энергопотребление, еще не известно. План экономии должен быть утвержден до 31.05.2013.

Как говорят эксперты по энергоэффективным технологиям, 10 % для такого большого города, как Санкт-Петербург – это довольно смелый показатель. Энергопотребление мегаполиса, да и всего населения России продолжает расти. И это несмотря на Федеральный закон №261, который

предписывает повышать энергоэффективность и энергосбережение и снижать энергопотребление не менее 3 % в год по отношению к 2009 году. Но согласно статистике, например, потребление электроэнергии бюджетными организациями Петербурга за это время выросло на 3,5 % - до 483 млн. кВт ч, или около 1,6 млрд. рублей в денежном эквиваленте [1]. В отношении НО Санкт-Петербурга следует отметить, что рост потребления электроэнергии равен снижению потребления за счет проведения мероприятий по энергосбережению и равен 4 %. Рост энергопотребления связан с развитием НО: новым строительством, вводом в эксплуатацию и приемом на баланс новых объектов (кварталы, парковые зоны, улицы). Требуемое снижение потребления электроэнергии на 10 % в 2013 году в НО Санкт - Петербурга возможно в следующих направлениях (требуется провести анализ возможности реализации перечисленных мероприятий):

1. Уменьшение графика горения НО – 4%.
2. Отключение художественной подсветки – 2 %.
3. Выявление потерь в сетях НО, в том числе незаконные подключения (хищение электроэнергии) – 1 %.
4. Отключение 1/3 или 2/3 светильников в ночное время (на 4-5 часов), когда снижается активность городского населения и интенсивность дорожного движения. Такое пофазное отключение обеспечивает суммарную экономию электроэнергии и симметричность загрузки трехфазных линий сетей НО при подключении к одному пункту включения нескольких линий наружного освещения. Однако в настоящее время этот способ не признается целесообразным и не рекомендуется для использования международным комитетом по освещению (МКО), в основном, ввиду негативного влияния на безопасность дорожного движения. В Москве и Санкт-Петербурге уже несколько лет такой ночной режим освещения не используется. Экономия электроэнергии в местах с малой интенсивностью дорожного движения может составить до 5 %.

В результате такой экономии Санкт - Петербург может потерять привлекательность, стать менее безопасным. Результаты экономии на НО можно наблюдать в темных столицах Европы.

В меньшей степени энергосбережение затрагивает архитектурно-художественную подсветку. Это связано с жесткими требованиями к цветовой температуре, цветопередачи, пределам дальности и концентрации светового луча, созданием светового коридора, сложной электроникой и высокой стоимостью импортного оборудования. Но стоит отметить, что использование светодиодных прожекторов, вместо металлогалогенных, в качестве подсветки фасадов зданий там, где возможно, позволяет получить энергосбережение и сокращение эксплуатационных расходов (замена ламп в труднодоступных местах является затратной операцией).

В связи с развитием новых технологий и появлением новых типов источников света, эксплуатирующие НО мегаполиса Предприятие обязано проводить изучение новых технологий в наружном освещении. Для получения разносторонних и объективных данных в этом направлении необходимо проведение постоянного мониторинга достижений техники и науки, а также анализ технических и фотометрических характеристик, и конструктивных особенностей существующих светодиодных светильников (далее – СД).

Методы управления энергосбережением помогают решать актуальные задачи поэтапного достижения целевых показателей Программ энергосбережения в области НО. Основные направления энергосбережения в НО и сравнение вариантов проведено по сроку окупаемости. За период расчета принят промежуток в 10 лет. Результаты оценки представлены в табл. 1

Таблица 1. Сравнение вариантов энергосбережения

Результаты оценки вариантов энергосберегающих технологий			
№ вар.	Варианты технологий	Срок окупаемости, лет	% экономии
1	Типовая система с лампами ДНаТ	—	—
2	Система с ЭПРА	>10	до 15
3	Стабилизатор-регулятор напряжения	>10	до 35
4	Светодиоды	>10	до 50

Согласно требований Федерального закона от 21 июля 2005 г. № 94-ФЗ «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд» Предприятие обязано проводить закупки через конкурсные процедуры, что затрудняет анализ и отбор энергоэффективного оборудования. Однако, качественное оборудование, позволяющее снижать потребление электроэнергии в НО до 35% в сравнении с существующим оборудованием и до 50% электроэнергии при новом строительстве, как правило, имеет сроки окупаемости, превышающие срок службы самого оборудования. В настоящее время при участии специалистов Предприятия, Российскими и зарубежными производителями ведутся разработки серийных уличных, парковых и стилизованных исторических светильников (центр города) на базе светодиодов. Для отбора качественной продукции проводится аккредитация и тестовые испытания передовых разработок в области энергосберегающего оборудования для наружного освещения. Изучается возможность применения индукционных и плазменных светильников. Последние могут заменить самые мощные светильники с лампой ДНаТ, мощностью 400 Вт (что пока невозможно добиться от СД). Обобщая опыт проведенной за предыдущие года работы по изучению и эксплуатации светодиодного оборудования, следует отметить следующие достоинства и недостатки.

Предлагаемые производителями СД для уличного освещения в 2013 году имеют современный дизайн, надежную защиту IP, световую эффективность выше 80 Лм/Вт, срок службы 50000 часов без затрат на обслуживание и расходные материалы (или 12,5 лет в условиях наружного освещения Санкт - Петербурга). Перечисленные достоинства СД напрямую снижают затраты на электроэнергию и эксплуатацию. Однако, срок эксплуатации светодиодных светильников, установленных на сетях наружного освещения в Санкт-Петербурге, составляет от 1 до 2 лет, за это время выявлено незначительное количество неисправных светильников (менее 1%), и при заявленном сроке службы 50000 часов этот факт не является гарантом заявленного срока службы светодиодных светильников более 12 лет, и говорит только об уровне производственного брака, который выявляется в начале эксплуатации. Исходя из данных, полученных при изучении свето-

диодного оборудования, массовый выход из строя светильников может ожидаться через 4-5 лет после начала эксплуатации, когда наиболее уязвимая часть светодиодного светильника – блок питания, имеющая большое количество электронных элементов и паяных соединений, может потерять свою работоспособность ввиду старения элементов и воздействий внешней среды. Это косвенно подтверждается уровнем гарантийного срока – не более 5 лет (а в большинстве случаев – не более 3 лет) который готовы давать производители.

Кроме того, в ходе изучения и эксплуатации светодиодного оборудования выявлен ряд проблем и недостатков подобной техники, которые в условиях массового внедрения могут значительно снизить качество наружного освещения и поставить под угрозу безопасность населения по следующим причинам:

✓ Светодиодный светильник – это технически сложное устройство, состоящее из нескольких ключевых компонентов – светодиодного модуля и блока питания, который является наиболее уязвимым элементом ввиду большого количества электронных компонентов. Подобное оборудование является мало изученным и дорогостоящим, надежность можно оценить только теоретически и заявляемые сроки службы более 50000 часов не имеют практического подтверждения. Соответственно, вопрос надежности и бесперебойной эксплуатации светодиодного оборудования не может решаться только гарантийными обязательствами поставщика или производителя, для принятия решения о массовом внедрении светодиодных технологий в сферу наружного освещения требуется накопить более длительный опыт применения подобного оборудования с учетом климатических условий Санкт-Петербурга.

✓ В ходе изучения светодиодных светильников выявлено много продукции низкого качества. Стоимость низкокачественных светильников на порядок ниже продукции ведущих производителей, что может повлиять на выбор светильника при проведении конкурсных процедур, а срок службы подобных изделий может составить не более 1-3 лет. В настоящее время в РФ отсутствует обязательная сертификация светильников для наружного освещения и, по ориентировочной оценке, насчитывается более 400 произ-

водителей светодиодных светильников, что не может не сказаться на качестве предлагаемой продукции.

✓ Как заявлялось выше, самым уязвимым элементом светильника является блок питания и даже самые качественные блоки питания имеют заявленный срок службы меньше срока службы светодиодного модуля, что может вызвать преждевременный выход из строя светильника после 4-5 лет службы.

✓ Замена существующих светильников на светодиодные обязательно должна сопровождаться проектными работами (проведением светотехнического расчета) и подбором необходимого оборудования для каждого конкретного объекта, что увеличивает сроки реализации и стоимость проводимого мероприятия. Кроме того при проведении светотехнических расчетов велика вероятность несоответствия теоретических расчетов с нормативами по яркости и освещенности при практическом применении. Это связано с недобросовестностью отдельных производителей, заявляющих завышенные показатели оборудования, а также погрешностями до 15-20% при проведении фотометрических измерений и формировании файлов фотометрии светильников.

✓ Вопрос надежности и долговечности данного оборудования не изучен досконально в связи с появлением светодиодных технологий не более 4 - 5 лет назад и отсутствием статистических данных. Применение светодиодных светильников на улицах и магистралях города напрямую влияет на безопасность дорожного движения и, при нарушении нормируемых параметров и массовых выходах из строя светильников, может привести к ДТП и гибели людей.

✓ Высокая стоимость от 12 до 50 тыс. рублей, в зависимости от потребляемой мощности, и большой срок окупаемости светодиодных светильников – от 9 до 30 лет, в сравнении с существующими светильниками с лампой ДНаТ стоимостью от 2 до 5,5 тыс. рублей, приводят к выводу об экономической нецелесообразности массового применения светодиодных светильников в ближайшие годы.

✓ Учитывая высокую стоимость светодиодных светильников, следует отметить высокий риск хищения и вандализма.

Следует особо подчеркнуть, что при появлении новых источников света, происходило увеличение светоотдачи, как правило в два раза. Для сравнительной оценки существующей динамики повышения качества наружного освещения за последние десятилетия предоставляю Вам следующие данные, указанные в сравнительной табл. 2.

Таблица 2. Светоотдача светильников с различными источниками

Тип источника света	Лампы накаливания	Дуговые ртутные лампы	ДНаТ (Дуговые натриевые)	СД		
				2009	2013	2015
Статистика, прогноз, года	1960	1970	1980 по настоящее время			
Светоотдача, Лм/Вт	15	50	100	70	100	200

Из сравнительной табл. 2 следует, что в среднем с годами светоотдача светильников с появлением новых источников света увеличивалась в 2 раза. На сегодняшний день прогнозная величина светоотдачи СД в 2015 году может достигнуть 200 Лм/Вт, что в 2 раза выше светоотдачи применяемых светильников с лампой ДНаТ в настоящее время.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.

[Электронный ресурс] // URL : <http://live-energo.ru/power-articles/item/1849-georgij-poltavchenko> (дата обращения: 11.05.2013)

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В СЕТЯХ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Основной задачей наружного освещения является создание комфортных и безопасных условий проживания населения. Освещение проезжей части улиц и площадей создается для удобного и безопасного движения пешеходов и транспорта в темное время суток и является главным и обязательным элементом освещения всех районов и улиц в городах любого масштаба. Санкт-Петербург не является исключением, в городе создана и постоянно развивается сеть наружного освещения, включающая в себя более 200 тысяч светильников и более 5000 км проводов и кабелей. Освещение настолько большого города требует значительного количества электроэнергии. В настоящее время расходы на оплату потребляемой электроэнергии составляют около 30 % всех средств, выделяемых из городского бюджета на содержание наружного освещения, что составляет около 500 млн. рублей. Снижение потребления электроэнергии в сетях наружного освещения с сохранением качественных показателей освещенности улиц и жилых кварталов является одной из наиболее приоритетных задач в сфере повышения энергоэффективности Санкт-Петербурга.

В рамках текущей работы по изучению и анализу существующей сети наружного освещения были выявлены общие направления по повышению энергоэффективности наружного освещения Санкт-Петербурга:

- *Применение энергоэффективного осветительного оборудования*
- *Внедрение технологий автоматизированного учета потребления электроэнергии*
- *Внедрение технологий управления потребляемой мощностью*
- *Совершенствование организации производства в целях снижения технологических потерь*

По каждому приведенному направлению рассмотрены соответствующие технологии, дана оценка эффективности их применения. Ниже приведены основные положения по каждому пункту.

В качестве энергоэффективного оборудования были рассмотрены светильники с натриевыми газовыми лампами высокого давления и светильники нового поколения с применением светодиодных технологий, проведен анализ их технических и оптических характеристик, а также приведены технические особенности и рассчитаны экономические показатели внедрения подобного оборудования.

Для анализа эффективности системы учета электроэнергии был проведен сравнительный анализ традиционных и автоматизированных систем учета и выявлены явные преимущества последних, позволяющих оперативно и с наименьшими затратами получать данные о потребляемых объемах электроэнергии и выявлять зоны с повышенными потерями.

В качестве технологий управления потребляемой электрической мощностью рассмотрено применение двух различных технических решений, позволяющих уменьшать потребление электроэнергии в периоды сниженной интенсивности движения автотранспорта.

Одним из таких решений является применение стабилизаторов-регуляторов напряжения, позволяющих снижать уровень напряжения в сетях наружного освещения, что, соответственно, приводит к снижению светового потока от источников света без нарушения требований санитарных норм и правил.

Вторым рассмотренным техническим решением являются электронные блоки пускорегулирующей аппаратуры, устанавливаемые непосредственно в светильник и служащие заменой электромагнитной пускорегулирующей аппаратуры (ЭПРА). Данные устройства позволяют стабилизировать напряжение, подаваемое на натриевую газоразрядную лампу в режиме запуска лампы и в режиме горения. Кроме того, применение ЭПРА позволяет, по централизованной команде, поступающей по сети наружного освещения от головного устройства, установленного в источнике питания, изменять световой поток от лампы путем ограничения электрической мощности.

В целом, оба решения позволяют уменьшать световой поток, исходящий от источника света, путем снижения напряжения и, соответственно, потребляемой мощности, однако стабилизаторы-регуляторы снижают напряжение в сети на источнике питания, а ЭПРА - непосредственно на лампе. Рассмотрены и проанализированы технические аспекты применения перечисленных решений, а также проведен сравнительный анализ экономических показателей внедрения упомянутых технических решений.

В качестве снижения технологических потерь предложены организационные мероприятия по определению неисправных ламп в ночное время. Такие меры позволят сократить расходы на электрическую энергию, вызванные работой отдельных участков сетей наружного освещения в светлое время суток для выявления неисправностей.

По итогам исследования сделаны выводы об эффективности каждого из мероприятий по снижению потребления электроэнергии и предложены рекомендации для принятия решений по применению той или иной технологии или их комплекса, в зависимости от построения сети наружного освещения, состояния сети, наличия различных потребителей электрической энергии на сетях.

Следует отметить, что наиболее эффективным является комплексный подход к решению поставленной задачи по повышению энергоэффективности и подбор мероприятий с учетом особенностей отдельных участков сети. Анализ экономических показателей привел к выводу о наибольшей эффективности применения стабилизаторов-регуляторов напряжения и светодиодных светильников, однако существуют технические особенности сетей и потребителей, не позволяющие широко применять стабилизаторы регуляторы напряжения. Применение светодиодных источников света по причине их высокой стоимости также возможно только после проведения детальных экономических расчетов окупаемости конкретных проектов.

Разработанные рекомендации позволят создать комплексную программу повышения энергоэффективности системы наружного освещения Санкт-Петербурга.

УДК 620.92

ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАК СИСТЕМА ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Применение программно-целевого подхода в управлении государством успешно применяется в различных отраслях народного хозяйства. Программно-целевой подход в управлении может использоваться при решении конкретной проблемы, решение которой не возможно с применением других методов, а также, если проблема лежит на стыке различных отраслей. К такой проблематике относятся, в том числе, и вопросы энергосбережения, которые в рамках действующего законодательства решаются с применением программно-целевого подхода, инструментарием которого являются целевые программы энергосбережения.

Так, в соответствии со статьей 7 и статьей 8 261-ФЗ [2] к полномочиям органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности относятся:

1) разработка и реализация региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

2) установление требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, в случае, если цены (тарифы) на товары, услуги таких организаций подлежат установлению органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления;

3) информационное обеспечение на территории соответствующего субъекта Российской Федерации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, определенных в качестве обязательных федеральными законами и иными нормативными правовыми ак-

тами Российской Федерации, а также предусмотренных региональной или муниципальной программой в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

4) координация мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и контроль за их проведением бюджетными учреждениями, государственными унитарными предприятиями соответствующего субъекта Российской Федерации проведением муниципальными учреждениями, муниципальными унитарными предприятиями и др.

Такой процесс энергосбережения можно обеспечить только программно-целевым методом, в рамках которого необходимо сформировать структуру управления, нормативно-правовую основу, способствующие развитию энергосбережения, приступить к реализации программных мероприятий.

Одной из целей настоящего исследования является совершенствование методики расчета целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности региональных и муниципальных программ энергосбережения.

В ходе исследования ставились следующие задачи:

1) провести терминологический анализ «целевой индикатор» и «целевой показатель»;

2) проанализировать методики расчета целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

3) На основе анализа факторов, определяющих качество расчета целевых показателей, выявить наиболее существенный и разработать предложения по его оптимизации;

4) провести классификацию и систематизацию целевых показателей в области энергосбережения;

5) разработать альтернативную систему целевых показателей в области энергосбережения и методологию их расчета.

В рамках данной работы под целевым показателем будем понимать количественное значение, как правило, выраженное натуральными единицами измерения (Гкал, кВт×час, м³ и др.) характеризующее ход реализации программы.

Под целевым индикатором будем понимать вычисляемый элемент, формируемый на основе различных показателей. Как правило, выражается относительными единицами измерения (доли, проценты) или производными (кг у. т./тыс. руб., Гкал/м² и др.).

Классификация целевых показателей может быть произведена по следующим признакам:

- 1) По форме показателя:
абсолютные и относительные;
- 2) По значению:
Качественные и количественные;
- 3) По временному фактору:
динамические и статические.

Абсолютный целевой показатель – объем или размер изучаемого события или явления, процесса, выраженного в соответствующих единицах измерения в конкретных условиях места и времени.

Относительный целевой показатель – это показатель, который дает числовую меру соотношения двух сопоставляемых между собой величин.

Качественный целевой показатель – выражает существенное неотъемлемое свойство явления или процесса (например, достигнут результат / не достигнут, проведено энергетическое обследование / не проведено).

Количественный целевой показатель – показатели, выраженные в физических или денежных единицах (млн. руб., т у.т., Гкал, кВт×час, м³ и др.).

Динамический целевой показатель – показатель, характеризующий изменение величины во времени.

Статический целевой показатель – показатель, характеристика которого во времени остается неизменной.

В соответствии с исследованиями специалистов [7, 9] индикаторы, используемые для оценки результативности целевых программ, должны обладать следующими свойствами:

- значимость (индикатор должен измерять именно требуемую характеристику при реализации проекта/программы);

- надежность (повторяющиеся оценки в одинаковых условиях должны давать один и тот же результат);
- чувствительность (индикатор должен отражать изменения требуемых характеристик реализации проекта/программы);
- специфичность (индикатор должен отражать по возможности только изменения, связанные с реализацией проекта).

Данный перечень можно дополнить такими свойствами, как:

- достижимость (показатель должен отражать объективную возможность достижения планируемого результата);
- информатизационность (показатель должен иметь информационную базу для вычисления);
- определенность во времени (показатель должен подлежать оценке внутри горизонта планирования);
- релевантность (показатель должен соответствовать информационному содержанию данной программы);
- однозначность толкования (показатель должен иметь определенность, заключающуюся в единственном точном определении, смысле, интерпретации в его восприятии).

В соответствии с 261-ФЗ [2] региональные, муниципальные программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должны содержать (см. рисунок 1):

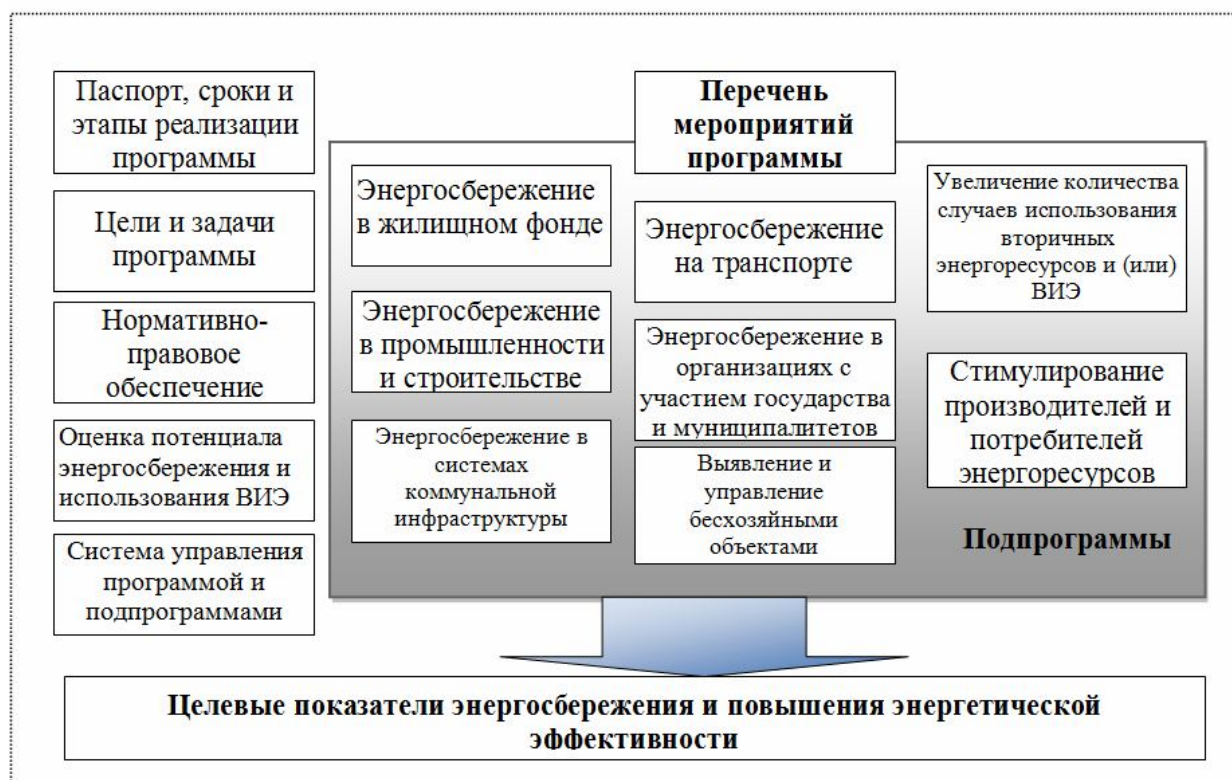


Рис. 1 Структура региональной (муниципальной) программы энергосбережения (ВИЭ – возобновляемые источники энергии)

Как мы видим из рис. 1, в соответствии с законодательством РФ одним из основных требований, предъявляемых к целевым программам энергосбережения, является наличие системы целевых показателей для измерения результатов их реализации (целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях) и целевых значений каждого из таких показателей, позволяющих полностью провести оценку эффективности реализации программы в базовом, текущем и планируемом периоде.

В качестве системы программных индикаторов эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и их пороговых значений используются целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, которые рассчитываются в соответствии с требованиями действующего федерального законодательства [2, 3, 4].

Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности рассчитываются по исходным данным, перечень которых регламентирован [4].

В общей сложности система целевых показателей, которые применяются для оценки реализации региональных программ энергосбережения, насчитывает 45 таких показателей, а муниципальных – 76. По группам количество показателей представлено на рис. 2.

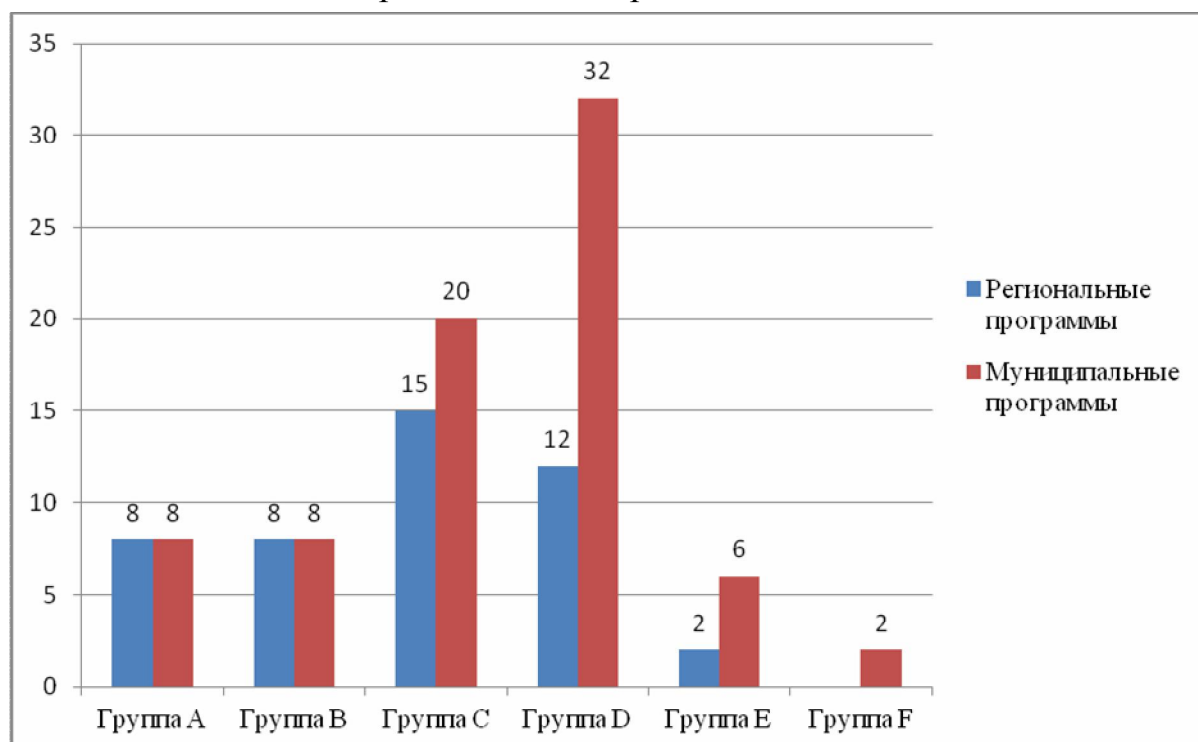


Рис. 2 Количество целевых показателей региональных программ энергосбережения

Целевые показатели распределены в 6 групп (5 для региональных программ энергосбережения и 6 для муниципальных):

Группа А – Общие целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

Группа В – Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, отражающие экономию по отдельным видам энергетических ресурсов (рассчитываются для фактических и сопоставимых условий);

Группа С – Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в бюджетном секторе;

Группа D – Целевые показатели в области энергосбережения и по-

вышения энергетической эффективности в жилищном фонде;

Группа Е – Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в системах коммунальной инфраструктуры;

Группа F – Целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в транспортном комплексе.

Гарантированность обеспечения информационной базой для расчета целевых показателей и индикаторов, заложенных в программу энергосбережения, является важным фактором в разработке и реализации таких программ.

«Методика расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях» была принята приказом Министерства регионального развития РФ от 7 июня 2010 г. № 273 [4]. Однако требования методики не соответствуют состоянию информационной системы. Это проявляется в наличии в ней показателей, адекватный расчет которых крайне затруднителен ввиду отсутствия источников исходной информации, методологии расчета таких показателей, неточности формулировки.

Рассмотрим подробнее этот тезис на примере целевых показателей Группы А региональных программ энергосбережения, которые приведены в табл.1.

Таблица 1. Показатели энергоэффективности

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Расчетная формула (данные берутся из <u>Приложения 1</u>)	Значения целевых показателей			Пояснения к расчету
				2007	...	2020	
1	2	3	4	5	6-17	18	19
Группа А. Общие целевые показатели в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности							
А.1.	Динамика энергоемкости валового регионального продукта – для региональных программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности	кг.у.т./тыс.руб.	$P2(n)/P1(n)$				
А.2.	Доля объемов ЭЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов уче-	%	$(P7(n)/P3(n)) \cdot 100\%$				

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Расчетная формула (данные берутся из <u>Приложения 1</u>)	Значения целевых показателей			Пояснения к расчету
				2007	...	2020	
1	2	3	4	5	6-17	18	19
	та (в части МКД – с использованием коллективных приборов учета), в общем объеме ЭЭ, потребляемой на территории субъекта РФ						
A.3.	Доля объемов ТЭ, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета (в части МКД – с использованием коллективных приборов учета), в общем объеме ТЭ, потребляемой на территории субъекта РФ	%	$(П8(n)/П4(n)) \cdot 100\%$				
A.4.	Доля объемов воды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета (в части МКД – с использованием коллективных приборов учета), в общем объеме воды, потребляемой на территории субъекта РФ	%	$(П9(n)/П5(n)) \cdot 100\%$				
A.5.	Доля объемов природного газа, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета (в части МКД – с использованием индивидуальных и общих приборов учета, в общем объеме природного газа, потребляемого на территории субъекта РФ	%	$(П10(n)/П6(n)) \cdot 100\%$				
A.6.	Изменение объема производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	т.у.т.	$П15(n+1) - П15(n)$				
A.7.	Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории субъекта РФ	%	$(П15(n)/П16(n)) \cdot 100\%$				
A.8.	Объем внебюджетных средств, используемых для финансирования мероприятий по энергосбережению и повышению	%.	$(П18(n)/П17(n)) \cdot 100\%$				

№	Наименование показателей	Ед. изм.	Расчетная формула (данные берутся из <u>Приложения 1</u>)	Значения целевых показателей			Пояснения к расчету
				2007	...	2020	
1	2	3	4	5	6-17	18	19
	энергетической эффективности, в общем объеме финансирования региональной программы						

Данная проблематика подробно рассмотрена И.А. Башмаковым в [8]. Дальнейшие суждения будут строиться на основе вышеупомянутой статьи.

Показатель А.1. Для оценки энергоемкости ВРП необходимо формирование единого топливно-энергетического баланса. Однако органы государственной статистики такого баланса ни для России в целом, ни для ее регионов не составляют. В системе индикаторов нигде не отражены ни промышленность, ни сельское хозяйство, ни торговля, ни отдельные виды транспорта (железнодорожный, электрифицированный городской, трубопроводный). Соответственно вызывает затруднение управление динамикой энергоемкости валового регионального продукта без управления динамикой индикаторов эффективности использования энергии в этих секторах.

Показатели А.2. – А.5. Неясно, как при этом учитываются потребляемые виды ТЭР и вода в промышленности, сельском и коммунальном хозяйстве, на транспорте и т.п., объемы которого во многих регионах кратно превышают потребление электроэнергии в жилом секторе.

Показатели А.6. – А.7. Производство энергии возобновляемыми источниками не относится к энергосбережению, а относится к замещению топлива, так же как, например, развитие ядерной энергетики (сходны и удельные капитальные вложения). Оно должно быть предметом отдельной программы. В программе Саратовской области объемы по этому показателю снижаются в 2007-2009 гг., а затем показаны постоянными. Так и непонятно: остается ли постоянным производство или прирост производства. Это происходит из-за нечеткости названия показателя – «изменение объема производства». В программе Саратовской области показан объем 16 т у.т. Однако только Саратовская ГЭС вырабатывает в год около 700 тыс. т

у.т. Отсутствие пояснения о приросте выработки возобновляемых источников энергии за счет именно мер программы вносит путаницу в определение этого индикатора. Только в одной форме статистической отчетности – 11-ТЭР – есть данные о вторичных энергетических ресурсах. В 2009 г. они составили в Саратовской области 2182,6 тыс. Гкал, или 268 тыс. т у.т, против 8 т у.т, указанных в программе [8].

Также несовершенство методики прослеживается в избыточности целевых показателей (для регионального уровня в «Методике» определено 45 показателей, а для муниципального – 76 (рис. 2)). Это приводит к повышению вероятности ошибочной оценки качества программ энергосбережения и снижению достоверности представляемых данных. Также в федеральных, региональных органах власти, органах муниципального управления, на которые возложен регулярный сбор, обработка, хранение, использование для принятия управленческих решений и представление сведений об энергосбережении бюджетных учреждений в единой информационно-аналитической системе в области энергоэффективности (рис. 3), отсутствует финансирование данной работы. Как следствие, отсутствуют соответствующие подразделения, отвечающие за сбор, обработку, хранение и регулярное предоставление информации, ее анализ; что также является негативным фактором, влияющим на качество сбора данных и расчета целевых показателей. Выходом из сложившейся ситуации было бы создание рабочих групп по сбору и систематизации таких данных с наделением их соответствующими полномочиями и финансированием.

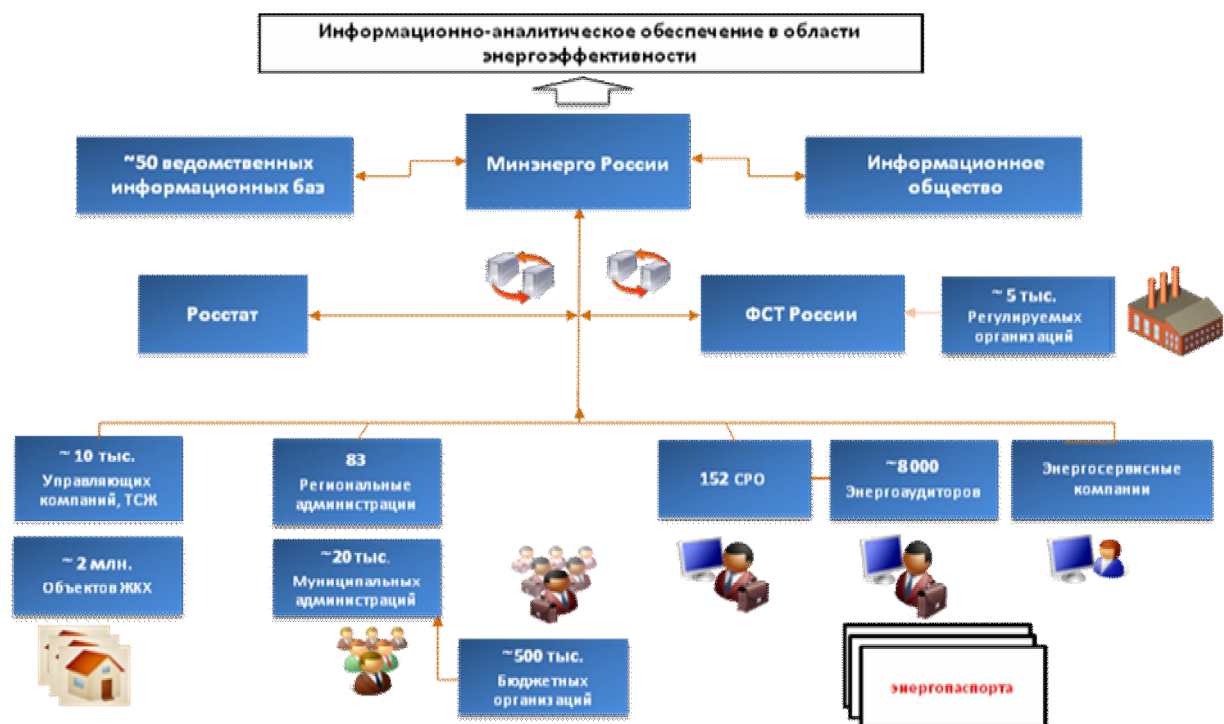


Рис. 3 Единая информационно-аналитическая система в области энергоэффективности

Но на этом перечень проблемных направлений не исчерпывается. В соответствии с Государственной программой Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики" [1] одной из ключевых проблем государственного управления в ТЭК является отсутствие современной интегрированной системы, обеспечивающей информационно-аналитическую поддержку принятия решений во взаимосвязи с управлением другими отраслями экономики, а также эффективную организацию стандартизированного информационного обмена между участниками ТЭК.

Исходя из существующей структуры топливно-энергетического комплекса и наличия разных форм собственности, в предприятиях возникает проблема сбора необходимых данных для формирования целевых показателей с учетом расходов топливно-энергетических ресурсов частными компаниями, акционерными обществами (например, многие компании в области теплоснабжения не выходили на регулирование для установления индивидуального тарифа, а работали по единым (предельным) тарифам, соответственно не отчитывались по установленным формам отчетности перед регулирующими органами; также не собирается статистическая от-

четность по потреблению топливно-энергетических ресурсов крупными, в т.ч. промышленными, потребителями).

Такая ситуация не исключает потери, искажения информации, а также существенных задержек в ее получении.

Отсутствие в настоящее время в Минэнерго России современной интегрированной системы, обеспечивающей информационно-аналитическую поддержку и средства программно-целевого планирования и управления реализацией мероприятий ЭС-2030, а также эффективной организации стандартизированного информационного обмена между участниками ТЭК, является базовой проблемой, затрудняющей реализацию государственной энергетической политики.

Помимо трудностей в реализации государственной энергетической политики наличие этой базовой проблемы снижает результативность предпринимаемых мер по повышению эффективности государственного управления ТЭК и приводит к множеству прикладных проблем. Некоторые прикладные проблемы, выявленные в ходе обследований предметной области (табл. 2) [1]:

Таблица 2. Прикладные проблемы

	Наименование проблемы	Причина возникновения
1	Отсутствие в Минэнерго России современной интегрированной системы, реализующей программно-целевой метод управления отраслью.	Проблема возникла в связи с существенной перестройкой экономических отношений в отрасли.
2	Отсутствие стандартизированного информационного обмена между участниками ТЭК.	Отсутствие единой согласованной модели данных ТЭК, универсальной модели обмена информацией, методологии учета деятельности организаций и объектов ТЭК.
3	Недостаточное информационное обеспечение надзора за безопасностью объектов ТЭК.	Одной из причин является отсутствие регулярного сбора достоверных данных, позволяющих оценивать безопасность объектов ТЭК и принимать упреждающие меры.
4	Не реализован потенциал организационного и технологического энергосбережения.	Одной из причин является отсутствие регулярного сбора достоверных данных, необходимых для подготовки и осуществления решений по реализации потенциала энергосбережения. Задача решается в рамках развития ГИС «Энергоэффективность» и ее интеграции с ГИС ТЭК.

Дополнительной проблемой является отсутствие единой картины состояния энергетики в регионах. Разнородность и неполнота первичных данных делают невозможным применение унифицированного метода их агрегации для получения сводных данных по энергопотреблению в регионах. Энергобаланс, обычно, приходится оценивать экспертно по косвенным данным, что крайне затруднительно в связи с дефицитом организационных ресурсов в соответствующих региональных органах (департаментах ТЭК, тарифных службах и др.).

В соответствии со сводным планом «дорожной картой» мероприятий государственной энергетической политики на период до 2030 года, обеспечивающих реализацию ЭС-2030, ГИС ТЭК должна быть создана на первом этапе реализации ЭС-2030. ГИС ТЭК будет являться базовым информационным механизмом осуществления государственной энергетической политики.

ГИС ТЭК – комплексная информационная система, обеспечивающая сбор, хранение и обработку информации об истории, состоянии и прогнозах развития ТЭК (перечень видов информации приведен в приложении), а также программные средства, обеспечивающие обработку такой информации [1].

ГИС ТЭК призвана стать целостным федеральным информационно-аналитическим базисом системы государственного управления (а не собственным ресурсом ТЭК), обеспечивающим всесторонний анализ ситуации и тенденций развития в мировой экономике, политике, природопользовании с учетом обработки и анализа данных и учета всех факторов, в том числе из смежных с ТЭК отраслей (сельского хозяйства, машиностроения, транспорта и т.п.).

Развитие ГИС ТЭК позволит не только решить отмеченные выше проблемы или, по меньшей мере, снизить влияние этих проблем на результаты деятельности предприятий и организаций ТЭК, но и в значительной степени повысить эффективность всех направлений деятельности за счет оперативного предоставления качественной информации.

Естественно, существуют и определенные риски снижения эффективности принятия управленческих решений на основе целевых показате-

лей, в том числе в рамках ГИС. Такие риски можно разделить на организационно-технические, нормативно-правовые и финансовые (рис. 4).

К организационно-техническим рискам относятся:

- наличие и автономное развитие функционирующих информационных систем министерств и ведомств; изменяющиеся условия (форматы, протоколы и т.п.) взаимодействия с другими государственными информационными системами;
- географическая распределенность и организационная неоднородность объектов ТЭК;
- возможное противодействие и саботаж внедрению ГИС со стороны незаинтересованных сторон.

К нормативным правовым рискам относятся частые изменения нормативной правовой базы, а также ограничения на состав, регулярность и порядок обмена информацией между участниками ГИС ТЭК.

Основной мерой управления организационно-техническими и нормативными правовыми рисками является создание и функционирование единого архитектурного комитета в рамках ГИС ТЭК, состоящего из высококвалифицированных специалистов, принимающих ключевые решения в сфере организационно-технической и нормативной правовой политики создания и развития ГИС ТЭК.

Основным финансовым риском является изменения бюджетной политики правительства Российской Федерации, связанные с общей экономической ситуацией в России и в мире.

Одной из мер управления финансовым риском является выработка своевременных предложений по корректировке и синхронизации мероприятий государственных программ. Информационное обеспечение таких предложений основано, в том числе, на использовании инструментов анализа и прогнозирования ГИС ТЭК [1].

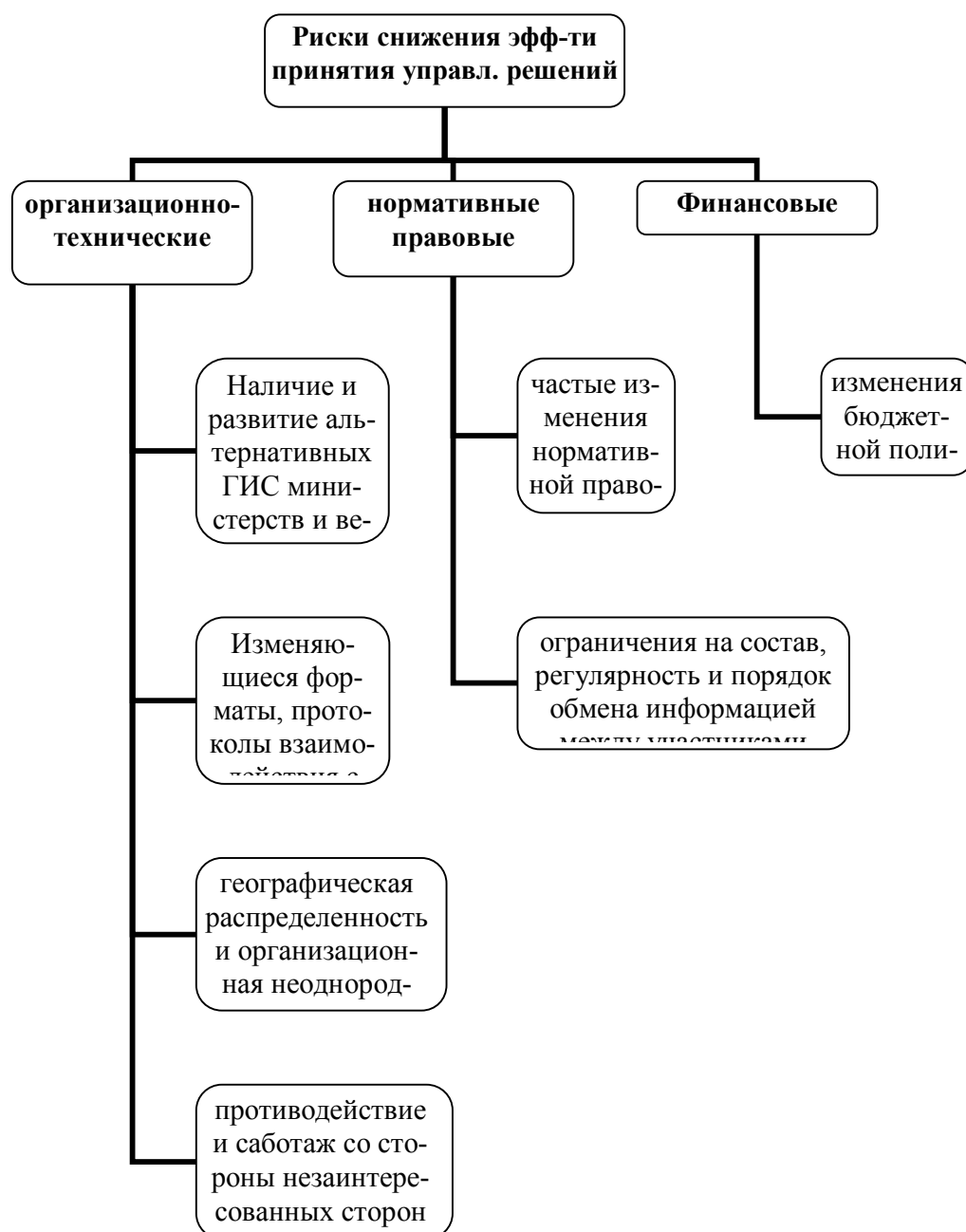


Рис. 4 Риски снижения эффективности принятия управленческих решений на основе целевых показателей

В ходе исследования были получены факты, которые указывают на глубокое несовершенство системы целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности и, как следствие, системы управления и контроля реализации целевых программ энергосбережения. Оценка общей результативности программы энергосбережения

(как единого показателя реализации программы) не представляется возможной ввиду отсутствия методологии. Оценка программы возможна лишь по отношению к базовому периоду по 45 показателям на региональном уровне и по 76 на муниципальном. Для устранения вышеназванных недостатков в ходе реализации программ энергосбережения и повышения энергоэффективности и их оценки, в том числе необходимо:

- решить проблему регулярного и оперативного получения полных и достоверных данных о реализации программ энергосбережения и повышения энергоэффективности;

- обеспечить сбор данных и их автоматизированную обработку на основе внедрения автоматизированной системы сбора, обработки и информации (ГИС ЭЭ, ГИС ТЭК);

- усилить работу по обобщению накопленного опыта по реализации региональных, муниципальных программ и мероприятий в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности, а также созданию типовых проектов, технических решений, технических регламентов в данной области;

- повысить уровень анализа и обобщения данных и оперативность внесения изменения в законодательство в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Одно из направлений дальнейшей работы в рамках исследования будет посвящено разработке системы альтернативных целевых показателей в области энергосбережения и методологии их расчета с учетом выявленных факторов, что станет основой для решения вышеуказанных системных проблем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики».

2. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ.

3. О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности: Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2009г. № 1225.

4. Об утверждении Методики расчета значений целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе в сопоставимых условиях: Приказ Министерства регионального развития РФ от 7 июня 2010 г. N 273.

5. Государственное регулирование рыночной экономики: учебник / под ред. В. И. Кушлина, И. А. Волгина. – М., 2001. – 735с.

6. **Райзберг Б. А.** Лозовский Л. Ш., Стародубцева. Е. Б. Современный экономический словарь. / Б. А. Райзберг,— 2-е изд., испр. М.: ИНФРА-М., 1999. – 479 с.

7. **Лукина В. Д.** Совершенствование программно-целевого финансирования в условиях реформирования бюджетного процесса: автореферат дисс. на соискание уч. ст. к.э.н. / В. Д. Лукина – Москва, 2007.

8. **Башмаков И. А.** Индикаторы низкой квалификации, или критический анализ набора и методики расчета целевых показателей в области повышения энергетической эффективности. [Электронный ресурс] // URL <http://www.cenef.ru/file/Indications.pdf> (дата обращения: 14.05.2013)

9. **Струнцова Н. О.** Формирование системы целевых показателей эффективности и результативности реализации региональных целевых программ. // Вестник Оренбургского государственного университета. 2008. № 9. С. 84-91.

Раздел 5. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В ЭНЕРГЕТИКЕ. ВОПРОСЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

УДК 338.45:620.9

Бабков А.С.

О МЕТОДАХ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО РЕГИОНАМ СТРАНЫ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Согласно Указу Президента Российской Федерации энергоемкость валового внутреннего продукта должна быть снижена на 40% к 2020 году по сравнению с 2007 годом. После принятия Федерального закона № 261 «Об энергосбережении» (далее № 261-ФЗ) субъекты разрабатывают программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, где рассчитываются целевые показатели на основе индикативных показателей согласно приказу Министерства регионального развития РФ от 7 июня 2010 года № 273 (далее Приказ № 273). Динамика энергоемкости валового регионального продукта рассчитывается путем деления общего потребления топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР), переведенных в тонны условного топлива на объем валового регионального продукта (ВРП). Причем энергоемкость ВРП - это отношение суммарного потребления первичной энергии – уголь, газ, мазут, биотопливо, электричество (не топливной) к величине ВРП.

Общее потребление первичной энергии рассчитываются на основе данных государственной статистики (Росстат), по этим данным строится топливно-энергетический баланс (Приказ № 600 от 14 декабря 2011 года Министерства энергетики Российской Федерации). Данные о потреблении первичной энергии: угля, газа, мазута, бензина, дизельного топлива – переводят в условное топливо по калорийному эквиваленту (коэффициенту, отражающему теплотворную способность разных видов топлива относительно угля). К полученному результату прибавляют данные о потреблении электроэнергии от ГЭС и АЭС внутри субъекта, а также весь нетто «импорт» электроэнергии – разницу между получением электроэнергии

«со стороны» и выдачей энергии в другие регионы. Пересчет электроэнергии в условное топливо осуществляется по коэффициентам средних затрат условного топлива на 1 кВт/час электроэнергии тепловой генерации.

Основную проблему для анализа энергетической эффективности региональных экономик создает длительность периода подготовки и публикации данных региональных балансов потребления топлива и энергии, в связи с длительностью подготовки отчетных форм Росстата.

При составлении топливно-энергетических балансов существуют ряд сложностей. По разным статистическим формам, данные расходятся, что тем самым искажают топливно-энергетический баланс региона. Также необходимо учитывать перетоки электроэнергии, выработанной на тепловых станциях. Если регион является нетто-импортером электроэнергии, то величина импорта пересчитывается в тонны условного топлива и добавляется к объему внутреннего потребления топлива. Если регион экспортирует электроэнергию, то необходимо снизить оценку внутреннего потребления топлива на величину экспорта, поскольку эта часть энергии потребляется за границами региона, а валовой региональный продукт и воздействия на среду внутри региона связаны лишь с производством экспортированной электроэнергии, на которое уходит не вся энергия, а лишь порядка 2/3 ее, содержащейся в первичном топливе. Величина ошибки, возникающей при недоучете перетоков электроэнергии тепловой генерации, вполне значима. В регионах-экспортерах электричества тепловой генерации, оценка регионального энергопотребления реально ниже, чем при простом суммировании использованного топлива.

Знаменателям энергоемкости ВРП является Валовой региональный продукт, выраженный в рублях. ВРП – обобщающий показатель экономической деятельности региона, характеризующий процесс производства товаров и услуг. Экономическое развитие субъектов Российской Федерации во многом определяется их географическим расположением, обеспеченностью природными ресурсами, исторически сложившейся инфраструктурой, климатическими условиями и другими факторами объективного характера.

Для оптимизации сравнения энергоемкостей регионов с различной структурой, обусловленной современными экономическими процессами,

необходимо учитывать добывающую, транспортирующую, обрабатывающую и другие отрасли субъекта, ориентируясь на структуру производимого регионального продукта. Все субъекты Российской Федерации можно разделить на семь групп по типам структуры производства ВРП. Пять групп выделяют на основании преобладания отдельных видов деятельности (аграрной, добывающей, обрабатывающей, торгово-финансовой, бюджетно-зависимой) в структуре ВРП региона. Остальные две группы формируют регионы, структура которых достаточно диверсифицирована. Шестая группа – регионы, которые имеют несколько видов деятельности с более высоким уровнем преобладания, чем у остальных, участием в структуре, т.е., например, высокие темпы роста имеют одновременно и добывающая и обрабатывающая промышленности. Последняя группа – регионы, в структуре которых меньше чем в других, выражены значимые доминанты. Московская и Ленинградская области можно классифицировать как отдельно, так и вместе со столичными городами Москва и Санкт-Петербург. В соответствии с принятыми критериями классификации, некоторые регионы могут относиться к двум разным группам [1].

Для более адекватной оценки сравнения энергоемкостей регионов требуется учет региональных различий в источниках формирования валового регионального продукта. При этом надо отметить, что в добывающих регионах значительную часть внутреннего продукта формирует рента, наличие и объем которой напрямую не связаны с производственной эффективностью. Только за счет природной ренты оценка эффективности добывающих округов могла быть завышена, и соответственно сравнительная эффективность большинства обрабатывающих регионов занижена. Именно по этой причине необходимо вычесть долю чистых налогов из общей суммы ВРП для объективного сравнения эффективности регионов [1].

В качестве регионов были рассмотрены: Республика Коми, Мурманская, Архангельская и Вологодская области. Республика Коми относится к группе добывающих регионов, по данным статистики доля добычи полезных ископаемых в структуре ВРП составляет 33,5% в 2010 году (рис.1). Объем ВРП составил 352,3 млрд. руб. Энергоемкость ВРП Республики Коми оценивается на уровне энергоемкости ВРП Мурманской области и

составляет 34,2 тут/млн. руб., энергоемкость Мурманской области оценивается в 31,4 тут/млн. руб. (Объем ВРП в 2010 году составил 233,4 млрд. руб.) Мурманская область относится к группе обрабатывающих субъектов. В то время как самой энергоемкой отраслью республики Коми является транспортная отрасль, где сосредоточен основной потенциал экономии первичной энергии. Доля трубопроводного транспорта в общем объеме грузоперевозок составляет 74,5%. По форме 11-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» расход условного топлива на транспортировку газа по магистральным газопроводам в 2010 году составил 2 443 тыс. тут. С учетом потребления нефтепродуктов внутри региона, энергоемкость транспортной отрасли оценивается на уровне 90 тут/млн. руб. (потребление первичной энергии, по формам статистической отчетности 11-ТЭР и 4-Т). В то время как в Мурманской области энергоемкость транспорта оценивается на уровне 20 тут/млн. руб. (рис.2)

При сравнении регионов, входящих в Северо-Западный Федеральный округ, три региона обеспечивают транспортировку газа по магистральным газопроводам – Республика Коми, Архангельская и Вологодская области. Согласно форме 11-ТЭР расход условного топлива на транспортировку газа по магистральным газопроводам в 2010 году составил 1 009 тыс. тут в Архангельской области и 1 661,9 тыс. тут в Вологодской области. (рис.3) Не смотря на то, что Вологодская область потребляет меньше топливных ресурсов на транспортировку природного газа, чем Республика Коми, энергоемкость ее выше, чем в остальных регионах Северо-Западного Федерального округа и составляет около 97 тут/млн. руб.

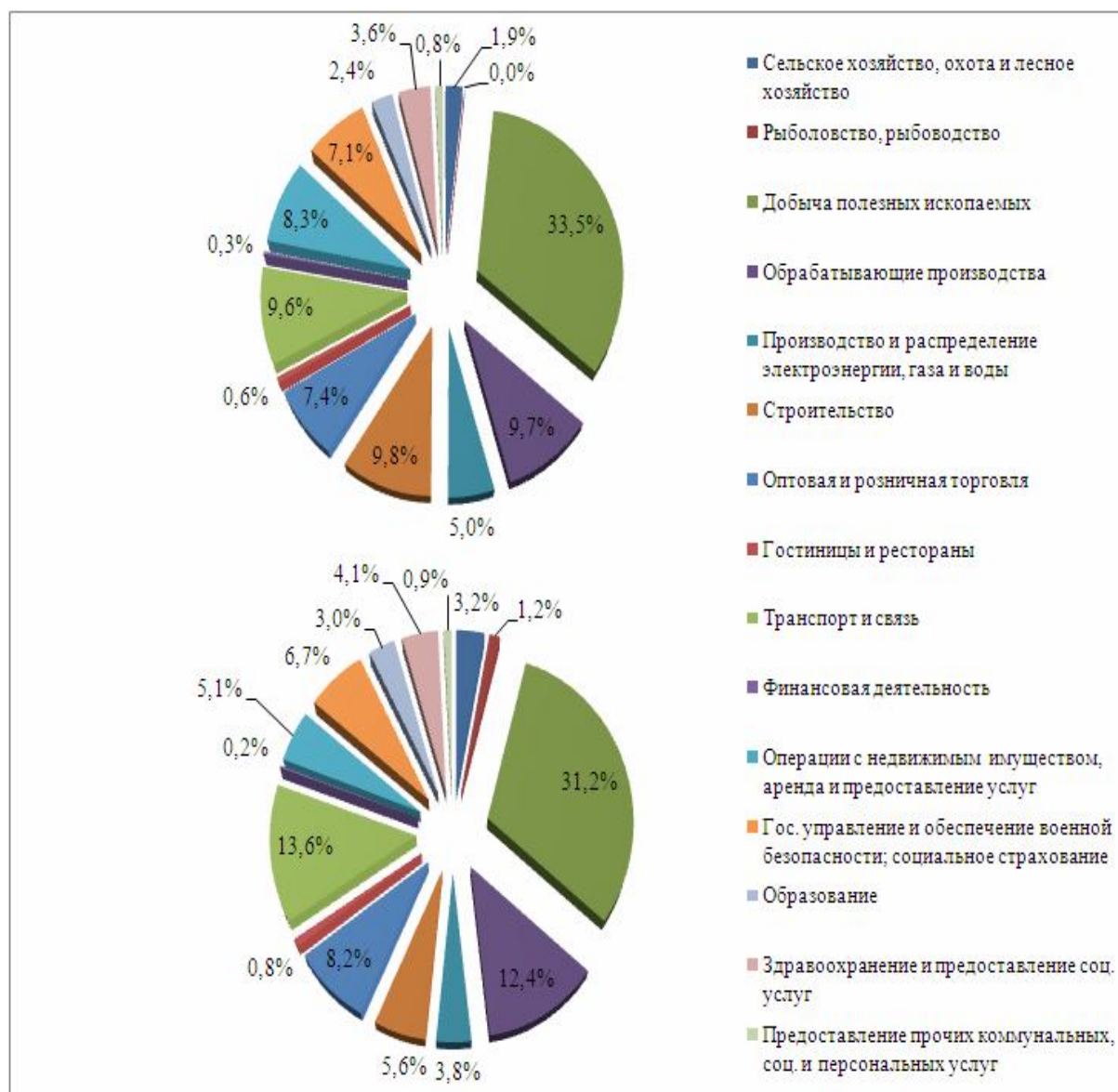


Рис. 1. Структура ВРП Республики Коми (верхний рисунок) и Мурманской области (нижний рисунок)

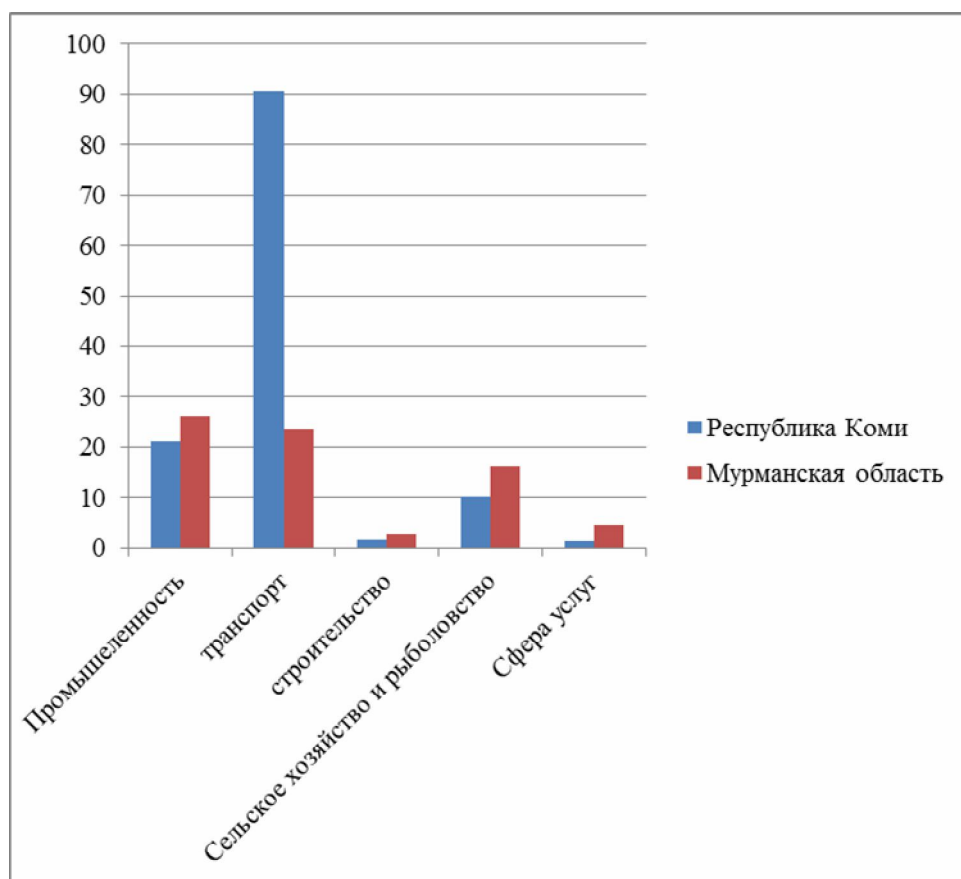


Рис. 2 Энергоемкость отдельных секторов экономики Республики Коми и Мурманской области

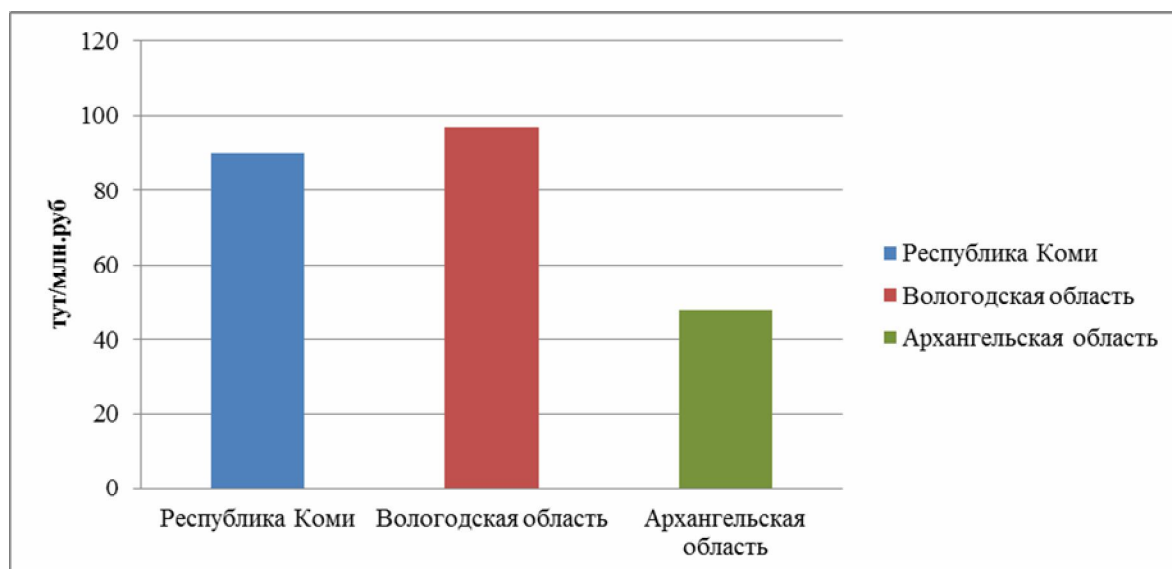


Рис. 3 Энергоемкость транспортного комплекса регионов

Таким образом, данные диаграмм подтверждают вывод о необходимости применения дифференцированного подхода оценки и сравнения энергоемкостей ВРП регионов. Методика анализа энергоэффективности субъектов, установленная законодателем, должна совершенствоваться в данном направлении, т.е. необходимо учитывать особенности развития регионов, структуру и особенности формирования ВРП и топливно-энергетического баланса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Артюхов В. В.**, Мартынов А. С. Методика оценки экологической и энергетической эффективности экономики России / В. В. Артюхов – М. : Интерфакс, 2010. – 100 с.

УДК 338

Иванов И.В., Макаров В.М.

ПОДГОТОВКА ЦЕНОВОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНТРАКТОВ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТАРИЯ ТЕОРИИ ИГР

Тендеры, т.е. открытые подрядные торги, проводимые с целью снижения стоимости работ, товаров, услуг, давно получили широкое распространение, как за рубежом, так и в России [1, 5, 6]. Эффективность тендеров определяется возможностью не только существенной экономии средств заказчика, но и дополнительного повышения качества подрядных работ, укрепления исполнительской дисциплины и более четкого взаимодействия всех участников системы заказчик-подрядчик.

В качестве претендентов на заключение контракта выступают инжиниринговые компании, которые, как правило, состоят из нескольких подразделений, осуществляющих различные функции: проектирование, строительно-монтажные работы, технический надзор, ремонт и обслуживание объекта.

Использование новых подходов при подготовке тендерных предложений позволяет инжиниринговым компаниям максимально эффективно использовать свои возможности, рассчитывая ресурсы для выяснения целесообразности участия в подрядных торгах по объектам разной категории сложности.

Рассмотрим подробно процесс проведения тендеров, на выполнение строительных работ, организуемых компаниями энергетической отрасли.

Основным способом конкурентных закупок для таких компаний является открытый конкурс (рис 1), в котором может принять участие любой правомочный участник, откликнувшийся на извещение о его проведении. Извещение, а также требования к уровню квалификации участников, критерии выбора победителя и процедура проведения конкурса детально прописываются в конкурсной документации, которая публикуется на Интернет-сайте [3].

Для того чтобы получить контракт, компания-претендент должна провести анализ и оценку требований, предъявляемых к участникам тендера, и сформировать свое ценовое предложение. Компания должна стремиться к его оптимизации с учетом наличия двух противоположных тенденций: увеличение цены снижает вероятность заключения контракта, но, в то же время, повышает прибыльность и компенсирует риски деятельности компании.

В соответствие с условиями проведения тендера на Интернет-сайте заказчика публикуются сведения о начальной (максимальной) стоимости работ $C_{\max}$. Минимальная стоимость – $C_{\min}$ достаточно точно и объективно может быть определена на основании сметных нормативов [4,7]. Разность между максимальной и минимальной стоимостью работ обозначим ΔC .

Реализация строительных проектов связана с высоким уровнем рисков. Поэтому каждый из участников тендера стремится увеличить минимальную стоимость работ $C_{\min}$ на некоторую величину r , позволяющую, как минимум, компенсировать собственные риски.

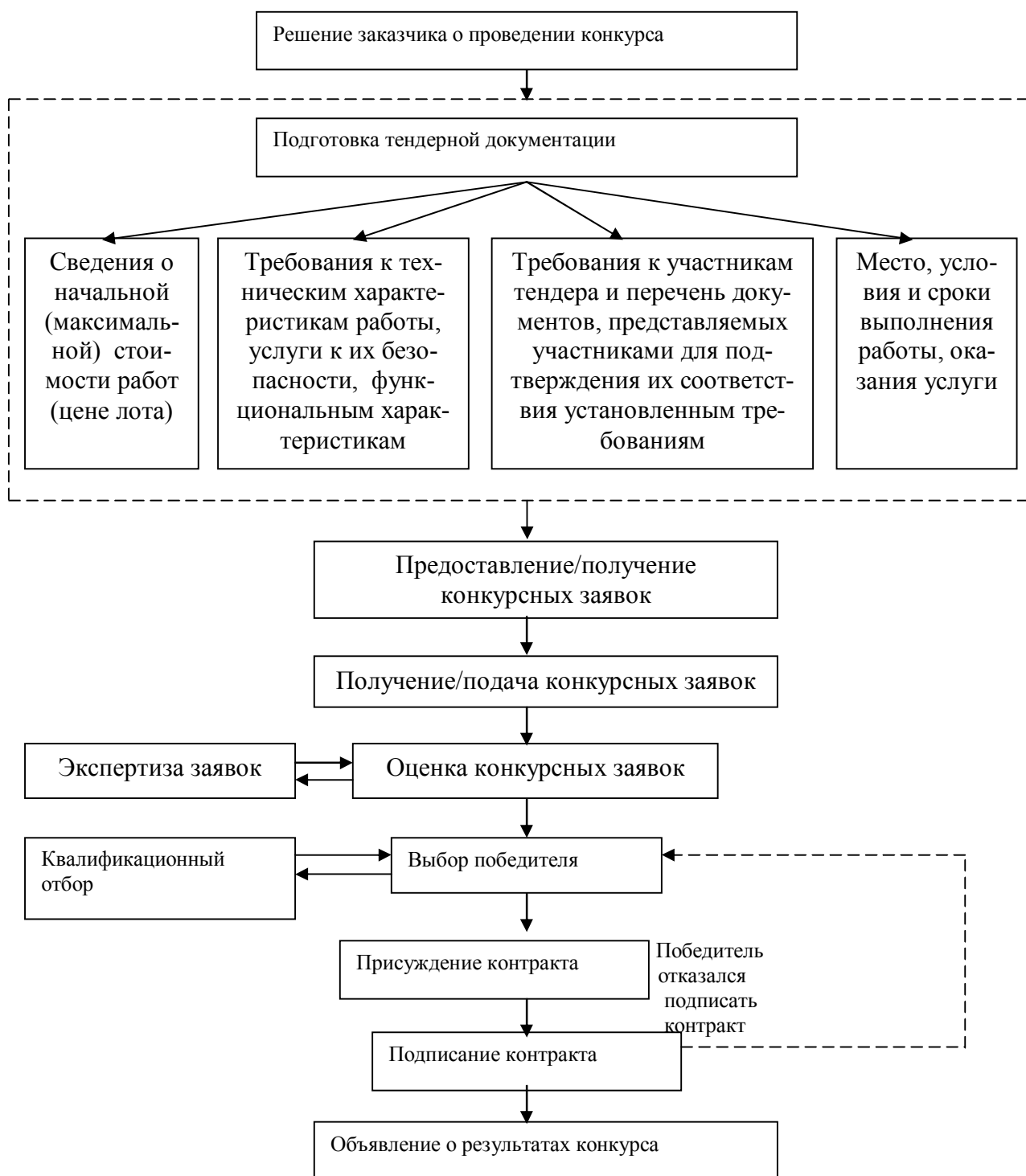


Рис. 1. Схема проведения открытого конкурса.

Рассмотрим применение инструментария теории игр для решения задачи оптимизации ценового предложения, а фактически □ отыскания оптимального значения r .

Предположим, что в конкурсе участвует $n \geq 2$ организаций. Стратегия каждого из участников торгов – r_i ограничена интервалом $r_i \in [0, \Delta C]$, $i = 1, 2, 3 \dots n$.

Тогда вероятность компенсации собственных рисков при выполнении контракта для i -й компании будет равна

$$P_i = \frac{r_i^\gamma}{r_1^\gamma + r_2^\gamma + \dots + r_n^\gamma}, \quad i = 1, 2, 3 \dots n, \quad (1)$$

где $\gamma \geq 0$, комплексный показатель, учитывающий требования заказчика предъявляемые к участникам торгов [2].

Функция, выигрыша i -го участника торгов, стремящегося компенсировать собственные риски, – u_i , имеет вид:

$$u_i = \Delta C \cdot P_i - r_i, \quad i = 1, 2, 3 \dots n, \quad (2)$$

а с учетом (1) ее можно представить в виде:

$$u_i = \Delta C \frac{r_i^\gamma}{r_1^\gamma + r_2^\gamma + \dots + r_n^\gamma} - r_i, \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad (3)$$

при выполнении условий $\gamma \geq 0$, $r_i \in [0, \Delta C]$.

Анализируя локальные максимумы этой функции можно найти равновесие, то есть такой *профиль стратегий*, что ни один отдельно взятый участник торгов не захочет изменить свою стратегию, если стратегии оставшихся участников останутся неизменными.

По теореме о существовании равновесия в смешанных стратегиях в непрерывных играх должны выполняться следующие условия [2]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial u_i}{\partial r_i} &= 0, \text{ при } r_i > 0 \\ \frac{\partial u_i}{\partial r_i} &\leq 0, \text{ при } r_i = 0, \text{ для } i = 1, 2, 3 \dots n. \end{aligned} \quad (4)$$

Второе условие было записано, в соответствии с задачей условной максимизации, $r_i \geq 0$ [2].

Дифференцируем функцию $u_i(r_1; r_2 \dots r_n)$ по r_i :

$$\frac{\partial u_i}{\partial r_i} = \Delta C \frac{\gamma \cdot r_i^{\gamma-1} ((r_1^\gamma + r_2^\gamma + \dots + r_n^\gamma) - r_i^\gamma)}{(r_1^\gamma + r_2^\gamma + \dots + r_n^\gamma)^2} - 1, \text{ для } i = 1, 2, 3 \dots n. \quad (5)$$

Условия $\frac{\partial u_i}{\partial r_i} = 0$ при $r_i > 0$, дают единственное решение для любого участника торгов:

$$r_1^* = r_2^* = \dots = r_n^* = \frac{(n-1) \cdot \gamma \cdot \Delta C}{n^2} \quad (6)$$

Исследуем влияние количества участников n и показателя γ на функцию выигрыша i -го участника торгов u_i при выполнении условий равновесия (4).

На рис. 2 и 3 построены графики функций u_i для разных значений n и γ . Их анализ показал, что:

1) функции $u_i(r_1^*, r_2^* \dots r_n^*)$ являются квазивогнутыми на интервале $\gamma \in (0; 1]$ независимо от количества участников тендера;

2) на интервале $\gamma \in \left(1; \frac{n}{n-1}\right]$ функции $u_i(r_1^*, r_2^* \dots r_n^*)$ является вогнутыми и имеют локальный минимум на множестве стратегий участников торгов.

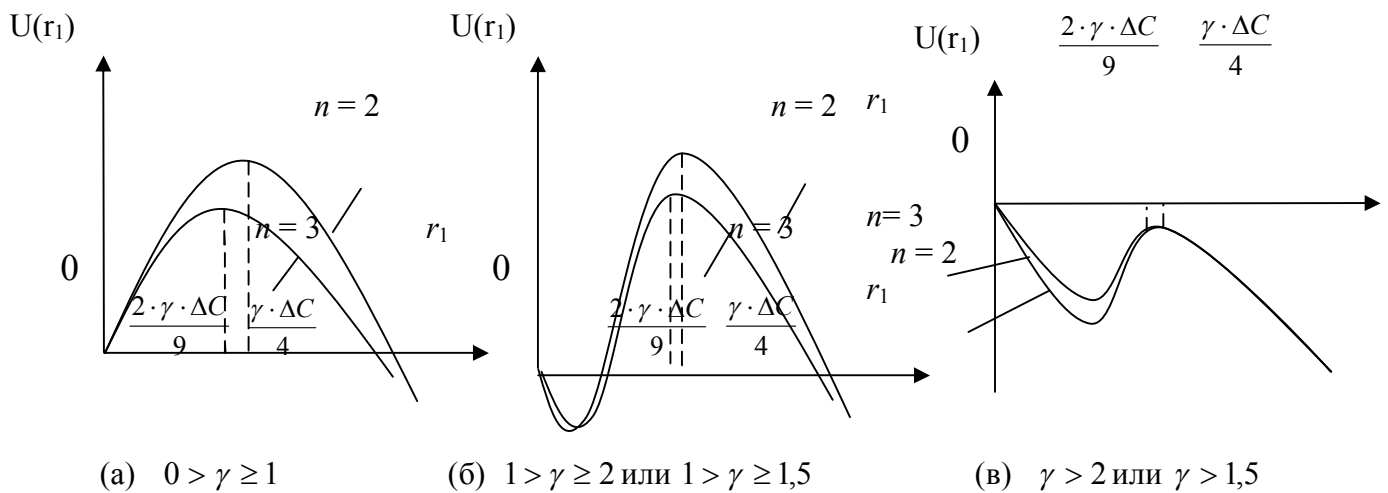


Рис. 2. Функция выигрыша первого участника $u(r_1)$, при условии, что в тендере участвуют два претендента $r_2 = \frac{\gamma \cdot \Delta C}{4}$, или три претендента и $r_2 = r_3 = \frac{2 \cdot \gamma \cdot \Delta C}{9}$

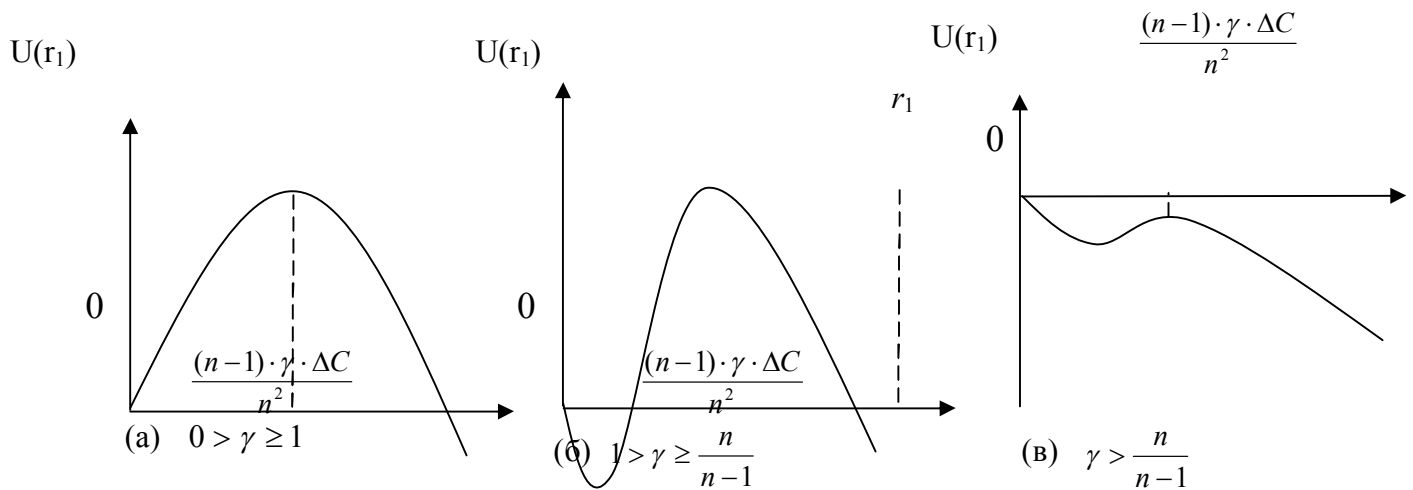


Рис. 3. Функция выигрыша первого участника $u(r_1)$, при условии что $r_2 = \dots = r_n = \frac{(n-1) \cdot \gamma \cdot \Delta C}{n^2}$, в тендере участвуют n претендентов

Решение (б) будет определять равновесие, только если $\gamma \leq \frac{n}{n-1}$, так как функция выигрыша $u_i(r_1^*, r_2^* \dots r_n^*)$ при $\gamma > \frac{n}{n-1}$ принимает отрицательные значения, что недопустимо (см. рис. 2). Действительно, из (3) следует:

$$u(r_1^*, r_2^* \dots r_n^*) = \frac{\Delta C}{n} - \frac{(n-1) \cdot \gamma \cdot \Delta C}{n^2} < 0 \quad \text{при } \gamma > \frac{n}{n-1}. \quad (7)$$

Специфика проведения подрядных конкурсов нацеленных на реализацию проектирования и строительства конкретного объекта подразумевает использование системы разнотипных показателей, подтверждающих квалификацию участника. Эти показатели могут отражать опыт компании, репутацию, квалификацию персонала, финансово-экономические показатели, наличие необходимых производственных мощностей и ресурсов (рис.4).

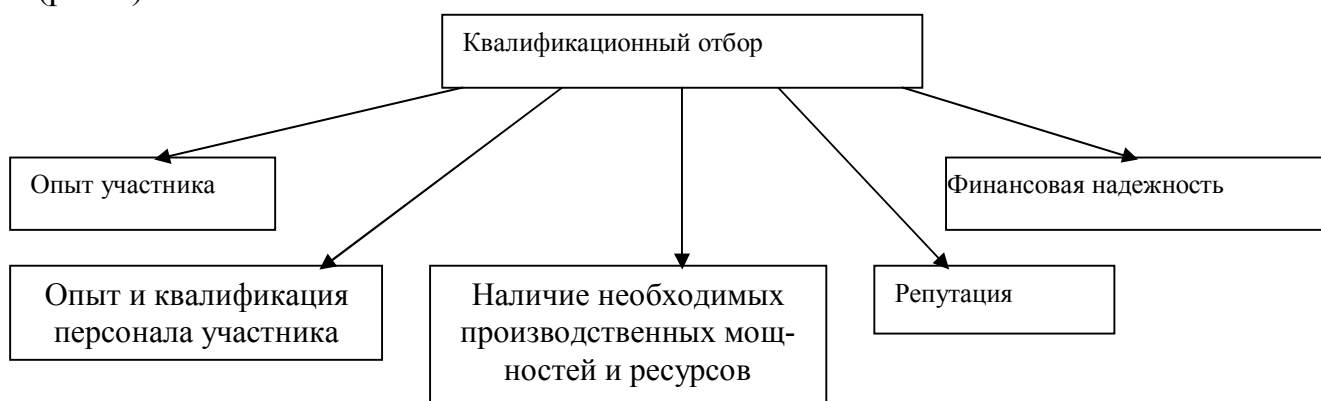


Рис. 4. Показатели выбора участника торгов

Если суммарный показатель, учитывающий квалификацию участника рассматривать на интервале $\gamma \in [0;1]$, то для высококвалифицированных компаний с хорошим опытом и репутацией γ принимает максимальные значения, близкие к единице. Количество таких компаний, постоянно принимающих участие в тендерных торгах известно. Предположим что оно равно $k < n$. Тогда ценовое предложение для k высококвалифицированных компаний должно располагаться на интервале (рис. 5)

$$\left[C_{\min} + \frac{(k-1) \cdot \gamma_{\max} \cdot \Delta C}{k^2}; C_{\min} + \frac{(k-1) \cdot \Delta C}{k^2} \right]. \quad (8)$$

Количество участников торгов, не обладающих необходимыми профессиональными знаниями и опытом, сложно предсказуемо, а их суммарный показатель γ принимает минимальные значения по причине не соответствия требованиям квалификационного отбора. Поэтому ценовое пред-

ложение для таких компаний должно располагаться на следующем интервале (рис. 5):

$$\left[C_{\min}; C_{\min} + \frac{(k-1) \cdot \gamma_{\max} \cdot \Delta C}{k^2} \right]. \quad (9)$$

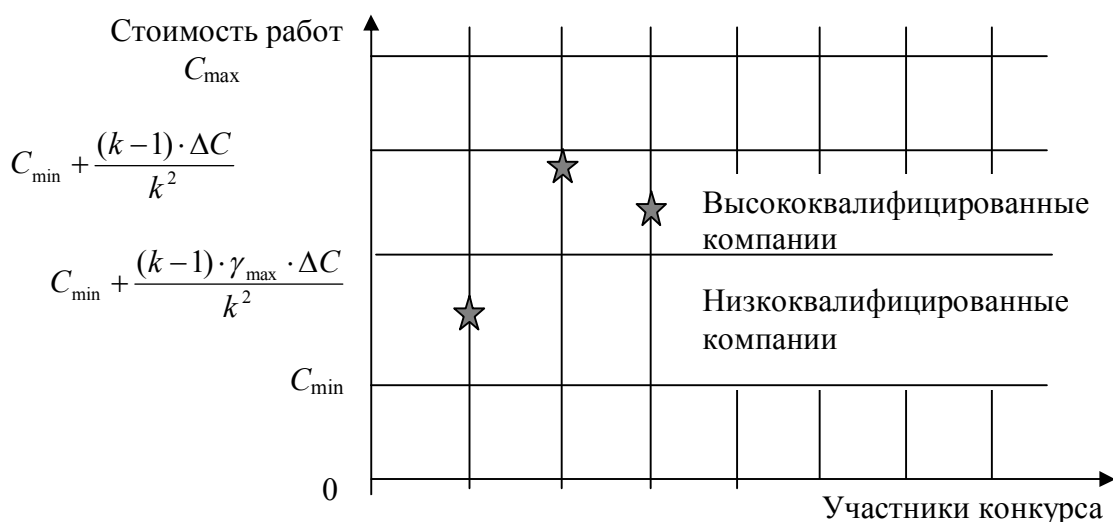


Рис. 5. Интервалы оптимального тендерного предложения в зависимости от уровня квалификации участникам.

Таким образом, для того чтобы сформировать оптимальное предложение, компенсирующее возможные риски, необходимо провести мониторинг соответствия нашей компании требованиям, предъявляемым заказчиком к участникам тендера, и с учетом этих требований на основании отраслевых сметных нормативов подготовить ценовое предложение.

Для определения количества потенциальных участников торгов с высокой квалификацией можно использовать информационно-аналитическую систему *B2B-energo*, которая позволяет объединить в одном информационном пространстве поставщиков и потребителей услуг, ресурсов и технологий в области поддержания, обновления и эксплуатации основных производственных фондов предприятий энергетики. Система представляет собой мощный инструмент, содержащий информацию для маркетинговых исследований.

Практическое применение предлагаемого подхода по формированию тендерного предложения, может быть реализовано маркетинговым отде-

лом инжиниринговой компании, в непосредственные обязанности которого входит определение позиции и стратегии инжиниринговой компании на рынке, выявление новых предполагаемых объектов для портфеля строительных заказов и формирование тендерного предложения для участия в торгах.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Дидковский В. М.**, Табакова С. А., Кузьмичева О. В., Дегтярева С. А., Метод. рекомендации по разработке коммерческой части тендерной документации заказчика и оферты претендента. – М. : Госстрой России, 1998.
2. **Захаров А. В.** Теория игр в общественных науках. [Электронный ресурс] // URL : http://www.polit-econ.ru/zakharov/teaching/game_theory.pdf (дата обращения: 11.04.2013)
3. **Кузнецов К. В.** Прокьюремент: тендеры, конкурсы, конкурентные закупки [Электронный ресурс] // URL : <http://www.tendery.ru> (дата обращения: 11.04.2013)
4. Методические рекомендации. О порядке формирования сметной стоимости работ по строительству и реконструкции распределительных сетей в г. Санкт-Петербург и Ленинградской области объектов присоединения ОАО «Ленэнерго». [Электронный ресурс] // URL : <http://cmet4uk.ru/34-1-0-12> (дата обращения: 11.04.2013)
5. О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд. Федеральный закон №94-ФЗ от 21 июля 2005 года; [Принят ГДРФ 8 июля 2005 года, одобрен ФСРФ 13 июля 2005 года].
6. Положение о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг для нужд ОАО «Ленэнерго» [Электронный ресурс]. // URL <http://lenenergo.ru/upload/medialibrary/polozhenie> (дата обращения: 11.04.2013)

7. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. РАО «ЕЭС РОССИИ». [утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 10.02.03 № 39].

УДК 621.31

Кушнаренко О.Ю.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ СТРАНАМИ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Сотрудничество Российской Федерации с зарубежными странами в сфере электроэнергетики осуществляется через ОАО «ИНТЕР РАО».

ОАО «ИНТЕР РАО» – ведущий оператор экспорта-импорта электроэнергии России. География поставок компании включает Финляндию, Беларусь, Латвию, Литву, Украину, Грузию, Азербайджан, Южную Осетию, Казахстан, Китай и Монголию. Компания ведет активную деятельность по развитию и расширению международных партнерств, ориентируясь как на стремительно растущие рынки Ближнего Востока, Азии, Африки и Латинской Америки, так и на уже сформировавшиеся европейские рынки.

Вся необходимая информация для расчетов и анализа была взята с официального сайта ОАО «ИНТЕР РАО» – www.interrao.ru

Сотрудничество России в сфере электроэнергетики со странами СНГ. Энергетика – одно из приоритетных направлений сотрудничества России и стран СНГ. Распался Советский Союз, прошел период, когда страны приспосабливались друг к другу, и сейчас они наращивают конструктивную составляющую в этих отношениях, прежде всего в материальном плане: больше инвестиций, больше экономических обменов, больше участия в региональных инфраструктурных, транспортных и прочих проектах. Ряд стран СНГ имеют энергетическую зависимость от России, некоторые являются транзитерами и играют немаловажную роль для ее выхода на перспективные рынки других стран и т. д., следовательно, рынок электроэнергии данных стран перспективен для РФ. Между Россией и страна-

ми СНГ подписано немало перспективных проектов, которые удовлетворяют интересы всех сторон.

Российские энергетики создали единый рынок электроэнергетики в СНГ, где «ИНТЕР РАО» – безусловный лидер. «ИНТЕР РАО» удалось синхронизировать энергосистемы 14 стран СНГ, в том числе и 5 государств – членов ЕврАзЭС.

Электроэнергетика становится сердцевиной внешнеполитической стратегии России в СНГ. «ИНТЕР РАО» уже активно работает во всех странах Содружества, постепенно вытесняя зарубежные корпорации. В составе «ИНТЕР РАО» – две распределительные электросетевые компании (также осуществляют сбыт электроэнергии конечным потребителям), функционирующие на территории Армении – «Электрические сети Армении» и Грузии – «Теласи». Также к зарубежным активам компании Группы относятся АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2 (мощностью 1000 МВт), ЗАО «Молдавская ГРЭС», работающие соответственно в Казахстане и Молдове.

Экспорт электроэнергии остается одним из приоритетных направлений деятельности «ИНТЕР РАО», важным источником финансовых средств для реализации инвестиционных проектов.

Таблица 1. Экспорт электроэнергии России в СНГ (млрд кВт ч)

Год	Казахстан	Грузия	Украина	Азербайджан	Белоруссия	ИТОГО
2010	1,4	0,2	0,03	0,02	0,03	1,7
2011	2,2	0,5	0,02	0,04	3,2	5,9

По данным таблицы 1 видно, что экспорт в 2011 году увеличился по сравнению с 2010 и составил 5,9 млрд. кВт ч. Увеличение объема экспортной электроэнергии обусловлено увеличением спроса на электроэнергию странами СНГ. Особенно существенно в 2011 году увеличились поставки электроэнергии в Белоруссию. Экспорт электроэнергии России в СНГ пре-

обладает над ее импортом, который по данным 2011 года превысил импорт в 1,8 раза.

В табл. 2 представлена динамика импорта электроэнергии РФ в страны СНГ.

Таблица 2. Импорт электроэнергии из СНГ в Россию (млрд кВт ч)

Год	Казахстан	Грузия	Украина	Азербайджан	ИТОГО
2010	1,5	1,2	0,08	0,2	2,9
2011	2,4	0,6	0,06	0,4	3,4

По данным табл. 2 видно, что главными поставщиками электроэнергии для России являются Казахстан, Азербайджан, Грузия и Украина. За последний отчетный 2011 год суммарный объем импорта электроэнергии увеличился и составил 3,4 млрд. кВт ч. Причина этого увеличения в том, что, покупая электроэнергию у стран СНГ по наиболее дешевым тарифам, «ИНТЕР РАО» перепродает ее (тем же странам Балтии) по более высоким тарифам, имея при этом свои выгоды, а самое главное - получение прибыли. «ИНТЕР РАО» осуществляет импорт дешевой таджикской и киргизской электроэнергии через Казахстан. Эти поставки крайне важны для энергодефицитных регионов Сибири и Урала.

Сотрудничество России в сфере электроэнергетики с прибалтийскими странами. Энергосистемы прибалтийских стран работают синхронно с Единой энергосистемой России и составляют с ней единое технологическое пространство. Реализацию электроэнергии российского производства в странах Балтии осуществляет дочерняя компания «ИНТЕР РАО» – «INTER RAO Lietuva». Чтобы оптимизировать торговые операции и более полно использовать имеющиеся возможности электроэнергетических рынков стран Балтии, компания «Inter RAO Lietuva» создала для ведения торговых операций «дочки» в Латвии и Эстонии – «Inter RAO Latvia» (Латвия) и «Inter RAO Eesti» (Эстония) соответственно. «RAO Nordic Oy» – дочерняя компания ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», являющаяся юридическим лицом по законодательству Финляндии. «RAO Nordic Oy» осуществляет торговую деятельность по импорту электроэнергии из России, закупая ее у

ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» по договору поставки с последующей реализацией электроэнергии в финской ценовой зоне электроэнергетического рынка стран Северной Европы NordPool и продажу прямым контрагентам. В 2010 году экспортные поставки электроэнергии в страны Балтии составили 15,1 млрд кВт ч. В 2011 году в страны Балтии было экспортировано более 16 млрд кВт ч., в том числе: в Финляндию – 9,6 млрд кВт ч., в Литву – 5,6 млрд кВт ч., в Латвию – 1,6 млрд кВт ч., что в свою очередь превышает экспортные поставки за предыдущий период на 11,3 %.



Рис. 1 Экспорт электроэнергии России в страны Балтии за 2008-2011 гг.



Рис. 2 Базисный темп роста экспортных поставок электроэнергии России в страны Балтии за 2009-2011 гг

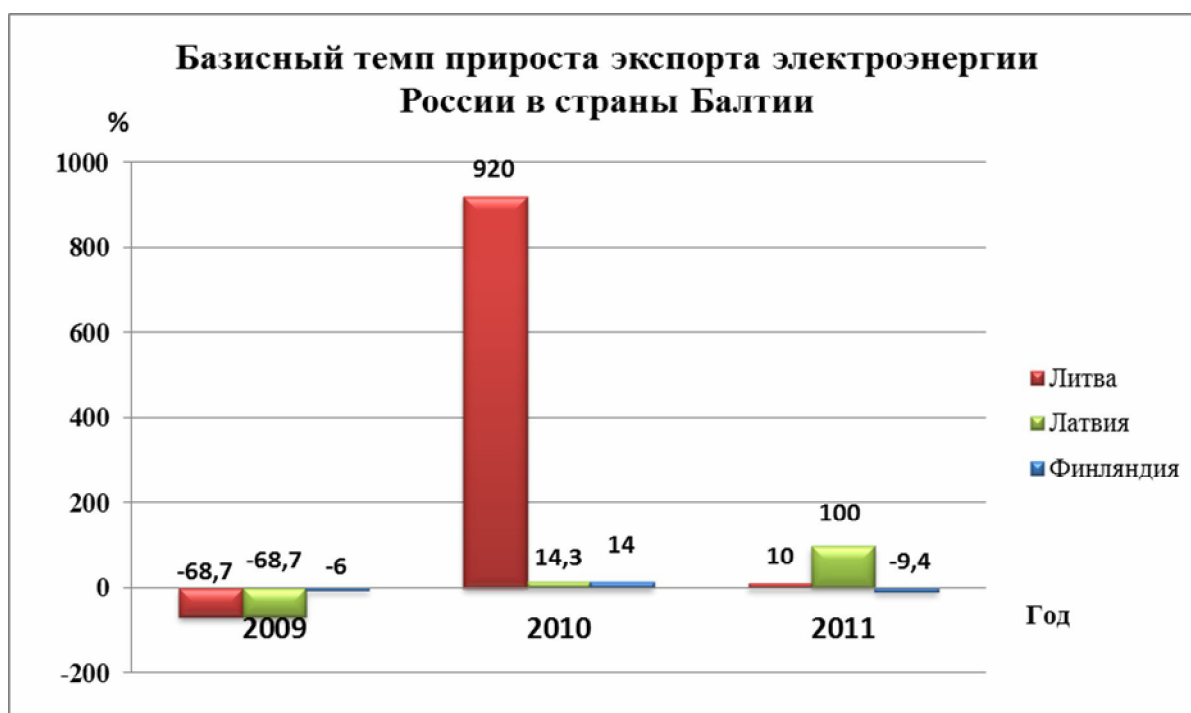


Рис.3 Базисный темп прироста экспортных поставок электроэнергии России в страны Балтии за 2009-2011 гг.

Прямая торговля электрической энергией по трансграничным электрическим связям между Россией и Финляндией выгодна обеим сторонам, так как она дает более корректные ценовые сигналы участникам рынков, позволяя учитывать текущие схемно-режимные условия и цены. Это помогает оптимизировать загрузку станций и сетевой инфраструктуры ЕЭС России в течение суток, а финским потребителям дает возможность выбора наилучшей цены электроэнергии. Также открывается перспектива дальнейшей рыночной интеграции с энергосистемами ряда других стран, работающих совместно с ЕЭС России. Так же позволит в дальнейшем наращивать экспорт электроэнергии в этом направлении.

ОАО «ИНТЕР РАО» подписало соглашение с ЗАО «INTER RAO Lietuva» (Литва) об обеспечении экспортных поставок электроэнергии строящейся Балтийской АЭС. Предусматриваются поставки мощности до 1000 МВт с 2017 года.

Сотрудничество России в сфере электроэнергетики с Китаем и Монголией. Наиболее крупным, быстрорастущим и перспективным рынком для России является рынок электроэнергии Китая. По мнению и политиков и экспертов, России необходимы перспективные потребители, относительно которых прогнозируется рост потребления электроэнергии, в свою очередь КНР нужны надежные источники электроэнергии для снижения энергодефицита. Таким образом, развитие торговли электроэнергией между РФ и КНР отвечает долгосрочным интересам двух стран. Совокупность факторов создает условия для развития трансграничной торговли электроэнергией, наращивания генерации в регионах Дальнего Востока РФ, обеспеченных углеводородными ресурсами с целью продажи электроэнергии на рынок КНР.

Открытое акционерное общество «Восточная энергетическая компания» (ОАО «ВЭК») – российский оператор проекта экспорта электроэнергии в Китайскую Народную Республику и Монголию.

Объем экспорта электроэнергии в Китай 2011 году составил 1,3 млрд. кВт ч, что на 26 % превышает поставки 2010 года (рис.4).



Рис.4 Объем экспорта электроэнергии в Китай за 2009-2012 (млрд кВт ч)

По данным рис.4 видно, что объемы экспортных поставок электроэнергии РФ в Китай постепенно нарастают. Увеличение объемов поставок связано, прежде всего, с вводом в эксплуатацию новой межгосударственной линии электропередачи 500 кВ Амурская – Хэйхэ.

Развитие торговли электроэнергией между РФ и КНР отвечает долгосрочным интересам двух стран. Совокупность факторов создает условия для развития трансграничной торговли электроэнергией, наращивания генерации в регионах Дальнего Востока РФ, обеспеченных углеводородными ресурсами с целью продажи электроэнергии на рынок КНР.

На протяжении 2011 года ОАО «Восточная энергетическая компания» (ОАО «ВЭК») экспортировал в Монголию 0,3 млрд кВт ч электроэнергии. Контракты ОАО «ВЭК» с монгольскими партнерами действуют с 2011 года в связи с расширением региона деятельности компании в рамках Группы «ИНТЕР РАО ЕЭС». Электроэнергия из России поставляется в Центральный и Западный регионы Монголии по линиям ВЛ 220 кВ, 110 кВ и меньшего класса напряжения.



Рис.5 Экспорт/импорт электроэнергии России и Монголии за 2008-2011гг.

По данным рис.5 видно, что импорт электроэнергии из РФ постепенно нарастает, а связано это с тем, что в Монголии актуальна проблема с регулицией суточного графика нагрузки на энергетическую систему, которая не справляется с уровнем пикового потребления в стране.

России необходимы перспективные и надежные потребители, относительно которых прогнозируется рост потребления электроэнергии. С другой стороны Монголии нужно реконструировать имеющиеся, строить новые мощности или импортировать электроэнергию, для этого необходимы надежные поставщики. Таким образом, дальнейшее сотрудничество в области электроэнергетики между Россией и Монголией отвечает долгосрочным интересам двух стран.

На основе рассмотренного ранее материала и данных можно выявить благоприятные и неблагоприятные факторы для экспортной деятельности России в сфере электроэнергетики.

Благоприятными факторами для экспортной деятельности России в данной сфере являются следующие:

- ° улучшение режимов работы генерирующего оборудования за счет роста выработки электроэнергии;

- ° открытие новых перспективных рынков в ряде стран Азии с временно низким уровнем конкуренции;

- ° запуск в 2006 г. новой модели оптового рынка электроэнергии в России (НОРЭМ), позволяющей сделать механизм ценообразования на оптовом рынке электроэнергии более гибким, дающей возможность экспортерам-импортерам электроэнергии более эффективно управлять ценовыми рисками.

К сильным сторонам экспорта электроэнергии России относятся следующие:

- ° традиции высокого качества обслуживания;
- ° опыт работы более 10 лет.
- ° За счет экспорта перед Россией открываются следующие возможности:

- ° увеличение прибыли;
- ° повышение уровня жизни населения;
- ° привлечение иностранных инвестиций;
- ° обеспеченность энергетической безопасности.

Неблагоприятные факторы для экспорта российской электроэнергии:

- ° низкая покупательная способность стран-потребителей;
- ° существенные различия в национальных законодательствах и в степени развития рыночных отношений в электроэнергетике;
- ° значительная зависимость условий работы на рынке от политических факторов;
- ° стремление большинства стран к энергетической независимости;
- ° снижение интереса к импорту электроэнергии из России при создании условий для загрузки собственной генерации.

Сближение цен на энергоносители приводит к аналогичному процессу в сфере ценообразования на электроэнергию: цены на внутренних рынках стран-потребителей приближаются к тарифам в России. Часто они становятся заметно ниже российских цен, что делает поставки российской элек-

троэнергии невыгодными и стимулирует страны-импортеры к собственному экспорту электроэнергии в Россию.

Слабые стороны экспортной деятельности России в сфере электроэнергии:

- основная часть производственных фондов устарела;
- вследствие роста экспорта электроэнергии наносится ущерб экологии страны, т.к. увеличиваются выбросы в атмосферу и сбросы в водоемы.

К угрозам экспорта электроэнергии Россией относятся следующие:

- опасность снижения рентабельности, вплоть до убыточности;
- опасность перебоев с поставками.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Градов А. П.** Национальная экономика. Курс лекций. / А. П. Градов – СПб: «Специальная Литература», 2007. - С. 293.
2. **Диденко Н. И.** Основы внешнеэкономической деятельности в Российской Федерации. / Н. И. Диденко – СПб.: Политехника, 1997.
3. Официальный сайт ОАО «ИНТЕР РАО» . [Электронный ресурс] // URL : <http://www.interrao.ru/> (дата обращения 13.05.2013)

УДК 338.45

Никифорова Д.В., Дмитриева С.О., Гудкова Е.Е.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ДЕФИЦИТНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА БАЗЕ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Москва, МЭИ

Во всем мире ежегодно наблюдается устойчивая тенденция к увеличению доли ВИЭ в энергетическом балансе. Например, в ЕС был принят план «20-20-20», согласно которому к 2020 году планируется увеличить долю возобновляемых источников энергии в общем энергопотреблении на

20%, и, соответственно, уменьшить расход первичных энергоресурсов на 20%, и уменьшить выброс вредных веществ в атмосферу на 20%. В Германии в 1990 году была разработана программа по развитию солнечной энергетики «1000 солнечных крыш», за которой последовало принятие в ЕС программы «100 тысяч солнечных крыш», затем в Японии была программа «70 тысяч солнечных крыш», а в США – «1 миллион солнечных крыш». В Австралии был представлен проект «Австралия без углекислого газа», также существуют предположения о том, что через 10 лет континент сможет целиком обеспечивать свои потребности в энергии за счет ВИЭ.

Перспективы использования возобновляемых источников энергии связаны с их экологической чистотой, автономностью, низкой стоимостью эксплуатации и ожидаемым топливным дефицитом. На рис.1 представлен прогноз по выработке электроэнергии до 2040 года за счет ВИЭ (млрд. кВт·ч) млрд. кВт·ч

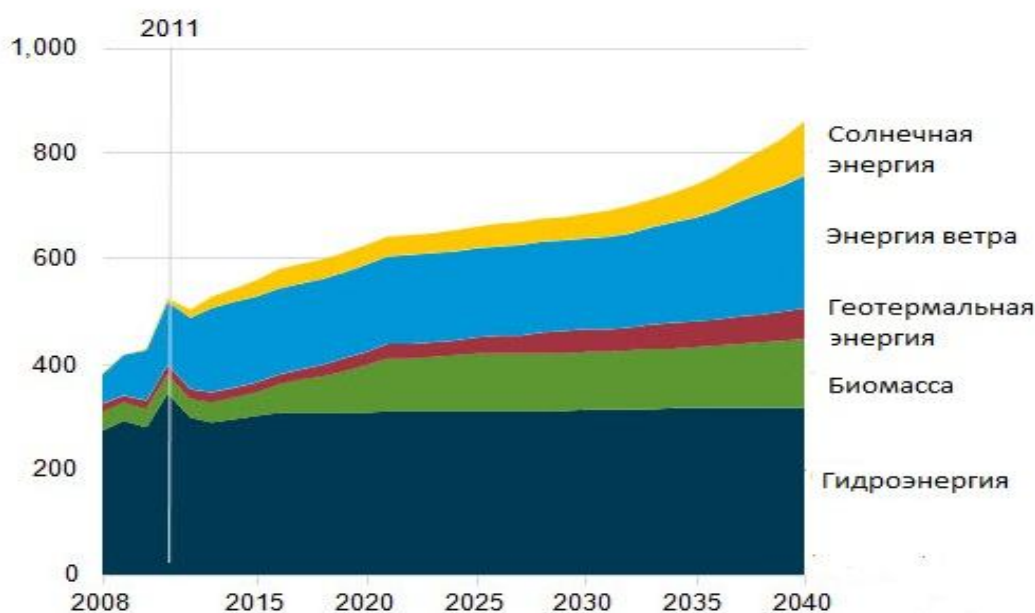


Рис. 1. Выработка электроэнергии за 2008-2040 года за счет ВИЭ [1].

По сравнению с США и странами ЕС использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России находится на более низком уровне. По мнению «зеленых» экспертов, активному развитию отрасли возобновляемых энергоресурсов в России препятствуют несколько факторов:

- высокая себестоимость электроэнергии и удельная стоимость капиталовложений по сравнению с традиционными электростанциями и котельными установками;
- отсутствие специальных финансовых инструментов поддержки строительства и эксплуатации электростанций, использующих ВИЭ;
- отсутствие законодательной и нормативной базы;
- отсутствие механизмов регулирования подсоединения ВИЭ к распределительным сетям;
- отсутствие механизмов регулирования продажи избытка энергии сетевым компаниям.

По данным Минэнерго РФ, объем технически доступных ресурсов возобновляемых источников энергии в РФ составляет не менее 24 млрд тонн условного топлива. Согласно принятому 23 ноября 2009 г. ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» планируется увеличение доли ВИЭ в энергобалансе страны с 0,5% до 4,5% (около 80 млрд кВтч) без учета крупных ГЭС и до 19-20% с учетом последних. Производство тепловой энергии на основе использования ВИЭ, согласно планам правительства, должно увеличиться почти вдвое (с 63 млн. Гкал в 2010 году до 121 млн. Гкал в 2020 году).

Несмотря на высокую цену, считается, что ВИЭ вполне могут быть использованы в случаях, когда отсутствуют сети централизованного энергоснабжения или высоки цены на энергию [2].

Более 50% территории России приходится на зону децентрализованного энергоснабжения, то есть население в ряде регионов Бурятии, Алтая, Красноярского края, Якутии, Тувы получает электроэнергию несколько часов в сутки. Решением данной проблемы является развитие альтернативной энергетики, которая позволит изменить условия жизни, обеспечить энергетическую безопасность регионов и способствовать развитию экономики.

Научной группой были выбраны 4 региона в разных частях Российской Федерации: Краснодарский край, Республика Татарстан, Республика Бурятия и Республика Якутия (Саха), в которых рассматривались возмож-

ности использования ВИЭ (петротермальная технология, энергия солнца, ветра и малая гидроэнергетика). В табл. 1 приведены ключевые показатели, по которым осуществлялся выбор регионов. Основным показателем, характеризующим петротермальную энергетику, является величина геотермического градиента, то есть изменение температуры, приходящееся на единицу глубины. Для ветроэнергетики важно значение среднегодовой скорости ветра, для солнечной энергетики – суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность за год. Также важным показателем является одноставочный тариф на электроэнергию. Научной группой был произведен анализ регионов с целью выявления субъектов РФ с наиболее высокими тарифами.

Таблица 1. Ключевые показатели выбора регионов

№ п.п.	Показатель	Краснодарский край	Республика Татарстан	Республика Бурятия	Республика Якутия (Саха)
1	Численность населения	3-е место по России	8-ое место по России	56-ое место по России	58-ое место по России
2	Плотность населения (2013 г)	70,61 чел./км ²	56,33 чел./км ²	2,77 чел./км ²	0,31 чел./км ²
3	Геотермический градиент	5,5-6 °С/км	2-2,5 °С/км	3-3,5 °С/км	1,5-2,5 °С/км
4	Однотарифный тариф на электроэнергию	3,23 руб./кВт·ч	2,57 руб./кВт·ч	3,50 руб./кВт·ч	3,70 руб./кВт·ч
5	Суммарная солнечная радиация на горизонтальную поверхность за год	1 179-1424 кВт·ч/ м ² [3]	3900 МДж/кв.м. (1083,33 кВт·ч/ м ²) [4]	1200-1300 кВт·ч / м ² [5]	На половине территории 1000-1100 кВт·ч /м ² [6]
6	Среднегодовая скорость ветра	Во внутренних частях края – от 4 м/с, на побережье – 5,1 – 6,4 м/с. [7]	3,3 – 3,5 м/с [8]	На берегу озера Байкал – 3,3-3,5 м/с, на остальной территории – 1,8-2,1 м/с [9]	На побережье – 4,5-4,8 м/с, на остальной территории – 2-2,5 м/с [9]
7	Удаленность столицы региона от Москвы	1639 км	823км	5637 км	8006 км

Для выбранных четырех регионов был проведен SWOT-анализ, выявлены общие сильные, слабые стороны, возможности и угрозы, представленный в табл. 2.

Так как сильные и слабые стороны относятся к ВИЭ, то для всех четырех регионов они будут одинаковые. Возможности и угрозы приведены непосредственно для регионов, а значит, помимо некоторых общих у всех четырех регионов возможностей и угроз, существуют отличительные особенности, относящиеся только к данному региону. Они представлены в табл. 3.

Как видно из табл. 3, наиболее подходящими регионами для развития альтернативной энергетики являются Краснодарский край и Республика Бурятия, основной фактор – дефицит электроэнергии. Однако в Краснодарском крае в связи с предстоящими Зимними Олимпийскими Играмми в 2014 году уже планируется ввод большого количества мощностей, которые по окончании Олимпиады могут оказаться невостребованными. Таким образом, научная группа решила остановить свой выбор на Республике Бурятия, преимуществом которой также является формирования благоприятного инвестиционного климата. Так, основным закон, регулирующий инвестиционную деятельность в республике – это Закон «О государственной поддержке инвестиционной деятельности на территории Республики Бурятия» № 868-IV, предусматривающий установление льгот по налогу на имущество и налогу на прибыль, предоставление инвестиционных налоговых кредитов, субсидий из республиканского бюджета, а также предоставление нефинансовых мер государственной поддержки (помощь в организации выставок и ярмарок инвестиционных проектов; в публикации информационно-аналитических материалов об инвестиционной деятельности; в подборе производственных площадей и земельных участков в соответствии с параметрами инвестиционного проекта; во включении проекта в соответствующие федеральные целевые программы). Все перечисленные меры должны способствовать притоку частных инвестиций для реализации проектов на основе ВИЭ.

На основе табл. 2 и табл. 3 для Республики были предложены основные мероприятия по внедрению ВИЭ, представленные в табл. 4.

Таблица 2 – Общие сильные, слабые стороны, возможности и угрозы в рассматриваемых регионах

Strengths (сильные стороны)	Weaknesses (слабые стороны)
- высокий срок службы петротермальной скважины (более 30 лет); - высокая эффективность, надежность, автономность и замкнутость системы при использовании ПетроЭС; - бесперебойное энергоснабжение потребителей; - низкая себестоимость электроэнергии и тепла на ПетроЭС; - экологическая чистота ВИЭ; - простота конструкции и надежность малых ГЭС; - удобство и простота монтажа современных фотоэлектрических элементов.	- высокая стоимость и продолжительность процесса бурения петротермальной скважины; - малый опыт бурения сверхглубоких скважин; - слабая поддержка государства; - нехватка современного оборудования - дороговизна солнечных фотоэлементов; - зависимость мощности СЭС от времени суток и погодных условий; - зависимость ВЭС от погодных условий и скорости ветра.
Opportunities (возможности)	Threats (угрозы)
- достаточный уровень солнечной радиации; - наличие большого числа рек и озер; - постоянный нагрев земной коры; - принятие ФЗ №261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации ", согласно которому планируется увеличить долю ВИЭ в энергобалансе страны с 0,5% до 4,5%.	- риск возникновения экологических проблем; - малая доля инвестиций в развитие ВИЭ в общем объеме инвестиций; - отсутствие ценовой, налоговой, бюджетной и таможенной политики, стимулирующей развитие ВИЭ; - неактуализированность нормативно-правовой базы в области развития альтернативной энергетики

Таблица 3. Отличительные особенности применительно к конкретному региону

Регион	Opportunities (возможности)	Threats (угрозы)
Краснодарский край	- Высокий геотермический градиент; - большая скорость ветра; - высокая численность населения и высокая плотность населения в крае, предопределяющая повышенную концентрацию потребительского спроса; - в связи с проведением в городе Сочи Олимпиады 2014 года ожидается приток инвестиций в инфраструктуру Краснодарского края; - развитие международных связей, стимулирование создания на территории края иностранных и совместных предприятий; - возможность привлечения иностранных инвесторов; - недостаток энергоресурсов и высокая зависимость края от цен на энергоносители; - развитая транспортная инфраструктура.	- Риск возникновения техногенных и экологических катастроф, который усиливается природными факторами (селе- и сейсмоопасность, возможность паводков весной).
Республика Татарстан	- Высокий геотермический градиент; - высокая численность населения и сравнительно высокая плотность населения в крае, предопределяющая повышенную концентрацию потребительского спроса; - возможность привлечения иностранных инвесторов; - высокий уровень загрязнения воздуха; - к 2020 году ожидается рост электропотребления на 55-60%; - развитая транспортная инфраструктура	- Большие запасы (залежи) нефти и угля; - Республика занимает одно из лидирующих мест в РФ по выработке тепловой и электрической энергии; - низкая среднегодовая скорость ветра.

Продолжение таблицы 3		
Регион	Opportunities (возможности)	Threats (угрозы)
Республика Бурятия	-Высокий геотермический градиент; - большая скорость ветра вблизи озера Байкал; - значительный физический и моральный износ оборудования электростанций; - пониженная надежность электроснабжения; - высокая зависимость от поставок энергоресурсов из Иркутской энергосистемы	- недостаточная развитость транспортной инфраструктуры; - наличие децентрализованного энерго-снабжения
Республика Якутия (Саха)	- дороговизна доставки топлива в отдаленные районы; - большая скорость ветра на побережье; - значительный физический и моральный износ оборудования электростанций; - появление новых потребителей за счет программы развития промышленности	- отсутствие круглогодичного транспортного сообщения; - изолированность и труднодоступность населенных пунктов; - низкий геотермический градиент; - избыток электроэнергии в Западном и Южно-Якутском энергорайонах с низкой себестоимостью выработки

Таблица 4. Мероприятия для Республики Бурятия

Мероприятия, которые необходимо провести, чтобы использовать сильные стороны для реализации возможностей (SO): - строительство ПетроЭС, ВЭС, малых ГЭС; - строительство солнечных фотоэлектрических систем; - создание условий по внедрению установок малой мощности по выработке электроэнергии и тепла для индивидуального локального потребления; - дальнейшее увеличение количества ПетроЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС; - использование солнечной энергии для производства низкопотенциального тепла для коммунально-бытового горячего водоснабжения и теплоснабжения.	Мероприятия, которые используют сильные стороны для избегания угроз (ST): - выявление преимуществ ВИЭ по сравнению с традиционными источниками энергии и привлечение инвесторов; - страхование энергообъектов; - использование ВИЭ для автономного энергоснабжения удаленных потребителей.
Мероприятия, которые необходимо провести, преодолевая слабые стороны, используя предоставленные возможности (WO): - развитие альтернативной энергетики в регионе; - внесение проектов на рассмотрение властям с обоснованием их эффективности; - использование фотоэлектрических генераторов солнечной энергии для производства электроэнергии; - использование инновационного бурового снаряда БС-01; - использование гибридных станций (ветер+солнце).	Мероприятия, которые минимизируют слабые стороны для избегания угроз (WT): - совершенствование технологий для получения конкурентного преимущества перед традиционными источниками энергии.

Научной группой также был проведен сравнительный анализ технико-экономических показателей ПетроТЭС, малой гидроэлектростанции и ветродизельной установки. Солнечные установки не рассматривались по при-

чине преимущественного использования для нужд теплоснабжения. Для сопоставимости данных были выбраны электростанции установленной мощностью 1 МВт: Тохойская МГЭС и ветродизельная установка на побережье Байкала, ввод в эксплуатацию которых планируется до 2020 года согласно Государственной программе Республики Бурятия «Развитие транспорта, энергетики и дорожного хозяйства (2013-2020 годы)». Технико-экономические показатели ПетроТЭС были получены расчетным путем. Данные представлены в табл. 5.

Таблица 5. Технико-экономические показатели электростанций, расположенных на территории республики Бурятия

	ПетроЭС	Тохойская МГЭС	Ветродизельная электростанция
Установленная электрическая мощность	1 МВт	1 МВт	1 МВт
Капитальные вложения	268,1 млн. руб.	250 млн. руб.	100,3 млн. руб.
Себестоимость	0,98 руб./кВт·час	0,6 руб./кВт·час	3,18 руб./кВт·час
Срок окупаемости	7 лет	8 лет	5 лет
Годовая выработка	4,2 млн. кВт·ч/год	4 млн. кВт·ч/год	1 млн. кВт·ч/год

Как видно из представленных данных, энергоснабжение на базе установок малой энергетики имеет сравнительно небольшие капитальные вложения и низкую себестоимость. Преимуществом использования петротермальной технологии является одновременное получение тепловой и электрической энергии (установленная тепловая мощность ПетроТЭС 2,22 МВт, себестоимость отпущенной тепловой энергии 749 руб./Гкал). В результате проведенной работы были сделаны следующие выводы:

✓ Бурятия обладает уникальными природными ресурсами для перехода на нетрадиционные источники энергии и развития альтернативной

энергетики. Здесь можно использовать энергию солнца, ветра, водных масс и глубинное тепло Земли;

✓ благодаря поддержке со стороны региональных органов власти, Бурятия привлекательна как для отечественных, так и для иностранных инвесторов;

✓ особенности объектов малой энергетики (малая капиталоемкость, быстрота сооружения и ввода в эксплуатацию, приближенность к потребителю, возможность использования местных энергоресурсов) позитивно влияют на обеспечение энергетической безопасности региона;

✓ одним из перспективных направлений развития ВИЭ является петротермальная энергетика благодаря повсеместному распространению, экологической чистоте, автономности, высокой надежности и эффективности энергосистемы, а также низкой себестоимости тепловой и электрической энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. The U.S. Energy Information Administration (EIA) [Электронный ресурс] // URL : <http://www.eia.gov/> (дата обращения: 11.05.2013)

2. Нетрадиционная энергетика против природного газа. [Электронный ресурс] // URL : http://pro-gas.ru/images/data/gallery/0_3126_Priodniy_gaz_VS_Zelenaya_energetika_Novaya_versiya.pdf (дата обращения: 11.05.2013)

3. Интернет-ресурс компании ООО «АЭнерджи». [Электронный ресурс] // URL: <http://aenergy.ru/1625> (дата обращения: 12.04.2013)

4. Интернет-ресурс «Википедия» [Электронный ресурс] // URL : <http://ru.wikipedia.org/> (дата обращения: 11.05.2013)

5. **Касаткин Г. П.** Опыт использования солнечного теплоснабжения в климатических условиях Республики Бурятия. [Электронный ресурс] //

URL : <http://www.municipal-sd.ru/sites/default/files/3.3-all-kasatkin.pdf> (дата обращения: 11.05.2013)

6. **Бутузов В. А.** Теплоэнергетическое использование солнечной энергии в Якутии. [Электронный ресурс] // URL : <http://www.vie-conf.ru/files/review/heat-power-using-solar-energy-in-yakutia.pdf>. (дата обращения: 11.05.2013)

7. **Ратнер С. В.** Социально-экономические эффекты налогового стимулирования развития альтернативной энергетики (на примере Краснодарского края) [Электронный ресурс] // URL : <http://innclub.info>. (дата обращения: 11.05.2013)

8. Распоряжение КМ РТ от 20.03.2008 N 420-р «Об утверждении концепции целевой программы «Развитие малой энергетики в Республике Татарстан на возобновляемых источниках энергии» [Электронный ресурс]. // URL: <http://innclub.info>. (дата обращения: 27.03.2013)

9. Интернет-ресурс компании ООО «ЭнерджиВинд». [Электронный ресурс] // URL: <http://energywind.ru/> (дата обращения: 11.05.2013)

УДК 338.24

Рыжов В.В.

ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Москва, ООО Зерновая компания «Настюша»

В последние годы стало очевидным, что за прошедшее десятилетие фактический отказ государства от управления отраслью, был стратегической ошибкой. Непрофессионализм управления, затратная направленность преобразований, дезинтеграция региональных энергетических комплексов, ликвидация основного научного, промышленного, проектного, строитель-

но-монтажного и ремонтного потенциалов привели в этот период к беспрецедентной деградации отрасли, в отличие от позитивных тенденций у подавляющего большинства развитых и развивающихся стран.

Чрезвычайно важно, чтобы электроэнергетика устойчиво работала в самодостаточном режиме финансирования не только текущей деятельности, но и расширенного воспроизводства основных фондов без существенных бюджетных вливаний и при сбалансированной структуре внешних займов. Однако далеко идущие последствия ошибок, допущенных при формировании стратегических направлений реформирования электроэнергетики (несовершенная, затратная структура отрасли, отсутствие полноценных, законодательно прописанных обратных связей, упор на внешние инвестиционные потоки), в последние годы привели к усилению экспансии крупных западных транснациональных компаний. Так итальянская компания ENEL владеет 60 % акций ОГК-5 и 49,5% акций энергосбытовой компании «Русэнергосбыт»; финская Фортум приобрела 95% акций ТГК-10, а также 25,66% ТГК-1 и 31% акций Петербургской сбытовой компании. 78,3% акций ОГК-4 приобрела немецкая компания E.ON. Среди ее объектов крупнейшая ТЭС в Европе, стратегический объект страны — Сургутская ГРЭС-2 мощностью 5597 МВт, а также Березовская ГРЭС мощностью 1600 МВт, Шатурская, Смоленская и Яйвинская ГРЭС. И это далеко не полный перечень энергетических активов, отошедших в полное или частичное управление на вполне законных основаниях зарубежным компаниям. Активно скупаются и имеющие прямое отношение к отрасли НИИ, КБ, оставшиеся на плаву проектные институты, монтажные и пусконаладочные организации.

Наивно полагать, что интересы иностранных, да и некоторых российских компаний, совпадают с интересами инновационного развития и модернизации нашей экономики в целом и электроэнергетики в частности. Более того, если активно на самом высоком уровне управления развитием энергетики и всей страны не принимать соответствующих мер, то электроэнергетика и смежные с ней отрасли уже в недалеком будущем плавно перейдут от частичной зависимости в полную зависимость от оборудования, комплектующих и разного рода услуг иностранных партнеров, которым

совершенно не выгодно делиться с нами своими научно-техническими достижениями.

Кроме того, положение в отрасли усугубляется еще и нежеланием предпринимателей, получивших в собственность важнейшие с точки зрения энергетической безопасности государства активы, осознавать меру своей ответственности перед российским обществом за надежное и эффективное электро- и теплоснабжение всех отраслей экономики и населения страны. Как следствие запущен плохо контролируемый процесс постоянного взвинчивания тарифов и цен на услуги, использующий слабость государственного регулирования, от чего в наибольшей степени страдают энергозатратные отрасли и социально незащищенные группы населения. Все это при отсутствии надежных механизмов государственной, экономической и социальной ответственности бизнеса за результаты своей деятельности, создает реальную угрозу как энергетической, так и общей безопасности России. [1].

В интересах разрешения вышеуказанных проблем на протяжении последнего десятилетия российскими учеными неоднократно предпринимались попытки донести до руководства Минэнерго России, Комитета по энергетике Госдумы и соответствующих профильных комитетов Совета Федерации РФ всю серьезность и глубину пагубных последствий для народного хозяйства страны непродуманного реформирования электроэнергетического сектора экономики. Ведь не секрет, что даже допуская в отдельные периоды правления смелые и не всегда удачные экономические эксперименты высшее руководство СССР, понимало истинное значение электроэнергетики для развития страны, и никогда не позволяло себе необоснованных научно псевдо реформаторских вольностей в отношении энергетики и ее фундамента — Единой энергетической системы страны.

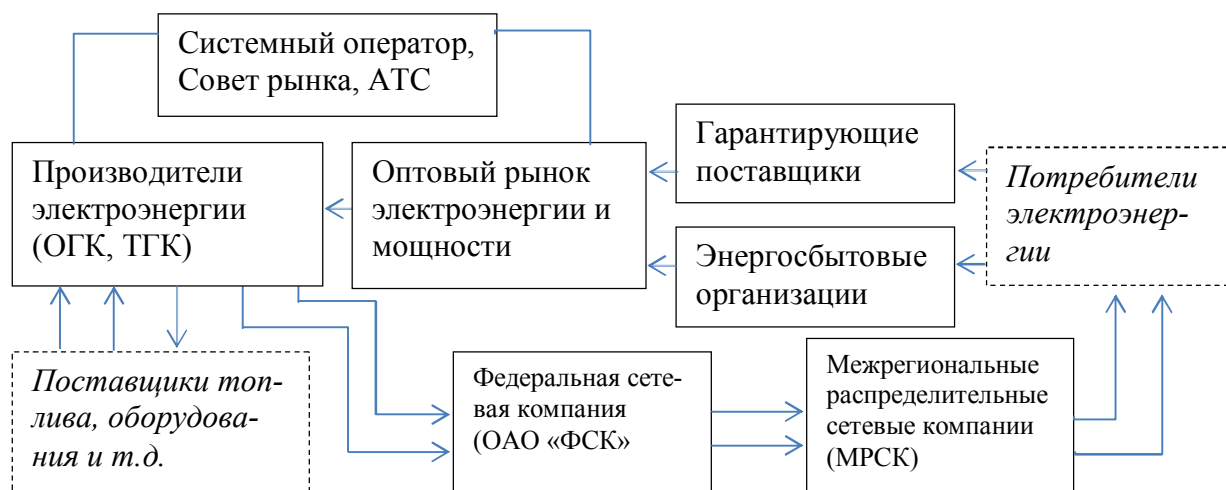


Рис. 1. Укрупненная схема рынка электроэнергии и мощности

Для реального и взвешенного понимания текущей ситуации в электроэнергетическом секторе экономики, а так же выявления негативных последствий реформирования и расчленения Единой энергетической системы России в рамках последней реформы было бы правильным прибегнуть к основным методологическим подходам *системного анализа*. При системном анализе, исходя из классического определения под *системой*, понимается объект, свойства которого не сводятся без остатка к свойствам составляющих его дискретных элементов, следовательно при анализе финансовых потоков рынка электроэнергии и мощности вполне корректно рассматривать сам рынок, как вышеуказанную систему (рис. 1.), тем более что составляющим его подсистемам (по состоянию на 01.01.2012 г. в реестре субъектов оптового рынка числились: 113 генерирующих организаций, 134 гарантирующих поставщика, 113 энергосбытовых организаций, 113 крупных потребителей, 1 организация с экспортно-импортными функциями (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), 4 инфраструктурные организации (ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», НП «Совет рынка», ОАО «АТС») присуща существенная неаддитивность функциональных свойств. При этом интегративные свойства системы, обеспечивающие ее целостность, и качественные свойства нового образования по сравнению с составляющими ее субъектами, по мимо основных функциональных связей, регламентируются и регулируются в соответствии с действующим в РФ законодательством и в частности Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 де-

228

кабря 2010 г. N 1172 г. Москва «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

Кроме того, любой субъект рынка электроэнергии и мощности может рассматриваться как самостоятельная *система* (математическая модель, описывающая какой-либо функциональный блок, или аспект изучаемой проблемы), но, как правило, более низкого порядка. Каждому элементу системы присущ свой функционал, описывающийся отдельной функцией. В нашем случае, под функцией понимаются присущие системе товарно-сырьевые, финансовые и информационные отношения между входными и выходными процессами. Все без исключения субъект рынка электроэнергии и мощности являются классическими примерами *подсистем*, обладают внутренней структурой, используются при реализации методов анализа и синтеза систем, и подчиняются одному из основных принципов системного анализа – *закону системности*, говорящим о том, что любой элемент может быть либо подсистемой в некоторой системе либо, подсистемой среди множества объектов аналогичной категории. Элемент всегда является частью системы и вне ее не представляет смысла.

Под *элементом* в системном анализе принято понимать простейшую неделимую часть системы. Ответ на вопрос, что в нашем случае является такой частью, не может быть однозначным и зависит от целей и глубины детализации при рассмотрении объекта как системы. Таким образом, при проведении системного анализа финансовых потоков электроэнергетического рынка, *элементом* будет являться предел деления системы с точек зрения решения конкретной задачи и поставленной цели. Соответственно, система может быть разделена на элементы не сразу, а последовательным расчленением на подсистемы, которые представляют собой компоненты более крупные, чем элементы, и в то же время более детальные, чем система в целом. Возможность деления системы на подсистемы связана с вычленением совокупностей взаимосвязанных элементов, способных выполнять относительно независимые функции и подцели, направленные на достижение общей цели системы. Следовательно *подсистема* должна обла-

дать свойствами системы (в частности, свойством целостности). Этим подсистема отличается от простой группы элементов, для которой не сформулирована подцель и не выполняются свойства целостности (для таких групп используется название «компоненты»).

Структура (происходит от латинского слова *structure*, означающего строение, расположение, порядок) – это совокупность элементов и связей между ними и при проведении системного анализа финансовых потоков рынка электроэнергии и мощности она должна отражать наиболее существенные взаимоотношения между элементами и их группами (компонентами, подсистемами), которые обеспечивают существование системы и определяют ее основные свойства.

Связи между субъектами энергетического рынка, прежде всего, обеспечивают сохранение структуры и целостных свойств самой системы и характеризуют одновременно и строение (статику), и функционирование (динамику) системы в целом. Связи в данном случае характеризуются направлением, количественным значением и характером (или видом). По первым двум признакам связи можно разделить на направленные и ненаправленные, существенные и малозначительные, а по характеру – на связи подчиненные и равнозначные, связи управления и дестабилизации, так же связи можно разделить также по месту приложения – на внутренние и внешние, по направленности процессов в системе в целом или в отдельных ее подсистемах – на прямые и обратные, и кроме того, связи могут быть одновременно охарактеризованы несколькими из названных признаков. Особенно нужно отметить важность для анализа системы наличия обратных связей. Именно обратные связи являются основой саморегулирования и развития систем, приспособления их к изменяющимся условиям существования, их назначение – изменение идущего процесса.

Обратная связь может быть:

- 1) объектом отдельного процесса подсистемы;
- 2) объектом интегрированного процесса подсистемы;
- 3) распределенным по времени объектом, возвращающим выход подсистемы с высшим приоритетом (более поздний по времени) для срав-

нения с критерием подсистемы низшего приоритета (более раннего по времени).

Для того чтобы охарактеризовать систему в текущий момент времени обычно используется такое понятие, как *состояние*, характеризующее статический баланс системы в определенный момент времени. Для субъектов рынка электроэнергии и мощности его определяют через входные воздействия и исходящие результаты, либо через макропараметры системы (объем продаж и инвестиций, себестоимость продукции, работ, услуг, прибыль от их реализации и т.д.).

Более полно состояние можно определить, если детально рассмотреть элементы системы, или функциональные блоки, и учесть входные воздействия разделив их на управляющие L, R (*трудовые ресурсы и средства труда, соответственно*) и возмущающие M, N (слабо подконтрольные системе расчеты контрагентов за отпущенную им продукцию и полученные для производственных нужд топливо, оборудование, услуги), тогда и конечные результаты работы этой системы будут определяться, как валовой доход $F = (X_t - S_t) = f(L_t, R_t, M_t, N_t)$, где X – валовой продукт на выходе системы, а S – расчеты за поступающие из вне топливо, оборудование и т.д. [2]. Тогда в зависимости от задачи состояние системы может быть определено как $\{L, R\}$, $\{M, N\}$ или $\{L, R, M, N\}$. В данном случае, *состояние* – это множество существенных свойств, которыми система обладает в данный момент времени.

Если анализируемая система способна переходить из одного состояния в другое (например, $F_1 \rightarrow F_2 \rightarrow F_3$), то можно считать, что она обладает поведением. Это понятие удобно применять, когда неизвестны закономерности переходов из одного состояния в другое. Тогда принимая допущение, что система обладает каким-то поведением, можно выяснить его закономерности. С учетом введенных выше обозначений поведение можно представить как функцию $F_t = f(F_{t-1}, L_t, R_t, M_t, N_t)$.

Под *внешней средой* для нашего случая понимается финансово-экономическое состояние народного хозяйства страны в целом и отдельных отраслей в частности, внутреннего и внешних рынков энергоносителей, а так же множество дополнительных элементов и внешних воздейст-

вий, которые не входят в систему, но изменение их состояния вызывает изменение поведения системы. Соответственно под *моделью* системы в данном случае нужно понимать описание системы, отображающее определенную группу ее свойств, а именно все что прямо или косвенно касается финансовых потоков. Дальнейшее углубление описания – *детализация модели* системы позволяет предсказывать ее поведение при определенных диапазонах изменения условий и анализировать возможности по достижению состояний *равновесия* и поступательного роста в условиях широкого спектра динамических и статических воздействий. Для того, чтобы оценить способность системы возвращаться в состояние равновесия после того, как она была из этого состояния выведена под влиянием внешних возмущающих воздействий целесообразно использовать так же такое понятие, как *устойчивость*, которая обычно присуща системам постоянно, если только отклонения не превышают некоторого предела.

Состояние равновесия, в которое система способна возвращаться, по аналогии с техническими устройствами называют *устойчивым состоянием равновесия*. Равновесие и устойчивость в экономических, финансовых и организационных системах – гораздо более сложные понятия, чем в технике, и до недавнего времени ими пользовались только для некоторого предварительного описательного представления о системе. В последнее время попытки формализованного отображения этих процессов и в сложных организационных системах, помогающие выявлять параметры, влияющие на их протекание и взаимосвязь, приобретают все большую значимость.

Как следствие, и к самому исследованию процесса развития, соотношения процессов развития и устойчивости, изучению механизмов, лежащих в их основе, с использованием основ теории систем уделяют достаточно большое внимание. Понятие *развития* помогает объяснить сложные экономические финансовые и информационные процессы в природе и обществе.

Именно скрупулезное описание каждого из вышеприведенных понятий и их детализированный подробный анализ позволяют перейти, несмотря на трудность их однозначного толкования в конкретных условиях, к формированию таких серьезных категорий, как *цели* и связанных с ними

целенаправленности, целеустремленности и целесообразности. Это связано с тем, что процесс формирования целей и соответствующий ему процесс их обоснования в экономических, финансовых и организационных системах весьма сложен и опирается часто на многофакторные субъективные и не всегда явные побуждающие мотивы. [3]. В практических применениях *цель* можно считать идеальным устремлением анализируемой системы, которое позволяет увидеть перспективы, или реальные возможности, обеспечивающие своевременность завершения очередного этапа на пути к запланированным в далеком будущем результатам. В сегодняшних российских реалиях, характеризующихся попытками руководства государства формулировать для экономики страны некоторые стратегически важные плановые показатели развития на десятилетие вперед, уже не вызывают удивления процессы усиления программно-целевых принципов при планировании и исследовании закономерностей возникновения, взаимосвязи, взаимовлияния и трансформации, как для отдельных отраслевых, так и для общегосударственных целей. На основании вышеизложенного вполне резонно заключение о том, что понятие целей лежит в основе развития любых существующих финансово-экономических систем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На использовании вышеперечисленных понятий и базируется, в частности, имитационное динамическое моделирование финансовых потоков рынка электроэнергии и мощности.

Если вернуться к укрупненной схеме рынка электроэнергии и мощности, то нетрудно заметить, что роль положительной обратной связи выполняет денежный поток, формирующийся за счет расчетов за потребленную электроэнергию. При такой организации управляющих воздействий на текущую деятельность системы вполне естественно, что при постоянном спросе на конечную продукцию цены на нее будут стремиться к постоянному увеличению, а возрастающий спрос будет только дополнительным поводом к их повышению.

Соответственно, никаких реальных механизмов (за исключением административного вмешательства) по контролю за соответствием реальных

результатов и текущих краткосрочных целей ранее утвержденной правительством стратегии реформирования электроэнергетики в виде связей, способных оказывать постоянное регулирующее воздействие на систему в целом, похоже не существует. Следовательно, наблюдается и отсутствие в системе полноценных отрицательных обратных связей по контролю за соответствием текущих результатов задекларированным ранее целям, что свидетельствует о далеко не самой оптимальной архитектуре существующего оптового рынка электроэнергии и мощности, так как именно отрицательные обратные связи направлены на сохранение и стабилизацию требуемого значения конечного параметра (например, тарифов на потребляемую электроэнергию) и способны противодействовать негативным узкоклановым тенденциям узаконенного и практически бесконтрольного повышения стоимости выходного параметра (необоснованного завышения тарифов на электроэнергию для конечных потребителей).

Обратная связь является основой саморегулирования и развития систем, их приспособления к изменяющимся условиям существования. При разработке стратегий по реформированию отраслей экономики еще на предстартовом этапе для исключения системных ошибок их предварительная апробация должна проводиться с использованием моделей функционирования сложных саморегулирующихся, самоорганизующихся систем. Например, для таких многоуровневых и инвариантных систем, как оптовый рынок электроэнергии и мощности, в интересах решения задач по инновационному развитию и модернизации нашей экономики в целом и электроэнергетики в частности, в реальную, предусмотренную законодательными актами модель функционирования, должны в обязательном порядке одновременно включаться полноценные отрицательные и положительные обратные связи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Пчелин Н. Н.** Электроэнергетика и Власть. Противоречия, упущенные возможности. Проблемы энергетической и общей безопасности. Что делать? // Публикации к 67-й годовщине Великой Победы «Восстановление и приумножение энергетического потенциала нашей страны» —

Москва : НП «Совет ветеранов энергетики» [Электронный ресурс]. // URL : <http://www.npsve.ru/publications/31/> (дата обращения: 11.05.2013)

2. **Недин И. В.** Моделирование и оценка вариантов организации финансовых расчетов в энергетическом рынке. / И.В. Недин, В.В. Рыжов, А.С. Чередниченко – Киев: О-во “Знание” Украины, 2000. – 57 с.

3. **Чернышов В. Н.,** Чернышов А.В. Теория систем и системный анализ : учеб. пособие / В.Н. Чернышов, – Тамбов : Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2008. – 96 с.

УДК 338.45:697.311

Спицкая М.В., Бугаева Т.М.

ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ

Санкт-Петербург, СПбГПУ

Теплоснабжение это снабжение теплом жилых, общественных и промышленных зданий (сооружений) для обеспечения коммунально-бытовых (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение) и технологических нужд потребителей.

Теплоснабжение обладает высокой социальной и экономической значимостью [1], являясь едва ли не самым важным механизмом жизнеобеспечения населения страны, поскольку две трети территории России расположены в суровых климатических условиях, а доля жилищно-коммунального хозяйства в потреблении тепловой энергии достигает 60% и более. Услугами централизованного теплоснабжения в стране пользуются около 100 млн. чел. (70% от всего населения страны). Это топливо- (потребляется более 40 % первичных ресурсов), трудо- (свыше 2% от числа работающих в стране, с наиболее низким профессиональным уровнем персонала) и капиталоемкая отрасль топливно-энергетического комплекса страны с наибольшим потенциалом энергосбережения (до 50% потребляемого топлива), а объем производства тепла в 2,5 раза превышает выработку электроэнер-

гии. На долю России приходится около 44 % мирового централизованного производства тепловой энергии.

В зависимости от размещения источника теплоты по отношению к потребителям системы теплоснабжения разделяются [2] на децентрализованные и централизованные. В *децентрализованных* системах источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплоприемников может осуществляться практически без промежуточного звена – тепловой сети. В системах *централизованного* теплоснабжения источник теплоты и теплоприемники потребителей размещены раздельно, часто на значительном расстоянии, поэтому теплота от источника до потребителей передается по тепловым сетям.

В составе источников тепловой энергии 497 ТЭЦ (из них 244 ТЭЦ общего пользования и 253 ТЭЦ промышленных предприятий); 72000 котельных различной мощности и более 12 миллионов индивидуальных тепловых установок. Тепло от этих источников передается по сетям протяженностью 176,5 тыс. км (в двухтрубном исчислении).

Анализ статистических данных и многочисленных публикаций, описывающих современное состояние систем теплоснабжения в России, позволяет сформулировать основные проблемы функционирования каждого элемента теплоснабжающей системы [3,4,5].

Сегодня до 70% тепловой энергии, поступающей в системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) производят коммунальные котельные установки (без учета промышленных котельных и блок-станций) (табл. 1).

Таблица 1. Коммунальные котельные в городах России

Наименование показателя	2000 г.	2009 г.	%
Число котельных, единиц	67 913	72 370	6,60%
в т. ч. мощностью до 3 Гкал/час	47 206	55 563	17,70%
от 3 до 20 Гкал/час	16 721	13 483	-19,40%
от 20 до 100 Гкал/час	3 289	2 681	-18,50%
из них:			
на твердом топливе	31 595	27 576	-12,70%
на жидком топливе	7 821	2 992	-61,70%
на газе	27 045	40 117	48,30%

Как видно из таблицы число мелких, коммунальных котельных стремительно растет. Число средних и крупных коммунальных котельных соответственно снижается. В сравнении с 2000г. число коммунальных котельных на газе выросло в 1,5 раза и резко сократилось число котельных на жидком топливе. Вместе с тем согласно статистике суммарная мощность коммунальных котельных снижается - 685 тыс.Гкал/ч в 2000г. против 590 тыс.Гкал/ч в 2009г. Можно сделать вывод, что суммарная мощность коммунальных котельных снижается в основном по причине уменьшения числа крупных коммунальных котельных, а также по причине строительства индивидуальных крышных, подвальных котельных, которые не попадают в отчетность Росстата.

Следует отметить, что растет автономизация теплоснабжения, и особенно в промышленном секторе. Число промышленных котельных, которые не отражаются в отчетности по форме 1-ТЕП, выросло.

Основные проблемы российских котельных:

- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- недостаточная оснащенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии;
- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- высокая стоимость топлива;
- нехватка и недостаточная квалификация персонала котельных.

На рис.1 показана динамика отпуска тепловой и электрической энергии от ТЭС в 1985-2010гг.

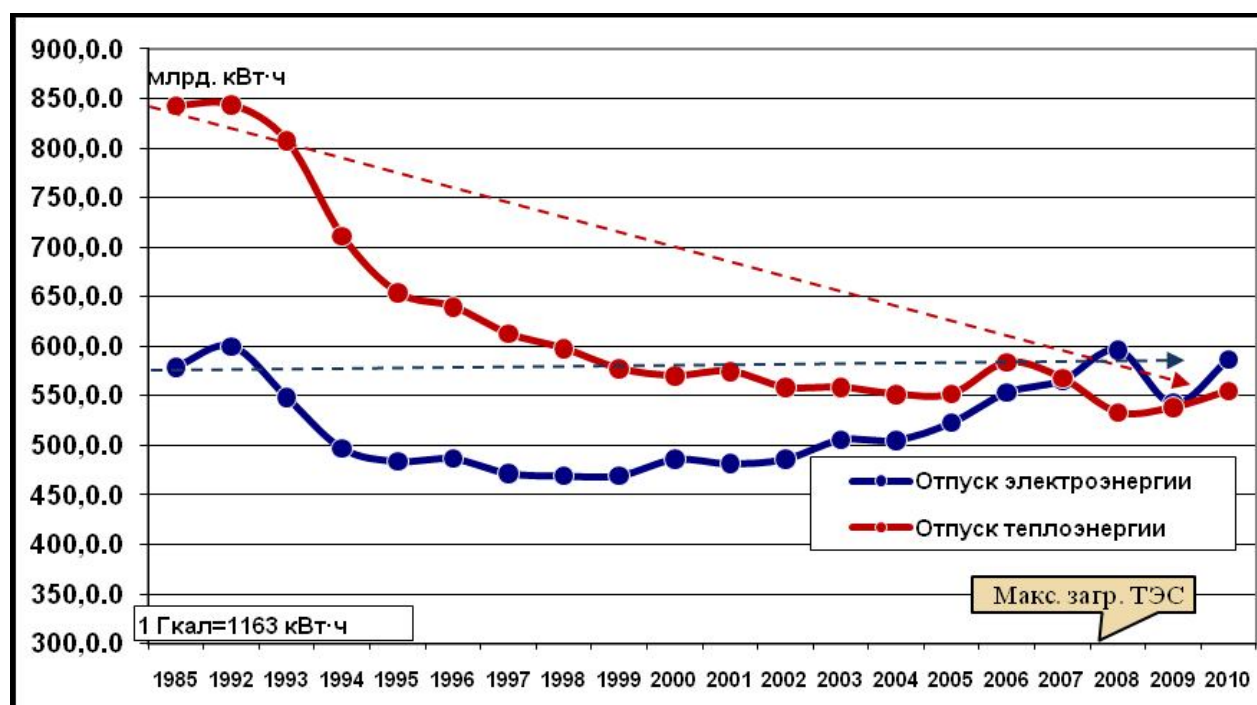


Рис. 1. Отпуск тепла и электроэнергии с коллекторов/шин ТЭС

В результате негативных процессов в экономике страны в период 1990-х годов отпуск тепла с коллекторов ТЭС упал более чем в полтора раза. Потребление тепла ТЭС промышленными потребителями упало в 2,5 раза. Часть сбросного тепла ТЭС было замещено котельными и электронагревом. При этом отпуск электроэнергии с шин ТЭС после спада 90-х годов в 2008г. вышел на докризисный уровень 1992г. и на 10 млрд. кВтч превысил уровень 1985г. За это время было дополнительно введено около 13,7% новых мощностей электростанций от уровня их установленной мощности в 1992 г. (189 ГВт). Большинство вновь введенных мощностей – тепловые. Из них около 70% имеют возможности несения тепловых нагрузок. Однако из вновь введенных станций только некоторые ТЭЦ (например, Калининградская и Северо-Западная ТЭЦ) получили незначительную коммунальную тепловую нагрузку. Часть из них только лишь называется ТЭЦ (например, Сочинская ТЭЦ), но никакой тепловой нагрузки не имеют.

Как следует из отчетности Росстата по форме 1-ТЕП, несмотря на проводимую в стране реформу ЖКХ и достаточно активное жилищное строительство производство тепла, подаваемого в системы ЦТ общего

пользования, тем не менее, понижается. Однако, связывать это с повышением энергоэффективности в этой сфере нет достаточных оснований.

По-видимому, основными причинами этого являются следующие факторы:

- рост доли собственных и промышленных КУ, которые не попадают в отчетность Росстата по форме 1-ТЕП;
- отсутствие развития тепловых сетей и строительство мелких придомовых крышных и подвальных котельных;
- рост доли электрообогрева – зимой во всех регионах страны наблюдаются пики электропотребления;
- отсутствие единой федеральной политики в сфере теплоснабжения – сегодня ни один из органов исполнительной федеральной власти не имеет подобных функций;
- некачественная и необъективная статистическая отчетность в сфере теплоснабжения, отсутствие верификации поступающих с мест данных, их анализа и подготовки предложений по принятию управляющих воздействий.

В результате утраты тепловой нагрузки ТЭЦ соотношение $\mathcal{E}/Q$ на тепловых электростанциях выросло с 69 % в 1985 г. до 106 % в конце 2010 г. (рис. 2), а коэффициент полезного использования топлива на ТЭС снизился с 57 до 52 %. Это свидетельствует о серьезном снижении выработки электроэнергии тепловыми электростанциями на тепловом потреблении и понижении их топливной эффективности.

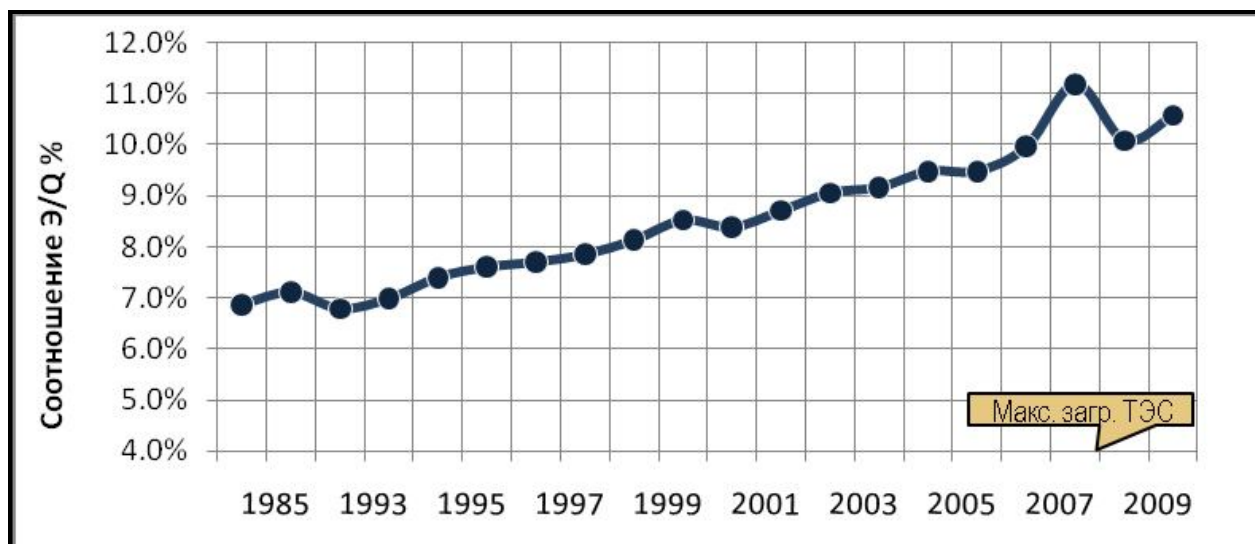


Рис. 2. Динамика изменения соотношения Э/Q в 1985-2010 гг.

Причинами продолжающегося снижения коэффициента полезного использования топлива на ТЭС являются следующие факторы [2]:

- серьезное падение промышленной тепловой нагрузки (в 2,5 раза) и снижение доли теплофикационной выработки ТЭС;
- отсутствие роста и даже снижение коммунальной тепловой нагрузки ТЭЦ при продолжающемся жилищном строительстве и реформе ЖКХ;
- несоответствие располагаемой тепловой мощности ТЭЦ их нынешней фактической тепловой нагрузке;
- устаревшее оборудование ТЭЦ с низкими технологическими параметрами, многое из которого имеет возраст 50 лет,;
- отсутствие финансовых и институциональных механизмов стимулирования развития когенерации;
- запущенное состояние и высокие потери в тепловых сетях, отсутствие финансовых механизмов поддержки развития и строительства эффективных тепловых сетей;
- отсутствие комплексных программ развития территорий и инженерной инфраструктуры жизнеобеспечения муниципальных образований;
- несовершенная модель рынка ОРЭМ, которая не учитывает для тепловой генерации прямую связь электрического и теплового рынков.

В среднем по России потери в тепловых сетях составляют 20-25 %. В тариф включатся только 7-10 %. В итоге теплоснабжающие компании вынуждено стремятся завысить и подсоединенные нагрузки и объемы отпуска тепла потребителям.

Главные проблемы эксплуатации российских тепловых сетей:

- высокий уровень потерь – в среднем 20-25 %;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей – в целом они составляет около 50 % всех затрат в системах теплоснабжения;
- избыточная централизация в трех четвертях систем теплоснабжения, которая обуславливает завышение даже нормативных потерь на 5-10%;
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;
- неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей, нарушение тепловой изоляции и высокие потери тепловой энергии;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ей недотопы и перетопы отдельных зданий.

Главные проблемы потребителей коммунальных услуг:

- неоднозначность приобретаемого продукта: ресурсы (Гкал, литры, кВтч) или услуги по обеспечению комфорта (температура и влажность в помещении, работа водоразборных приборов, освещенность и т.п.);
- низкая степень организованности населения как потребителя коммунальных ресурсов, лишение его возможности реализовать минимальные права покупателя на рынке: определять количество, качество и цену приобретения услуги или ресурса;
- существенное завышение расчетного потребления коммунальных ресурсов в жилых домах по сравнению с фактическим;
- низкая степень охвата жилых зданий приборным учетом потребления тепловой энергии и воды;

- низкая степень охвата домохозяйств поквартирным учетом воды и средствами регулирования теплопотребления;
- низкие характеристики теплозащиты жилых зданий и их ухудшение из-за недостаточных ремонтов ограждающих конструкций жилых и общественных зданий;
- отсутствие у эксплуатирующих организаций стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов жилого фонда;
- неразвитость рынка услуг по утеплению квартир и повышению эффективности использования воды;
- ограниченные возможности населения по оплате за коммунальные услуги, связанные с этим энергичное противодействие повышению тарифов на ЖКУ и низкий уровень собираемости платежей.

Население является не покупателем, а только потребителем ЖКУ, оно не может контролировать объем, качество и цену предоставляемых ЖКУ и даже не может отказаться от их потребления. Согласно правилам предоставления коммунальных услуг, не платить за коммунальные услуги можно лишь при не обеспечении теплового комфорта.

Главные проблемы тарифообразования на тепло на муниципальных объектах:

- нацеленность муниципальных предприятий теплоснабжения преимущественно на обеспечение их надежного функционирования любой ценой. Эта цена варьирует в диапазоне от 240 до 7000 руб./Гкал. Диапазон цен в странах Восточной Европы и СНГ, импортирующих российский газ составляет 150-1500 руб./Гкал;
- высокие расходы бюджетов на покрытие разницы в тарифах от 50 до 1100 руб. на 1 Гкал;
- перекрестное субсидирование тепловой энергии ведет к «выжиманию» централизованных источников теплоснабжения даже из зон оптимальной централизации;

- производимая на муниципальных источниках тепловая энергия преимущественно является неконкурентоспособной на локальных рынках тепла;
- затраты на производство и транспорт тепловой энергии практически повсеместно не разделяются;
- в структуре затрат топливо не является основной составляющей;
- высокие затраты на транспорт тепловой энергии, что делает эффективными капитальные вложения в децентрализацию систем теплоснабжения;
- большинству муниципалитетов не удалось создать эффективную систему контроля за динамикой издержек в системах теплоснабжения;
- нет никаких встроенных механизмов стимулирования предприятий теплоснабжения к снижению затрат.

Как видно, теплоснабжающая система России далеко не идеальна. Остаются актуальными вопросы планирования перспективного развития теплоснабжающей системы. Это сложная и многокритериальная задача, которая требует комплексного подхода. Для решения данной задачи должны использоваться экономико-математические методы и модели.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ [Текст] / отв. ред. Н.И. Воропай.– Новосибирск: Наука, 2010. – 686 с.
2. **Беспалов В. И.** Системы и источники энергоснабжения: учебное пособие. / В.И. Беспалов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 208 с.
3. **Башмаков И. А.** Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения // Энергосбережение. 2010. № 2
4. **Башмаков И. А.** Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения в России и за рубежом [Электронный ресурс] // URL : <http://www.cenef.ru/file/Heat.pdf>. (дата обращения: 11.05.2013)

5. Функционирование и развитие электроэнергетики в 2011 году. Информационно-аналитический доклад [Электронный ресурс] // URL : <http://www.e-apbe.ru/analytical/detail.php?ID=205403> (дата обращения: 11.05.2013)

УДК 338.5

Шувалова Д.Г., Маркова В.Ю.

**ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА
ИНТЕГРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРАТЕГИИ ЛОКАЛИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВА В РФ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ**

Москва, МЭИ

Россия – индустриально-аграрная страна с многоукладной экономикой, которая представляет собой сложный хозяйственный механизм, сформировавшийся на базе социально-экономического развития, межрайонного территориального разделения труда и интеграционных процессов. Единый хозяйственный комплекс страны представлен отраслевой и территориальной структурами.

Отраслевая структура – это совокупность отраслей хозяйственного комплекса, характеризующихся определенными пропорциями и взаимосвязями. В отраслевом плане структура хозяйственного комплекса представлена двумя сферами – материальным производством (производственная сфера) и непроизводственной сферой².

В настоящий момент 29 % отраслевой структуры Российской Федерации занимает промышленность и в свою очередь является довольно большой частью национального хозяйства.

Энергомашиностроение – системообразующая отрасль экономики России, однако уровень прогрессивных технологий в отрасли составляет не более 14 %, и страна утратила значительную часть своего промышлен-

² Энциклопедия экономиста [Электронный ресурс] // URL: <http://www.grandars.ru/>

ного потенциала, о чем свидетельствует старение производственных фондов (износ более 50 %)³.

Такая тенденция сложилась вследствие реформирования экономической и политической жизни страны, в 1988 году был принят Закон о государственном предприятии, предполагавший «полный хозрасчет», из-за чего произошло резкое сокращение капиталовложений, и был нарушен межотраслевой баланс за счет импорта оборудования⁴. Одна из отраслей, в которой наблюдается спад производства – энергомашиностроение.

Все вышесказанное подтверждает актуальность рассмотрения вопроса стимулирования промышленного роста экономики России. Особенно актуален этот вопрос в рамках решения проблемы развития регионов.

На сегодняшний момент для РФ остро стоит вопрос повышения конкурентоспособности энергомашиностроения. Один из способов стимулирования экономического роста и обеспечения промышленного роста в энергомашиностроении – это импортозамещение, инструментом которого является локализация производства. При этом возможно несколько сценариев развития энергомашиностроительной отрасли (Рис.).

³Волкова И.О., Сальникова Е.А., Пухов С.Г., Бродов Д.М. Анализ состояния рынка энергомашиностроения в России // Энергетика сегодня, 2010. № 4/5 (9). С. 34—38

⁴ Тимофеев Т.Т. Перестройка и современный мир. М.: Международные отношения, 1989.

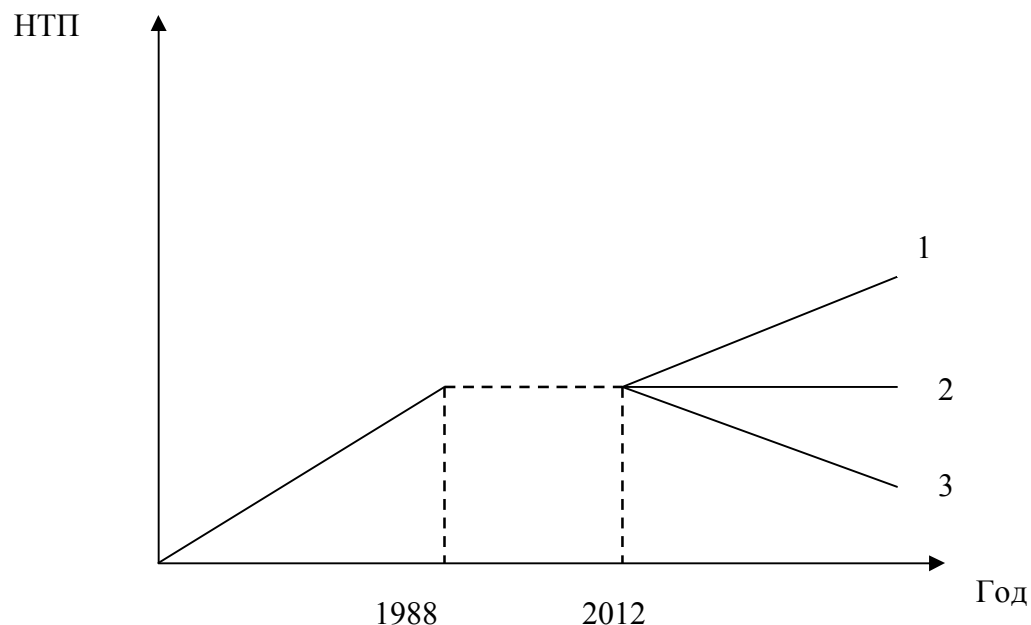


Рис. 1. Принципиальная схема промышленного роста в РФ

В первом случае, при использовании локализации есть возможность наращивания научно-технического потенциала, во втором случае, существует вероятность использования технологии на том уровне, на котором она поступила (была приобретена и запущена), в третьем же случае, при неправильной эксплуатации и не осуществления развития технологии — снижение научно-технического потенциала.

На данный момент происходит снижение качества продукции внутри страны. Такая тенденция еще в большей степени усугубляет снижение конкурентоспособности и российских производителей и их продукции, обеспечивая иностранным конкурентам возможность доминирования на рынке.

Снижение качества продукции происходит из-за снижения технологического уровня в стране, т.е. имеет место моральный износ, как самих технологий, так и продуктов потребления внутри страны. Для повышения конкурентоспособности в стране необходима разработка собственных технологических решений, но это может занять много времени и не иметь желаемого результата, однако, в стране достаточный ресурсный потенциал

для осуществления производства. Одним из способов повышения конкурентоспособности может быть стратегия импортозамещения.

Импортозамещение – это во-первых, тип экономической стратегии и промышленной политики государства, направленных на замену импорта промышленных товаров, пользующихся спросом на внутреннем рынке, товарами национального производства; во-вторых, производство в данной стране товаров, которые ранее только импортировались⁵.

В рамках стратегии по импортозамещению продукции возможна стратегия по локализации производства того или иного продукта на территории Российской Федерации. Эффективность реализации такого стратегического решения повышается при условии интеграции производственных структур импортера технологий и принимающей стороны.

Локализация – это 1) организация без значительных капитальных затрат новых производств с активным использованием местного сырья, ресурсов и на этой основе создание дополнительных рабочих мест и повышение доходов населения; 2) процесс адаптации производства к работе в условиях отечественного рынка труда, материалов, комплектующих и технологий; 3) поставка местными производителями для иностранных предприятий на национальной территории комплектующих изделий изготовленных на этой территории на базе существовавших ранее или вновь созданных производств⁶.

В настоящее время существует 4 варианта локализации производства (рис. 2)

⁵ Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. - 5-е изд., перераб. и доп. — М.: ИНФРА-М, 2006. — 495 с.

⁶ Макаров А.Н., Локализация производства продукции производственно-технического назначения на территории региона как тенденция импортозамещения, Гуманитарные и социальные науки 2011. № 3.

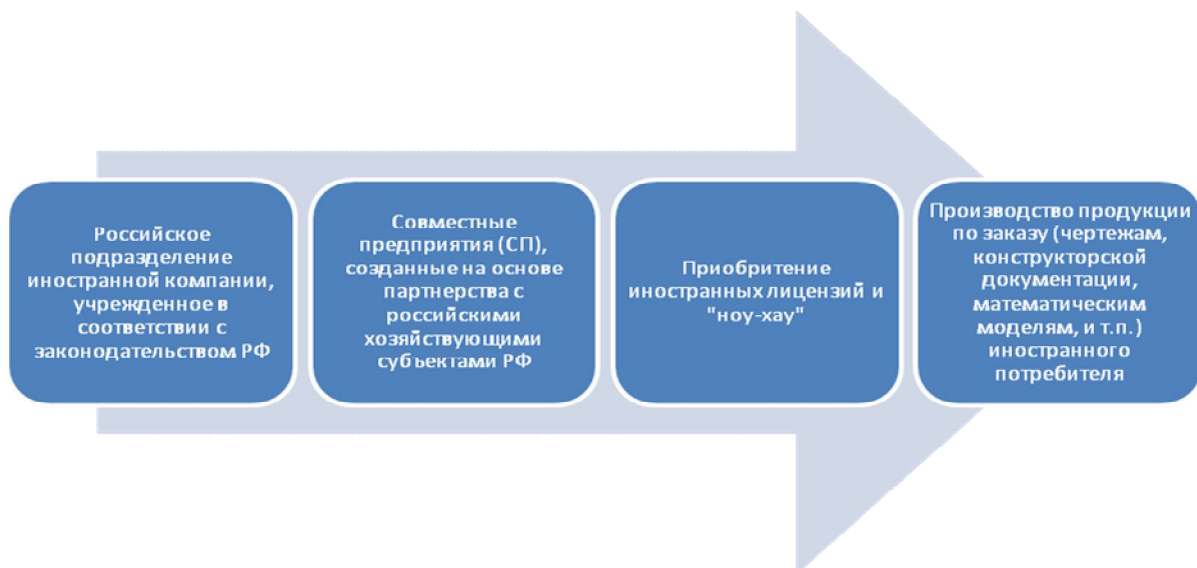


Рис. 2 – Варианты локализации производства

При осуществлении инвестиций перед инвесторами стоит вопрос покупки оборудования, который может быть решен тремя способами (рис. 3): покупка за границей или отечественного оборудования, либо покупка локализованного продукта на территории страны. При покупке за границей оборудование стоит дороже, чем в РФ, но аналогичного оборудования в стране может не производиться.

При применении стратегии по локализации возможно снижение себестоимости за счет экономии на: транзакционных издержках (сокращение расходов на заключение и поддержание договоров на поставку и обслуживание оборудования), транспортных издержках, налогах (при принятии программы по локализации производства возможны налоговые преференции и льготы), затрат на разработку технологических решений (по сравнению с сегодняшним состоянием технологической платформы производства энергетического оборудования), издержек контроля.

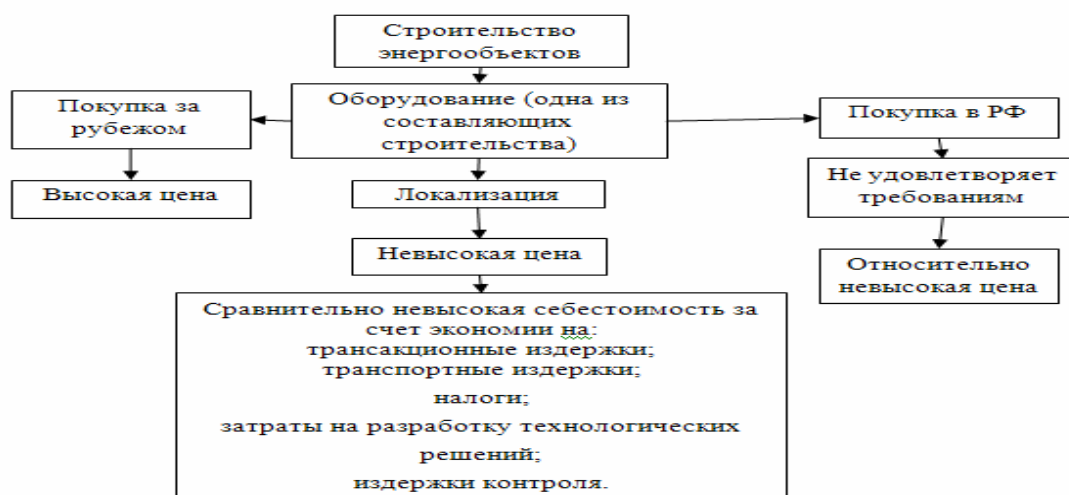


Рис. 3. Принципиальная схема обеспечения эффективности локализации производства на территории РФ

При исследовании процесса локализации производства была выявлена неформальная интеграция поставщика технологии и покупателя.

Таким образом, необходимо оценивать изменение экономического потенциала интеграции с применением локализации производства, но экономический потенциал не может быть оценен суммой единичных показателей, его следует рассматривать в сочетании экономического потенциала региона и экономического потенциала отдельного предприятия.

Для РФ актуально внедрение инновационных технологических решений для энергетики, это связано, прежде всего, с износом основных производственных фондов.

На данный момент у ФСК износ основных производственных фондов находится на уровне превышающем 50%. Что является критичным для энергетики РФ. Таким образом, существует острая необходимость внедрения новых усовершенствованных технологий с заменой парка оборудования.

В связи с этим требуется при расчете эффекта от интеграции учитывать технологическую составляющую:

$$И = \Delta П + \Delta Техн + \mathcal{E}_{соц} + \mathcal{E}_{рег} + \mathcal{E}_{мульт},$$

где И – интегральный показатель эффективности интеграции, $\Delta Техн$ – технологический эффект, который определяется по формуле:

$$\Delta Техн = \mathcal{E}_{лок} + \mathcal{E}_{технпредпр} + \mathcal{E}_{эсб},$$

где $\mathcal{E}_{\text{лок}}$ – эффект от локализации, $\mathcal{E}_{\text{технпредпр}}$ – эффект от технологий предприятия, $\mathcal{E}_{\text{эсб}}$ – эффект от энергосбережения.

В настоящее время для оценки эффекта от локализации (уровень локализации) существует 6 методик, но так как расчет можно проводить по каждой из них, то необходимо выбрать удовлетворяющую следующим условиям (табл. 1):

- простота использования;
- минимум использования информации;
- простота в поиске информации.

Таблица 1. Сверка методик с требованиями

	Простота использования	Минимум использования информации	Простота в поиске информации
Методика 1	+	+	+
Методика 2	+	-	-
Методика 3	+	+	-
Методика 4	+	-	+
Методика 5	-	-	-
Методика 6	-	-	+

Таким образом, методика под номером один удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям, соответственно будем пользоваться этой методикой расчета уровня локализации.

Но рассмотренные выше методики не дают точного результата об уровне локализации технологических процессов на предприятии, поэтому в расчет уровня локализации необходимо брать только локализацию по технологическим операциям, исключая локализацию по персоналу.

Рассчитаем эффективность участия в программе локализации по выбранному методу.

Срок полезного использования был выбран по классификатору основных средств⁷. Представим расчет в табл. 2.

⁷ Классификатор основных средств, ОКОФ.

Таблица 2. Расчет амортизационных отчислений

	С работой	Стоимость оборудования
Стоимость единицы оборудования, руб.	3 700 000	1 700 000
Количество закупаемого оборудования, ед.	6	6
Срок полезного использования, лет	15	15
Амортизационные отчисления, руб. в год	1 480 000	680 000

Таким образом, эффект от амортизации будет составлять $\Delta=680\,000$ рублей.

По исходным данным амортизация составляет 100 % в программе локализации. Стоимость оборудования в структуре цены составляет 45,9 %. Следовательно допустимый диапазон локализации составляет 45,9 – 100%. Значит организация должна поэтапно разбить план реализации стратегии локализации производства.

Снижение себестоимости с помощью программы локализации может быть достигнуто следующими способами:

1) Так как организация работает с поставщиком на основе двухстороннего контракта, следовательно могут быть уменьшены, либо ликвидированы коммерческие расходы.

Допустим, что себестоимость трансформаторов напряжения составляет 1 480 000, таким образом структура себестоимости будет выглядеть следующим образом (табл. 3):

Таблица 3. Структура себестоимости

Наименование статьи	Доля затрат в себестоимости, руб	Доля отечественных затрат в статье, руб
Производственная себестоимость	1 081 880	
материальные затраты	939 000	177 622,2
затраты на оплату труда	99 160	99 160
страховые взносы	34 040	34 040
амортизация	8 880	8 880
прочие затраты		
общепроизводственные и общехозяйственные расходы	315 240	315 240
коммерческие расходы	82 880	82 880

Если нет коммерческих расходов, то себестоимость будет составлять: 1 397 120 рублей.

Эффект от этого будет составлять 82 880 рублей.

2) Применение преференций.

Рассмотрим пример в случае снижения таможенной ставки. По товарной номенклатуре внешнеэкономической деятельности процентная ставка на ввоз товара составляет 20 %⁸. При этом себестоимость будет составлять 1 184 000 рублей.

Эффект будет составлять 296 000 рублей.

По результатам исследования было выявлено, что локализация производства сокращает разрыв технологического развития и повышает уровень потенциала развития как региона, так и предприятия. Это позволяет оценить комплексный эффект развития экономической системы региона с учетом повышения технологического уровня производства.

По расчетам для ФСК (трансформаторы напряжения) уровень локализации составляет 23,3%, а изменение экономического потенциала для ФСК составляет 296 тыс. руб.

⁸ Товарная номенклатура внешнеэкономической деятельности Таможенного союза.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Энциклопедия экономиста [Электронный ресурс] // URL: <http://www.grandars.ru/> (дата обращения 14.05.2013)
2. Волкова И. О., Сальникова Е. А., Пухов С. Г., Бродов Д. М. Анализ состояния рынка энергомашиностроения в России // Энергетика сегодня, 2010. № 4/5 (9). С. 34—38
3. **Тимофеев Т. Т.** Перестройка и современный мир. / Т. Т. Тимофеев. – М. : Международные отношения, 1989.
4. **Райзберг Б. А.**, Лозовский Л. Ш., Стародубцева. Е. Б. Современный экономический словарь. / А. В.. Райзберг – 5-е изд., перераб. и доп., М. : ИНФРА-М., 2006. – 495 с.
5. **Макаров А. Н.**, Локализация производства продукции производственно-технического назначения на территории региона как тенденция импортозамещения. // Гуманитарные и социальные науки 2011. № 3.

АННОТАЦИИ

Ахметова И.Г., Мухаметова Л.Р. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ КАК ОБЪЕКТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В нашей стране стремительно приближается время масштабной реконструкции советских, ныне устаревших по своей сути систем централизованного теплоснабжения. Чтобы Россия смогла справиться с огромными масштабами этой работы, ей недостаточно только лишь иметь хорошие компоненты, способные надежно функционировать в российских условиях. Гораздо более важным является инновация принципов действия системы теплоснабжения в целом. Для этого необходимо обоснованно ответить на вопрос: как грамотно просчитать экономические аспекты реконструкции, внедряя современные технические и организационные решения. В рамках проектирования ИТП и их изготовления это подразумевает значительные изменения устаревших требований к составу оборудования и схемным решениям, обеспечение возможности массового производства недорогих, но функциональных систем, позволяющих абонентам получить за разумные деньги энергоэффективное оборудование.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергосбережение, тепловой пункт, система теплоснабжения, энергосервисный контракт.

Ахметова И.Г., Дорофеева К.В. ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО» В ЭНЕРГЕТИКЕ

В данной статье рассматриваются методы, способы и особенности внедрения концепции «бережливого производства» в энергетику, обобщается опыт российских и зарубежных энергокомпаний. «Бережливая энергетика» своей целью имеет получение максимальной отдачи при минимальных издержках. Проблема внедрения идей связана со специфичностью отрасли, необходимостью адаптации инструментария к особенностям энергетики при сохранении исходной философии. Это довольно новое, развивающееся направление оптимизации, но уже зарекомендовавшее себя на практике как одно из лучших средств повышения эффективности производства.

Ключевые слова: бережливое производство, бережливая энергетика, Nuon, Enel, Мосэнерго, ТГК-1.

Воропаева Ю.А., Клементьева Н.А. ОСОБЕННОСТИ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПО ДОГОВОРАМ ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ НА НОВЫХ ТЭЦ

Одним из существующих на оптовом рынке механизмов реализации новой мощности являются долгосрочные договоры поставки мощности. В статье рассмотрены основные принципы ценообразования по таким договорам, проанализирована структура цены, представлены особенности формирования цены в течение всего срока действия договора.

Ключевые слова: договор поставки мощности, цена, затраты, оптовый рынок электрической энергии и мощности.

Бабков А.С. О МЕТОДАХ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО РЕГИОНАМ СТРАНЫ

В данной статье рассмотрена проблема сравнения энергетической эффективности различных регионов. Для сравнения были выбраны четыре региона Северо-Западного

федерального округа и проанализирована энергоемкость транспортного комплекса в качестве примера. Был предложен дифференцированный подход для оценки и сравнения энергоемкостей ВРП регионов.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергоемкость, валовый региональный продукт, энергия, баланс, субъект, статистика.

Иванов И.В., Макаров В.М. ПОДГОТОВКА ЦЕНОВОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНТРАКТОВ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТАРИЯ ТЕОРИИ ИГР.

В статье рассмотрен процесс формирования тендерного предложения при участии инжиниринговой компании в торгах открытого типа на строительство объектов энергетики. Авторами передоложен метод подготовки оптимального тендерного предложения с учетом компенсации собственных рисков инжиниринговой компании и требований предъявляемых заказчиком к претендентам, с применением инструментария теории игр.

Ключевые слова: тендерные торги. оптимизация. теория игр. инжиниринговая компания. квалификационный отбор.

Комаров И.И., Конова О.Г., Лисин Е.М. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА АКТУАЛЬНОСТИ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА БАЗЕ ПГУ-ТЭС

В настоящей статье приводится краткий анализ современного состояния российского газотурбостроения, механизмов государственной поддержки энергомашиностроения и направлений развития проектирования энергооборудования согласно принятой энергетической стратегии. Особое внимание уделяется вопросам технико-экономического преимущества ПГУ-ТЭС, делаются выводы о необходимости разработки методики оценки стоимости энергооборудования на прединвестиционной стадии.

Ключевые слова: технологическая платформа, парогазовая установка, прогнозирование, энергомашиностроение.

Комшин А.С. Измерительно-вычислительное сопровождение и диагностика электромеханических систем энергетики фазохронометрическим методом.

В докладе рассматривается новый подход к информационно-метрологическому сопровождению и аварийной защите циклических электромеханических систем в энергетике фазохронометрическим методом, разрабатываемым в МГТУ им. Н.Э. Баумана.

Рассмотрены особенности метода и преимущества по сравнению с существующими методами диагностики. Представлена реализация метода на примере внедрения опытно-промышленных образцов в теплоэнергетику.

Представлены технические возможности метода в области диагностики турбоагрегатов электростанций на примере ТВВ-200-2- К-200-130 и ТВВ-320-2УЗ-Т-250/300-240-2.

Представлены расчеты по оценке величины экономического эффекта и целесообразности внедрения фазохронометрического метода в энергетике на примере тепловых электростанций.

Ключевые слова: измерительный контроль, математическое моделирование, паровая турбина, генератор, диагностика, фазохронометрия.

Кочерова А.А., Лисин Е.М., Лыкова О.В. СОЗДАНИЕ УГОЛЬНО-ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

В настоящей статье приводится анализ изменения ресурсной базы топливно-энергетического комплекса, а также рассматриваются основные тенденции технологического развития традиционной энергетики в России и в мире. Особое внимание уделено предпосылкам создания угольно-гибридных электростанций, выделен ряд технических и экономических вопросов, требующих решения для успешного внедрения данной технологии.

Ключевые слова: уголь, теплоэнергетика, технологическая платформа, парогазовая установка, водород, технологическое прогнозирование.

Майстренко Н. Д. Скворцова И. В. Статья посвящена актуальной на сегодняшний день проблеме развития возобновляемых источников энергии. В данной статье рассмотрен мировой опыт во внедрении ветряных энергостанций в странах Европы, США, КНР. Также авторами был проведен анализ основных факторов, препятствующих развитию ветряной энергетики в России и выработан ряд рекомендаций по осуществлению мер, направленных на повышение инвестиционной привлекательности отрасли.

Ключевые слова: устойчивое развитие; ветряная энергетика; зеленая экономика.

Молчанова Л.Н. ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Рассмотрено понятие устойчивости компании, методика оценки финансовой деятельности организации как по абсолютным показателям, так и по относительным. Дана характеристика и методика расчета показателя экономической добавленной стоимости.

Ключевые слова: Финансовая устойчивость, экономическая добавленная стоимость.

Никифорова Д.В., Дмитриева С.О., Гудкова Е.Е. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ДЕФИЦИТНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА БАЗЕ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.

Рассматриваются перспективы использования ВИЭ в США и странах ЕС и препятствия, стоящие на пути активного развития отрасли возобновляемых энергоресурсов в РФ. Определены регионы России, где использование объектов малой энергетики будет достаточно эффективно. Научной группой проведен SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон альтернативной энергетики и возможностей и угроз со стороны регионов. Для одного из наиболее благоприятных субъектов РФ для развития энергетики на основе ВИЭ - Бурятии проведен сравнительный анализ технико-экономических показателей различных электростанций.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, альтернативная энергетика, петротермальная энергетика, малая гидроэнергетика, солнечная энергетика, ветроэнергетика, SWOT-анализ.

Новикова О.В., Ерастов А.Е. ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАК СИСТЕМА ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В данной статье рассмотрены проблемы формирования целевых показателей программ энергосбережения в современных нормативно-методологических условиях. Проведен терминологический анализ «целевой индикатор» и «целевой показатель», проанализированы методики расчета целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, проведена классификация и систематизация целевых показателей в области энергосбережения. Выявлено и обосновано несовершенство методики расчета целевых показателей, что проявляется в несоответствии состоянию информационной системы в области энергосбережения и энергетической эффективности. На основе проведенного исследования авторами предлагается разработка альтернативной системы целевых показателей в области энергосбережения, а также методологии их расчета.

Ключевые слова: энергосбережение, энергетическая эффективность, целевая программа энергосбережения, целевой показатель, целевой индикатор.

Плоткина У.И., Кармак М.А. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ

В данной работе авторами был проведен анализ конкурентоспособности строительства Мини-ТЭЦ на базе реконструкции котельной. Практическая значимость проекта заключается в возможности применения обоснования эффективности реконструкции котельных на базе когенерационных установок в инвестиционной программе модернизации системы теплоснабжения России.

Ключевые слова: распределённая энергетика. энергетическая эффективность. мини – тэц. государственно – частное партнёрство. факторы, определяющие развитие распределённой энергетики.

Попельшко А.В., Мыльников В.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Разработана нелинейная ячеечная математическая модель теплопроводности в составной кольцевой области с учетом фазовых переходов, изменения теплофизических свойств и действия внутренних источников теплоты и выполнено расчетное исследование влияния параметров процесса на характеристики его протекания. Предложено описание переходного теплового процесса в сечении трубопровода с неподвижной жидкостью, учитывающее кинетику промерзания изоляции и самой жидкости. Выявлено влияние конструктивных и режимных факторов обогреваемых элементов на кинетику этого процесса.

Ключевые слова: Нестационарные тепловые процессы, математическая модель, теплопроводность, теплоизоляция, фазовые переходы.

Сухарева Е.В. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СТАНЦИЙ С КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ УСТАНОВКАМИ

Развитие рыночных отношений в энергетике требует от энергопредприятий освоения современной методологии планирования производственно-хозяйственной деятельности. Необходимость эффективного планирования производственно-хозяйственной деятельности особенно актуальна для ТЭЦ, так как они работают на рынках электрической энергии (оптовом или розничном) и на локальных рынках тепла одновременно. Доклад посвящен изучению проблемы оптимизации работы станций с когенерационными установками. Предложенный метод позволяет достаточно точно планировать производственную программу электростанций.

Ключевые слова: когенерация, конкуренция, оптимизация.

Даниелс ТУРЛАЙС; Намейс ЗЕЛТИНЬШ; Айварс ЦЕРС. ТРИГЕНЕРАЦИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРОГАЗОВОГО КОМБИНИРОВАННОГО ЦИКЛА В УСЛОВИЯХ УМЕРЕННОГО КЛИМАТА

В результате исследований разработан особый способ применения абсорбционных охладителей для использования в полных газотурбинных комбинированных когенерационных циклах (ПГККЦ) для передачи низкопотенциального тепла в теплотсети. Предлагается решение по увеличению производительности абсорбционного охладителя в условиях высоких температур обратной воды теплотсети.

Разработаны решения повышения коэффициента полезного действия ПГККЦ в регионах с умеренным климатом, утилизируя до этого не использованное низкопотенциальное тепло технологических процессов, которое до сих пор выводилось в окружающую среду. Предложенное решение делает возможным увеличение общей эффективности ПГККЦ не менее чем на 2%. На экспериментальном объекте была достигнута экономия природного газа равная 1,4 миллионам м³ в год. На А/О «Ригас Силтумс» ТЦ Иманта было проведено долгосрочное изучение работы абсорбционного охладителя установленного на ПГККЦ и получен опыт разработки алгоритма оптимизации ПГККЦ.

Чекмарев С. Ю. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ И РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ.

В докладе обобщена классификация инвестиционных рисков, рассмотрены особенности инвестиционных проектов в энергетике. Выделены факторы неопределенности, влияющие на эффективность инвестиционных проектов в энергетике.

Ключевые слова: Риск, неопределенность, инвестиционные проекты

Шувалова Д.Г., Маркова В.Ю. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ИНТЕГРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРАТЕГИИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В РФ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ

Работа посвящена актуальной на сегодняшний день проблеме обеспечения условий для промышленного роста экономики России. Круг вопросов, рассмотренных в работе, затрагивает как интересы страны в целом, так и интересы каждого конкретного региона. Сложившаяся в России отраслевая структура производства накладывает свой отпечаток на развития всей экономической системы. Формирование межотраслевых комплексов способствует промышленному росту экономики.

В работе представлена оценка изменения экономического потенциала интеграции с применением стратегии локализации производства.

Ключевые слова: локализация, импортозамещение, промышленный рост, энергомашиностроение.

ABSTRACTS

Akhmetova I.G., Dorofeeva K.V. APPLYING THE CONCEPT OF «LEAN PRODUCTION» IN POWER INDUSTRY

This article discusses the methods, techniques, and particularly the introduction of the concept of "lean production" in the energy sector, summarized the experience of Russian and foreign energy companies. "Lean Energy" is intended to achieve maximum impact at minimum cost. The problem of implementation of ideas associated with the specificity of the industry, the need to adapt to the characteristics of power tools while maintaining the original philosophy. It's fairly new, growing area of optimization, but has already proven itself in practice as one of the best means of improving the efficiency of production.

Keywords: lean production, lean energy, Nuon, Enel, Mosenergo, TGC 1.

Akhmetova I.G., Mukhametova L.R. INDIVIDUAL HEATER AS OBJECT OF ENERGY CONSERVATION.

In our country, the time is rapidly approaching large-scale reconstruction of the Soviet, now obsolete inherently district heating systems. Russia to be able to cope with the enormity of this work, it is not enough just to have good components that can operate reliably in the Russian context. Much more important is the innovation principles of the heating system as a whole. This requires well-founded answer to the question: how to correctly calculate the economic aspects of reconstruction, introducing modern technical and organizational solutions. In the scope of IH and that means making significant changes to the composition of outdated requirements of equipment and circuit design, the possibility to mass production of inexpensive, functional systems, allowing clients to have a reasonable amount of money for energy-efficient equipment.

Keywords: energy efficiency, energy conservation, heater, heating, energy service contracts

Babkov A.S. ABOUT THE METHOD OF ASSESSMENT ENERGY EFFICIENCY VALUES OF THE COUNTRY'S REGIONS

In this article discuss the problem of compare energy efficient with the different regions. By comparison were selected four regions of North-West Federal District and as the example were analyzed the energy capacity of transport complex. In this article was a proposal differential treatment to assess and compare energy capacity of region's gross national product.

KEY WORDS

Keywords: Energy efficient, power intensity, gross national product, energy, balance, region, statistics

Chekmarev S. Y. UNCERTAINTIES AND RISKS OF INVESTMENT PROJECTS IN THE ENERGY SECTOR.

The report summarizes the classification of the investment risks, considers the features of investment projects in the energy sector. There marked out the factors of uncertainty which have effect on efficiency of investment projects in the energy sector.

Keywords: Risk, uncertainty, investment projects.

Ivanov I.V., Makarov V.M. PREPARATIONS OF THE TENDER OFFER FOR CONSTRUCTION THE OBJECT OF ENERGY WITH USING GAME THEORY.

This article describes the process of forming the tender offer with the participation of an engineering company in the tenders for building the object of energy. The authors propose a method for the preparation of the optimal tender offer, to compensate for the risks to the applicant and to meet the requirements for a participants, with using game theory.

Keywords: tenders. optimization, game theory, engineering company, qualification.

Kocherova A.A., Komarov I.I., Konova O.G., Lisin E.M. This article provides a brief analysis of the current situation of Russian gas turbine, governmental support mechanisms and direction of the design of power equipment according to the energy strategy. Particular attention is paid to the technical and economic advantages of combined-cycle power unit, draws conclusions about the necessity to develop a methodology for the valuation of power equipment in the pre-investment stage.

Key words: technological platform, combined cycle gas turbine plant, foresight, power-plant engineering.

Molchanova L. N. INDICATORS ASSESSING THE FINANCIAL ACTIVITIES OF THE ENERGY COMPANIES.

The article considers the concept of the company stability, methods of assessing the financial activities of the company both in absolute and in relative values. There given the characteristic and method of calculating the indicator of an economic value added.

Keywords: Financial stability, economic value added.

Nikiforova D.V., Dmitrieva S.O., Gudkova E.E. USING OF SMALL-SCALE POWER TO ENSURE THE EFFICIENCY AND RELIABILITY OF SCARCE ENERGY SYSTEMS.

Prospects of renewable energy using in the USA and EU countries and the obstacles getting in the way of active development of branch of renewable energy resources in Russia are considered. Regions of Russia where using of objects of a small-scale power generation will be rather effective are defined. Our research group carried out SWOT analysis for identification strong and weaknesses of alternative power engineering and opportunities and threats from regions. One of optimum territory subjects of the Russian Federation for renewable energy development is Buryatia. The comparative analysis of technical and economic indicators of different power plants is carried out.

Keywords: renewable energy, alternative energy, hot dry rock energy, small hydro-power, solar power, wind power, SWOT analysis.

Plotkina U.I., Karmak M.A. ANALYSIS OF COMPETITIVENESS OF DISTRIBUTED POWER BASED ON THE RECONSTRUCTION OF BOILER PLANTS

The article is devoted to the issue of development of small distributed power supply. It presents key advantages of small capacity power stations. The project feasibility study of boiler – house modernization into co – generation plant was held with use of public – private partnership mechanism. Identified conditions for improving investment efficiency in distributed power objects, were educed in the distributed power generation including renewable power sources base.

Key words: distributed power generation, power efficiency, mini – chp, public – private partnership, factors influencing development of the distributed power

Popelyshko A.V., Mylnikov V.A. MODELING OF THE THERMAL STATE OF THE PIPELINE IN THE FAR NORTH

Developed a nonlinear mathematical model of thermal conductivity cell in the composite annular region with phase transitions, changes and thermal properties of the internal sources of heat and made the design study of the influence of process parameters on the characteristics of its course. A description of the transition process in the cross section of the heat pipe with a stationary liquid, which takes into account the kinetics of freezing isolation and the liquid itself. The influence of structural factors and mode heating elements on the kinetics of the process.

Keywords: Unsteady thermal processes, the mathematical model, the thermal conductivity, thermal insulation, phase transitions.

Shuvalova D.G., Markova V.Y.

Keywords: Localization, import substitution, industrial growth, power-plant engineering.

Sukhareva E.V. CHOICE OF OPTIMUM MODES OF STATIONS WITH THE CO-GENERATION INSTALLATIONS

Development of the market relations in an energy drink demands from the power enterprises of development of modern methodology of planning of production economic activity. Need of effective planning of production economic activity is especially actual for combined heat and power plant as they work at the markets of electric energy (wholesale or retail) and in the local markets of heat at the same time. The report is devoted to studying of a problem of optimization of work of stations with the cogeneration installations. The offered method allows to plan the production program of power plants rather precisely.

Keywords: cogeneration, competition, optimization

Daniels TURLAJS, Namejs ZELTINS, Aivars CERS. THE NEW IMPROVEMENT METHOD OF GAS COMBINE CYCLE TRIGENERATION

The full natural gas combined-cycle cogeneration (GCCC) and trigeneration presents one of the most progressive technologies of the modern energy industry that ensures a high level of fuel efficiency, low emissions and the flexible process of changing the load of a power unit.

The result of research is the developed special application of the absorption coolers for the transmission of the low potential heat of GCCC to the heat network has been developed.

Solution has been found for improving the productivity of the absorption cooler under the conditions of high return temperature.

The results of research proposes solutions for increasing the total efficiency of GCCC in the countries with temperate climate conditions by utilising the low potential heat of the technological process, which was not utilised before and, which was discharged into the environment without any utilisation until now. The proposed solution allows the increase of the total efficiency of GCCC by at least 2%; the savings of natural gas achieved at the EO amount to 1.4 mill. n.m³/ year. The experimental and practical testing of the developed solutions was carried out at the CHP IMANTA of the Joint Stock Company RĪGAS SILTUMS .The gained experience was used for the development of the algorithm of the improvement of the operation of GCCC and the verification of the testing methods.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. «ЭФФЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ».....	3
Daniels TURLAJS, Namejs ZELTINS, Aivars CERS. THE NEW IMPROVEMENT METHOD OF GAS COMBINE CYCLE TRIGENERATION	3
Комаров И.И., Конова О.Г., Лисин Е.М. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКА АКТУАЛЬНОСТИ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА БАЗЕ ПГУ-ТЭС.....	21
Комшин А.С. ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ И ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ФАЗОХРОНОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ.....	31
Кочерова А.А., Лисин Е.М., Лыкова О.В. СОЗДАНИЕ УГОЛЬНО-ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ.....	39
Попельшко А.В., Мыльников В.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.....	56
Сухарева Е.В. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СТАНЦИЙ С КОГЕНЕРАЦИОННЫМИ УСТАНОВКАМИ.....	70
Секция 2. «ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ».....	76
Раздел 2.1. ПРОБЛЕМЫ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ.....	76
Воропаева Ю.А., Клементьева Н.А. ОСОБЕННОСТИ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ ПО ДОГОВОРАМ ПОСТАВКИ МОЩНОСТИ НА НОВЫХ ТЭЦ.....	7
ИОБУЭ К.Э. ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ В РЕСПУБЛИКЕ КОТ-Д'ИВУАР.....	79
Малинина Т.В., Шульгинов Р.Н. МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПЛАТЫ ЗА МОЩНОСТЬ ДЛЯ ГАЭС НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	90
РАЗДЕЛ 2.2. НАДЕЖНОСТЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	98

Чекмарев С. Ю. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ И РИСКИ РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ	98
---	----

<i>РАЗДЕЛ 2.3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ</i>	107
---	-----

Ахметова И.Г., Мухаметова Л.Р. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ КАК ОБЪЕКТ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	107
---	-----

Майстренко Н. Д., Скворцова И. В. ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРЯНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ.....	117
---	-----

Молчанова Л.Н. ПОКАЗАТЕЛИ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИ.....	121
---	-----

Плоткина У.И., Кармак М.А. АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА БАЗЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ.....	126
---	-----

Савосин Г.Ф., Косматов Э.М. СИСТЕМА МОТИВАЦИИ, НАПРАВЛЕННАЯ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ ИННОВАЦИОННО-ИНВЕСТИЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	135
--	-----

Соколова С.С., Новикова О.В. РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМОВ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАСТРОЙКЕ ТЕРРИТОРИИ НАМЫВА ВАСИЛЬЕВСКОГО ОСТРОВА В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ.....	139
--	-----

<i>РАЗДЕЛ 2.4. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ</i>	142.
--	------

Ахметова И.Г., Дорофеева К.В. ПРИМЕНЕНИЕ КОНЦЕПЦИИ «БЕРЕЖЛИВОЕ ПРОИЗВОДСТВО» В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	142
--	-----

Бабаджанян А.Ш. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ ТЭЦ	152
---	-----

Гринев А.В., Новикова О.В. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НОРМИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ.....	155
--	-----

Косой А.М. УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕМ И ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В НАРУЖНОМ ОСВЕЩЕНИИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА	161
Курицын М.Н. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В СЕТЯХ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА.....	164
Новикова О.В., Ерастов А.Е. ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАК СИСТЕМА ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	172
<i>Раздел 5. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В ЭНЕРГЕТИКЕ. ВОПРОСЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ.....</i>	
Бабков А.С. О МЕТОДАХ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПО РЕГИОНАМ СТРАНЫ.....	189
Иванов И.В., Макаров В.М. ПОДГОТОВКА ЦЕНОВОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ ДЛЯ ЗАКЛЮЧЕНИЯ КОНТРАКТОВ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТАРИЯ ТЕОРИИ ИГР.....	195
Кушнаренко О.Ю. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ СТРАНАМИ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.....	204
Никифорова Д.В., Дмитриева С.О., Гудкова Е.Е. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ДЕФИЦИТНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА БАЗЕ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	213
Рыжов В.В. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ.....	225
Спицкая М.В., Бугаева Т.М. ПРОБЛЕМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ.....	235
Шувалова Д.Г., Маркова В.Ю. ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ИНТЕГРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТРАТЕГИИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА В РФ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ.....	244

<i>АННОТАЦИИ</i>	254
ABSTRACTS.....	259

Научное издание

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И
НАДЕЖНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Труды всероссийской научной конференции

16-18 мая 2013 года

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3004 – научная и производственная литература

Подписано в печать 08.05.2013. Формат 60 X 84/16. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 15,75. Тираж 100. Заказ 10620b

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного
ответственным за выпуск,
в типографии Издательства Политехнического университета,
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел. (812) 550-40-14
Тел./факс: (812) 297-57-76