

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНЖЕНЕРНАЯ ШКОЛА ЭНЕРГЕТИКИ



БУТАКОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ
I Всероссийской с международным участием
молодежной конференции

15-16 декабря 2021г.

Томск – 2021

УДК 621.1(063)
ББК 31.3л0
Б93

Бутаковские чтения: материалы I Всероссийской с международным участием молодежной конференции. – Томск: Томский политехнический университет, 2021. - 470 с.

Настоящий сборник содержит материалы I Всероссийской с международным участием молодежной конференции «Бутаковские чтения», проведенного 15 - 16 декабря 2021г. на базе Инженерной школы энергетики Томского политехнического университета.

Материал сборника представлен без редактирования авторских электронных версий.

СОСТАВ РЕДАКЦИОННОЙ КОЛЛЕГИИ СБОРНИКА ТРУДОВ ФОРУМА

1. Губин В.Е., к.т.н., заместитель директора по развитию ЭНИН ТПУ, председатель;
2. Савостьянова Л.В., к.т.н., зав. лабораторией ОО ИШЭ, ученый секретарь секции №1;
3. Жданова А.О., к.ф.-м.н., доцент ИШФВП, ученый секретарь секции №2;
4. Цибульский С.А., к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова, ученый секретарь секции №3;
5. Марышева Я.В., инженер ОО ИШЭ, ученый секретарь секции №4;
6. Шолохова И.И., ст. преподаватель ОЭЭ ИШЭ, ученый секретарь секции №5;

Вёрстка и дизайн оригинал макета: Зимина Н.А.

**СЕКЦИЯ 1.
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ**

**DESIGN OF A POWER UNIT OF AN AUTONOMOUS NUCLEAR POWER
PLANT WITH A VVER-300 REACTOR**

M.O. Alsayed

National Research Tomsk Polytechnic University

Power Engineering School, REC named after I.N. Butakova, group 506И

Introduction

The design of the two-loop Reactor Plant (RP) with VVER-300 is based on engineering solutions for the equipment of previous designs of RP with VVER.

The VVER-300 is a proposed Russian pressurized water reactor of 325-MWe generating capacity designed for remote locations. The exterior containment structure is 16 meters high and the working section, built with transportable modules, weighs 1300 tonnes. The external steam plant can have a 917 MW thermal-steam only capacity, or 325 MW steam-turbine-electrical capacity, or a mixture of capacities relating to the four primary steam loops.[1]

In particular, it has been proposed in a more powerful sister ship to the *Akademik Lomonosov* (2010) for possible use on the Russian floating nuclear power station (two reactors on a 49,000-tonne barge). The reactor could be used on a 200–500 MW barge that is expected to be completed by 2030.[1]

The reactor has been proposed for use in water desalination, district heating and/or electrical generation.[1]

The present report aimed to design VVER-300 with horizontal steam generator.

Description of the research object

The design of my research object consists of designing of three variants of steam generator. The first is horizontal steam generator, The second is vertical steam generator with economizer zone and the third, is vertical steam generator without economizer zone.

The research work containing also designing thermal scheme of NPP with High- and Low-pressure turbine with intermediate separator and Superheater and designing of Regenerative feedwater heaters of closed type.

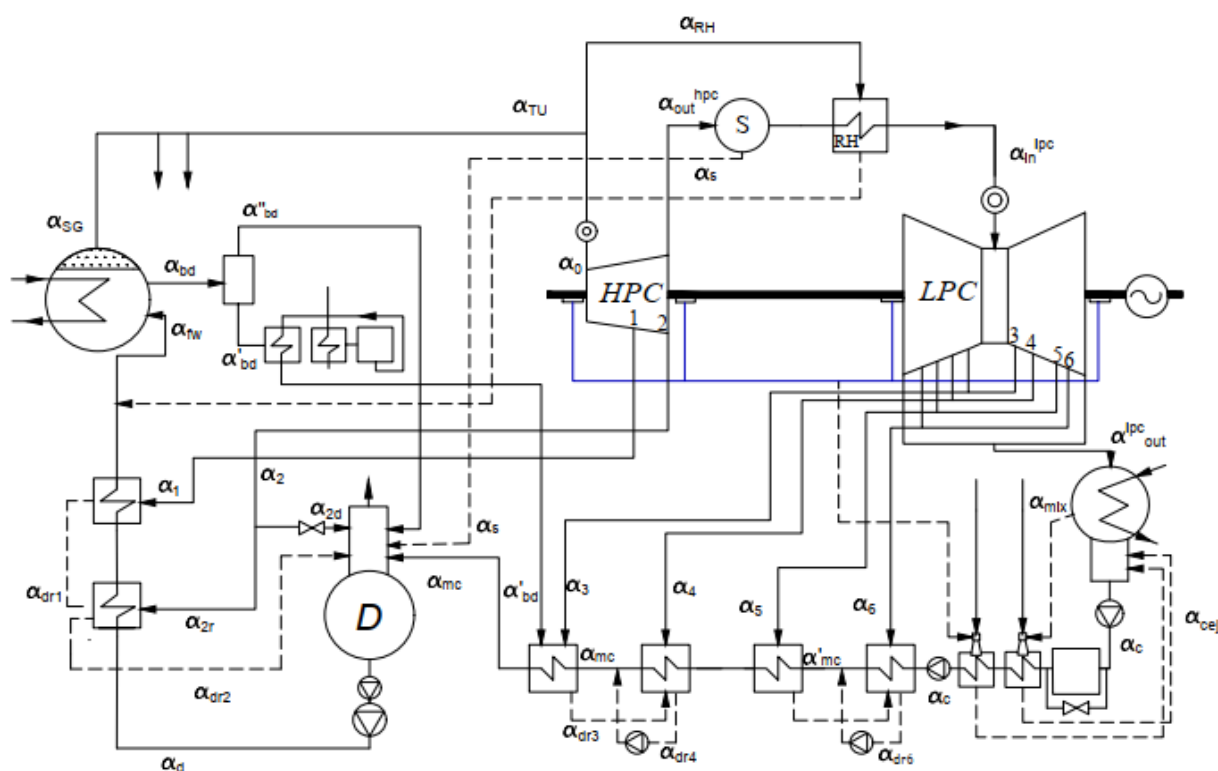


Fig. 1. NPP Scheme.

Steam generator is the most important component of the NPP. It has happened historically that the vertical type steam generators are of choice all over the world, while in Russia the horizontal steam generators are favored by the domestic nuclear industry. Both type steam generators have been operating successfully at the NPPs and adequately ensure the electric power generation. The paper outlines the efforts to elaborate various design concepts of a steam generator. One compares their parameters and characteristics, their thermal efficiency and analyzes the ways to improve the mentioned efficiency. The choice of the steam generator type is shown to involve the efforts to ensure maturity of the reactor facility design, layout, maintenance and operation within the NPP.[2]

The Results of calculation

In my project the calculation of NPP is based only on the horizontal steam generator variant and the final results are in Table 1.

Table 1. The Final results.

Thermal Power of reactor. Q_R , MW	850
Thermal loading of a steam generating unit. Q_{SG} , MW	425
Number of loops	2
Mass flow rate of steam. D_2 , kg/s	227.79
Total flow rate of steam. G_{total} , kg/s	455.58
Coolant flow rate. G_1 , kg/s	2537.68
Coolant pressure at the inlet to the SG. p_1 , MPa	16
Coolant temperature at the inlet to the SG. t'_1 , °C	325
Coolant temperature at the outlet of the SG. t''_1 , °C	296
Steam pressure at the SG. p_2 MPa	7

Feed water temperature. t_{fw} , °C	220
Number of SG tubes	7341
Super-heater	One stage
Final pressure P_c , kPa	5
Deaerator pressure P_d , Mpa	0.64
No. of Low RFWH	4
No. of High RFWH	2
N_e , MW	279.5
η_{npp}^{Gross} , %	32.05
η_{npp}^{net} , %	30.4
Specific flow rate of nuclear fuel (natural uranium) at nuclear power plants. b_{nf} , g/(MW · h)	$29.3 \cdot 10^{-3}$
specific flow rate of degraded fuel for the electrical supply at nuclear power plants (block). b_{Ndf} , MW	$176.35 \cdot 10^{-3}$

Conclusion

We can be concluded; all calculations are met and acceptable according to conditions. The efficiency of NPP is 32.05 % and it is acceptable of range. The finally calculations of steam generators, the horizontal variant is best choice because Steam generators of horizontal type are used on NPPs with VVER reactors from the moment of initiation of development of nuclear power generation.

LITERATURE:

1. Status report 66 - VVER-300
<https://aris.iaesa.org/sites/..%5CPDF%5CVBER-300.pdf>.
2. Trunov, NB (OKB Hidropress, Podol'sk (Russian Federtion)) ; Lukasevich, BI (OKB Hidropress, Podol'sk (Russian Federation)) ; Veselov, DO (OKB Hidropress, Podol'sk (Russian Federation)) ; Dragunov, Yu.G. (OAO Atomenergoprom, Moscow (Russian Federation)).

Scientific adviser: A.V. Vorobiev, candidate of technical sciences, associate professor of the Scientific and Educational Center I.N. Butakov of the Engineering School of Power Engineering of the Tomsk Polytechnic University.

JUSTIFICATION OF THE TYPE OF TURBIN PLANT FOR AN AUTNOMOUSE NUCLEAR POWER PLANT WITH A VVER-600 REACTOR

H.A. Attia

National Research Tomsk Polytechnic University

School of Energy and Power Engineering, The Butakov Research Centre, Design, operation and engineering of Nuclear Power Plants, group 506I.

Research institute, the research point is the comparison in the efficiency and economic aspect between the reactor of the VVER 600 MW unit when there is one superheater in the circuit and when installing another super heater to become two.

A nuclear power plant (nuclear power station) looks like a standard thermal power station with one exception. The heat source in the nuclear power plant is a nuclear reactor. As is typical in all conventional thermal power stations the heat is used to generate steam which drives a steam turbine connected to a generator which produces electricity.

Superheater: A superheater is a device used to convert saturated steam or wet steam into superheated steam or dry steam it is important part in nuclear power plants.

Therefore, the purpose of this coursework is the comparison in the efficiency and economic aspect between the reactor of the VVER 600 MW unit when there is one superheater in the circuit and when installing another super heater to become two. What is the best between them and what will be the calculations and designing a steam generator on the best among them by taking the thermal energy of the steam generator from the nuclear power plant calculations and putting it into the steam generator calculations the new to design one of this is nuclear power plants (NPP) with 600 MW, as well as to gain new knowledge of design rules? This coursework acquires the skills of practical use of knowledge to calculate the scheme of a particular power unit.

The objectives of this coursework are:

- learn how to understand the schemes of the NPP;
- Learn how to properly connect accessory to basic equipment or other accessories;
- Learn to determine the parameters of flows at any points of the scheme of the NPP;
- learn how to make and solve the material and thermal balance equations of the NPP scheme;
- Learn to determine the total efficiency of the NPP.

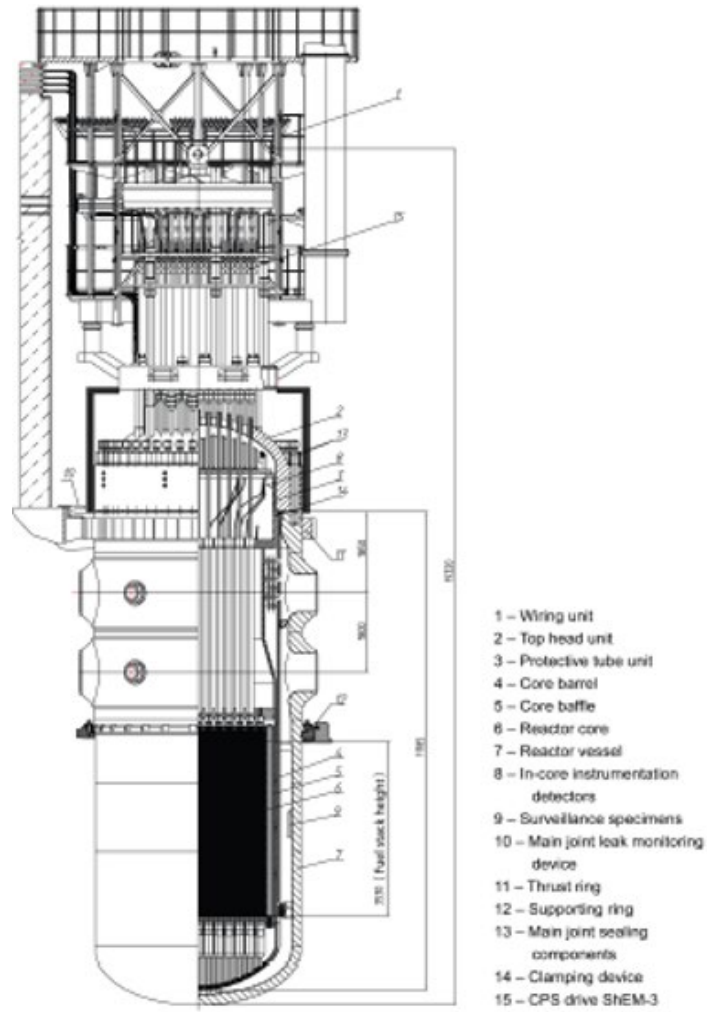


Fig. 1. VVER-600 Reactor

Steam flow to the turbine is determined by the formula:

$$G_0 = \frac{N_e \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_M \cdot \eta_g \cdot (1 - \sum(\alpha_j \cdot y_j) - \alpha_c \cdot y_c)} \quad (1)$$

Thermal efficiency calculation:

We can calculate NPP gross efficiency from to this formula

$$\eta_{PP} = \frac{N_e}{Q_T}, \quad (2)$$

We can calculate NPP Net efficiency from to this formula:

$$\eta_{npp}^{net} = \eta_{PP} (1 - \beta_{sp}), \quad (3)$$

Table 1. Comparison between one superheater and tow superheater

Parameter	VVER600MWwith one superheater SH1	VVER600MWwith tow su- perheater SH1+SH2
G_0 kg/s	933.9	935.8
N_e MW	600	600
p_0 MPa	6	6
p_c MPa	0.004	0.004
$\eta_{PP}\%$	0.325	0.352
$\eta_{npp}^{net}\%$	0.30	0.335

Scientific adviser: A.V. Vorobyov, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of (SEC I.N. Butakova, ISHE) in TPU.

REFERENCE:

1. D.J. Stoker, L.S. Mims, S. Siegel Steam superheat boiling water nuclear reactor United States Patent # 3150052 (September, 1964) Google Scholar
2. US Atomic Energy Commission (1962-05-01). "Boiling Nuclear Superheater (BONUS) Power Station: final summary design report". Division of Technical Information (PRWRA-GNEC-6).
3. "Boiling Nuclear Superheater – Rincón, Puerto Rico". National Toxic Land / Labor Conservation Service. Retrieved 28 June 2019.
4. [https://aris.iaea.org/PDF/VVER-600\(V-498\).pdf](https://aris.iaea.org/PDF/VVER-600(V-498).pdf)

Scientific adviser: A.V. Vorobiev, candidate of technical sciences, associate professor of the Scientific and Educational Center I.N. Butakov of the Engineering School of Power Engineering of the Tomsk Polytechnic University

EGYPTIAN NUCLEAR POWER PLANT TURBINE PROJECT

K.R. Ibrahim

National Research Tomsk Polytechnic University

Power Engineering School, REC named after I.N. Butakova, group 506И

Introduction

My research object is Established Nuclear Power Plant and Design (VVER-850) With design of Turbine from thermal and hydraulic calculation to design Egyptian nuclear power plant which before it was thermal power plant located at Banha city in Egypt Taking into account Geological area and consumers. Given the great demand for electric energy in Egypt, knowing that 105 million Egyptian citizens live only in an area that does not exceed 9 or 10% of the Egyptian land area. Therefore, a nuclear power plant must be established in the delta region of northern Egypt Because of the recent urban expansion in Egypt in terms of building new cities that need new sources of electricity and a diversity of energy sources.

In this paper, a methodology for thermal schema of nuclear power plant and turbine stage calculation

Description of the research object

At my research object I designed Thermal schema of nuclear power plant and turbine stage calculation High and Low pressure part

With Turbine plant efficiency = 32.7 %, Net block efficiency = 31%.

At Turbine consist five stages for High-pressure cylinder at modern nuclear power plants is two-flow

My nuclear power plant VVER-850 consisting intermediate Separator and superheater with two cylinders of turbine High and Low part with Geometric Profile (P-30-21A)

With (6) regenerative feed water heaters from both type open and closed reheater from side of calculation I found the flow rate and pressure at each point in the scheme

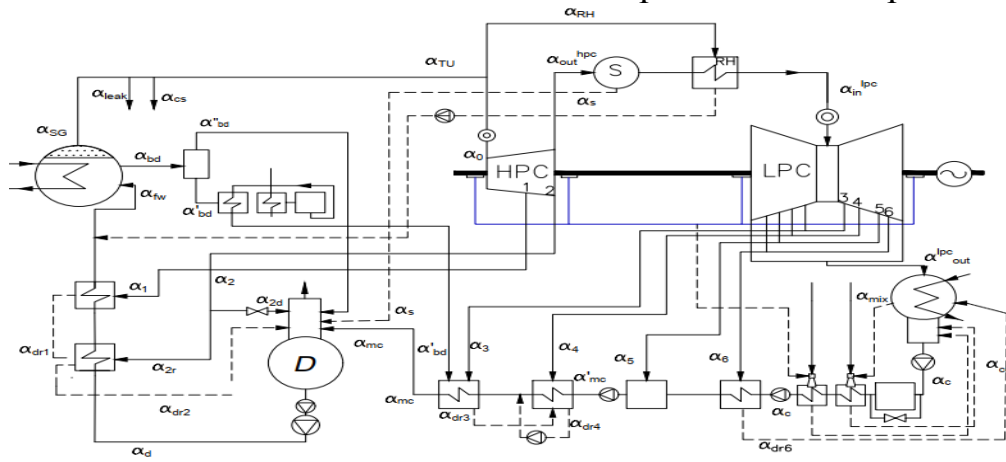


Fig. 1. Scheme of npp with flow rate directions functional dependencies
To determining steam flow to a turbine

$$G_0 = \frac{N_e \cdot 10^3}{H_i^{\text{total}} \cdot \eta_M \cdot \eta_g \cdot (1 - \sum(\alpha_j \cdot y_j))}, \quad (1)$$

Where:

η_m is mechanical efficiency of a steam turbine installation = 0,98.

η_g is efficiency of generator = 0,99 .

α_j is relative steam consumption in the j-th selection.

y_j is reproduction factor in each extraction.

N_e is electric power of NPP.

H_i^{total} is total internal heat drops in turbine, kJ/kg.

For Turbine plant efficiency.

$$\eta_{tu} = \frac{N_e}{Q_T}, \quad (3)$$

Where:

N_e is electric power of NPP.

Q_T is Thermal loading of turbine.

Calculation of the axial force on the rotor on the example of the first stage of the cylinder

The axial force acting on the rotor depends on the distribution of the vapor pressure over the surface of the rotor and is found as the sum of all axial forces:

$$R \sum_{i=1}^n R_a^i, \quad (3)$$

Within one stage, the axial force acts on the profile part of the working blades R_a^1 , the disk R_a^2 , the ledges on the rotor between the diaphragms of the adjacent diaphragm seals R_a^3 , on the ledges of the seal R_a^4 .

Calculate the total axial force acting on the fourth unregulated stage.

Calculation results

Turbine plant efficiency:

$$\eta_{tu} = \frac{N_e}{Q_T} = 32.7 \% , \quad (4)$$

Efficiency of pipelines connecting a steam generating unit with a turbine:

$$\eta_{pipe} = \frac{Q_T}{Q_{SG}} = 0.9965 , \quad (5)$$

Net block efficiency:

$$\eta_{NB} = \eta_{tu} \cdot \eta_{pipe} \cdot \eta_{SG} \cdot (1 - K_{on}) = 0.31 , \quad (6)$$

Specific flow rate of degraded fuel for the electrical supply at nuclear power plants:

$$b_{ndf} = \frac{0.0537}{\eta_{on}^e} = 0.175 \frac{\text{kg}}{\text{kW} \cdot \text{h}} , \quad (7)$$

The shaft is considered rigid, since the critical frequency is higher than the operating frequency. The condition must be met for a rigid shaft:

$$n_{cr} \geq (1.2 - 1.25)n_{op}, \quad (8)$$

$$\frac{n_{cr}}{n_{op}} = \frac{11478}{3000} = 3.8 \quad (9)$$

The condition is met.

Conclusions

After calculations we found that efficiency of Nuclear Power Plants is acceptable also all conditions is met for all calculation from both sides hydraulic and thermal

The design is based on the latest technologies in nuclear power plants in terms of modern turbines in design

LITERATURE:

1. Power plant engineering/by Black & Veatch; Lawrence F. Drbal, managing editor, Patricia Boston, associate editor, Kayla L. Westra, associate editor.
2. Nuclear Power Plants. Design and Safety Considerations / editor by J. P. Argyriou. — New York: Nova Science Publishers, Inc., 2012.
3. Leyzerovich, Alexander. Wet-Steam Turbines for Nuclear Power Plants / A. Leyzerovich. — Tulsa: PennWell, 2005.

Scientific adviser: S.V. Lavrinenko, Candidate of Pedagogical Sciences, associate professor of the Scientific and Educational Center I.N. Butakov of the Engineering School of Power Engineering of the Tomsk Polytechnic University

VVER-1200 WITH VERTICAL STEAM GENERATOR

M.A. Ibrahim

National Research Tomsk Polytechnic University

Power Engineering School, REC named after I.N. Butakova, group 506И

Introduction

The object of the study is the power unit of a nuclear power plant with a VVER reactor with an electrical power of 1200 MW.

The purpose of the work is to design a power unit for a nuclear power plant with a VVER-1200 reactor with vertical steam generator

In the course of work, thermal, design, calibration, hydrodynamic calculations of the STU, steam generator and reactor plant were performed.

As a result of the research, a reactor was designed,

Vertical steam generator and thermal diagram of the power unit

Description of the research object

At my research object I designed Thermal schema of nuclear power plant and vertical steam generator with High- and Low-pressure part

With Turbine plant efficiency = 36 %, NPP efficiency = 34.5%.

My nuclear power plant VVER-1200 consisting intermediate Separator and double stage superheater with two cylinders of turbine High and Low part

With (7) regenerative feed water heaters from both type open and closed reheater from side of calculation I found the flow rate and pressure at each point in the scheme

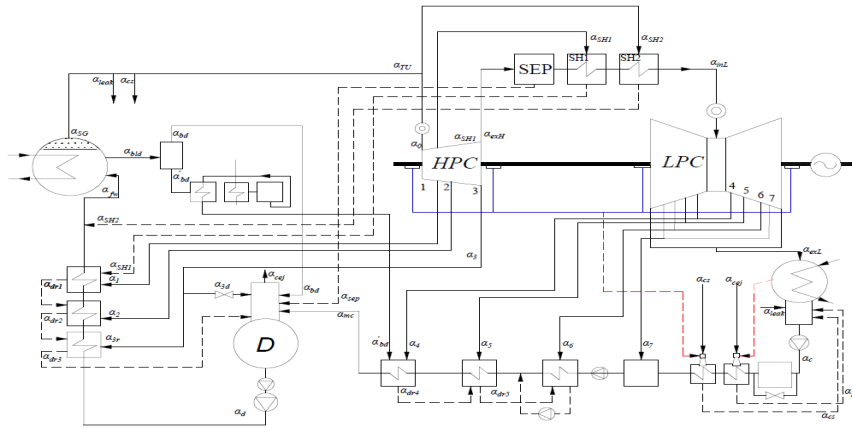


Fig. 1. Scheme of npp with flow rate directions

Functional dependencies

steam flow rate from the steam generator

$$D_2 = \frac{Q_{sg}}{\left[k_{hl} \cdot [(h_2'' - h_2') + (h_2' - h_{fw})] + \left(\frac{\alpha_{bd}}{100} \right) \cdot (h_2' - h_{fw}) \right]}, \quad (1)$$

Q_{sg} is thermal power of the steam generator, kW

D_2 is steam flow rate from the steam generator, kg/s;

k_{hl} , is coefficient that takes into account heat losses in the steam generator;

h_2'' is steam enthalpy at saturation temperature;

h_2' is steam enthalpy at saturation temperature;

h_{fw} , is enthalpy of feed water;

$D_{bd} = \left(\frac{\alpha_{bd}}{100}\right) \cdot D_2$ is flow rate of blowdown water, kg/s.

Calculation results

Turbine plant efficiency:

$$\eta_{tu} = \frac{N_e}{Q_T} = 36 \% , \quad (2)$$

Efficiency of pipelines connecting a steam generating unit with a turbine:

$$\eta_{pipe} = \frac{Q_T}{Q_{SG}} = 0.990 , \quad (3)$$

NPP efficiency:

$$\eta_{npp} = \eta_{rs} \cdot \eta_{pip}^I \cdot \eta_{pip}^{II} \cdot \eta_{sg} \cdot \eta_{ts} = 34.5\% , \quad (4)$$

Specific flow rate of degraded fuel for the electrical supply at nuclear power plants:

$$b_{ndf} = \frac{1000}{24 \cdot B \cdot 10^3 \cdot \eta_{npp}} \cdot \frac{X_n - X_o}{X_e - X_o} = 27.05 \frac{ton}{year} , \quad (5)$$

Conclusions

After calculations we found that efficiency of Nuclear Power Plants is acceptable also all conditions is met for all calculation from both sides hydraulic and thermal

The design is based on the latest technologies in nuclear power plants in terms of modern turbines in design

LITERATURE:

1. Power plant engineering/by Black & Veatch; Lawrence F. Drbal, managing editor, Patricia Boston, associate editor, Kayla L. Westra, associate editor.
2. Nuclear Power Plants. Design and Safety Considerations / editor by J. P. Argyriou. — New York: Nova Science Publishers, Inc., 2012.

Scientific adviser: D. Gvozdyakov, Candidate of Sciences, associate professor of the Scientific and Educational Center I.N. Butakov of the Engineering School of Power Engineering of the Tomsk Polytechnic University

DEVELOPMENT OF A 900 MW NPP POWER UNIT WITH AN UPGRADED STEAM GENERATOR BLOWDOWN SYSTEM

M.M. Mohamed

National Research Tomsk Polytechnic University

Engineering school of energy, The Butakov Research Center, Group 506H

Introduction

The world is at a turning point. Despite the considerable efforts to decarbonize the economy and the many billions spent, our world remains highly dependent on fossil fuels. Fossil fuels still supply over 80% of energy worldwide and the trend is clear – instead of reducing our dependence on fossil fuels, we are increasing it. A global effort towards establishing a sustainable energy system is underway. The electricity sector is

at the heart of that effort, with the need for clean, abundant and affordable electricity widely recognised.

The use of nuclear energy provides an affordable fast track to a high-powered and clean energy system, which delivers a healthier environment whilst strengthening a country's energy security. [1]

Large-scale nuclear reactors are the only proven low carbon technology that can be deployed at the scale and timings required to meet the Paris Agreement goals. These reactors run quietly in the background, delivering immense amounts of power around the clock, regardless of weather or season. At a global level, the nuclear energy has an excellent operational performance record, with an average capacity factor above 80% – with many reactors achieving above 90%.

The nuclear power plants operating across the world at present are based on proven technology, which has evolved and matured over the past 40 years. These reactors, available in capacities from about 600MWe to 1700MWe, provide secure and stable electricity supply for their national grids.

Development a nuclear power unit with 900 MW and determining an optimal combination between efficiency and economic issues was the aim of this project-which is required in the Middle Eastern [2] and South Asian countries- in addition to upgrade the blowdown system for the steam generator.

Upgrading the blowdown system was based on the commissioning the AES-2006 (V-392M) steam generator blowdown system a modified flowchart has been proposed for the steam generator blowdown and drainage using multi-pass valves with an electric single-turn (EST) actuator drive in the system. The flowchart modification makes it possible to reduce the specific content of metal in the system and to provide an extra space for the maintenance of the system's regenerative heat exchanger in a pressurized shell, to use eight multi-pass valves for the steam generators instead of 36 electromagnetic valves, and to cut the operating and repair costs.

Implementation of the SG blowdown system at Novovoronezh NPP (AES-2006 design, WWER-1200)

The closed high-pressure SG blowdown system is a new system with no analogues in the NPPs in operation in Russia .

The fluid flow rate in the new SG blowdown system is higher than in traditional systems due to the blowdown flow rate increased to 140 t/h (not more than 50 t/h in a traditional system).

No need for a traditional SG blowdown system to be used outside the containment is explained by the blowdown flow rate increase to 140 t/h, as required by the equipment developer and with regard for the long-term experience of operating SGs in current NPPs.

Austenitic stainless steel is used as the base material for the system's components, pipelines and valves. No copper-containing alloys are used.

The SG design, as far as blowdown is concerned, has not changed greatly as compared to the latest WWER-1000 units. There have been changes in the blowdown flowchart and in the equipment composition, design and layout. In a classical flowchart, the blowdown water from each SG is removed to beyond the containment over two pipelines, with the flows merging in a pair of headers (for continuous and

periodic blowdown) and entering the blowdown expansion tank in which a pressure of 0.8 MPa is maintained. Shutoff control valves (SCV) are used for the pressure reduction and the flow rate regulation. Downstream of reactor water treatment system 5 (RWT-5), the deaerator steam and the purified water are discharged into the turbine hall deaerator .

There is no blowdown expansion tank in the AES-2006 design (V-392M reactor plant).

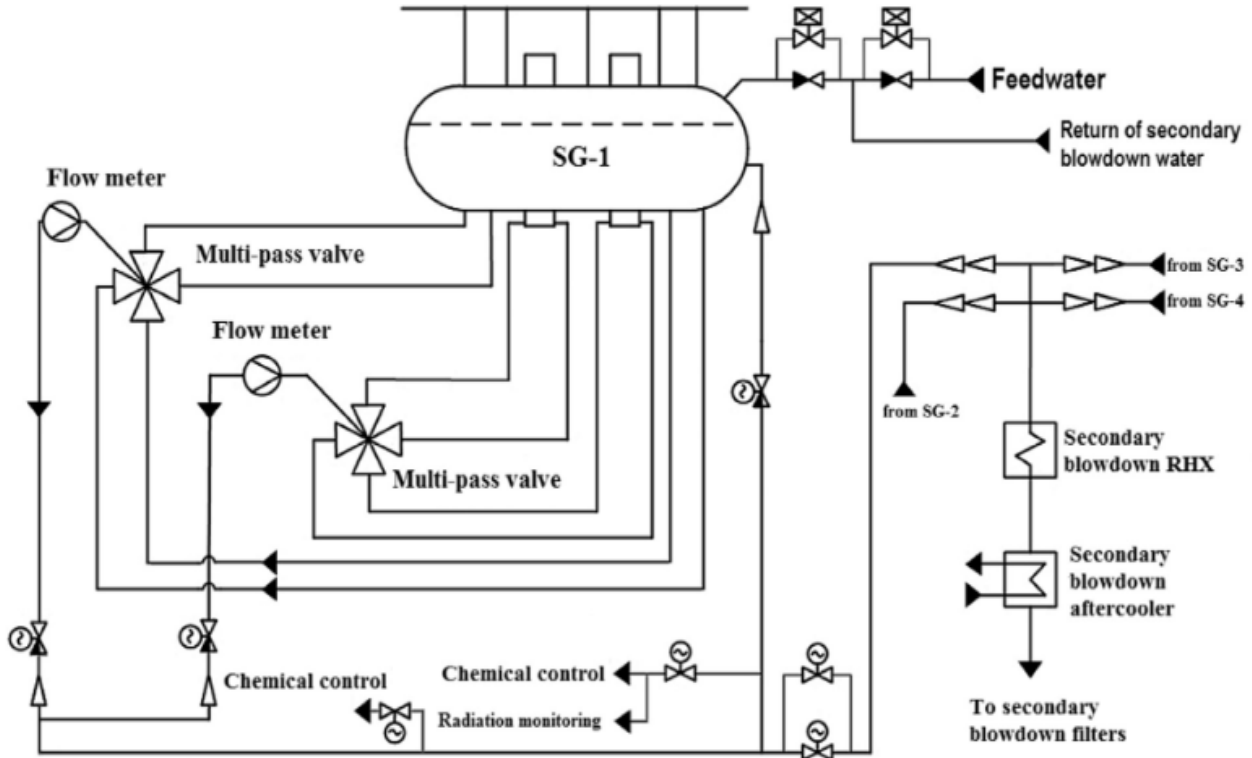


Fig. 1. Flowchart of the SG blowdown and drainage system used in WWER-1200 [3]

Choice of the parameters for a 900 MW NPP

- Choice of $P_0 = 7 \text{ MPa}$ which gives us a higher feed water temperature and a higher efficiency. Increasing the initial temperature causes increase in η_t and η_{oi} . since: - the specific volume of steam at the beginning of expansion grows, hence, the height of the first stage turbine blades increases. - the final degree of moisture decreases, hence, moisture-related losses in the last stages of the turbine are reduced.
- Choice of P_c at 4 kPa to:
 1. Decrease of the final pressure causes thermal efficiency to increase because heat losses in the cycle decrease.
 2. At decreased pressure at the outlet of the turbine, the steam humidity increases at the end of the expansion process, which leads to increase of losses in the turbine.
 3. Capital costs increase when trying to approximate the temperature of steam in a condenser to the temperature of cooling water (expansion of heat-exchange surface).
- Choice of $P_d = 0.75 \text{ MPa}$ to fulfil the target of getting the highest efficiency.

- Choice of the feed water temperature t_{fw} as 234.8 °C in order to reduce the number of HPH which is affects positively to the economics calculations for the NPP.

Conclusion

Development a 900 MW NPP unit to obtain the optimal parameters for the thermal efficiency taking into account the economical issues was the aim of this work, in addition to updating the blowdown system of SG, improving the performance and operating reliability of the blowdown system as far as its design functions are concerned, this leading to such secondary circuit water chemistry as will minimize the amount of deposits on the heat-exchange surfaces.

REFERENCES:

1. The need of large and small reactors, today and tomorrow, September 2020, World Nuclear Association.
2. <https://www.world-nuclear.org/our-association/publications/policy-papers/the-need-for-large-and-small-nuclear,-today-and-to.aspx>
3. <https://nuclear-power-engineering.ru/article/2017/03/14/>
4. Tunisia plans nuclear power plant by 2020.
5. <https://www.reuters.com/article/idUKAM233712620061123>
6. Opyt vvoda v ekspluatatsiyu sistemy produvki parogeneratorov proyekta AES-2006 (RU V-392M) / S. V. Yaurov, K. F. Galiyev, A. V. Borovoy, A. S. Vol'nov // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Yadernaya energetika. – 2017. – № 3. – S. 151-161. – DOI 10.26583/npe.2017.3.14.

Scientific supervisor: A.M. Antonova, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the I.N. Butakov Scientific and Educational enter of the Tomsk Polytechnic University School of Energy Engineering.

ПРОБЛЕМА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБУЧЕНИЯ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ, РЕАЛИЗУЮЩЕЙ АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, И РАЗРАБОТКА СООТВЕТСТВУЮЩИХ КРИТЕРИЕВ ОБУЧЕНИЯ И ПУТИ ЕЁ РЕШЕНИЯ

М.В. Андреев¹, Ю.Д. Бай¹, Я.Ю. Малькова²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, ОЭЭ^{1,2}, группа 5АМ11²

Искусственные нейронные сети (НС) и принципы машинного обучения являются одной из наиболее обсуждаемых тем в настоящее время. Данная концепция нашла применение практически во всех значимых для человечества сферах деятельности. Электроэнергетика не является исключением.

В последние годы появилось множество проектов, посвященных разработке алгоритмов автоматического управления электроэнергетическими

системами (ЭЭС), в основе которых лежит нейронная сеть. В частности, разработаны и исследованы алгоритмы устройств релейной защиты (РЗ), которые способны «различать» и классифицировать аварийные режимы работы объектов энергосистемы. Например, в работе [1] авторы создали НС, которая способна распределить режимы в сети на следующие категории: 1) междуфазные короткие замыкания (КЗ); 2) междуфазные КЗ на землю. Разработанная сеть использована в основе алгоритма дистанционной защиты линии электропередачи, предназначенной именно на выявление и локализацию такого рода режимов КЗ. Однако подавляющее число проектов по разработке алгоритмов функционирования РЗ с использованием НС связано с дифференциальной защитой, главным образом силовых трансформаторов (автотрансформаторов). Повышенный интерес к данной РЗ вызван нерешенностью задачи радикальной минимизации неправильных действий дифференциальной защиты трансформаторов (ДЗТ) при броске тока намагничивания (БНТ), а также режимах внешних КЗ, сопровождающихся глубоким насыщением измерительных трансформаторов тока. В статьях [2] авторы разработали нейронные сети, базирующие на разных принципах определения коэффициентов связей, функций активации и др., однако, направленных на одну и ту же задачу – отнести входной режим к одной из четырех групп режимов, наиболее критичных для корректного функционирования ДЗТ: 1) внутренние КЗ; 2) внешние КЗ; 3) БНТ; 4) перевозбуждение.

Одним из ключевых моментов реализации нейронной сети является её обучение. Для реализации данной возможности необходима обширная база данных. Применительно к РЗ – это база режимов ЭЭС, относящихся к тем категориям, в соответствии с которыми необходимо выполнить классификацию входного режима. Получить такого рода информацию, в особенности по аварийным режимам для конкретного объекта, например, силового трансформатора, из реальной ЭЭС невозможно, поскольку для эффективной тренировки НС требуется сотни и даже тысячи опытов для одного и того же вида повреждения. Единственным вариантом остается математическое моделирование ЭЭС. При этом во всех работах подобного рода, включая названные ранее, тренировка НС выполняется с использованием минимально возможной схемы. Данное обстоятельство связано с проблематикой численных методов, исследованной авторами и опубликованными, например, в работе [3]. Суть данной проблемы заключается в том, что наращивание совокупной модели ЭЭС (при этом не имеет значения за счет моделей силового оборудования или РЗ) при условии сохранения максимальной полноты отдельных математических моделей оборудования приводит к увеличению жесткости формирующей её системы дифференциальных уравнений. Это в свою очередь может привести к тому, что решение численными методами, плохо применимыми для решения жестких (диапазон постоянных времени >1000) дифференциальных уравнений, не будет сходиться. Упрощение же модели ЭЭС с целью получения результата приведет к увеличению погрешности. Поэтому уменьшение схемы представляется в данном случае лучшим способом обойти указанную проблему. Следует указать, однако, что процессы в ЭЭС реальной размерности и их сжатых эквивалентах протекают неодинаково, что подтверждается, в частности, исследованиями [4], а значит небольшие абстрактные модели

не позволяют учесть специфику функционирования реальных энергосистем. Следует отметить еще одну особенность существующих подходов – при формировании тренировочных данных не учитываются элементы измерительной и преобразовательной частей самой защиты, определяющие в значительной степени изменение формы входного сигнала до его попадания в микропроцессор, где он уже может быть оценен нейронной сетью.

Два отмеченных ранее фактора, по мнению авторов, негативно влияют на эффективность тренировки (обучения) НС, определяющей работу РЗ. В настоящее время нет исследований, подтверждавших или опровергающих данный вывод, причиной чему является отмеченная проблематика численных методов.

Альтернативным по отношению к вышеобозначенному численному решению дифференциальных уравнений является комплексный подход, позволяющий разрабатывать и применять для каждого значимого аспекта проблемы адекватного моделирования ЭЭС наиболее эффективные методы и способы, агрегирование которых обеспечивает ее успешное решение в целом. Практической реализацией данной концепции, названной гибридной, является многопроцессорная программно-аппаратная система – Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) [5]. Заложенные в ВМК РВ ЭЭС принципы построения исключают проблему сходимости решения, а также методическую ошибку решения математических моделей элементов и соответственно совокупной модели ЭЭС в целом, безотносительно к дифференциальному порядку, жесткости и интервалу решения, поэтому, точность решения гарантирована и определяется только инструментальной погрешностью аппаратной части комплекса, минимизация которой обеспечивается применением прецизионных интегральных компонентов. Симулятор ВМК РВ ЭЭС также позволяет без ограничений на размерность и детализацию интегрировать математические модели РЗ, разработанные в соответствии с отмеченным комплексным подходом. Существенный опыт в разработке и применении таких моделей получен в научных проектах РНФ, РФФИ и Минобрнауки РФ, успешно выполненных под непосредственным руководством одного из авторов. Результаты названных проектов в частности опубликованы в [6, 7].

Таким образом используя имеющийся опыт, а также существующий технический задел (ВМК РВ ЭЭС, программно-аппаратные средства моделирования РЗ), в рамках выполняемого в настоящее время авторами проекта предполагается выработать критерии обучения нейронной сети, обеспечивающей функционирование РЗ, с точки зрения требуемого уровня детализации и размерности математической модели ЭЭС, необходимости учета современных особенностей её развития (в частности наличие возобновляемых источников энергии), а также внутренних элементов самих защит.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.

ЛИТЕРАТУРА:

1. R. Venkatesan and B. Balamurugan, "A real-time hardware fault detector using an artificial neural network for distance protection," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 1, pp. 75-82, Jan. 2001, doi: 10.1109/61.905596.
2. A. L. Orille-Fernandez, N. K. I. Ghonaim and J. A. Valencia, "A FIRANN as a differential relay for three phase power transformer protection," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, pp. 215-218, April 2001, doi: 10.1109/61.915485.
3. Andreev M., Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bems J., Kralik T. Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 34 (2), 2019, pp. 1404–1415.
4. E. Muljadi, Y. C. Zhang, V. Gevorgian, and D. Kosterev, "Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant," in Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Milwaukee, USA, 2016, pp. 1–5.
5. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Уфа Р.А. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса. Газовая промышленность. – 2017. – №5 (752). – С. 18-27.
6. Andreev, M.V. Settings Determination for Numerical Transformer Differential Protection via Its Detailed Mathematical Model / M. Andreev, A. Suvorov, N. Ruban, et al. // IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, Vol. 14, Iss. 10, pp. 1962 –1972.
7. Андреев, М.В. Исследование процессов в измерительной части цифровых устройств релейной защиты в программном комплексе MATLAB / М.В. Андреев // Электротехника. – 2019. – №7. – С. 58–64.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС

В.С. Кутепов¹, О.Ю. Ромашова², А.И. Алчинов³

Томский политехнический университет^{1,2,3}

ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова^{1,2,3}, группа 5БМ02¹, группа 5Б8А³

Цель работы –расчетный анализ теплофикации на газотурбинных и парогазовых станциях, их особенностей по сравнению с традиционным паросиловым теплофикационным циклом, исследование эффективности теплофикации в зависимости от разных схем\условий.

Основными показателями эффективности теплофикационной выработки ЭЭ на ТЭЦ являются: мощность на тепловом потреблении, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, к-т использования теплоты топлива, показатель доли теплоты, КПД по производству электрической энергии для ГТУ-ТЭЦ.

Особенности теплофикационной выработки ЭЭ на ГТУ: ГТУ имеет неплохие показатели относительно ПТУ (сравнительно большой электрический КПД, более экологичное топливо, неплохая маневренность), необходим более тщательный подход к проектированию станции для непрерывного обеспечения теплового потребителя, при сильном отклонении от номинальной тепловой нагрузки изменяется также и оптимальная степень сжатия компрессора, что в свою очередь влияет на показатели тепловой экономичности ГТУ-ТЭЦ в целом. Дожигание дополнительного количества топлива, камера дожигания располагается после турбины, и перед ГВТО, тем самым повышая температуру газов на выходе из турбины до необходимой.

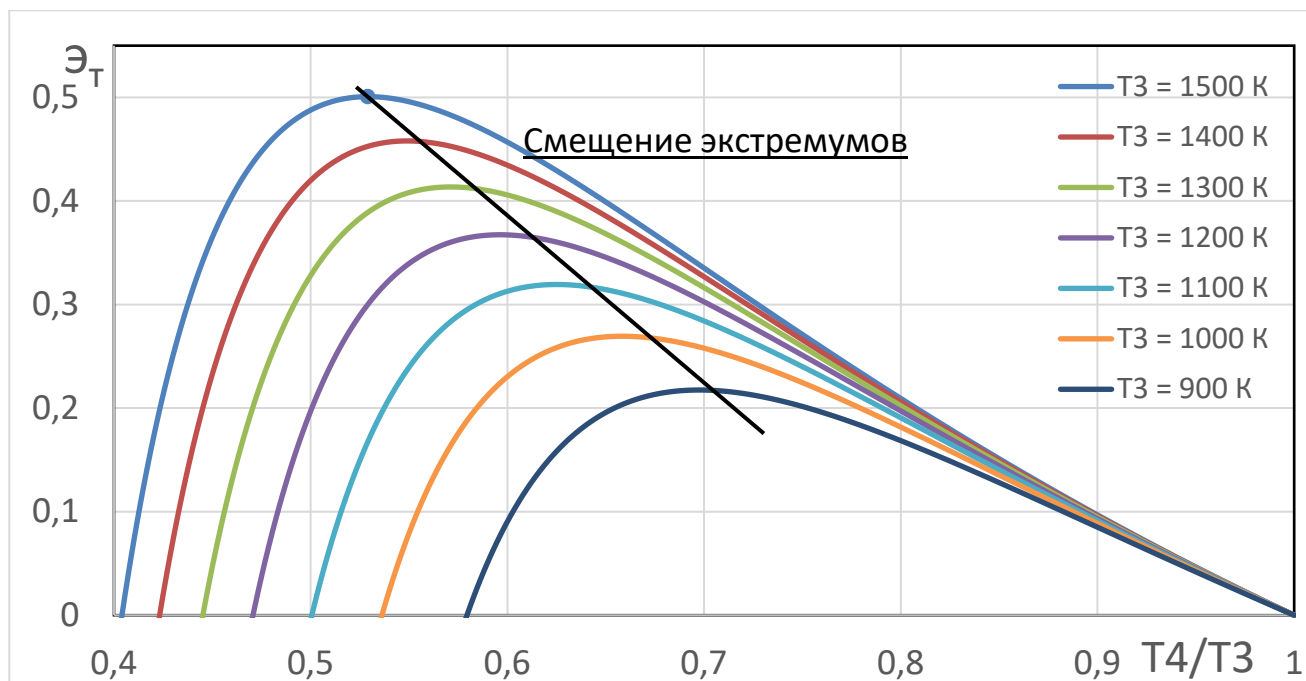
Исходные данные простой ГТУ - температура наружного воздуха $t_1 = 0^\circ\text{C}$, температура газов на выходе из газового теплофикационного подогревателя $t_5 = 100^\circ\text{C}$, внутр. относит. КПД газ турбины и компр. $\eta_{oi}^T = 0,88$, $\eta_{oi}^K = 0,86$, выполнен анализ изменения уд. выработки электроэнергии на тепловом потреблении при варьировании температура газов перед турбиной T_3 от 1000 К до 1500 К, расчет совершается при отношении температур на выходе и входе в ГТ $T_4/T_3 = 0,4 \div 1$ с шагом 0,001 и соответствующем изменении степени повышения давления.

Основные результаты:

Таблица результатов расчетов при $T_3 = 1200 \text{ К}$

Название параметра	Значения				
T_4/T_3	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
T_4	600	720	840	960	1080
L_k , кДж/кг	531,38	331,41	203,08	114,23	49,33
L_T , кДж/кг	729,67	583,73	437,80	291,87	145,93
ε	30,48	11,89	5,51	2,88	1,64
ε_T	0,1972	0,3672	0,3026	0,1972	0,0932

Построим зависимость удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от степени сжатия в компрессоре, при разных значениях температуры газов на входе в турбину T_3



Результаты расчета свидетельствуют: расчетом ГТУ определено наличие экстремума удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\varepsilon_T = N_T/Q_T$ в зависимости от отношения температур отвода теплоты потребителю T_4 и температуры на входе в газовую турбину T_3 . При увеличении T_3 экстремумы функции ε_T смещаются в сторону меньших значений T_4 и достигают больших величин. Для обеспечения максимальной эффективности теплофикационной установки не достаточно понизить температуру газов на выходе из турбины (как это возможно в паросиловых циклах) – так как это вызывает повышение потерь в компрессоре из-за неизоэнтропности сжатия при росте давления на выходе.

Анализ эффективности теплофикации на ПГУ-ТЭЦ выполнен путем сравнения показателей работы одно и двухконтурной ПГУ с противодавленческой паровой турбиной.

Исх данные: Температура сетевой воды на выходе из сетевой установки $t_{пс}=95$, температура обратной сети 45.

Дополнительные исходные данные: Давление в деаэраторе $P_d = 0,18$ МПа, давление в отборе на деаэратор $P_1 = 0,27$ МПа, нагрев конденсата в деаэраторе $dt_d = 16^\circ\text{C}$; Парогенерирующий контур КУ состоит из экономайзера, испарителя и пароперегревателя. температурный напор $dt_{и} = 10^\circ\text{C}$ (необходимо для максимальной утилизации теплоты газов). Температурный напор на горячем конце пароперегревателя $dt_{вх} = 30^\circ\text{C}$; Изменение энтальпии в изобарных процессах отвода теплоты от дымовых газов в КУ производится по формуле $dh = c_p \cdot d\vartheta$, $c_p = 1,035$ кДж/(кг · К); Внутр. относит. КПД паровой турбины и питательного насоса (η_{oi}^T и $\eta_{oi}^{ПНВД}$) 80%; Потери давления пара между КУ и паровой турбиной $\delta P = 5\%$; Температурные напоры в ОРГПК между сетевой водой, и водой в контуре рециркуляции примем одинаковыми (10°C); Давление сетевой воды 0,6 МПа. Исходные данные для двухступенчатого КУ будут аналогичны одноступенчатому.

Схема одноконтурного котла утилизатора:

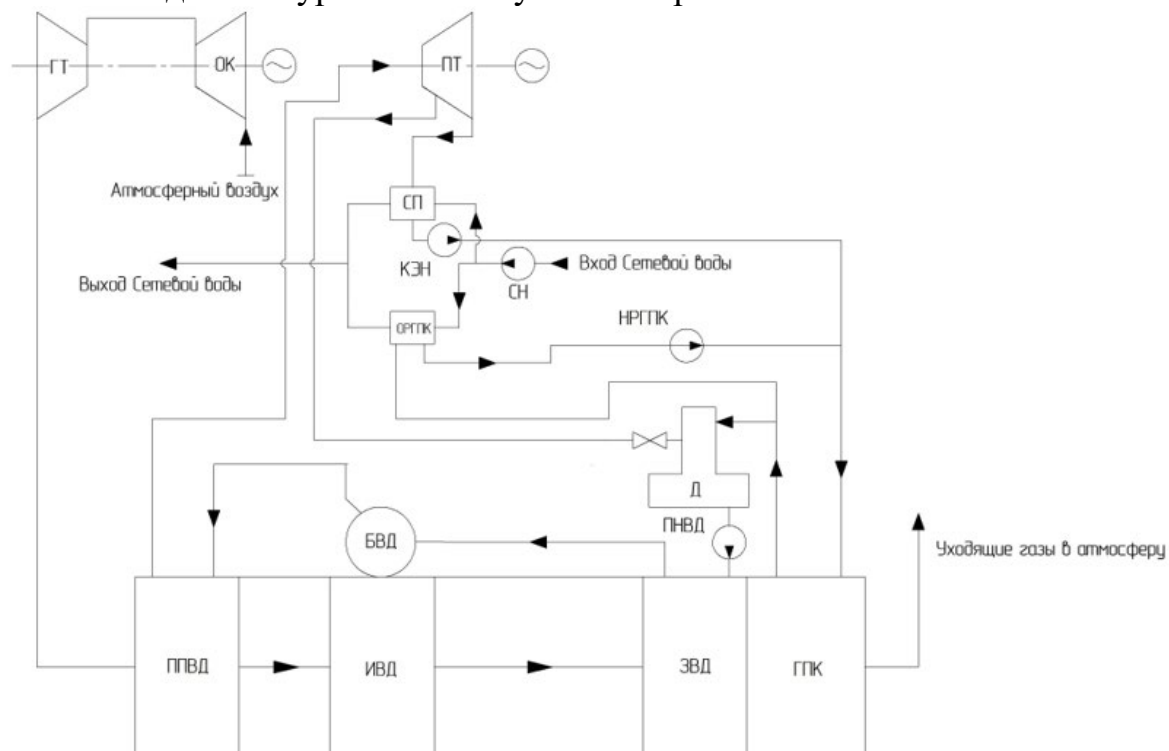


Схема двухконтурного котла утилизатора аналогична одноконтурной, но с рядом изменений: ПТ разделяется на ЧВД и ЧСД, от деаэратора выходит два потока ПНВД и ПННД, по потоку ПННД аналогично идет на ЗНД, БНД, ППНД и в ИНД.

Параметр	Ед. Изм.	одноконтурный КУ	двухконтурный КУ
$P_{бвд}$	МПа	10	
$P_{ппвд}$		9,75	
$P_{вых}^{эвд}$		10,5	
$P_{вых}^{ппвд}$		11,5	
$t_{ппвд}$	°C	545,3	
$P_{ппнд}$	МПа	-	0,79
$t_{ппнд}$	°C	-	210,04
$G_{ппнд}$	кг/с	-	4,07
G_d	кг/с	0,79	0,93
G_k	кг/с	27,02	30,95
$P_s^{сп}$	МПа	0,1313	
$t_{вх}^{гпк}$	°C	70	
$G_{рец}$	кг/с	65,13	74
$Q_{сп}$	кВт	60365,49	68192,36
$Q_{оргпк}$		12618,49	14337,96
Q		72983,99	82530,32
$G_{св}$	кг/с	345,89	391,14
$G_{св}^{оргпк}$		65,13	74

$G_{\text{св}}^{\text{сп}}$		280,76	317,14
$t_{\text{пс}}^{\text{сп}}$	°C	95,95	
$t_{\text{с}}^{\text{сп}}$		105,95	
$N_{\text{э}}$	кВт	21380,14	23642,2
$\text{э}_{\text{т}}$	-	0,2982	0,2850

Для ГТУ средней мощности эффективно будет использование двухконтурного КУ, за счет наиболее полной утилизации теплоты (120,57 °C при двухконтурном КУ и 168,88 °C при одноконтурном КУ) и возможности обеспечивать теплового потребителя с большей нагрузкой (на 17,5%).

Выводы: 1) Оптимизация параметров пара, вырабатываемого в схемах ПГУ-ТЭЦ с одно- и двухконтурными котлами-утилизаторами показывает, что с увеличением температуры газов на входе в котел происходит рост оптимального давления и удельной выработки на тепловом потреблении. 2) Переход от одноконтурной схемы ПГУ-ТЭЦ к двухконтурной при оптимальных параметрах паротурбинного контура, неизменной температуре и расходе газа на входе в КУ и заданных параметрах теплосети приводит к очевидному росту электрической и тепловой мощности ПТУ, но по эффективности выработки электроэнергии в теплофикационном цикле вторая схема проигрывает, так как для нее значение **удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении** снижается. Сравнивая, получили: при переходе к двухконтурной схеме КУ электрическая мощность паровой турбины увеличилась на 9%, тепловая нагрузка выросла на 11,6%, **коэффициент использования теплоты топлива** увеличился на 4,89%, однако удельная комбинированная выработка ЭЭ на тепловом потреблении снизилась на 1,32%. Снижение удельной выработки объясняется опережающим приростом тепловой нагрузки ПГУ по сравнению с электрической мощностью за счет более полного использования температуры уходящих газов в схеме теплоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Яковлев. Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения: монография. - М.: Новости теплоснабжения, 2008. — 448 с.
2. Соколов. Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 9-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
3. Крашенинников С.М. Исследование эффективности схем и параметров энергоблоков ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ средней мощности для условий Российской Федерации // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2019.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПУТЕМ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ДЕФЕКТОГРАФИРОВАНИЯ

И.А. Кавун

Томский политехнический университет

ИШЭ, группа А1-42

Электрическая прочность изоляции обмоток – необходимое условие устойчивой работы силового трансформатора. Это невозможно реализовать без надежных и чувствительных технологий контроля состояния [1]. Соответствующая технология контроля механического состояния обмоток трансформатора была предложена в 1966 году. Принцип метода заключался в применении стандартного зондирующего импульса ($1.2/50$ мкс при амплитуде 500-1000 В) на одну из обмоток, остальные обмотки, реагирующие на зондирующий импульс, замыкались накоротко. Отклик представляет собой сигнал, соответствующий переходному процессу. Сначала необходимо снять нормограмму, это ответ от обмотки рабочего трансформатора. Сравнения начальных нормограмм и откликов (дефектограмм) позволяют сделать вывод о состоянии обмотки, разница которых представляет проблему в обмотках. Данный метод получил название метод низковольтных импульсов (НВИ) [2].

Далее для повышения точности контроля метод НВИ был модифицирован и преобразован в метод измерения амплитудно-частотных характеристик. Принцип амплитудно-частотного метода заключается в следующем: измерение амплитудно-частотной характеристики от одной из обмоток трансформатора при подаче на другую обмотку синусоидального сигнала с амплитудой около 10 В различных частот [3-5]. Затем амплитудно-частотные характеристики сравниваются с нормограммами, полученными на исправном трансформаторе. Данный метод позволяет избежать сильного влияния параметров схемы на результаты измерений. В настоящее время этот метод называется методом частотно-частотного анализа или технологией (FRA). Частоты данного метода для диагностики высоковольтных трансформаторов находятся в диапазоне от 1 Гц до 2,5 МГц.

Методы НВИ и FRA не всегда обеспечивают точную диагностику и иногда имеют низкую чувствительность. Считается, что это происходит из-за достаточно узкого частотного диапазона зондирующих сигналов. Стандартный зондирующий импульс имеет максимальную частоту около 500 кГц, метод FRA - 2,5 МГц. Метод контроля состояния активных частей высоковольтного трансформатора путем одноступенчатого дефектографирования заключается в повышении эффективности метода НВИ с помощью зондирующего импульса в диапазоне частот до 50 МГц.

Данный метод можно реализовать, применив к одному из трансформаторов обмотки зондирующего импульса амплитудой 300 В с малой длительностью фронта и длительностью импульса на уровне 250 нс [6,7]. Короткий зондирующий импульс - способ повысить чувствительность диагностической процедуры. Но необходимо проводить испытания как на модельном, так и на реальном

трансформаторе, чтобы определить оптимальные параметры зондирующего импульса и извлечь максимальную эффективность метода.

Схема контроля состояния обмоток выполняется следующим образом. На ввод одной из обмоток предварительно расшинованного трансформатора подавался зондирующий прямоугольный импульс амплитудой 300 В и длительностью 250 нс с крутым фронтом. С ввода другой обмотки сигнал не регистрируется. Вывод о состоянии обмотки делается не только на основе анализа формы, длительности сигнала отклика, который представляет собой зондирующий импульс, поданный на вход обследуемой обмотки.

Схема подключения генератора зондирующих импульсов, электронных осциллографов для контроля формы и параметров зондирующего импульса на выходе генератора, на входе в обмотку приведена на рис. 1. Обследуемый трансформатор ТМ-10/0,4-У1.

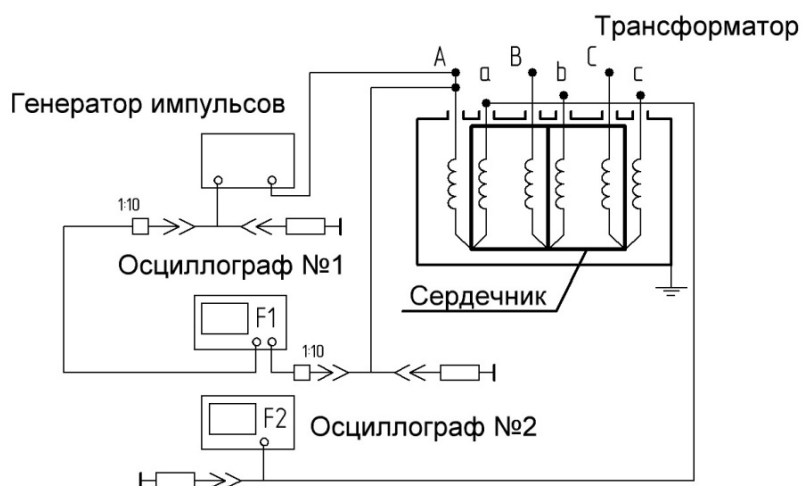


Рис. 1. Схема обследования трансформатора

На все обмотки подавался импульс длительностью 250 нс. Принцип предложенного метода состоит в анализе только зондирующего импульса, что кардинально отличается от классической схемы стандартного НВИ. Для постановки диагноза необходимо произвести разложение импульса, прошедшего через обследуемую обмотку в ряд Фурье с целью получения частотного спектра импульсного сигнала.

Приведем последовательность обработки результатов импульсных измерений по одноступенчатой схеме для высоковольтного силового трансформатора. Для получения спектра нужно подготовить файлы, полученные при регистрации импульсных сигналов электронным осциллографом с помощью программы Mathcad. Далее используется дискретное преобразование Фурье.

$$S1_n = \frac{1}{N} \cdot \left(\sum_{k=0}^{N-1} ((S^{(1)})_k \cdot e^{-j2 \cdot \pi \cdot \frac{n}{N} \cdot k}) \right) \quad (1)$$

где S – присвоенный символ файла со значениями сигнала (ЗИ);

N – число дискретных значений сигнала ($N = 2499$);

k – временной индекс входных отсчетов ($k = 0..N - 1$);

n – необходимое число гармоник ($n = 0..150$).

После разложения в спектр, нужно найти отношение спектра отклика и зондирующего импульса (ЗИ):

$$Z2_n = \frac{|R1_n|}{|S1_n|} \quad (2)$$

где R1 – спектр отклика ЗИ.

С помощью этих выражений строятся графики отношений сигналов отклика. Далее сравниваются спектры импульсных сигналов текущего и предыдущего измерений.

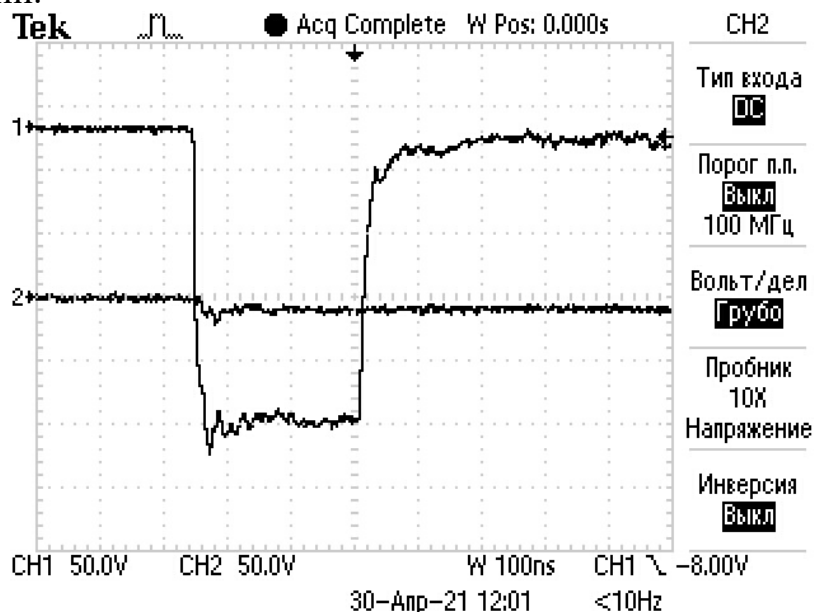


Рис. 2. Осциллограмма импульса на входе в обследуемую обмотку

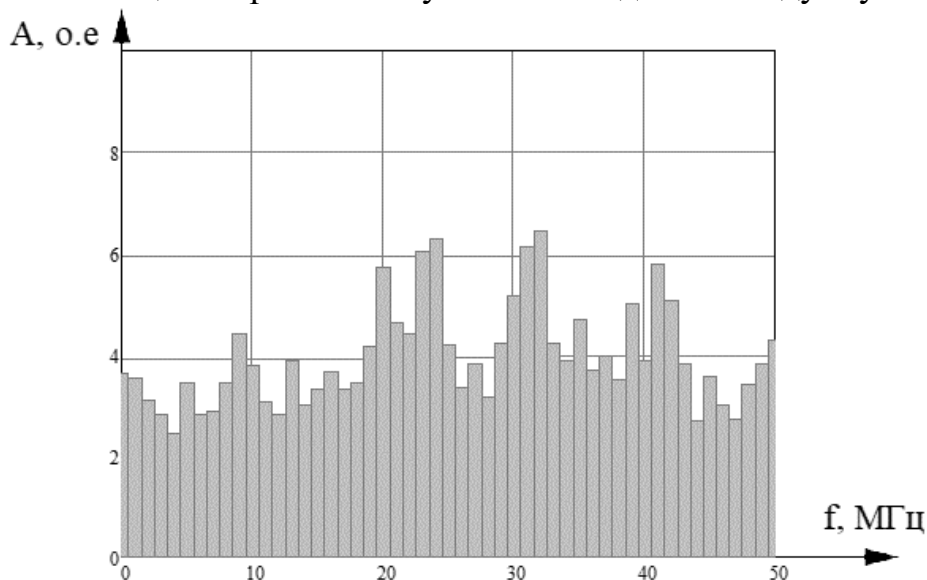


Рис. 3. Отношение спектров импульсных сигналов

Как видно из представленного спектра, возрастание амплитуды отношения сигналов до уровня 5,7 – 6,3 в диапазоне частот 20 – 40 МГц, свидетельствует о наличии дефекта. Данная картина наблюдалась в обмотке фазы А, в то время как спектры для остальных обмоток, как высоковольтной, так и низковольтной частей, не содержали спектров с амплитудами, превышающими значение 1,2 – 1,5, что находится в пределах погрешности измерений.

Для более точного определения наличия дефекта возможно увеличения количества гармоник в спектре.

После разборки трансформатора выяснилось, что дефектом является замыкание витков высоковольтной обмотки фазы В, возникшего в результате деградации витковой изоляции.

Таким образом метод одноступенчатого дефектографирования оказался достаточно эффективен для выявления дефектов обмоток высоковольтных силовых трансформаторов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Хренников А.Ю. Опыт обнаружения остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов // Энергетик – 2003. – № 7. – С. 18–20.
2. Лех В., Тымински Л. Новый метод индикации повреждений при испытании трансформаторов на динамическую прочность // Электричество – 1966. – Т. 1. – № 1. – С. 77–81.
3. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов // Электрические станции – 2003. – № 11. – С. 49–51.
4. Аликин С.В., Дробышевский А.А., Левицкая Е.И., Филатова М.А. Диагностика обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов // Электротехника – 1991. – № 12. – С. 30–35.
5. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов // Электрические станции – 2003. – № 11. – С. 49–51.
6. Lavrinovich V.A, Mytnikov A.V. Development of pulsed method for diagnostics of transformer windings based on short probe impulse // IEEE Translation on Dielectric Electrical Insulation – 2015. – V. 22. – N. 4. – p. 2041–2045.
7. Lavrinovich V.A, Mytnikov A.V, Hongda Li. Advanced technology of transformer winding condition control based on nanosecond probing impulse // Resource-Efficient Technologies – 2016. – V. 2. – N. 3. – p. 111–117.

Научный руководитель: А.В. Мытников, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТИПА НЦ

В.Д. Лощенков¹, Н.М. Космынина²
Томский политехнический университет^{1,2}
ОЭЭ, ИШЭ^{1,2}, группа 5А8Б¹

Продолжительность работы силовых трансформаторов в нормальном безаварийном режиме во многом зависит от такого параметра, как температура. Соблюдение температурного режима обеспечивает система охлаждения

трансформатора. Система охлаждения силовых трансформаторов является важным конструктивным фактором, определяющим срок его службы. Чем больше мощность трансформатора, тем эффективнее должно быть охлаждение его элементов.

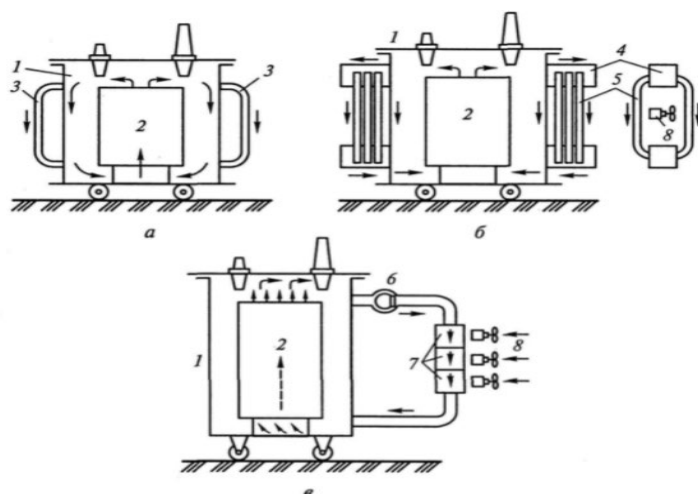
Существуют несколько видов систем охлаждения трансформаторов [1]

- **Естественное воздушное охлаждение**- данный вид подразумевает отсутствие охлаждающей жидкости. Охлаждение происходит за счет движения потоков воздуха из нижних, менее нагретых, частей трансформатора в верхние, более нагретые части. Такая система охлаждения неэффективна и используется до 1600 кВ·А; рис.1а.
- **Естественное масляное охлаждение (М)**- тепло от элементов трансформатора передается маслу, циркулирующее по баку и радиаторным трубам, теплообмен с окружающей средой происходит лучше; применение до 16 000 кВ·А. Схема естественного масляного охлаждения представлена на рис.1б.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) – установка вентиляторов в навесные охладители, что позволяет принудительно осуществлять обдув верхней, более нагретой части трансформатора- увеличение мощности трансформаторов до 80 000 кВ·А. Схема масляного охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) представлена на рис.1б.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) – циркуляция масла осуществляется за счет электронасосов, установленных в маслопроводах, а дутье производится вентиляторами. Трансформаторы с данным видом охлаждения обладают меньшими габаритами за счет компактности системы охлаждения. Такая система охлаждения используется в трансформаторах мощностью до 63 000 кВ·А. Схема масляного охлаждения с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) представлена на рис.1в.

Масляное-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла(Ц)- эта система охлаждения по конструкции аналогична системе охлаждения (ДЦ), за исключением добавления трубок, по которым циркулирует вода, охлаждающее масло, которое движется между ними. Такая система охлаждения используется в трансформаторах мощностью 160000 кВ·А и более.

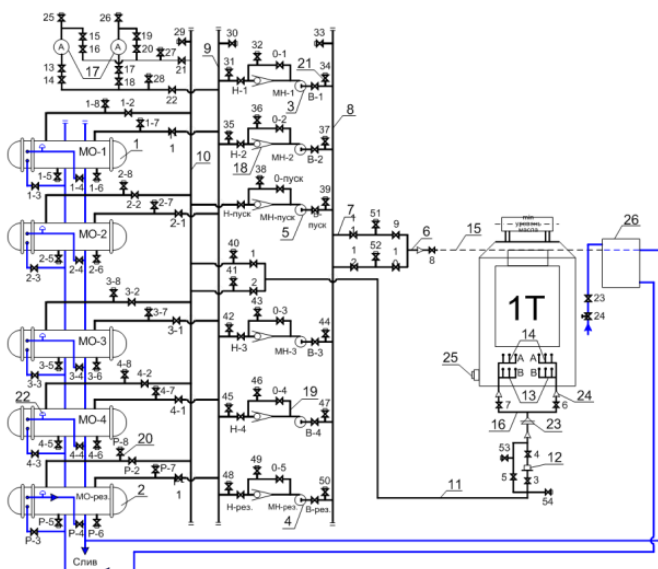


Цифрами на схеме обозначены следующие элементы: 1 - бак, 2 - выемная часть, 3 - охлаждающая поверхность, 4 - коллектор, 5 - трубчатый радиатор, 6 - электронасос, 7 - охладители, 8 - вентиляторы.

Рис. 1. Схемы систем охлаждения без направленного потока масла: а - типа М, б - типа Д, в-типа ДЦ

Масляное-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) –

Такая система охлаждения применяется в трансформаторах большой мощности: 630 МВ·А и более; рисунок 2 [2-Техническая документация]



Цифрами обозначены следующие элементы: 1 - маслоохладитель рабочий, 2 - маслоохладитель резервный, 3 - электронасос рабочий, 4 - электронасос резервный, 5 - электронасос пусковой, 6 - коллектор горячего масла, 7 - магистральный маслопровод, 8 - всасывающий коллектор, 9 - промежуточный коллектор, 10 - нагнетательный коллектор, 11 - магистральный напорный маслопровод, 12 - маслоочистительный фильтр, 13 - патрубки подачи масла в бак, 14 - патрубки подачи масла в обмотки НН

15 - патрубки забора горячего масла, 16 - коллектор охлаждения масла, 17 - адсорбционный фильтр, 18 - обратный клапан, 19 - обводной маслопровод, 20 - технологический патрубок, 21 - воздухопускные пробки, 22 - устройство визуального контроля наличия масла в воде, 23 - дросселирующие шайбы, 24 - диафрагмы камерные, 25 - пробки для отбора пробного масла, 26 - бак разрыва струи.

Рис. 2. Схема системы охлаждения ТНЦ-1000000/500-Y1

Принцип работы системы охлаждения

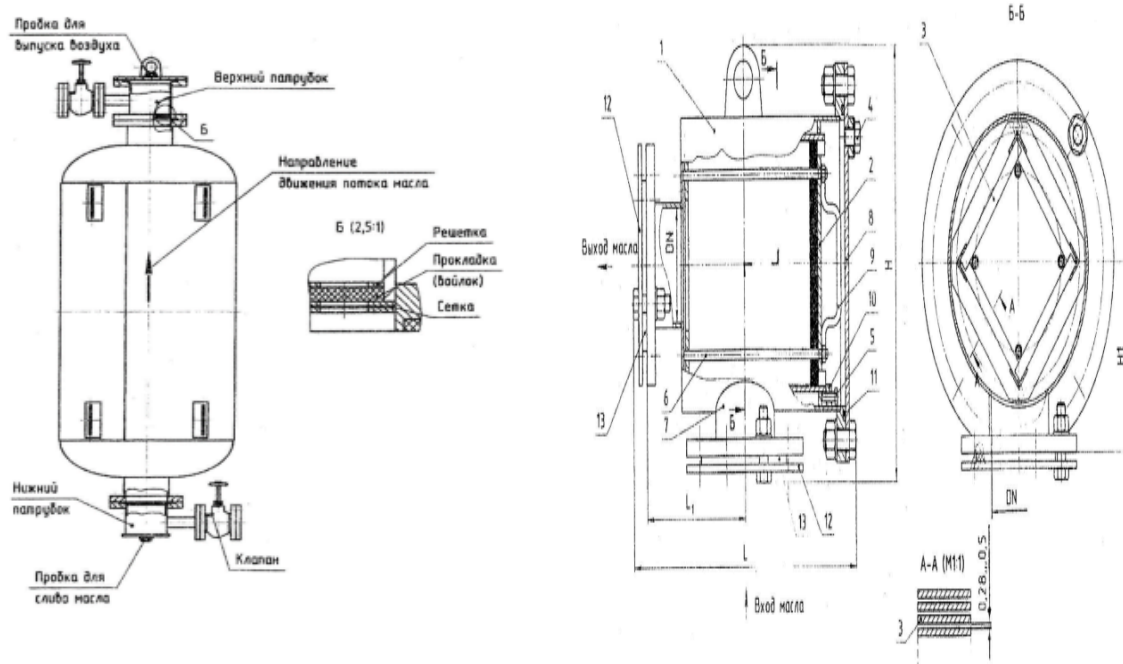
Разогретое масло из верхних слоев (наиболее нагретых), поступает в коллектор горячего масла, где перераспределяется по магистральному маслопроводу, ведущему к маслоохладителям. В них масло охлаждается и далее по магистральному напорному маслопроводу и систему фильтрации возвращается через

патрубки подачи масла в обмотки НН. Трансформатор заливается трансформаторным маслом соответствующего ГОСТа, ТУ. Для нормальной работы системы охлаждения необходимо масло с постоянным контролем его качества. Для этого производится отбор масла на химический анализ и газосодержание. Кроме того, возможно увеличение влагосодержания.

К характерным неисправностям, которые могут привести к увлажнению, относятся нарушение герметичности надмасляного пространства в расширителе, повышенная влажность силикагеля в адсорбционных фильтрах; нарушение плотности водяной поверхности охладителей системы охлаждения.

Важным фактором успешной работы трансформатора является температура охлаждающей жидкости. При нагрузке трансформатора не выше номинальной температура верхних слоёв масла в баке трансформатора не должна превышать длительно $+60^{\circ}\text{C}$ при максимальной температуре охлаждающей воды $+33^{\circ}\text{C}$. При работе трансформатора не рекомендуется допускать снижения температуры масла в баке ниже $+15^{\circ}\text{C}$. Для поддержания температуры выше $+15^{\circ}\text{C}$ следует уменьшить подачу воды в маслоохладители.

За сохранение качества масла в трансформаторе отвечают следующие элементы: адсорбционные и маслоочистительные фильтры (рис.3.)



Адсорбционный фильтр

Маслоочистительный фильтр

Цифрами на схеме маслоочистительного фильтра обозначены следующие элементы: 1 - корпус, 2 - фильтрующий пакет, 3 - пластина, 4 - пробка, 5 - болт, 6 - шпилька, 7 - патрубок, 8 - заглушка, 9 - ручка, 10 - бобышка, 11 - прокладка, 12 - заглушка, 13 - прокладка.

Рис. 3. Адсорбционный и маслоочистительный фильтры

Каталожные параметры силовых трансформаторов ТНЦ, выпускаемых в России, представлены в таблице 3 [3].

Таблица 1. Каталожные параметры силовых трансформаторов ТНЦ

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВ·А	Напряжение об- мотки, кВ			Потери, кВт			
1	2	ВН	СН	НН	P_x	P_k		
		3	4	5	6	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН
						7	8	9
ТНЦ-630000/220	630	242	-	15,75; 20;24	400	-	1200	-
ТНЦ-1000000/220	1000	242	-	24	480	-	2200	-
ТНЦ-630000/330	630	347	-	15,75; 20;24;	345	-	1300	-
ТНЦ-1250000/330	1250	347	-	24	715	-	2200	-
ТНЦ-1000000/500	1000	525	-	24	570	-	1800	-

Продолжение Таблицы 1

Тип	U_k , %	I_x , %	Габариты, м			Масса, т	
1	ВН- НН	11	Длина	Ширина	Высота	масла	полная
	10		12	13	14	15	16
ТНЦ-630000/220	12,5	0,35	13,8	5,3	8,2	58	455
ТНЦ-1000000/220	11,5	0,4	14,85	5,45	9,0	110	520
ТНЦ-630000/330	11,5	0,35	14,85	5,65	8,8	-	455
ТНЦ-1250000/330	14,5	0,55	14,05	5,5	8,75	85	595
ТНЦ-1000000/500	14,5	0,45	13,25	5,6	10,25	70	556

ЛИТЕРАТУРА:

1. Старшинов И.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015 г.
2. Техническая документация. Инструкция по эксплуатации трансформатора типа ТНЦ-1000000/500-У1 – 2017 - 101 с.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. -СПб.: БЧВ-Петербург, 2013.-608 с.: ил.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРА НА ПРОЦЕСС РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ ПРИ МАЛЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В КОНЦЕНТРИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Б.Д. Малюта

Томский политехнический университет
ИШЭ, ОЭЭ, группа 5АМ1Ч

Современные энергосистемы представляют собой комплексы, состоящие из различных электроустановок и испытывающие регулярные возмущения в процессе эксплуатации. Такие возмущения обусловлены, как правило, изменениями потребляемой мощности, реже аварийными ситуациями. Для стабильной работы в подобных условиях система должна обладать высокой устойчивостью, которой можно достигнуть в том числе и оптимизацией режимов работы основных объектов системы - электростанций.

В данной работе изучается процесс регулирования частоты вращения ротора концентрированного турбогенератора (в данной работе представляющего собой эквивалент тепловой электростанции, все турбины которой обладают промежуточным перегревом пара) в условиях малых возмущений, вызванных нормальными изменениями потребляемой мощности в течение дня. В соответствие с полученными результатами будет определено такое распределение пара по цилиндрам турбины, при котором регулирование частоты происходит наиболее плавно.

Структурная схема концентрированного турбогенератора представлена на рисунке 1.

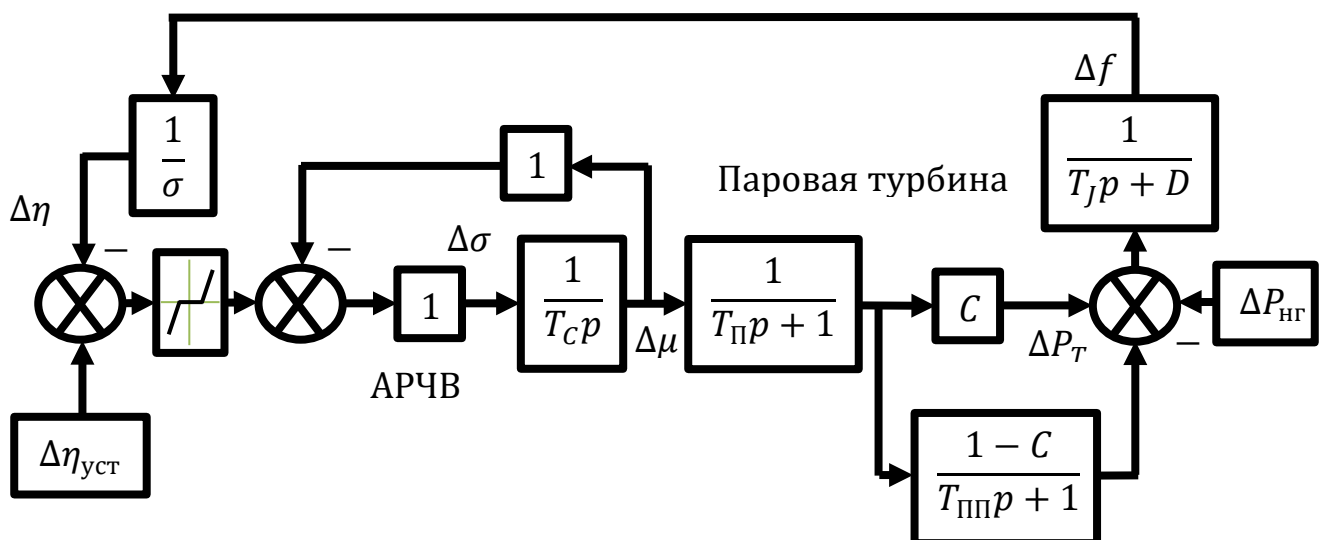


Рис. 1. Структурная схема концентрированного турбогенератора с промежуточным отбором пара

Переходный процесс, описывающий изменение частоты вращения эквивалентного турбогенератора, представляется следующим уравнением [2]:

$$T_J \frac{d\Delta f}{dt} + D \cdot \Delta f = \Delta P \quad (1)$$

Примем следующее обозначение:

$$p \equiv \frac{d}{dt} \quad (2)$$

Таким образом, уравнение (1) примет вид:

$$T_J p \Delta f + D \cdot \Delta f = \Delta P \quad (3)$$

Преобразовав уравнение (3), получаем следующее соотношение:

$$\Delta f = \Delta P \cdot \frac{1}{T_J p + D} \quad (4)$$

Здесь Δf – относительное отклонение частоты от номинальной (в относительных единицах), T_J – инерционная постоянная системы (в с), D – коэффициент демпфирования (в ед. мощности/ед. частоты), ΔP – относительная разность мощностей турбогенератора и нагрузки (в относительных единицах) [1].

Используемая для исследования математическая модель состоит из следующих блоков: автоматический регулятор частоты вращения (АРЧВ), состоящий из блоков золотника, сервомотора и обратной связи; паровая турбина с промежуточным перегревом пара, состоящая из блоков цилиндров высокого и низкого давления (ЦВД и ЦНД соответственно); электрический генератор; измерительный преобразователь, состоящий из блока маятника, блока сигнала для сравнения, а также блока «мёртвой зоны», моделирующего зону нечувствительности измерительного механизма.

Пусть в энергосистеме возникло малое возмущение, обусловленное нормальным графиком нагрузки (к примеру, в конце рабочего дня большое количество людей возвращается домой). Увеличивается мощность нагрузки, соответственно возникает небаланс генерации и потребления ΔP . В соответствии с уравнением (1) возникает отклонение частоты от номинала. Данное изменение приводит к смещению грузов измерительного маятника и обуславливает смещение штифта маятника на относительную величину $\Delta \eta$, связанную с изменением частоты следующим уравнением [2]:

$$\Delta \eta = \frac{\Delta f}{\sigma} \quad (5)$$

Здесь $1/\sigma$ – коэффициент, устанавливающий соотношение между перемещением штифта маятника и частотой вращения [2]. Данное смещение сравнивается со смещением в нормальном режиме $\Delta \eta_{уст}$ (равняется нулю) и – в случае, если $\Delta \eta$ отлично от $\Delta \eta_{уст}$ – подаётся на вход блока «мёртвой зоны», имитирующего погрешности в работе механизма измерительного маятника. Смещение штифта маятника на величину $\Delta \eta$ приводит к смещению поршня золотника, открывая таким образом окна золотника. Инерция поршня золотника пренебрежимо мала, вследствие чего относительное открытие окон золотника равно [2]:

$$\Delta \sigma = \Delta \eta \quad (6)$$

Относительное открытие окон золотника приводит в движение поршень сервомотора, смещая его на относительную величину $\Delta \mu$, связанную с $\Delta \eta$ следующим соотношением [2]:

$$\Delta \mu = \Delta \eta \cdot \frac{1}{T_{Cp}} \quad (7)$$

Здесь T_C – постоянная времени сервомотора (в секундах). Смещение поршня сервомотора через жёсткую обратную связь влияет на перемещение

штифта маятника, что улучшает качество переходного процесса, а также посредством рычага вызывает изменение положения направляющего аппарата на величину $\Delta\mu$, уменьшая или увеличивая количество пара, подаваемого в турбину. Таким образом, суммарное (с учётом промежуточного перегрева пара) изменение мощности турбины связано с $\Delta\mu$ следующим соотношением [2]:

$$\Delta P_T = \Delta\mu \frac{1}{T_{пп+1}} \cdot \left(C + \frac{1-C}{T_{пп+1}} \right) \quad (8)$$

Для моделирования были приняты следующие условия: электростанция состоит из 5 одинаковых турбогенераторов номинальной мощности 100 МВт, коэффициент резерва мощности равен 1.1. Параметры, необходимые для моделирования, приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры схемы

D	T_J	σ	T_C	T_{II}	T_{III}
-	с	-	с	с	с
2	10	0.07	0.2	0.2	5

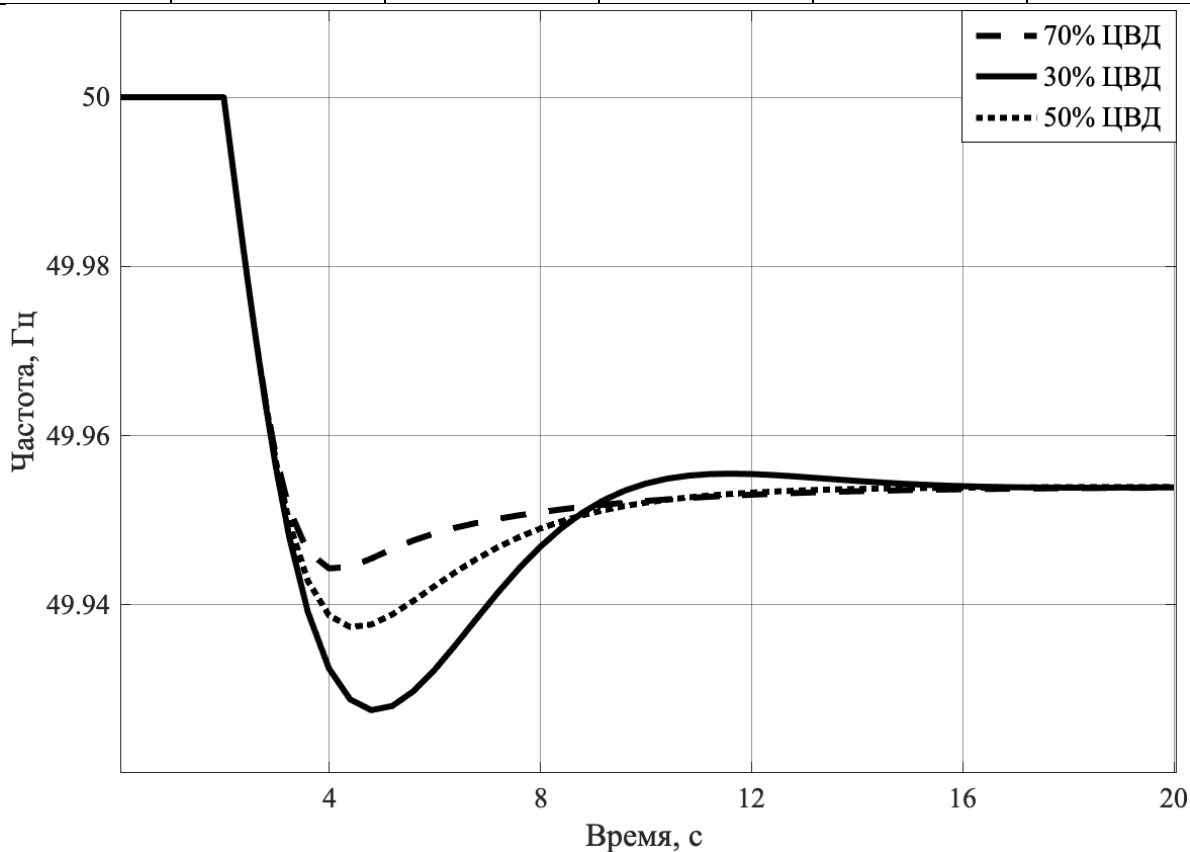


Рис. 2. Полученные графические зависимости

В рамках исследования были проведены три эксперимента при различных соотношениях цилиндров высокого и низкого давления в конечной мощности: 70% ЦВД, 30% ЦВД и 50% ЦВД. Результаты экспериментов в графическом виде представлены на рисунке 2.

Из графиков можно заметить, что чем выше доля ЦВД в конечной мощности, тем плавнее изменяется частота вращения турбины, а также уменьшается просадка частоты. На характер полученных зависимостей оказывает очевидное влияние наличие промежуточного перегрева пара: с увеличением доли ЦВД в конечной механической мощности турбины кривая частоты приобретает более

сложный вид: при сравнительно малой доле ЦНД переходный процесс носит апериодический характер, но с ростом доли ЦНД переходный процесс смещается от апериодического к колебательному. Этот факт обусловлен дополнительным интегрированием в блоке промежуточного перегрева.

Проанализировав три соотношения ЦНД и ЦВД, можно сделать следующий вывод: с ростом доли ЦВД в конечной мощности турбины переходный процесс, обусловленный малыми возмущениями, носит более апериодический характер со сравнительно малыми просадками частоты и сравнительно более быстрым переходом в установившийся режим. Таким образом, наиболее устойчивой к малым возмущениям оказалась система, турбогенераторы которой работают в режиме минимального отбора пара.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Стернинсон Л.Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975.- 216 с.
2. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. – СПб.: Центр подгот. кадров (СЗФ АО «ГВЦ Энергетики»), 2001.- 387 с.

Научный руководитель: Ю.Н. Исаев, д.ф-м.н., профессор ИШЭ ТПУ.

ИНСТИТУТ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ, АТОМНЫЕ И ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

И.Р. Валирахманова

Казанский государственный энергетический университет

Системы освещения на основе светодиодов на сегодняшний день применяются как в качестве уличного освещения, так и для освещения административных и жилых помещений. Наибольшую опасность представляет использование данного типа освещения именно в жилых помещениях [1, 5]. Это связано прежде всего с тем, что в составе спектра свечения светодиодов наблюдается пик интенсивности в диапазоне длин волн от 455 до 465 нм (диапазон длин волн, воспринимаемый нашим глазом как синий свет) [3; 6]. Воздействие на сетчатку глаза электромагнитными волнами данного диапазона негативно влияет на рефлекссию зрачка и на выделение гормона мелатонина, который отвечает за ощущение светлого время суток или ночи. Из-за этого нарушаются биоритмы организма, что влечет за собой преждевременное старение, бессонницу, быструю утомляемость [4, С. 2].

В стенах дома человек проводит наибольшую часть вечернего времени. В этот период организм человека должен понимать приближение ночи и соответственно замедлять работу нервной системы, некоторые биологические процессы, готовиться ко сну. Но в сетчатке глаза помимо палочек и колбочек, которые отвечают за формирование картинки, содержится светочувствительный пигмент меланопсин, который посылает сигнал мозгу о наступлении дня или ночи на

основе интенсивности поглощаемого света. Эти меланопсиновые клетки в большей степени реагируют на синий свет [2, С.2]. То есть, если в качестве искусственного источника света перед сном использовать светодиодные лампы, то это приведет к сдвигу биологических часов организма человека. Стоит отметить, что недостаточное выделение мелатонина имеет накопительный эффект и на долгосрочной перспективе может привести к стойкой гипертонии и диабету [3, С.2].

Отличной альтернативой и по энергоэффективности, и по соответствию санитарным гигиеническим нормам являются источники освещения на основе органических светодиодов. Их спектральный состав наиболее приближен к спектральному составу естественного освещения. Соответственно при использовании органических светодиодов снижается риск некорректного функционирования зрачка, недостаточного выделения мелатонина, приобретения заболеваний глаз, изменения работы нервной системы.

Осветительные системы на основе технологии OLED (Organic Light Emitting Diode) представляют собой светящиеся поверхности. Они могут быть гибкими и прозрачными. Это заметно упрощает эксплуатацию источников света, например, их можно наклеить на стенку шкафа, или на оконное стекло. Таким образом можно добиться максимально комфортного искусственного освещения, которое подходит и для работы, и для отдыха. Большим минусом, тормозящим распространение органических светодиодов, является их дороговизна. И сейчас главная задача химиков – создать материал, который будет обладать полупроводниковыми свойствами и который по стоимости уступал бы материалам уже имеющимся.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о том, что использование светодиодного освещения в жилых помещениях оказывает неблагоприятное воздействие на работу биологических часов организма, что влечет за собой нарушения принципов работы организма в целом. С точки зрения безопасности для здоровья, отличной альтернативой являются органические светодиоды, спектр свечения которых наиболее приближен к солнечному. Но, поскольку органические светодиоды на сегодняшний день, ввиду своей высокой стоимости, не получили достаточно широкого распространения, единственным решением является самостоятельное ограничение использования светодиодных источников света в вечернее время. Например, вместо них использовать лампы накаливания, а также уменьшить количество времени, проводимого за гаджетами, экраны которых тоже излучают в «синем» диапазоне.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Борисов А.Н., Шириев Р.Р. Светодиодный источник света с повышенной светоотдачей. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019;21(1-2):111-119. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2019-21-1-2-111-119>
2. Денисов, Б.Н. Измерение спектра свечения светодиодов с удаленным люминофором и расчет координат цветности / Б.Н. Денисов, Е.М.

- Гурьянова, Я.А. Зазулин // Учебный эксперимент в образовании. — 2016. — № 1. — С. 80-85. — ISSN 2079-875X. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/journal/issue/297897> (дата обращения: 12.10.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
3. Капцов, В.А. Нарушение меланопсинового эффекта сужения зрачка - фактор риска заболевания глаз / В.А. Капцов, В.Н. Дейнего // Анализ риска здоровью. — 2017. — № 1. — С. 132-148. — ISSN 2308-1155. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/journal/issue/300950> (дата обращения: 15.10.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
4. Капцов, В.А. Синий свет светодиодов - новая гигиеническая проблема / В.А. Капцов, В.Н. Дейнего // Анализ риска здоровью. — 2016. — № 1. — С. 15-25. — ISSN 2308-1155. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/journal/issue/300952> (дата обращения: 17.10.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
5. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. — М.: ГП ЦПП, 1995
6. Шуберт Ф. Светодиоды/ Пер.с англ.под ред. А.Э Юновича. 2е изд. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. 496 с.

Научный руководитель: Р.Р. Вилданов, к.т.н., доцент КГЭУ.

РЕКУПЕРАТИВНЫЙ ТЕПЛООБМЕННЫЙ АППАРАТ С РЕБРИСТОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

А.Р. Галимова

Казанский государственный энергетический университет

Данная тема посвящена актуальной проблеме передачи тепловой энергии от парогазовой смеси при температуре 220 °С. В ходе работы было проведено экспериментальное исследование передачи тепловой энергии от парогазовой смеси с помощью использования рекуперативного теплообменного аппарата с ребристой поверхностью на промышленном предприятии «ПАЛП Инвест», г. Казань. При проведении экспериментальных исследований вода использовалась в качестве нагреваемого теплоносителя. Результаты исследований показали, что время выхода исследуемых параметров: температурный напор, тепловой поток и коэффициент теплопередачи на стационарный режим составило 265 с. Полученные результаты экспериментальных данных позволили установить, что коэффициент теплопередачи обратно пропорционален термическому сопротивлению парогазовой фазы.

На сегодняшний день задача передачи тепловой энергии от парогазовых выбросов, имеющих температуру выше 200 °С является актуальной. Процесс

передача тепловой энергии осуществляется с помощью применения рекуперативных теплообменных аппаратов, представляющих собой устройства поверхностного типа [1]. В качестве теплоносителя, к которому переходит тепло от парогазовой смеси, используется вода, вследствие высокого значения теплоемкости. Нагретая вода в дальнейшем может использоваться для хозяйственных или технологических нужд промышленных объектов [2].

Целью данной работы является проведение экспериментального исследования теплообмена от парогазовой смеси при передаче тепла через ребристую поверхность на промышленном предприятии «ПАЛП Инвест», г. Казань.

В программном комплексе Autodesk Inventor была смоделирована трехмерная модель рекуперативного теплообменного аппарата ребристой поверхностью [3]. Теплообменный аппарат имеет трубу U – образного типа трубу с ребрами, прямоугольную пластину для его крепления к воздуховоду и соединительную гофру. Оребрение трубы происходило методом навивки. Внутренняя поверхность трубы гладкая. Выполненное поперечное оребрение трубы позволяет максимально развить теплообменную поверхность в единице объема и существенно повысить показатели компактности и удельной металлоемкости [4]. С одной стороны теплообменного аппарата изображена прямоугольная пластина, которая использовалась для крепления теплообменного аппарата с ребристой поверхностью в воздуховод, в котором протекают парогазовые выбросы [5]. Температура парогазовой смеси в воздуховоде была постоянной равной 220 °С, которая фиксировалась в режиме реального времени сотрудниками предприятия, начальная температура холодного теплоносителя (воды) варьировалась от 28,8 до 31,9 °С. На предприятии экспериментальные опыты проводились следующим образом. Исходная вода непрерывно подводилась из резервуара воды, объемом 20 л с наличием в ней погружного насоса, который транспортировал холодный теплоноситель (воду) в теплообменный аппарат с ребристой поверхностью. При этом в емкости резервуара была установлена термopара для контроля начальной температуры холодной воды. Для подачи фиксированного расхода воды применялся ротаметр, он позволял регулировать объемный расход холодной воды в диапазоне от 10 до 120 л/час. После отбора тепловой энергии у парогазовой смеси холодным теплоносителем через разделяющую их теплообменную поверхность, нагретая вода выходила из выходного отверстия теплообменника, в котором было установлено устройство для измерения температуры – восьмиканальный регулятор.

Максимальный перепад температуры холодного теплоносителя в среднем составлял 70,7 °С при его объемном расходе в диапазоне от 60 до 120 л/час. В течении первых секунд на выходе из теплообменного аппарата наблюдалось образование пара. При дальнейшем увеличении значения объемного расхода холодного теплоносителя время образования пара уменьшалось, вследствие увеличения теплосъема с единицы площади внутренней поверхности оребренной трубы. Максимальное и минимальное время образования пара холодного теплоносителя равно 17 и 5 с соответственно.

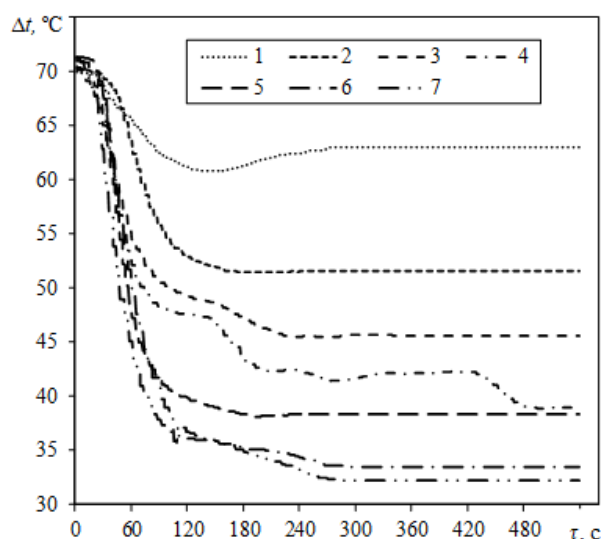


Рис.1. Зависимость изменения перепада температуры холодного теплоносителя на входе и на выходе теплообменного аппарата от времени при его различных объемных расходах G_v , л/час: 1 – 60; 2 – 70; 3 – 80; 4 – 90; 5 – 100; 6 – 110; 7 – 120

Отмечено, что чем больше значение объемного расхода холодного теплоносителя, тем меньше температурный перепад при выходе экспериментов на стационарный режим. При значении объемного расхода 60, 70, 80, 90, 100, 110 и 120 л/час температурный перепад на стационарном режиме равен 63, 51,6, 45,6, 39, 38,3, 33,4 и 33,2 °C соответственно (рис. 1). В ходе проведения ряд промышленных экспериментов было установлено, что время выхода на стационарный режим составляет 265 с. Оребренная поверхность рекуперативного теплообменного аппарата позволила интенсифицировать отвод теплового потока, вследствие возникновения турбулентных завихрений парогазовой среды при ее движении между поперечно расположенными ребрами. Проведенное экспериментальное исследование теплообмена от парогазовой смеси при передаче тепла через ребристую поверхность на промышленном предприятии «ПАЛП Инвест» позволило подтвердить целесообразность и рентабельность врезки в воздухопровод теплообменника для нагрева воды, которая будет применяться в технологических и хозяйственных нуждах. Результаты исследования позволили установить, что коэффициент теплопередачи обратно пропорционален термическому сопротивлению парогазовой фазы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Зинуров В.Э., Дмитриев А.В., Шарипов И.И., Галимова А.Р. Экспериментальное исследование теплообмена от парогазовой смеси при передаче тепла через ребристую поверхность // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2021. Том 7. № 2 (26) – С. 60-74.
2. Зинуров В.Э., Галимова А.Р., Бадретдинова Г.Р., Санников И.В. Исследование теплообмена от парогазовой смеси при передаче тепла через ребристую поверхность // Международная научно-техническая

- конференция «Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии» (XXI Бенардосовские чтения), посвященной 140-летию изобретения электросварки Н.Н. Бенардосом (г. Иваново, 2-4 июня), 2021. – С. 241 – 243.
3. Попкова О. С., Файзуллина А.И. Определение параметров для эффективного горения малосернистого мазута // Научный журнал Кубанский государственный аграрный университет, 2017. – № 132. – 101–105 с.
 4. Зинуров В. Э., Дмитриев А. В., Гайнатуллин Р. Р., Латыпов Д. Н., Хафизова А. И. Снижение энергетических затрат при отводе низкопотенциального тепла от оборотной воды путем использования блока оросителя с гофрированными перфорированными пластинами // Вестник технологического университета, 2019. – Т. 22. – №. 10. – 57–61 с.
 5. Дмитриев А.В., Зинуров В.Э., Гумерова Г.Х. Оценочный расчет процесса теплообмена в камере сгорания при сжигании природного газа // Вестник технологического университета, 2018. – Т. 21. – №. 2. – С. 99–103.

Научный руководитель: В.Э. Зинуров, ассистент КГЭУ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В ИНДИВИДУАЛЬНОМ ОТОПЛЕНИИ

Р.Р. Даутов

Казанский государственный энергетический университет

На сегодняшний день проблема истощения мировых запасов топливных энергетических ресурсов начинает принимать серьезные обороты. Применение возобновляемых источников энергии и внедрение энергосберегающих технологий в системах теплоснабжения становится наиболее перспективным и эффективным решением.

Одним из таких является использование тепловых насосов для индивидуального отопления жилых домов. Это устройство для переноса тепловой энергии от источника тепла низких потенциалов к потребителю, но уже с более высокой температурой. Во внешнем контуре теплового насоса циркулирует хладагент – незамерзающая жидкость, которая переносит тепло к испарителю. В этом теплообменнике происходит передача тепловой энергии хладагенту (чаще всего фреону). Он движется во внутреннем замкнутом контуре теплового насоса. Нагретый хладагент поступает в конденсатор. Здесь он отдает полученное тепло теплоносителю, который непосредственно направляется в систему отопления. В качестве низкопотенциальных источников тепловой энергии для теплового насоса используется теплота окружающей среды, т.е., воздуха, воды и грунта, а также сбросных потоков – вентиляционных и других выбросов, различных стоков [1].

Тепловые насосы типа «грунт-вода» забирают тепло из грунта при помощи вертикальных зондов или горизонтальных трубчатых коллекторов.

Горизонтальные коллекторы представляют собой трубы, которые расположены параллельно поверхности земли. Глубина рассчитывается отдельно для каждого участка. В одних случаях ее закладывают на глубине 1-1,2 м. Ограничением для данной системы является промерзание земли в зимнее время года. Поэтому в других случаях прокладка производится на 1,5-1,7 м, т.е., ниже уровня промерзания, либо на 2-3 м. Еще одним недостатком такой системы является неоднократное использование одной и той же почвенной поверхности, так как это со временем повлечет за собой уменьшение температуры данного источника тепла. Для вертикальных же зондов пробуриваются скважины. Тут возможны два варианта. В первом случае используется U-образная труба или система из U-образных труб. Здесь глубина заложения составляет около 80-100 м. В другом случае несколько труб соединяют и закапывают на глубину примерно 20 м. Сравнивая постоянство температуры подземной среды и влияние климатических условий на нее, эффективнее будет использование низкопотенциального тепла грунтовых (подземных) вод. В данном случае помимо теплоснабжения частного дома можно обеспечить и его непосредственное водоснабжение. Геотермальные тепловые насосы показывают наилучший коэффициент преобразования (coefficient of performance) – порядка 4,5-5, т.е. данный агрегат позволяет получать 4,5-5 кВт тепловой энергии, потребляя при этом только 1 кВт электрической энергии. Этот коэффициент определяется отношением теплопроизводительности сжатого компрессором пара к мощности, которая потребляемой компрессором. Из недостатков тепловых насосов, использующих тепло грунта, следует выделить большие капитальные вложения на установку оборудования, необходимость дорогого и сложного монтажа внешних подземных теплообменных контуров. [2].

Теплонасосные установки типа «воздух-вода» и «воздух-воздух» наиболее просты и дешевы в эксплуатации. Вторичным теплоносителем, циркулирующим в системе отопления здесь является вода, а во втором случае – воздух. В холодных районах такие установки не способны обеспечить равномерный тепловой режим из-за прямой зависимости от температуры наружного воздуха. Поэтому данные типы тепловых насосов рекомендуется применять только в южных широтах, где зимой температура не опускается ниже -15°C .

Принцип работы водяного тепловых насосов практически не отличается от грунтовых. В качестве источника выступают небольшие водоемы, а также озера, пруды и реки. В этом случае коллекторы располагаются на дне водного пространства. Недостатком такой системы является сильное влияние от погодных условий и времени года. Если поблизости к отапливаемому дому находится родник, то это может стать решением проблемы с промерзанием воды, так как температура в данных источниках практически неизменна и высока. Однако целесообразно применять данную систему лишь дома, которые расположены на расстоянии не более 50 метров. Также в качестве источника тепла в такой теплонасосной установке можно использовать канализационные стоки. Коллектор, который установлен в них, применяется как для отопления частных домов, так и для нужд ГВС [3].

Использовать тепловой насос как единственный и основной способ отопления эффективно лишь для низкотемпературных систем (фанкойлы или теплые

полы). В холодное время года для непрерывного обеспечения теплом и стабильного режима работы необходимо устанавливать резервные теплогенераторы. В их роли могут выступать твердотопливные печи или электроды [4]. Кроме систем отопления известно достаточно широкое применение тепловых насосов в других сферах. Например, с их помощью можно достаточно эффективно решать вопросы утилизации снега в городе, используя тепло сточных вод [5].

Таким образом, тепловые насосы для систем индивидуального отопления являются хорошей альтернативой традиционным. Это природный естественный источник тепловой энергии, который помимо экономических преимуществ, имеет и экологические – минимальное воздействие на окружающую среду. Несмотря на большие начальные капиталовложения система отопления с тепловым насосом окупит себя со временем. Кроме того, о пользе данного оборудования свидетельствует его простота конструкции, легкость в управлении и полная безопасность для потребителей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Даутов Р.Р. Перспективы применения тепловых насосов // VI Всероссийский студенческий форум "Инженерные кадры - будущее инновационной экономики России". - 2020. - №5 - С. 107-108.
2. Гатауллина И.М. Использование тепловых насосов в системах теплоснабжения зданий // XIII международная молодежная научная конференция «Научному прогрессу – творчество молодых». - Йошкар-Ола: Поволжск. гос. техн. ун-т, 2018. – С.71-74.
3. Гатауллина И.М. Построение системы теплоснабжения на основе теплового насоса // XIII молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения». – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018. – С.160-162.
4. Гатауллина И.М. Технология устройства снегоплавильных станций на основе применения тепловых насосов // V Всероссийский студенческий форум "Инженерные кадры - будущее инновационной экономики России". - 2019. - №Ч.1 - С. 38-41.
5. Гатауллина И. М. Технология устройства снегоплавильных станций на основе применения тепла сточных вод // XIV молодежная научная конференция "Тинчуринские чтения". В 3-х томах, Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2019. - С. 104-107.

Научный руководитель: А.Е. Кондратьев, к.т.н., доцент КГЭУ.

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАКОПИТЕЛЯ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В.В. Жук, А.И. Возиян, А.И. Денисенко

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Ключевые слова: накопитель электроэнергии, ценовая категория, профиль потребления электроэнергии.

Стоимость электроэнергии в России зависит от ряда факторов, которые можно обобщить двумя основными: особенностями профиля потребления и ценовой категорией потребителя. Помимо правильного выбора тарифных условий важно проанализировать структуру энергопотребления, чтобы оценить средний объем потребляемой электроэнергии в определенные часы, а также выявить часы пикового потребления. Задача данной статьи состоит в том, чтобы показать, как потребитель с помощью применения накопителя сможет сэкономить на стоимости электроэнергии. В рамках проведенного исследования был проанализирован профиль энергопотребления завода и рассчитана полная стоимость потребления электроэнергии без накопителя и с учетом его применения. Расчеты были выполнены двумя способами: в MS Excel и в среде разработки на языке Python. Кроме того, было выполнено сравнение результатов с целью выявления преимуществ и недостатков каждого из методов расчета.

В Российской Федерации используется деление на 6 ценовых категорий (ЦК). 1 и 2 ЦК могут использоваться только предприятиями с потреблением ниже 670 кВт. Все остальные ценовые категории могут использоваться на предприятиях с любым потреблением [1]. В качестве ценовой категории для проведения расчетов была выбрана 4 ЦК, так как она включает в себя все три составляющие полной стоимости потребления электроэнергии: стоимость электроэнергии и стоимости покупной и сетевой мощностей.

MS Excel обладает слабыми возможностями по решению задач оптимизации, поэтому были выбраны простые методы решения задачи. После исследования нескольких возможных стратегий применения накопителя было сделано несколько важных выводов:

- Применение накопителя с целью снижения стоимости электроэнергии незначительно влияет на полную стоимость потребления.
- Разрядка накопителя в час пиковой нагрузки региона позволяет существенно снизить стоимость покупной мощности и расходы на электроэнергию в целом.
- Использование накопителя с целью снижения стоимости сетевой мощности может быть выгодно только для потребителей, график нагрузки которых имеет один ярко выраженный пик, входящий в заданный интервал плановых часов пиковой нагрузки.

В общем случае использование накопителя в час пиковой нагрузки региона наиболее выгодно. Что касается сетевой мощности, для снижения ее стоимости необходимо разряжать накопитель равномерно в течение всего интервала плановых часов пиковой нагрузки. Такой подход менее эффективен, так как в час с

максимальным потреблением накопитель разрядится только на долю от своей емкости, а стоимость сетевой мощности снизится на меньшую величину.

Наиболее удачной стратегией применения накопителя оказалась следующая: были проанализированы часы пиковой нагрузки региона за соответствующий месяц с 2013 по 2020 год и выделен наиболее часто встречающийся час. В соответствии с предложенной стратегией именно в этот час разряжается накопитель. Зарядку накопителя следует выполнять в любой из ночных часов, так как стоимость электроэнергии в ночные часы ниже, чем в дневные. Данная стратегия приближена к реальности и не требует специальных расчетов для выбора часа разряда накопителя. Кроме того, эта стратегия применения накопителя не требует прогнозирования графика потребления, так как выигрыш в стоимости определяется правильным выбором часа разряда накопителя. Стоит уточнить, что накопитель применяется только в рабочие дни, так как в расчете покупной мощности не учитывается потребление в выходные.

Задача оптимизации профиля потребления с применением накопителя может быть решена в строгой математической постановке с помощью методов линейного программирования [2]. При предварительной загрузке графика потребления, цен на электроэнергию и мощность и часов пиковой нагрузки в среде разработки на языке Python может быть выполнена оптимизация профиля потребления и рассчитана полная стоимость потребления электроэнергии по трем составляющим, как указано в [3].

В расчетах был использован реальный профиль потребления завода за февраль 2021 года. Всего в исследуемом месяце 19 рабочих дней и 11 выходных. Пиковое потребление завода составляет 32450 кВт. Используемый в расчетах литий-ионный накопитель стоимостью 63 млн руб. имеет мощность 1000 кВт и емкость 4000 кВт·ч.

Результаты оптимизации в MS Excel и в среде разработки на языке Python представлены на рис. 1.

Как указано в [3], такая оптимизация выгодна, однако стоит отметить, что при частом использовании накопителя немаловажно учитывать его износ, так как накопитель гораздо быстрее израсходует свой ресурс. Сделать это можно, рассчитав амортизацию:

$$D = \frac{C_n \cdot n_{цм}}{n_{ц}} \quad (1)$$

где D — стоимость амортизации, C_n — стоимость накопителя, $n_{ц}$ — ресурс циклов заряда/разряда накопителя, равный 3000 для литий-ионных накопителей, $n_{цм}$ — количество циклов заряда/разряда за текущий месяц.

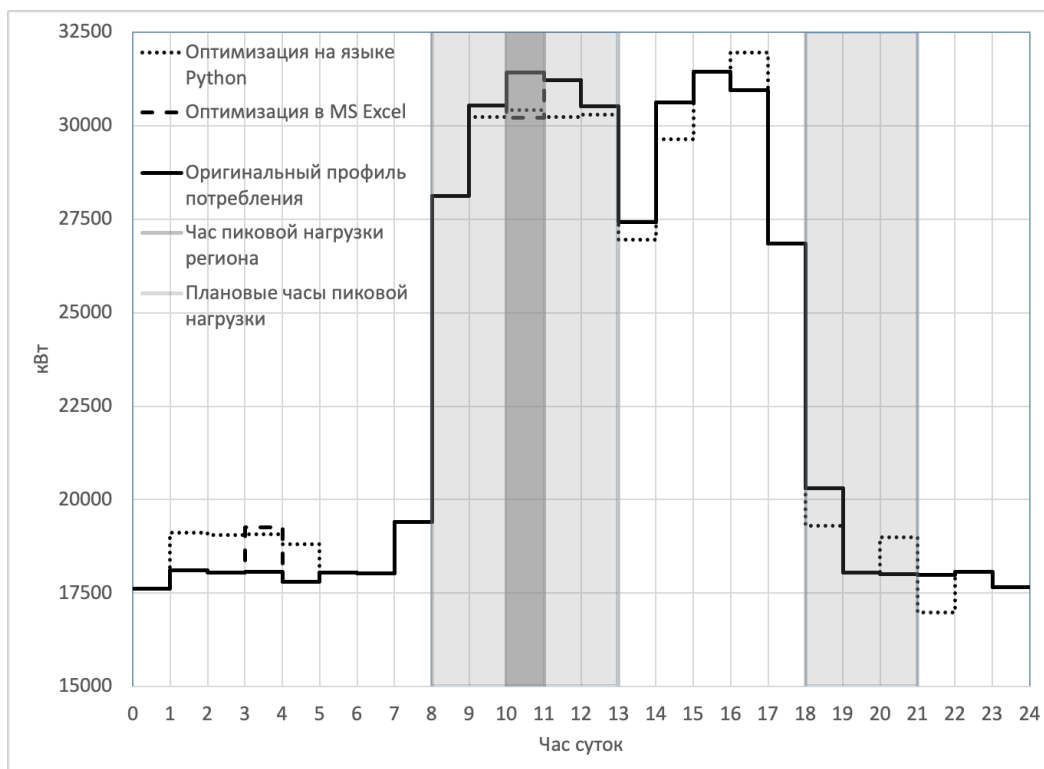


Рис. 1. Результаты оптимизации

Для метода оптимизации в MS Excel количество циклов за месяц равно количеству рабочих дней, то есть 19. Нетрудно посчитать, что амортизация составит 0,399 млн руб. Для метода оптимизации в среде разработки на языке Python оценить количество циклов за месяц можно оптимизированному профилю потребления (рис. 1). Количество циклов за сутки равно 5. Всего за месяц накопитель был применен 95 раз, соответственно амортизация составит 1,995 млн руб.

Полная стоимость потребления электроэнергии до оптимизации, а также рассчитанная по результатам выполнения двух методов оптимизации, разбитая на составляющие, приведена в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Результаты оптимизации в MS Excel

	Электроэнергия, млн руб.	Покупная мощность, млн руб.	Сетевая мощность, млн руб..	Амортизация, млн руб.	Полная стоимость без амортизации, млн руб.	Полная стоимость, млн руб..
Оригинальный профиль потребления	21,586	25,910	27,846	-	75,342	75,342
Оптимизация в MS Excel	21,574	24,949	27,787	0,399	74,310	74,709
Разница	0,012	0,961	0,059	-0,399	1,032	0,633

Таблица 2. Результаты оптимизации в среде разработки на языке Python

	Электроэнергия, млн руб.	Покупная мощность, млн руб.	Сетевая мощность, млн руб..	Амортизация, млн руб.	Полная стоимость без амортизации, млн руб.	Полная стоимость, млн руб..
Оригинальный профиль потребления	21,586	25,910	27,846	-	75,342	75,342
Оптимизация на языке Python	21,540	25,064	27,505	1,995	74,110	76,105
Разница	0,046	0,845	0,340	-1,995	1,232	-0,763

Из таблиц видно, что учет амортизации оказывает значительное влияние на результаты. Без ее учета оптимизация, проведенная в [3], показывает

месячную экономию на 0,2 млн руб. большую чем метод оптимизации в MS Excel. Однако, при учете амортизации результаты меняются кардинально, так как большое количество циклов, которое расходует накопитель при оптимизации в [3], позволяет лучше скорректировать профиль потребления, но быстрее изнашивает накопитель.

Приведенные расчеты позволяют сделать несколько важных выводов. Во-первых, было доказано, что стратегия применения накопителя с целью снижения стоимости покупной мощности может быть выгодной. Во-вторых, данная стратегия показала себя более универсальной, так как она не требует прогнозирования профиля потребления и частого использования накопителя. Таким образом, простая и не требующая специальных расчетов стратегия применения накопителя способна приносить прибыль, однако в перспективе авторами планируется решение данной задачи в строгой математической постановке с учетом амортизации и реализации прогнозирования потребления.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Выбор ценовой категории электроэнергии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://en-mart.com/vybor-cenovoy-kategorii-elektroenergii/> (дата обращения: 01.11.2021)
2. Дзюба А.П. Практическое применение метода линейного программирования при ценозависимом управлении электропотреблением // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. - 2019.-N 3 (38).- С. 33-43.
3. Poddubny A., Senchuk D., Gonzalez-Castellanos A., Pozo D. Demand response on the Russian retail market // 2021 IEEE Madrid PowerTech. - 2021.- pp. 1-5.

Научный руководитель: Д.А. Акимов, к.т.н., аналитик ООО «Мастерская цифровых решений».

КРИОГЕННЫЕ НАКОПИТЕЛИ

Т.А. Капен

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева—КАИ

Электроэнергию можно получить разными способами. На сегодняшний день, самыми распространенными источниками энергии являются углеводороды, и это не с проста. Углеводороды являются очень концентрированным источником энергии: 1 ведро бензина может позволить автомобилю несколько часов ехать быстрее любого живого существа на планете или же 20 тонн керосина могут перенести огромный авиалайнер с одной точки мира в другую в другую. Если уровень потребления нефти и газа будет оставаться на нынешнем уровне, то нефти и газа хватит примерно на полвека, но это невероятно навредит

экосистема планеты. Ископаемое топливо дает энергию когда угодно и сколько угодно, при этом энергия не хранится, т.е. потребляется столько энергии сколько производится.

Зеленые источники энергии, такие как солнечные батареи, ветровые электростанции и другие, имеют ряд крупных недостатков. Одним из таких недостатков является непостоянство их производительности. Бывают неподходящие их устройству (например, несолнечные или неветряные) дни, и электроэнергия соответственно не вырабатывается. Однако потребителям электричество нужно всегда. Данную проблему возможно решить, сохраняя энергию в пик работы источника и выдавая ее во времена «непроизводительности». Существует множество вариантов аккумуляирования энергии в различных видах. Сохранять большое количество энергии в привычных литиевых батареях неудобно по ряду причин: они быстро изнашиваются и теряют свои свойства, т.е. имеют относительно небольшой срок службы и часто подлежат замене, что довольно дорого, т.к. лития ограниченное количество на земле. Помимо этого, утилизация таких батарей проблематична и вредна для окружающей среды. Однако существуют устройства не имеющие таких недостатков. Одни из таких устройств – криогенные накопители энергии.

В основе этой технологии лежат криогенные жидкости. Например, жидкий воздух или жидкий азот. В часы, когда электричество генерируется с избытком (обычно ночью), оно используется для очищения и охлаждения воздуха из атмосферы до температуры, при которой он превращается в жидкость. Эта жидкость может долго храниться в вакуумных колбах. Когда появляется спрос на электричество, жидкость перекачивается в теплообменник, откуда испаряется и тем самым крутит турбину.

В начале воздух очищается, осушается и охлаждается примерно до -195°C с помощью цикла Клода детандерами (детандер – машина для охлаждения газа путем его расширения с отдачей внешней работы [2]) [1]. Воздух при переходе в жидкое состояние уменьшается в объеме примерно в 700 раз. Сжиженный воздух хранится в изолированных резервуарах при атмосферном давлении. Когда энергия требуется жидкий воздух выкачивается из резервуаров, подогревается температурой атмосферы или нагретой промышленной воды из предприятий и расширяется, за счет чего создается высокое давление. Лишнее тепло и холод получаемые при сжатии и расширении воздуха накапливаются в тепловых накопителях и холодильных камерах соответственно. Они используются при повторных циклах.

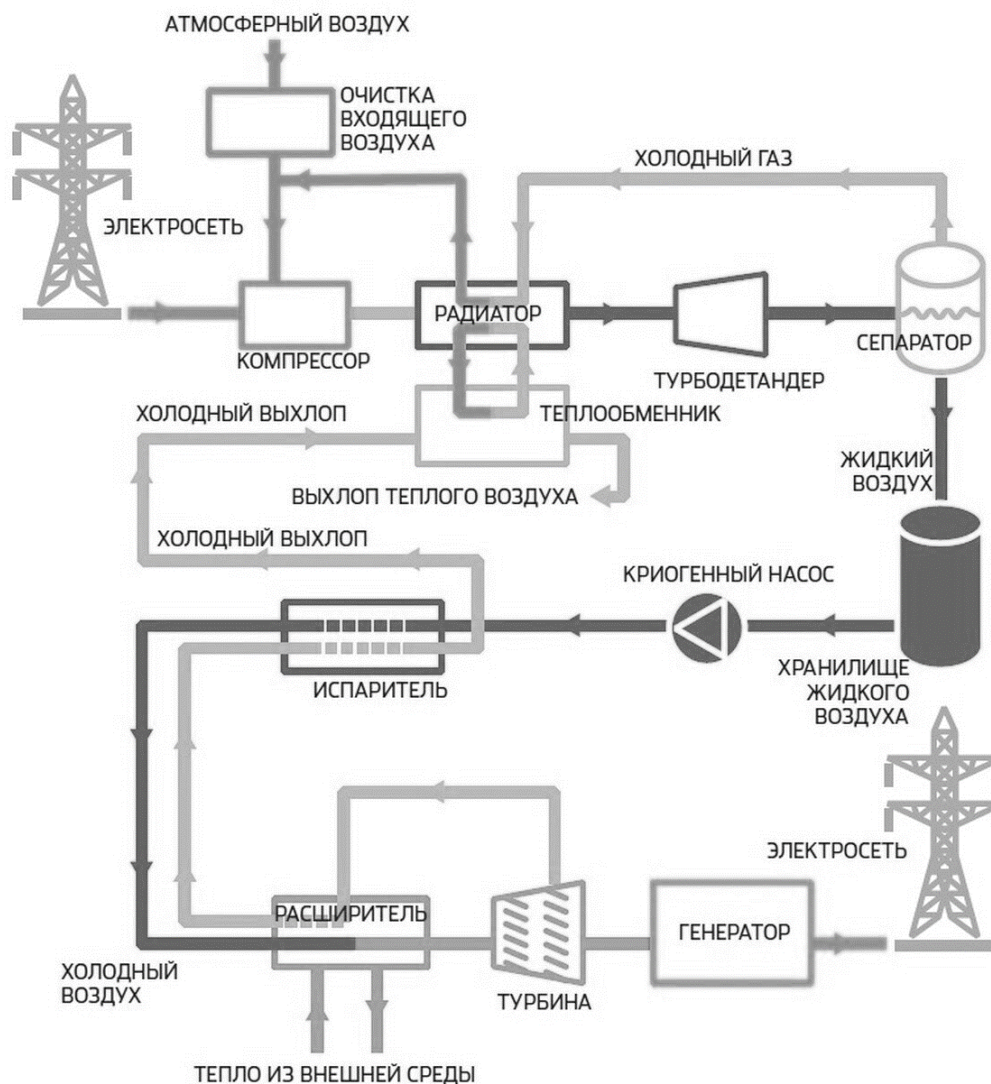


Рис. 1. Схема криогенной аккумулирующей электростанции (источник <https://www.popmech.ru/technologies/12689-prodavtsy-vozdukha-krioenergetika/>)

Данный вид накопления энергии имеет ряд преимуществ. В отличие от многих других способов аккумулирования энергии, работа таких типов станций не зависит географических условий и могут быть построены где угодно. Постройка не требует дорогих компонентов, а работа редких элементов, что обеспечивает низкую стоимость, особенно при долгом хранении. Также накопители имеют долгий срок службы (порядка 30 лет). Некоторые хранилища могут выдавать энергию до 4 недель подряд. Одним из самых главных плюсов является то, что этот процесс не производит вредных выбросов [3].

Технология экономична там, где оптовые цены на электроэнергию со временем сильно меняются. Обычно это происходит там, где трудно изменить производство в зависимости от меняющегося спроса. Таким образом, данная технология дополняет растущие источники энергии, такие как ветер и солнце, и позволяет более широко использовать такие возобновляемые источники энергии в структуре энергетики. Криогенные установки также могут предоставлять сетевые услуги, включая балансировку сети, поддержку напряжения, частотную характеристику и синхронную инерцию.

Эту технологию успешно используют в США и Великобритании. Например, компания Highview Power планирует построить коммерческие станции мощностью 50 МВт / 250 МВт-ч на севере Англии и 50 МВт / 400 МВт-ч в Вермонте в США [4].

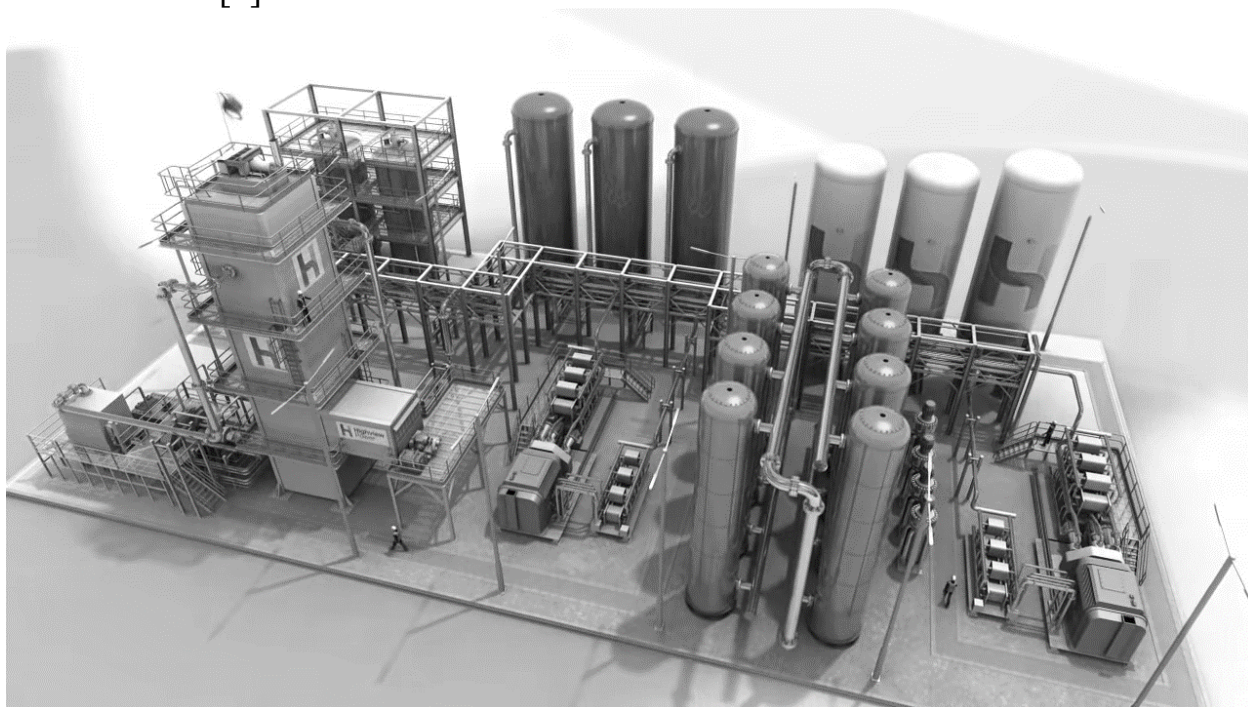


Рис. 2. Станция от Highview Power (источник <https://hackaday.com/wp-content/uploads/2020/07/LAES-plant-render.png>)

ЛИТЕРАТУРА:

1. https://en.wikipedia.org/wiki/Cryogenic_energy_storage
2. <https://cyberpedia.su/11x9cab.html#:~:text=ОПР%3A%20Детандеры-%20это%20расширительные%20низкотемпературные,«de'tendre»%2C%20что%20означает%20уменьшение%20давления>
3. <https://highviewpower.com/benefits/>
4. [https://ru.abcdef.wiki/wiki/Cryogenic_energy_storage#:~:text=Криогенное%20накопление%20энергии%20\(CES\)%20-,используется%20для%20крупномасштабного%20хранения%20электроэнергии](https://ru.abcdef.wiki/wiki/Cryogenic_energy_storage#:~:text=Криогенное%20накопление%20энергии%20(CES)%20-,используется%20для%20крупномасштабного%20хранения%20электроэнергии)

Научный руководитель: И.С. Метелев, преподаватель КНИТУ – КАИ.

РАЗРАБОТКА ИНДИВИДУАЛЬНОГО ВОДНОГО СРЕДСТВА ПЕРЕДВИЖЕНИЯ «СКАТ»

Д.А. Иванов, А.К. Костиков, М.С. Григорьев
Балтийский государственный технический университет
«ВОЕНМЕХ» им. Д.Ф. Устинова

На сегодняшний день проблема энергетики актуальна как никогда. За долгие годы существования различных источников энергии значительно уменьшилось количество сырья, из которого эта энергия добывалась. В связи с этим люди все чаще начинают задумываться о том, как наиболее эффективно и экономично использовать выработанную энергию.

Транспортная отрасль уже довольно неплохо продвинулась в вопросе энергоэффективности. В связи с необходимостью экономить и целесообразно использовать энергию был разработан ИВСП «Скат».

Индивидуальное водное средство передвижения (ИВСП) «Скат» (Рис.1) относится как классу судов на подводном крыле, так и к летательному аппарату, использующему экранный эффект, предназначенный для быстрого перемещения человека из одного места в другое на короткие расстояния в водной среде. Состоит из корпуса в форме крыла, передней стойки, «силового блока», передних подводных крыльев и двух задних крыльев. ИВСП внешне напоминает ската манту. Отсюда и было взято название.

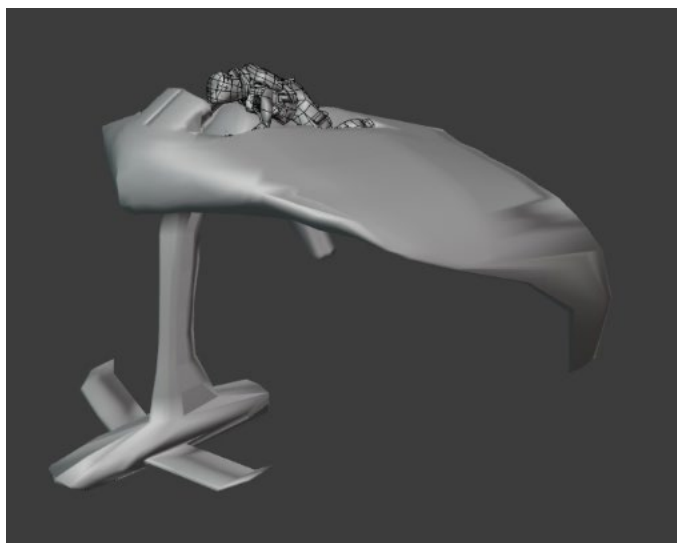


Рис. 1. ИВСП "Скат"

«Скат» уникален. При одинаковой скорости и мощности с любым другим аппаратом на рынке развлечений будет потреблять меньшее количество энергии, а также намного проще в управлении. Корпус-крыло за счет своей аэродинамической формы также обеспечивает повышение грузоподъемности аппарата и снижает нагрузку на подводное крыло.

Энергоэффективность достигается за счет наличия экранного эффекта и подводного крыла у данного аппарата. За счет наличия подводного крыла ИВСП поднимается над водной поверхностью, что позволяет уменьшить силу лобового сопротивления, за счет того, что плотность воздуха во много раз меньше

плотности воды. Благодаря экранному эффекту создается дополнительная подъемная сила, что позволяет расходовать меньше энергии и как следствие преодолевать большие расстояния при прочих равных зарядах батарей.

В качестве основного аэродинамического профиля был взят высоконесущий профиль, благодаря которому достигается наибольшая подъемная сила при рабочей скорости Ската. Благодаря этому можно также экономить энергию подаваемую на двигательную установку.

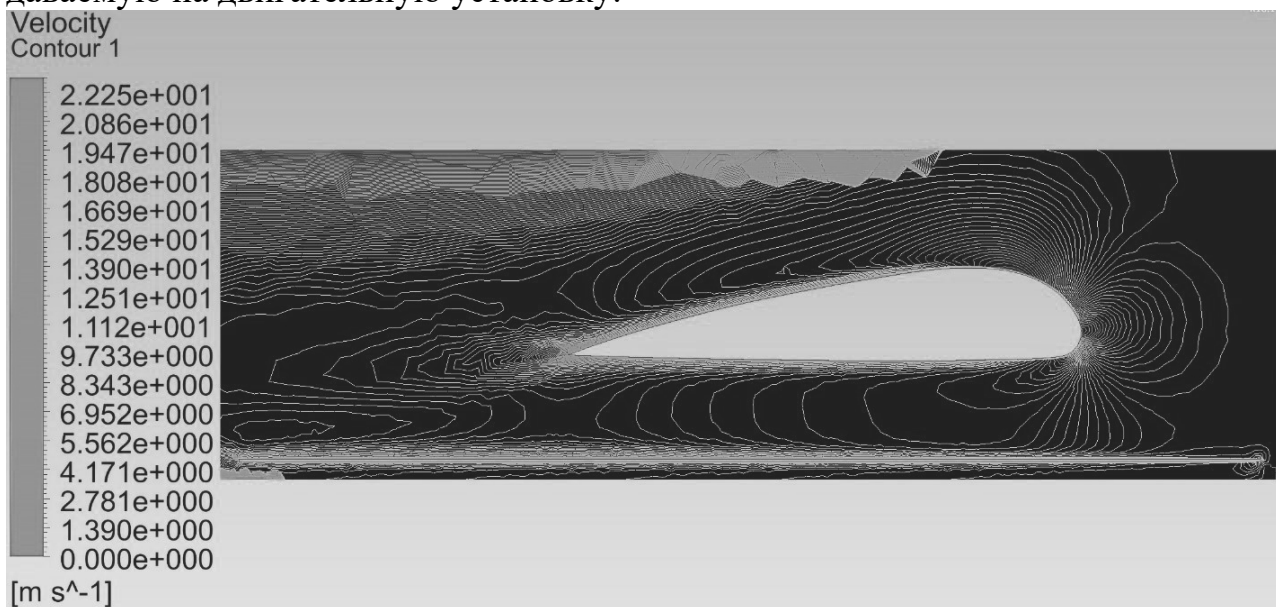


Рис. 2. Возникновение экранного эффекта под крылом

Таким образом, в ходе проделанной работы получена энергоэффективная модель одноместного водного средства передвижения. В дальнейшем планируется создать массогабаритный макет разрабатываемого аппарата, для проверки теоретических результатов на практике.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Что такое фоилборд [Электронный ресурс] // Вода-Берег - яхты, страны, путешествия, lifestyle: [сайт]. URL: <https://vodabereg.ru/lifestyle/что-такое-foilbord/> (дата обращения: 29.01.2021).
2. Серфинг с подводным крылом. SUP FOIL и foil surfing [Электронный ресурс] // - яхты, страны, путешествия, lifestyle: [сайт]. URL: <https://sup-shop.ru/blog/sup-foil-i-foil-surfing-/> (дата обращения: 29.01.2021).

Научный руководитель: С.А. Чириков, БГТУ «Военмех» им. Д.Ф. Устинова.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЕДИКТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРЕДСКАЗАНИЯ ЧИСЛА ОТКЛЮЧЕНИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

К.В. Маньков¹, А.Д. Ручкина¹, И.П. Волтов²

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого¹
АО «ФИЦ»²

Состояние вопроса: с целью оптимизации затрат на техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования в данное время применяются различные математические модели прогнозирования состояния оборудования, реализация которых осуществляется при помощи цифровых технологий. На данный момент для прогнозирования отказа электротехнического оборудования наружной установки не существует отечественного проекта, учитывающего погодные условия и статистические данные аварийных событий, а зарубежные аналоги не отражают особенности климата и принципов построения сетей в России.

Материалы и методы: при разработке и сравнении прогностических моделей применялся метод статистического анализа. Программа была написана на языке программирования Python с использованием пакетов pandas, numpy, matplotlib, seaborn, sklearn, scipy, statsmodels, lightgbm.

Ключевые слова: риск-ориентированный подход, машинное обучение, временной ряд, погодные условия.

В настоящее время любое нарушение в системе электроснабжения, возникновение аварийных ситуаций приводит к экономическим потерям, которые возникают как у сетевых компаний, так и у потребителей электрической энергии.

Линии электропередач (ЛЭП) наиболее подвержены аварийным отключениям по сравнению с другими элементами энергосистемы. Отключения происходят вследствие влияния внешних и внутренних факторов таких как: атмосферные перенапряжения, воздействие животных и птиц, ветровые нагрузки, воздействие посторонних лиц, несвоевременное выявление и устранение дефектов, дефекты изготовления и монтажа, старение оборудования. Тот факт, что ЛЭП чаще всего выполнены в виде воздушных линий, которые сильнее остального оборудования подвержены природным факторам, является причиной их повышенной аварийности (рисунок 1) [1].

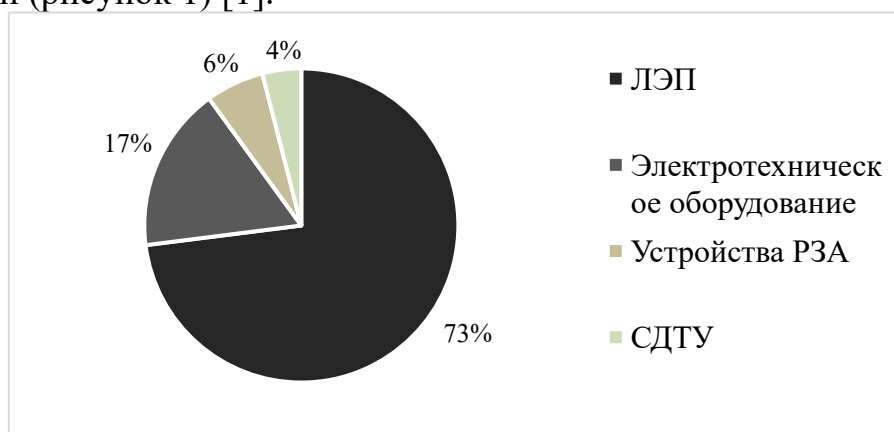


Рис. 3. Статистика аварий оборудования в электрических сетях

Для сетевых компаний внеплановые и аварийные ремонты составляют 33% от всех ремонтных работ и требуют 72% от общей суммы затрат [2]. Кроме того, аварии являются причинами прочих экономических потерь как со стороны сетевой компании, так и со стороны потребителя.

Вне зависимости от состояния оборудования также проводится плановый ремонт электроустановок, который представляет собой профилактику. Кроме того, электросетевые компании проводят капитальный ремонт, включающий в себя полный разбор оборудования и замену некоторых частей вне зависимости от их технического состояния. Оба вида технического обслуживания производятся согласно графику. Такой подход к ремонту не является экономически выгодным, ведь многие приборы могли работать дольше без замены их составных частей, либо их самих. Гораздо более эффективно планировать ремонт оборудования на основании анализа риска аварий или отказа. Такой подход к управлению производственными активами называется риск-ориентированным и является инновационным для сетевых компаний.

Переход к данному подходу упрощается путем применения информационных и цифровых технологий (анализ больших данных, блокчейн и др.). В частности, интеллектуальный анализ больших данных позволяет получить из большого объема разнообразной и неструктурированной информации те необходимые данные, на основании которых возможно принятие качественных и оперативных решений для стратегического планирования и системного управления энергокомпанией [3].

Применение данных технологий позволит сократить затраты на ремонт и обслуживание линий электропередач. Анализ исторических данных об отключениях позволит выделить наиболее подверженные риску отключения линии, которые помогут правильно распределить оперативно-выездных бригад (ОВБ), снизив затраты на выезд рабочих в случае, когда это не требуется, а своевременное отключение/переключение ЛЭП поможет избежать невыполнение обязанностей перед потребителями электроэнергии и обеспечить бесперебойную и надежную работу электрических сетей.

Учет внешних факторов увеличит точность прогноза числа отключений воздушных линий, так как погодные условия чаще всего оказываются причиной аварии.

Для реализации и тестирования предлагаемого решения использовались данные об отключениях линий электропередач в Санкт-Петербурге и Ленинградской области в 2020 году. Каждое отключение сопровождалось информацией о времени его возникновения, времени его ликвидации. Также было известно, в каком районе электрической сети произошла авария. Также из открытого источника [4] были получены данные о погодных условиях в рассматриваемых районах Ленинградской области.

Информация об аварийных отключениях и о погодных условиях была объединена в один массив. Все данные были разделены на обучающую выборку и тестовую в соотношении 4:1 с учетом того, что весь массив данных представляет собой временной ряд (рисунок 2). Модели предсказания были реализованы при помощи соответствующих функций из таких пакетов как: statsmodels, sklearn,

lightgbm. Подбор параметров модели осуществлялся полным перебором при помощи функции GridSearchCV.

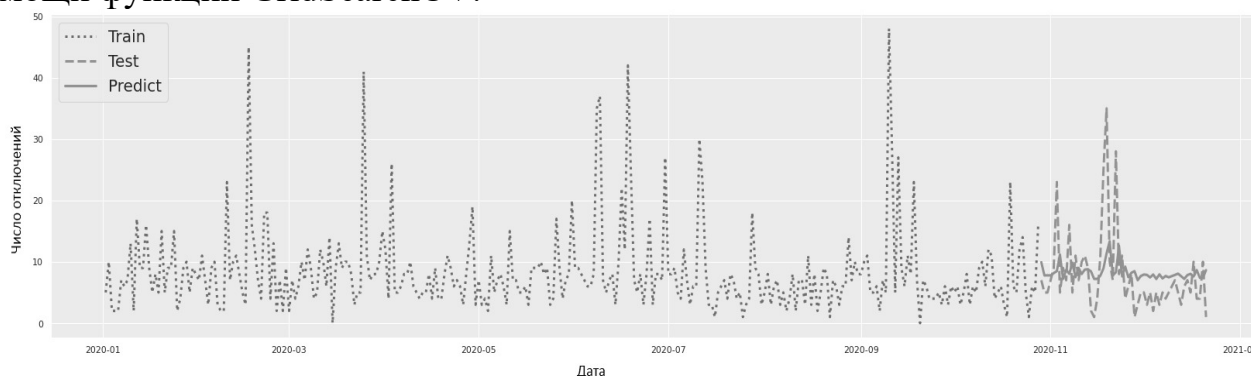


Рис. 5. Обучающая (отмечено точками), тестовая (отмечено пунктиром) выборки и полученный прогноз числа отключений (отмечено сплошной линией)

Сравнивались следующие модели: наивная модель (следующее значение равно текущему), простое экспоненциальное сглаживание, двойное экспоненциальное сглаживание, тройное экспоненциальное сглаживание, ARIMA, SARIMA, SARIMAX, линейная регрессия, случайный лес, градиентный бустинг.

Для сравнения точности прогноза каждой модели было рассчитано среднеквадратичное отклонение предсказанных значений от тестовых (RMSE), а также его относительное значение (RRMSE). Точность прогноза модели тем выше, чем ниже рассчитанное значение. Для наглядного сравнения результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1. Оценка точности прогноза каждой модели

Модель	LGBM	SES	RF	ARIMA	SARIMA	DES	TES	LR	Naive
RMSE	3,793	4,073	4,047	4,272	4,276	4,255	4,684	5,075	5,163
RRMSE	1,569	1,607	1,611	1,612	1,617	1,664	1,775	1,917	2,025

Полученные результаты показывают, что наиболее точной является модель градиентного бустинга (RMSE – 3,793, RRMSE – 1,569). Стоит отметить, что увеличение данных для обучения увеличит точность прогноза. Полученной точности достаточно для принятия решений о резервировании оперативно-выездной бригады.

В дальнейшем авторами планируется рассмотрение других моделей прогнозирования, а также внедрение функции определения наиболее подверженных риску отключения воздушных линий.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Статистика аварийности в ЕЭС России [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/267> (дата обращения: 03.11.2021)
2. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
3. И.П. Волтов, Р.В. Окорочков. Интеллектуальное управление электросетевыми компаниями на основе анализа больших данных. // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Инструменты

и механизмы современного инновационного развития». – Казань. 2019. – С. 59–62.

4. rp5.ru расписание погоды [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rp5.ru> (дата обращения: 08.11.2021).

Научный руководитель: Д.А. Акимов, к.т.н., аналитик ООО «Мастерская цифровых решений».

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАЗ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ИЕРАРХИЧЕСКОЙ КЛАСТЕРИЗАЦИИ ПОКАЗАНИЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УЧЁТА

А.Д. Ручкина, М.С. Фалалеев

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Состояние вопроса: в настоящее время пристальное внимание уделяется снижению потерь электроэнергии, значительная доля которых, как известно, приходится на низковольтные распределительные сети. Для точного расчёта оптимального режима и оценки состояния системы требуется информация об энергопотреблении, потерях и потокораспределении для каждой фазы, а также об активных и реактивных нагрузках, представляемых в виде токов или узловых мощностей, и распределения этих нагрузок по фазам. На данный момент в России определить фазу можно только вручную, используя специальное оборудование. Этот способ является весьма дорогостоящим и не исключает ошибку, связанную с человеческим фактором.

Материалы и методы: при разработке способа идентификации фаз использовался метод статистического анализа данных. Программа была написана на языке python с использованием библиотек pandas, scipy, matplotlib, seaborn.

Ключевые слова: идентификация фаз, интеллектуальные приборы учета, иерархическая кластеризация, корреляционная матрица.

В настоящее время электросетевые компании имеют точные сведения об электрических сетях высокого и среднего напряжения, в то время как информация в сетях низкого напряжения (0,4 кВ) о том, какой потребитель находится на какой фазе (А, В, С), является неполной, либо отсутствует вовсе. Точное знание о присоединении потребителей позволит улучшить эксплуатационные характеристики распределительной сети, устраняя несимметричные режимы, что, в свою очередь, приведет к уменьшению потерь электроэнергии, а также сделает возможным производить своевременные перерасчёты режима работы электросети.

В настоящий момент в мире существует тенденция по установке интеллектуальных приборов учета, осуществляющих передачу большого количества данных не только о потреблении электроэнергии, но и о других характеристиках режимов электрической сети. В России данная тенденция отражена в принятом в 2018 году законе [1], по которому установка интеллектуальных приборов учета стала обязательной, начиная с 2020 года. Однако, несмотря на обширный

функционал нового оборудования, оно не имеет возможности самостоятельно определять фазу потребителя (рис. 1).

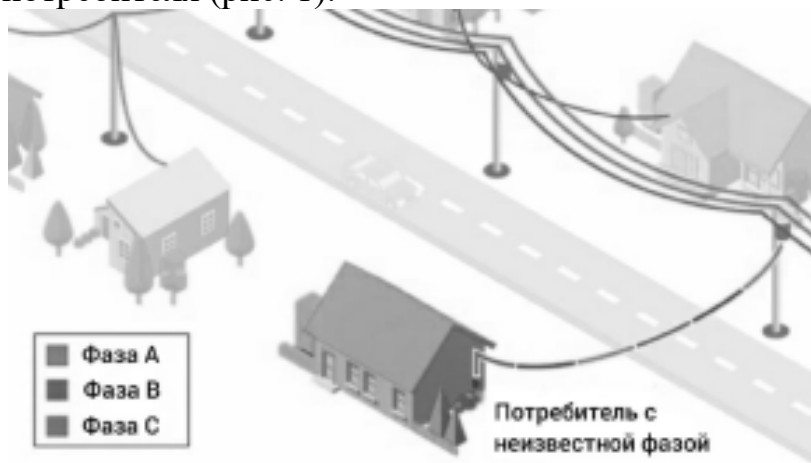


Рис. 3. Визуализация неизвестной фазы, подведенной к потребителю

На сегодняшний день процедура идентификации фазы осуществляется вручную и является достаточно длительной. Однако в настоящий момент за рубежом ведутся активные разработки методов, позволяющих определять фазу по косвенным данным интеллектуальных приборов учета (напряжение, мощность и т.д.).

Интеллектуальные приборы учёта – это приборы учета, определяющие показатели потребления и характеристики режима более детально, нежели традиционные средства измерения, а также имеющие возможность дистанционной передачи данных. Необходимые данные автоматически регистрируются в отчётах автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого и технического учёта электроэнергии (АИИСКУЭ и АИИСТУЭ).

Зарубежным аналогом АИИСКУЭ и АИИСТУЭ является АМІ – Advanced Metering Infrastructure, который получил весьма широкое распространение, что резко увеличило число исследований и способов определения фаз расчетным способом. В англоязычной литературе рассматривается большое количество различных способов идентификации фазы, имеющих свои преимущества и недостатки. Условно эти способы можно разделить на две категории, исходя из применяемого подхода. К этим категориям относятся:

1. Hardware-based или «аппаратный» метод – специализируется на использовании дополнительных устройств.
2. Software-based или программный метод – основывается на тех или иных методах интеллектуального анализа данных.

Исторически для идентификации фазы наиболее широко использовались аппаратные методы. Преимущество аппаратных методов в том, что приборы довольно точны, а технологии передачи сигнала хорошо отработаны. На данный момент исследования, использующие аппаратный метод, составляют примерно четверть от общего числа работ. Недостатком такого способа являются затраты, связанные не только с самими устройствами, но и с оплатой труда персонала коммунальных служб по снятию показаний на каждом отдельном

измерительном приборе. Несмотря на требуемые значительные затраты, данный способ может быть единственным вариантом при отсутствии доступных данных АМІ.

Программные методы идентификации фазы, основанные на анализе величин мощности или напряжения, получили свою популярность из-за повсеместного внедрения АМІ. Для первого случая существует несколько способов, которые построены на следующем принципе: сумма мощностей всех нагрузок потребителей на фазе должна равняться мощности на подстанции за вычетом потерь. Этот подход требует наличия всей информации, необходимой для решения уравнений потока мощности. Его недостатком является снижение точности результатов, если распространение АМІ в расчётной части сети не повсеместно.

Существуют исследования [2], в которых предлагается предварительная обработка данных активной мощности, полученных с помощью АМІ, посредством использования фильтра верхних частот для удаления различных (в том числе и сезонных) выбросов в данных. Затем применяется улучшенная версия алгоритма k -средних. Одним из преимуществ этого метода является то, что расположение приборов АМІ у каждого потребителя не обязательно. В [3] применяется множественная линейная регрессия между значениями нагрузки, полученными непосредственно у потребителей, и значениями нагрузки, измеренными на подстанции.

Однако более распространёнными являются методы, в которых используются данные напряжения. Одним из наиболее распространённых алгоритмов расчёта, которые используют данные напряжения, является поиск «событий», уникальных для каждой фазы, в рамках измерений автоматизированной системы управления технологическим процессом (SCADA), а затем вычисление коэффициентов корреляции между временными рядами напряжения потребителей и зарегистрированными событиями фаз. Более того, этот подход был проверен на экспериментальных данных, полученных за год, и показал точность около 82% [4]. Также существуют способы работы с неполными данными [5] посредством использования спектрального анализа и анализа значимости, который, по утверждению авторов, имеет точность до 93%. Ещё один подход, использующийся для идентификации фаз, заключается в применении эталонного трёхфазного потребителя, с помощью которого создаются эталонные профили потребления каждой фазы посредством усреднения временных рядов [6]. В некоторых исследованиях используется методы на основе расчёта корреляции [7]. Есть несколько работ, в которых для определения фазы используются методы кластеризации измерений напряжения. Например, алгоритм гибридной кластеризации с ограничениями, кластеризация k -средних [8], спектральная кластеризация [9] и комбинированная кластеризация на основе анализа главных компонент [10]. Все эти алгоритмы разработаны для определения фазы, к которой подключено различное количество потребителей.

Стоит отметить, что результаты, полученные с помощью большинства вышеупомянутых алгоритмов, являются достаточно трудно интерпретируемыми. Также зачастую данные методы требуют точных сведений о принадлежности к той или иной фазе определенной части электрической сети, по сопоставлению

данных с данными которой и выполняется анализ – однако подобные сведения не всегда доступны.

В данной работе использовалась полученная из открытых источников [11] информация о потреблении электроэнергии (с декабря 2016 года по январь 2018 года) высотного жилого здания в кампусе в Бомбее. Здание состоит из 60 квартир, каждая из которых оснащена интеллектуальным прибором учета, регистрирующим данные с частотой 60 минут.

Используемый в работе метод основывается на подтвердившимся при анализе предположении, что потребители, подключенные к одной и той же фазе, имеют высокую корреляцию между значениями действующего напряжения, измеренными за некоторые промежутки времени. Таким образом, установить взаимосвязь между величинами напряжения в различных частях электрической цепи можно с помощью взаимной корреляции.

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \sum(y_i - \bar{y})^2}} \quad (1)$$

Соответственно, чем выше коэффициент корреляции, тем сильнее связь между переменными.

На первом шаге разработанного алгоритма строится корреляционная матрица между показаниями значений напряжения, полученных со всех интеллектуальных приборов учета (рис. 2). Для вычисления коэффициентов корреляции была реализована программа, составленная на языке программирования python, в которой была использована функция `corr` из библиотеки `pandas`. Данная функция предназначена для нахождения коэффициента корреляции Пирсона между переменными.

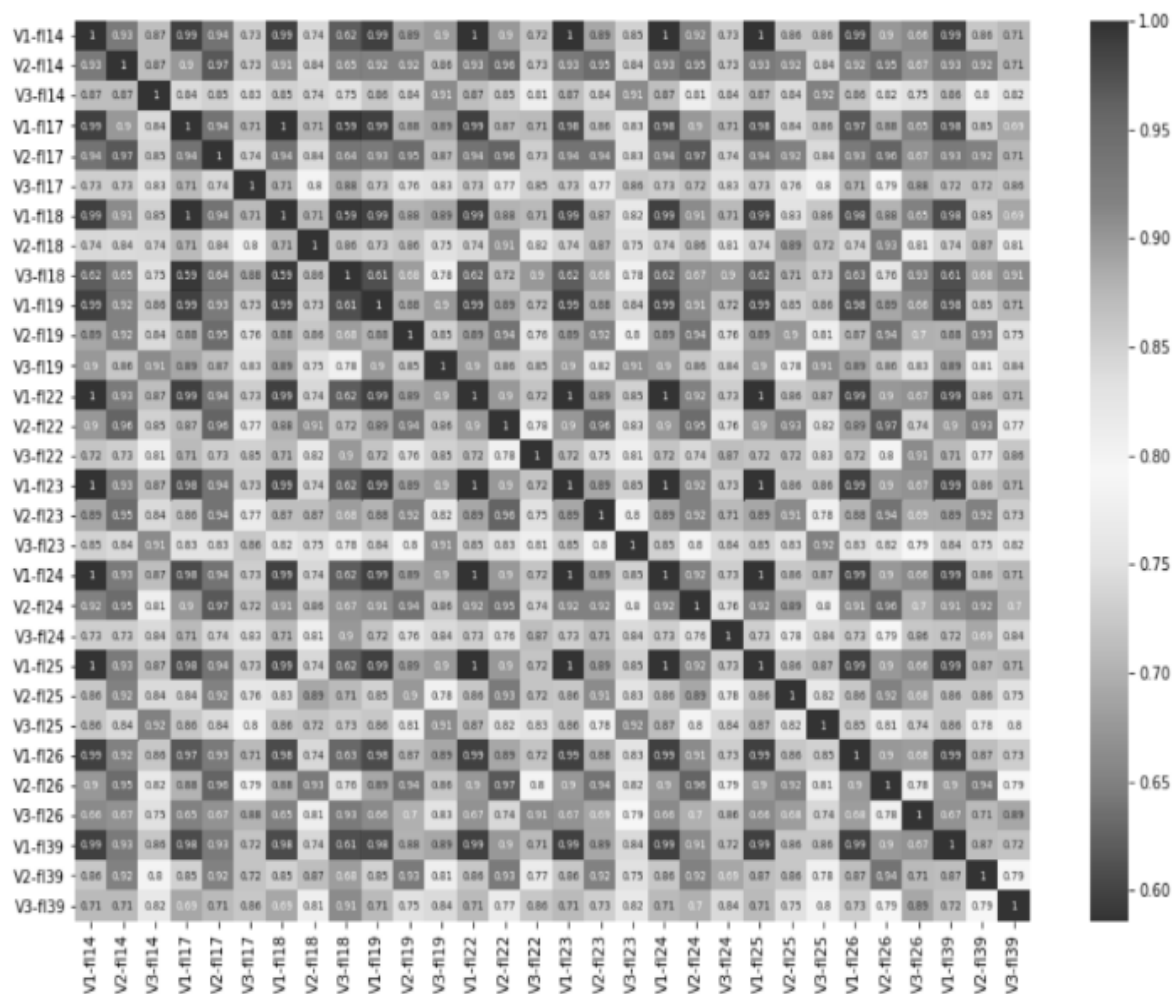


Рис. 4. Корреляционная матрица действующих значений напряжения (например V1-f114: 1 - номер фазы, 14 – номер квартиры)

Следующим шагом работы предложенного алгоритма является выполнение иерархической кластеризации корреляционной матрицы. Кластеризация (или кластерный анализ) – это задача разбиения множества объектов на группы, называемые кластерами, таким образом, чтобы объекты из одного кластера были более похожи друг на друга, чем на объекты из других кластеров, по какому-либо критерию.

Для проведения кластеризации заданного множества объектов, перед началом работы алгоритма рассчитывается матрица расстояний между объектами. Далее в матрице расстояний ищется минимальное значение, соответствующее расстоянию между объектами. Найденные кластеры объединяются, образуя новый кластер. Строки и столбцы, соответствующие данным кластерам, удаляются из матрицы расстояний, и добавляется новая строка и новый столбец, соответствующие новому кластеру. В результате матрица сокращается на одну строку и один столбец. Эта процедура повторяется до тех пор, пока не будут объединены все кластеры.

Анализ результатов, полученных с помощью иерархической кластеризации, показал, что алгоритм разделил данные на три кластера, соответствующие трём фазам (цвета на рисунке – зеленый, красный и голубой), в которых 26 из 30

значений напряжения фаз были верно отнесены к своей фазе (рис. 3). Таким образом, точность полученного алгоритма составила около 87%.

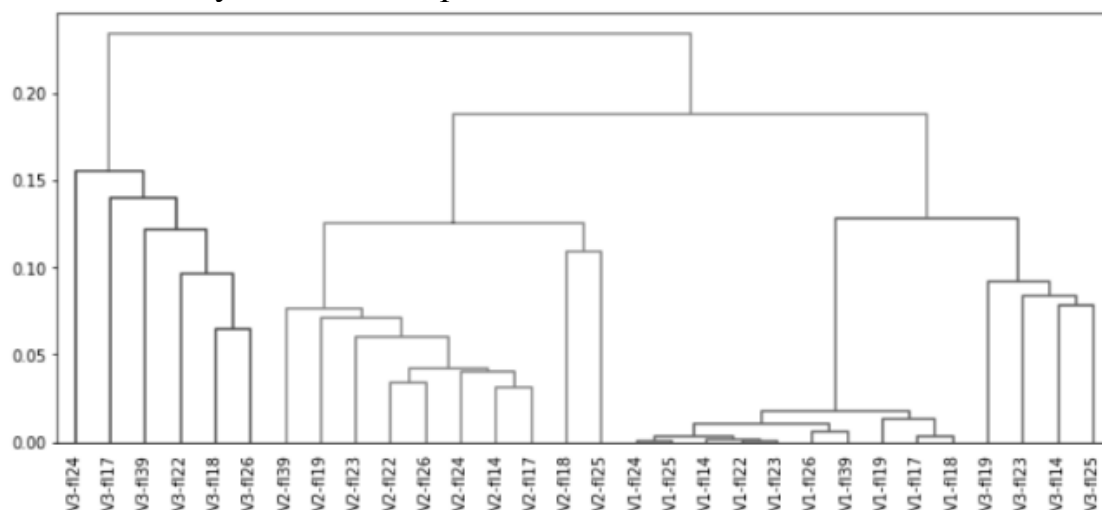


Рис. 5. Результат иерархической кластеризации коэффициентов взаимной корреляции действующих значений напряжений в местах установки интеллектуальных приборов учета

При значительном увеличении объема выборки (7316 против 800 в исследуемом наборе) алгоритм идентифицировал фазы со 100% точностью.

Преимуществом предложенного алгоритма является то, что, в отличие от существующих методов, например, таких как [12], представленному алгоритму не обязательно наличие эталонной фазы для идентификации соответствующих потребителей. Также предложенный метод является интуитивно более понятным и легко интерпретируемым по сравнению с большинством других методов.

Был предложен способ идентификации фазы низковольтной распределительной сети, основанный на иерархической кластеризации коэффициентов взаимной корреляции действующих значений напряжений в местах установки интеллектуальных приборов учета. Результатом выполнения алгоритма является идентификация фазы с точностью около 87%, а при увеличении количества поступающих данных – 100%.

Полученные результаты могут быть использованы для расчета потоков распределения, уменьшения потерь электроэнергии за счет устранения несимметричных режимов, а также для оценки состояния электрической сети.

В дальнейшем авторами предполагается разработка дополнительных способов идентификации фаз в электрических сетях низкого напряжения, что позволит повысить точность определения фазы и произвести оценку объема количественных данных, достаточных для выполнения задачи.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации»

2. Hosseini Z.S. A. Khodaei, and A. Paaso. Machine learning-enabled distribution network phase identification. // IEEE Trans. Power Syst, Mar. 2021. pp. 842-850.
3. Santos J.L.T. Phase identification in low voltage smart grids using smart meter data Lisboa. // Lisbon: Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Comput. Eng., Técnico, 2019.
4. V. Vycital, M. Ptacek, P. Toman, D. Topolanek, J. Drapela, and J. Zamphirolos. Phase identification in smart metering pilot project Komorany. // in Proc. Conf. Elect. Distribution (CIRED), Madrid, Spain, Jun. 2019.
5. M. Xu, R. Li, and F. Li. Phase identification with incomplete data. // IEEE Trans. Smart Grid, vol. 9, no. 4, pp. 2777–2785, Jul. 20
6. H. Pezeshki and P. J. Wolfs. Consumer phase identification in a three phase unbalanced LV distribution network. // in Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technol. Europe (ISGT Europe), Berlin, Germany, Oct. 2012.
7. Short T.A. Advanced metering for phase identification, transformer identification and secondary modeling. // IEEE Trans. Smart Grid, Vol. 4, No. 2, Jun. 2013. pp. 651-658.
8. V. Arya and R. Mitra. Voltage-based clustering to identify connectivity relationships in distribution networks. in Proc. // IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. (SmartGridComm), Vancouver, BC, CA, 2.
9. Y. Ma. Phase identification of smart meters by spectral clustering. in Proc. // IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integration (EI2), Beijing, China, Oct. 2.
10. Satya Jayadev Pappu, Aravind Rajeswaran, Nirav P Bhatt, Ramkrishna Pasumarthi. A novel approach for phase identification in smart grids using Graph Theory and Principal Component Analysis. // American Control Conference (ACC). Boston, MA, USA. July, 2016. 5026-5031 pp.
11. «Indian Residential Energy Dataset» - [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://seil.cse.iitb.ac.in/dataset/virtual_dataset/ (дата обращения 21.07.2021).
12. Кузькина Я.И. И.И. Голуб. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2020. pp. 135-144.

Научный руководитель: Д.А. Акимов, к.т.н., аналитик ООО «Мастерская цифровых решений».

ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НАРУЖНЫМ ОСВЕЩЕНИЕМ

И.Н. Хамидуллин

Казанский государственный энергетический университет

Современное общество выдвигает ряд условий, в том числе и связанных с экономией электроэнергии. Как показывает практика, в электроэнергетики используются современные системы энергосбережения. К одной из таких систем можно отнести автоматизированную систему управления наружным освещением. Так как традиционные уличные светильники имеют высокую мощность и потребляют много электроэнергии, мы предположили, что для уменьшения траты электроэнергии целесообразно использование автоматического диммирования уличным освещением, при этом, не нарушая нормативные установки. Еще одним недостатком традиционных уличных светильников является, то, что они включаются на полную мощность сразу при наступлении сумерек, хотя в это время нет необходимости высокого освещения, а также уличные светильники предыдущего поколения имеют мощность потребления 250-400 ватт.

Исходя из этого, на наш взгляд целесообразно использовать разработанную на базе ФГБОУ ВО КГЭУ автоматизированную систему уличного освещения (АСУНО).

Применение светодиодов уменьшает потребление электроэнергии, а также значительно лучше справляется с задачей освещения улиц. Новые светильники со светодиодным освещением потребляют 85-260 ватт.

Созданная нами система (АСУНО) автоматизированная система управления наружным освещением позволяет увеличить эффективность освещения, а также позволяет экономить электроэнергию в ночное время суток (рис. 1).

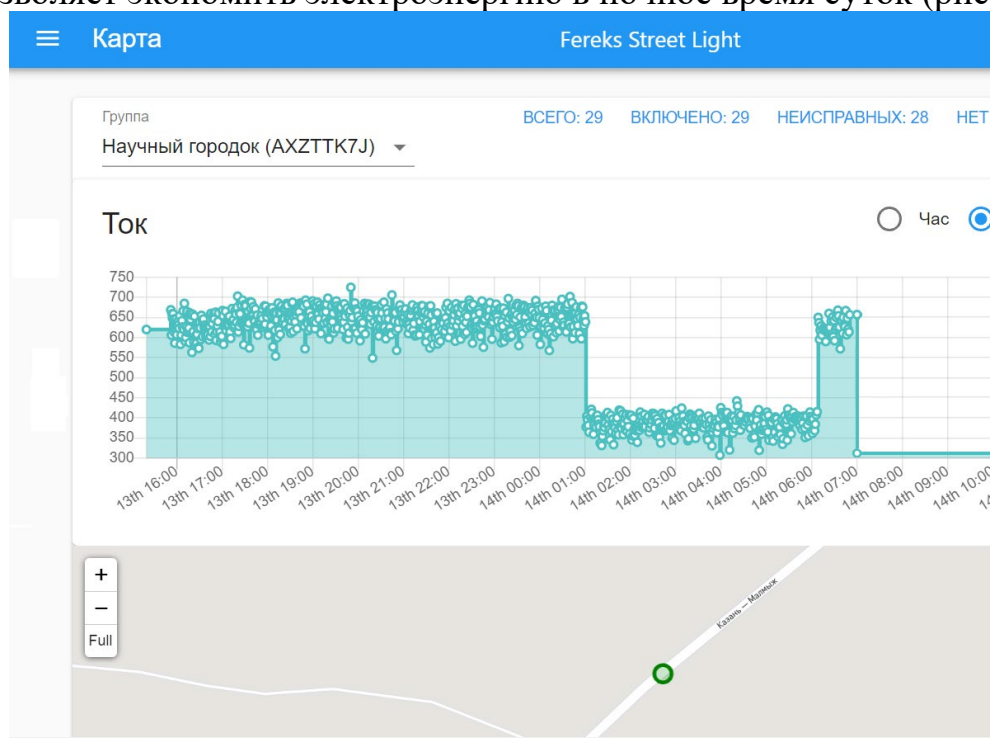


Рис. 1. График потребления тока светильником.

На рисунке 1 показан график потребления тока, на котором видно, как работает система в вечернее и ночное время. С 16:00 до 01:00 энергопотребление одного светильника составляет 143 ватт. После 01:00 до 06:00 – 80 ватт.

Разработанная нами АСУНО доказала свою эффективность на практике. Светильники были апробированы в течение двух лет. За данный промежуток времени по нашим подсчетам было сэкономлено электроэнергии порядка 30-40%.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Об утверждении Транспортной стратегии Российской Федерации на период до 2030 года (с изменениями на 12 мая 2018 года) [Электронный ресурс]: распоряжение от 22 ноября 2008 года N 1734-р – URL: <http://docs.cntd.ru/document/902132678>.
2. Свод правил 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*) [Электронный ресурс]: <http://docs.cntd.ru/document/456054197>
3. Ivanov D.A., Sadykov M.F., Yaroslavsky D.A. Development the experimental stand for testing of experimental samples of wireless network for process automation module. // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. 2017. Т. 8. № 12. С. 899-902.

Научный руководитель: М.Ф. Садыков, д.т.н., доцент КГЭУ.

ВАРИАНТЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ОТРАБОТАВШИХ ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИХ СБОРОК АЭС

Я.О. Шайхутдинов, Д.А. Макуева
Казанский государственный энергетический университет

В наше время тепловыделяющие сборки (ТВС) используются в ядерных реакторах 4-5 лет, после чего извлекаются и помещаются в бассейн выдержки (БВ). Находясь в бассейне, остаточное энерговыделение отработавших ТВС (ОТВС) постепенно снижается [1].

Энергию, выделяемую ОТВС во время пребывания в БВ, можно накапливать, например, в виде горячей воды в специальных резервуарах. Для расчета мощности остаточного тепловыделения можно воспользоваться формулой Вэя-Вигнера [2].

После анализа литературы были выявлены следующие варианты накопления энергии остаточного энерговыделения ОТВС:

Во-первых, накопление горячей воды в специальных резервуарах [3]. Для этого между БВ и баком-резервуаром устанавливается теплообменный аппарат, в котором циркулирует горячая вода из бассейна и передает теплоту холодной воде, поступающей от потребителя. Предлагаемая схема приведена на рисунке 1.

Использование данных способов поможет накапливать остаточное энерговыделение ОТВС, что приведет к более эффективному использованию бассейна выдержки атомной электростанции.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Как производится ядерное топливо // rosatom-easteurope.com: 2020. 14 мая. URL: <https://rosatom-easteurope.com/journalist/smi-about-industry/kak-proizvoditsya-yadernoe-toplivo/> (дата обращения: 31.10.2021).
2. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрущенко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. – М.: Логос, 2010. – 171 с. – ISBN 978-5-98704-496-4.
3. Jose I. LINARES, María M. CLEDERA. Sizing of thermal energy storage devices for micro-cogeneration systems for the supply of domestic hot water // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2014. – Vol. 5. – P. 37-43. – doi: 10.1016/j.seta.2013.11.002.
4. Патент РФ № 2017126650, 26.07.2017.
5. Патент США US № 2013/0028365A1.

Научный руководитель: А.И. Минибаев, ст. преподаватель, КГЭУ.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПГ АЭС С ВОДООХЛАЖДАЕМЫМИ РЕАКТОРАМИ

А.В. Борисов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

В двухконтурных водоохлаждаемых реакторных установках для генерации сухого насыщенного пара используются парогенераторы. Глобально их конструктивное исполнение можно разделить на два типа: горизонтальные (применяемые на отечественных реакторных установках типа ВВЭР) и вертикальные (применяемые на зарубежных водоохлаждаемых реакторных установках).

В качестве основных достоинств ПГ вертикального типа можно отметить [1]:

- возможность выделения экономайзерного участка;
- возможность установки пароперегревателя;
- отсутствие тепловой разверки при применении труб одинаковой длины в виде радиально расположенных ширм;
- уменьшение диаметра контеймента.

Недостатки:

- усложнение системы сепарации пара из-за увеличенной нагрузки зеркала испарения, что приводит к значительному увеличению длины парогенератора;
- отсутствие опыта производства и эксплуатации [2].

Основной целью данной работы является сравнение характеристик парогенераторов вертикального типа, используя их основные достоинства, с традиционно применяемыми в отечественной атомной энергетике – горизонтальными парогенераторами. Для этого была разработана методика расчета существующего парогенератора, согласно которой расчетные значения являются достаточно точными по сравнению с паспортными характеристиками выбранного прототипа. Далее по той же методике были рассчитаны различные варианты вертикальных парогенераторов. Полученные результаты были сопоставлены с горизонтальным прототипом.

В качестве прототипа был выбран серийно выпускаемый парогенератор ПГВ-1000М для дальнейшего сравнения его с альтернативными конструкциями. Была составлена расчетная модель на параметры стационарной работы энергоблока с ВВЭР-1000 (давление теплоносителя $p_1 = 15,7$ МПа; температуры теплоносителя: $t_1^{\text{BX}} = 320$ °С, $t_1^{\text{ВЫХ}} = 289$ °С; температура генерируемого сухого насыщенного пара $t_2^{\text{ВЫХ}} = 278,5$ °С; температура питательной воды $t_{\text{ПВ}} = 220$ °С; паропроизводительность $D = 1470$ т/ч) [3].

В качестве теплообменных трубок приняты трубы 16х1,5 мм выполненные из стали 08Х18Н10Т, такие же как в прототипе. При выполнении расчетов было учтено термическое сопротивление окисных пленок, которое было принято равным $1 \cdot 10^{-5} (\text{м}^2 \cdot \text{°С})/\text{Вт}$ [4]. Результаты теплового расчета, а также сравнение полученных значений с прототипом представлены в таблице 1, tQ-диаграмма изображена на рисунке 1.

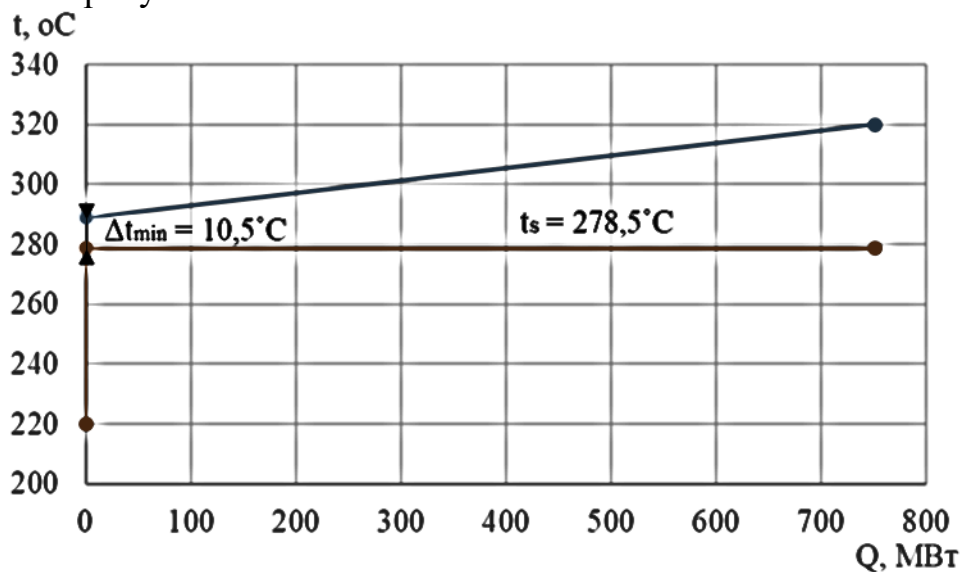


Рис. 1. tQ-диаграмма серийного ПГВ-1000М

Таблица 1. Сравнение результатов теплового расчета с прототипом

Характеристики	Расчетное значение	По прототипу	Относительная погрешность, %
Тепловая мощность 1 ПГ, МВт	750,6	750	0,08
Минимальный температурный напор, °С	10,46	10,53	0,66
Количество теплообменных трубок, шт.	11000	11000	0,00
Площадь теплообмена, м ²	6080	6115	0,57
Средняя длина трубки, м	11,0	11,1	0,93

Полученные в ходе расчета значения не имеют существенного отклонения от паспортных характеристик прототипа, следовательно, разработанная методика расчета дает достаточно точные результаты и может быть применена для расчета парогенераторов альтернативных конструкций.

Далее по той же методике был осуществлен расчет вертикального парогенератора с ширмовой поверхностью теплообмена с экономайзерным участком при неизменных температурах первого и второго контуров (tQ -диаграмма приведена на рисунке 2). В результате было установлено, что необходимая площадь теплообменной поверхности уменьшилась на 9% по сравнению с горизонтальным ПГ без экономайзера (с 6080 до 5517 м²) в связи с увеличением минимального температурного напора с 10,5°С до 15,6°С.

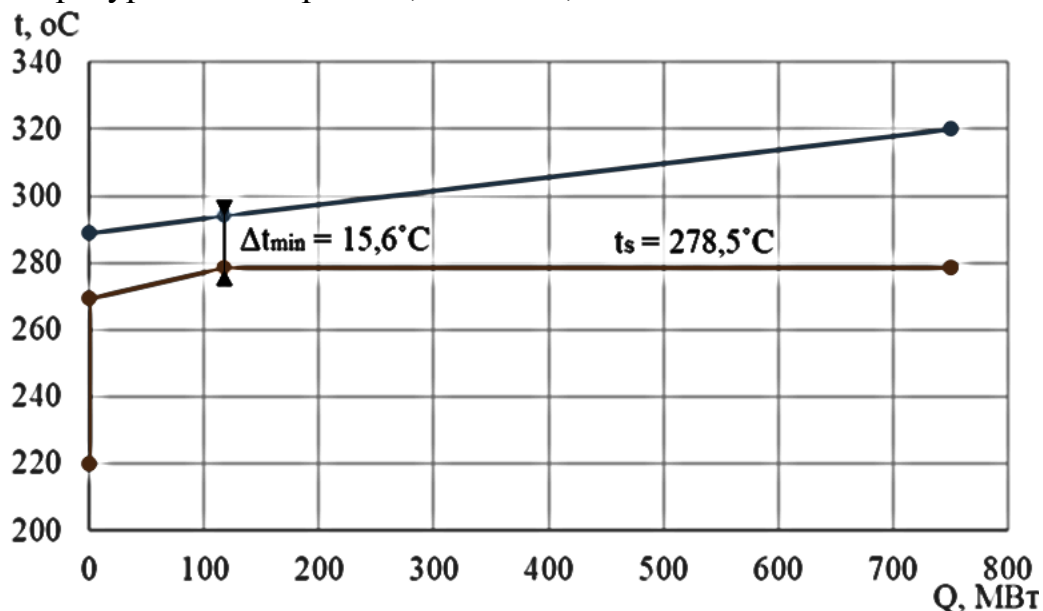


Рис. 2. tQ -диаграмма вертикального ПГ с экономайзерным участком при неизменных температурах первого и второго контуров

В другом варианте расчета вертикального парогенератора с экономайзерным участком был принят постоянным минимальный температурный напор за счет повышения давления второго контура (tQ -диаграмма представлена на рисунке 3). В этом случае возможно повышение давления острого пара на 0,55 МПа (с 6,28 до 6,83 МПа) при неизменных температурах теплоносителя первого контура. Это позволит повысить КПД турбоустановки и энергоблока в целом,

однако требуемая площадь теплообмена возрастает на 25% (до 7603 м²) в сравнении с ПГВ-1000М.

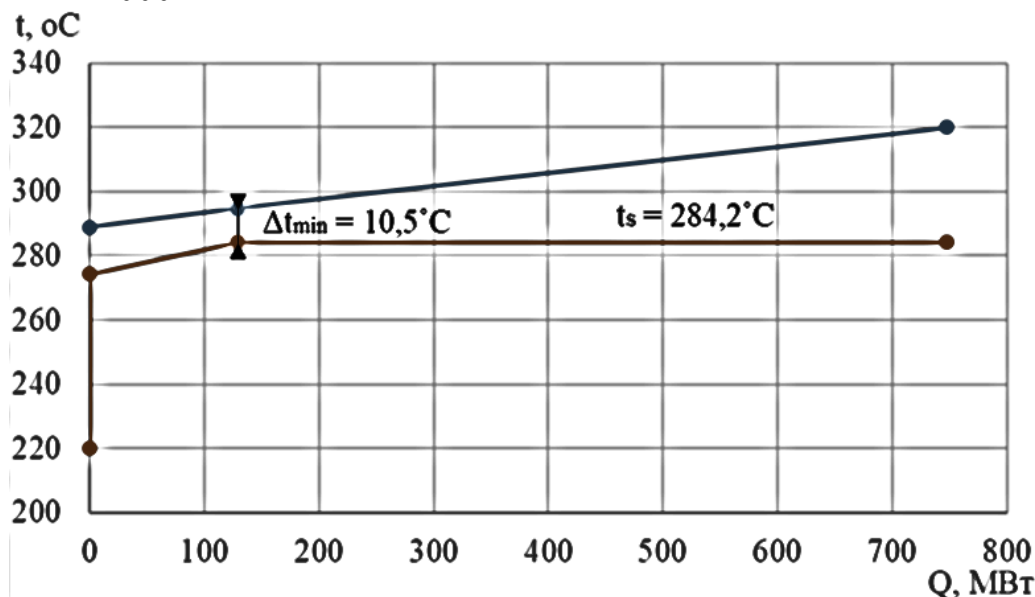


Рис. 3. tQ-диаграмма вертикального ПГ с экономайзерным участком при неизменном минимальном температурном напоре и температуре теплоносителя

Стоит отметить, что во всех проведенных расчетах были использованы теплообменные трубы 16x1,5 мм из стали 08X18H10T в количестве 11000 штук, как в прототипе [3].

Результаты расчетов основных характеристик парогенераторов сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Результаты расчета характеристик парогенераторов

Характеристики	Горизонтальный ПГ	Вертикальный ПГ (1)	Вертикальный ПГ (2)
Экономайзерный участок	-	+	+
Давление генерируемого пара, МПа	6,28	6,28	6,83
Тепловая мощность 1 ПГ, МВт	750,6	750,6	747,8
Минимальный температурный напор, °C	10,46	15,59	10,46
Количество теплообменных трубок, шт.	11000	11000	11000
Площадь теплообмена, м ²	6080	5517	7603
Средняя длина трубки, м	11,0	9,98	13,75

Таким образом, можно сделать следующие выводы. Применение вертикальных парогенераторов на АЭС с водоохлаждаемыми реакторами имеет существенные достоинства по сравнению с горизонтальными. Так, например, благодаря выделению экономайзерного участка, возможно снижение площади теплообменной поверхности или повышение давления острого пара при неизменных параметрах первого контура. Существенным преимуществом является и возможность уменьшения диаметра гермооболочки РУ. Однако, ввиду отсутствия опыта

производства и эксплуатации вертикальных парогенераторов в отечественной атомной энергетике, требуется проведение большого количества экспериментов и исследований.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ядерные энергетические установки // Б.Г. Ганчев, Л.Л. Калишевский, Р.С. Демешев, Е.Б. Копосов, Л.А. Кузнецов, Н.Ф. Рекшня, С.В. Селиховкин. - М.: Атомэнергоиздат, 1990.- 629 с.
2. Трунов Н.Б., Лукасевич Б.И., Веселов Д.О., Драгунов Ю.Г. Парогенераторы – горизонтальные или вертикальные // Атомная энергия. - 2008. - Т.105, вып.3.- С. 127-135.
3. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций // Б.И. Лукасевич, Н.Б. Трунов, Ю.Г. Драгунов, С.Е. Давиденко. - М.: ИКЦ «Академкнига», 2004.- 391 с.
4. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. - М.: Атомэнергоиздат, 1987.- 384 с.

Научный руководитель: А.В. Воробьёв, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова, ИШЭ ТПУ.

ЛИЧНОЕ И КОЛЛЕКТИВНОЕ ПОВЕДЕНИЕ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В.П. Булгакова

Орловский государственный аграрный университет имени Н.В.Парахина

Аннотация. В данной статье рассматривается личное и коллективное поведение людей в области энергосбережения, выявлены мотивирующие факторы, которые в наибольшей степени оказывают влияние на поведение человека в сфере сбережения ресурсов. Выявлена роль энергосбережения в экономике страны как важных факторов экономического роста.

Ключевые слова: энергосбережение, личное поведение, коллективное поведение.

В декабре 2019 года Европейская комиссия предложила Европейскую "зеленую сделку" в рамках долгосрочной стратегии перехода к круговой экономике и, в конечном счете, достижения цели чистого нулевого выброса парниковых газов (ПГ) не позднее 2050 года. Намеченные меры по сокращению выбросов включают обезуглероживание энергетического сектора путем сосредоточения внимания на низкоуглеродистых источниках энергии и эффективном использовании энергии.

Когда речь заходит о мерах, которые отдельные домохозяйства могут применять для экономии энергии, в соответствующей литературе обычно проводится различие между сокращением и эффективностью [1]. Сокращение потребления энергии относится к действиям, которые экономят энергию за счет

снижения частоты или интенсивности определенных действий, таких как выключение света при выходе из комнаты. Действия, связанные с энергоэффективностью, напротив, относятся к инвестициям в энергоэффективное оборудование, которые не обязательно требуют изменения поведения, например, замены старого холодильного агрегата в домашнем хозяйстве.

Согласно статистическим данным, предоставленным Международным энергетическим агентством (МЭА), на жилищный сектор приходится значительная доля общего потребления энергии в Европе, и эта тенденция со временем представляется относительно стабильной [6]. Россия занимает 5-е место среди стран мира по объему энергопотребления. Из этого следует, что содействие энергосбережению на уровне домашних хозяйств может значительно сократить выбросы парниковых газов и, в свою очередь, помочь достичь цели чистых нулевых выбросов. Знания о факторах индивидуального уровня, которые могут способствовать сокращению и/или повышению эффективности поведения, могут дать полезную информацию для целевых коммуникационных стратегий; и многочисленные исследования были сосредоточены на психологических детерминантах такого поведения. Можно выдвинуть предположение, что мотивация людей защищать себя от воспринимаемых угроз и, следовательно, то, как они в конечном итоге отреагируют на угрожающую ситуацию, может быть выведена из оценки самой угрозы и оценки их способности справляться. Растущий объем эмпирических исследований свидетельствует о том, что результаты этих оценок имеют значение не только для объяснения преодоления индивидуальных стрессоров, таких как проблемы со здоровьем, но также и для прогнозирования того, как люди реагируют на внешние стрессоры.

Исследования, специально посвященные проблеме изменения климата и поведения в области энергосбережения, о которых сообщают сами, показали, что люди, обеспокоенные изменением климата, сообщают о более высокой готовности сократить потребление энергии [2]. Так, люди, обеспокоенные проблемой изменения климата, принимают активное участие в энергосбережении, покупают энергосберегающую технику и в целом, у них большая вероятность участия в бытовом энергосберегающем поведении. Беспокойство, характеризующееся переживанием тревоги или мыслями о потенциально негативном событии, считается более личным и эмпирическим и, следовательно, с большей вероятностью будет мотивировать на смягчающие действия. В соответствии с этим в недавней литературе беспокойство по поводу изменения климата было определено как один из факторов индивидуального уровня, который может мотивировать поведение по энергосбережению. Ученые проанализировали данные 8-го раунда Европейского социального опроса (ESS), чтобы изучить роль дохода в таком поведении, контролируя, в частности, беспокойство по поводу изменения климата. Они сообщили, что те, кого больше беспокоит изменение климата, набрали больше баллов как по мерам, связанным с сокращением (т. е. сокращением количества потребляемой энергии), так и по мерам, связанным с эффективностью (т. е. с финансовыми инвестициями в энергоэффективные приборы). Немецкий ученый использовал тот же набор данных для рассмотрения беспокойства как предиктора поведения в области энергосбережения и поддержки политики в области

климата. Чем больше людей выражали беспокойство по поводу изменения климата, тем с большей вероятностью они сообщали об участии в энергосберегающем поведении; тем не менее, прямая связь между переменными была относительно слабой. Эти результаты подразумевают, что беспокойство по поводу изменения климата, возможно, уместно, но, скорее, недостаточно для того, чтобы люди занимались личным энергосберегающим поведением. Как было заявлено, «люди часто не действуют в соответствии со своими проблемами, и общее потребление энергии в домашних хозяйствах все еще растет». Центральным аспектом понимания того, почему люди участвуют или воздерживаются от действий против изменения климата, является их чувство эффективности. Признавая, что любое успешное смягчение последствий изменения климата требует сотрудничества со стороны всего общества, звучали призывы исследовать убеждения в эффективности, касающиеся коллективных действий, в дополнение к личной эффективности, а иногда и вместо нее. Исследования в этой области показывают, что вера в коллективную способность группы достигать желаемых результатов связана с общественной поддержкой политики, направленной на сокращение выбросов углерода, действиями в общественной сфере, такими как голосование и протесты, управление бытовыми отходами, принятие электромобилей, и намерение сократить использование пластика. Некоторые результаты указывают на то, что коллективная эффективность может быть более важной, чем личная эффективность, в контексте поведения, направленного на защиту окружающей среды в целом, хотя этот вывод не всегда согласуется [3].

Таким образом, результаты показывают, что беспокойство по поводу изменения климата было важным предиктором того, что люди будут участвовать как в сокращении потребления энергии, так и в повышении энергоэффективности, по сравнению с большинством других переменных, включенных в исследование. Они также показывают, что о поведении, направленном как на сокращение, так и на повышение эффективности, чаще сообщалось, когда такое поведение считалось возможным (высокая личная эффективность) и эффективным в смягчении последствий изменения климата при использовании в одиночку (ожидаемый личный результат) или в коллективе (ожидаемый коллективный результат). Личная эффективность показала самую сильную связь, за которой последовало ожидание коллективного результата и, наконец, ожидание личного результата. Коллективная эффективность, операционализированная как убежденность в том, что многие люди ограничат потребление энергии для уменьшения изменения климата, не продемонстрировала статистически значимых ассоциаций при прогнозировании поведения в области энергосбережения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ключин В.В. Пути повышения стратегического экономического потенциала энергосбережения // Актуальные проблемы развития вертикальной интеграции системы образования, науки и бизнеса: экономические, правовые и социальные аспекты: Материалы II Междунар. научно-

- практ. конференции. 2014. С. 24–28 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23484952>.
2. Ковальчук В.В., Свистунов П.В. Энергосбережение как результат взаимодействия государства // Журнал «Энергосбережение» 2014. № 7. С. 30-37. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=24991851>.
3. Петров И.В., Коробова О.С. Зарубежный опыт стимулирования энергосберегающих мероприятий // Журнал «Горный информационноаналитический бюллетень» 2016. № 1-1. С.127-138. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=21450028>. 2255

Научный руководитель: И.Н. Гагарина к.с.-х.н., доцент Орловский ГАУ.

ВИРТУАЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ: ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

М.Н. Булин

Белорусский национальный технический университет

Постоянно увеличивающаяся доля ветровой и солнечной фотоэлектрической электроэнергии в современных государственных энергосистемах диктует требования к повышению качества эффективного управления данным ресурсом, а в ряде случаев модернизация текущей либо сооружение новой инфраструктуры в распределительных электрических сетях для предотвращения перегрузок.

В ряде стран в качестве альтернативы дорогостоящей модернизации инфраструктуры, необходимой для полноценной интеграции переменных возобновляемых источников энергии (солнечная фотоэлектрическая и ветровая энергия), появляются пилотные проекты “беспроводных” альтернатив или так называемых виртуальных линий электропередачи (ЛЭП) (VPL – Virtual Power Line).

Виртуальные ЛЭП снижают нагрузку на токоведущие части линии, одновременно повышая производительность и надежность энергосистемы. В общем понимании виртуальные ЛЭП включают в себя аккумуляторные батареи (АКБ), подключенные, по крайней мере, в двух местах сети: один комплекс АКБ устанавливается на стороне производства электроэнергии рядом с источником возобновляемой генерации. В данной части виртуальной ЛЭП (в АКБ) хранится избыточная произведённая электроэнергия, которая в виду перегруженности ЛЭП не может быть передана потребителю.

Стоит отметить, что в отдельных странах договор купли-продажи электрической энергии от возобновляемой генерации заключается на некоторый промежуток времени вперёд, однако в виду непостоянства выработки возобновляемой энергии и трудностью её прогнозирования как при избыточном, так и при недостаточном производстве появляются риски для обеих сторон договора. Дополнительным фактором, затрудняющим процесс полноценной работы

возобновляемой генерации в составе современных энергосистем, становится ограниченной пропускная способность ЛЭП.

Так, в случае переизбытка вырабатываемой мощности часть вне договора не может быть продана поставщиком, по сути, снижая общий коэффициент использования установленной мощности и, как результат, снижая доходность. В свою очередь система не может закупить более дешёвую энергию от возобновляемых источников, неся в некоторой степени убытки.

Второй же комплекс АКБ размещается на стороне потребления: будет заряжаться при отсутствии перегрузки в ЛЭП и низком спросе на стороне потребления. Используемое в качестве виртуальных ЛЭП аккумуляторное хранилище предлагает техническую альтернативу увеличению пропускной способности электросетей, а также повышению надёжности и безопасности системы. Цель использования виртуальных ЛЭП состоит в том, чтобы предоставлять дополнительные мощности электроэнергии намного быстрее и, в некоторых случаях, с меньшими затратами, чем при обычном укреплении или расширении инфраструктуры.

Виртуальные ЛЭП представляют из себя особенно экономически эффективное решение в случаях, когда перегрузка сети возникает во время определенных разновременных редких событий, среди которых выделяются аномально высокие температуры летом. Вдобавок, при необходимости комплексы АКБ виртуальной ЛЭП могут оказывать услуги по поддержанию оптимального уровня напряжения.

В конечном счете, виртуальные ЛЭП – это дополнение, помогающее управлять перегрузками, не нарушая баланс между спросом и предложением. На рисунке 1 схематично представлен принцип работы виртуальных ЛЭП.

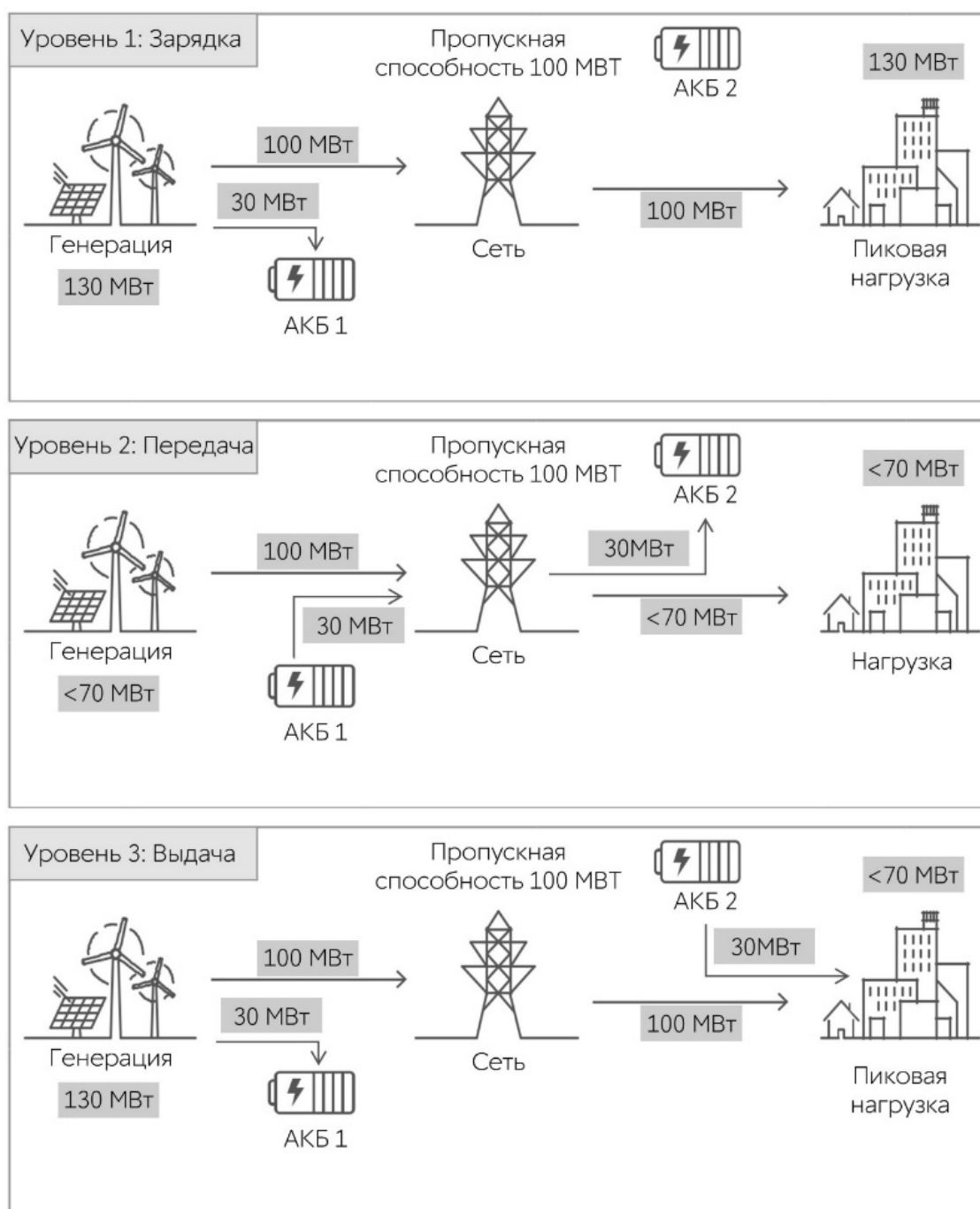


Рис. 1. Принцип работы виртуальных ЛЭП [1]

Далее в таблицу 1 сведены преимущества внедрения виртуальных ЛЭП по сравнению со стандартными сетями [2].

Таблица 1.

Проблемы существующей сети	Преимущества виртуальных ЛЭП
Многолетнее проектирование, получения разрешений и согласований	Системы виртуальных ЛЭП могут быть спроектированы, построены и введены в эксплуатацию в течение нескольких месяцев, как временное или долгосрочное решение на время модернизации сети и повышения уровня её устойчивой работы
Непредсказуемые темпы роста	Виртуальные ЛЭП в совокупности с комплексом АКБ могут быть подобраны с небольшими приращениями

нагрузки и структуры спроса	модульной мощности, что позволяет избежать чрезмерного размера и крупных капитальных затрат
Единственная функция – передача мощности	АКБ находят множество применений в случае неосуществления основной функции виртуальных ЛЭП, таких как снижение затрат на эксплуатацию сети за счет обеспечения регулирования частоты, поддержки напряжения, резервирования мощностей при наличии регламентирующих правовых актов

Также отметим, что на протяжении многих лет цена на аккумуляторные батареи неуклонно снижалась и, как ожидается, будет снижаться еще больше в ближайшее время. Например, за последние пять лет цены на литий-ионные аккумуляторы снизились более чем на 30%. Это сделало его доступной беспроводной альтернативой крупным капиталовложениям в инфраструктуру сетей передачи и распределения.

Так, французский системный оператор «RTE» в данный момент реализует свои первые 40 мегаватт (МВт) виртуальных ЛЭП в рамках пилотного проекта под названием «RINGO» с целью расширения сетевой интеграции возобновляемых источников энергии и оптимизации электрических потоков в своей сети [3].

Немецкий план развития электросетевого хозяйства, разработанный всеми четырьмя системными операторами в стране, предложил 1,3 гигаватта (ГВт) хранения энергии для обеспечения стабильности сети и снижения затрат на сеть.

Передающая компания штата Андхра-Прадеш, государственная коммунальная компания в Индии, предложила между 250 МВт и 500 МВт накопителей энергии для увеличения пропускной способности своей сети передачи с помощью инновационного механизма возмещения затрат.

В США Pacific Gas & Electric выбрал проект по хранению энергии мощностью 10 МВт в рамках портфеля решений для передачи в процессе регионального планирования передачи, первый такой проект, выбранный для облегчения перегрузки на рынках США.

В общем плане на сегодняшний день виртуальные ЛЭП нашли своё применение в Австралии, Франции, Германии, Индии, Италии, США. Общая установленная мощность АКБ составляет около 3 ГВт, к 2026 году ожидается рост мощности АКБ в составе виртуальных ЛЭП до 14,3 ГВт.

Таким образом внедрение концепции виртуальных ЛЭП на основе АКБ находит широкое применение в современных энергосистемах благодаря ряду своих преимуществ по сравнению с традиционными ЛЭП. Постепенное удешевление литий-ионных батарей, а также высокие требования, предъявляемые к надёжности энергоснабжения и безопасной работе энергосистемы, делают перспективным всё более активное внедрение концепции виртуальных линий электропередачи.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Virtual power lines. Innovation landscape brief [Электронный ресурс] // IRENA. – Режим доступа: <https://www.irena.org/>

- /media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Virtual_power_lines_2020.pdf?la=en&hash=C58043124D596D1CF75395066817C38B55AC1983. – Дата доступа: 07.11.2021.
2. Batteries used as virtual power lines for more renewables [Электронный ресурс] // EnergyCentral. – Режим доступа: <https://energycentral.com/c/cp/batteries-used-virtual-power-lines-more-renewables>. – Дата доступа: 11.11.2021.
 3. The French grid goes virtual [Электронный ресурс] // SAFT. – Режим доступа: <https://www.saftbatteries.com/media-resources/our-stories/french-grid-goes-virtual>. – Дата доступа: 04.11.2021.

Научный руководитель: Е.М. Гецман, ст. преподаватель, БНТУ.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ДЛЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

А.А. Гусева

Казанский государственный энергетический университет

Повысить энергоэффективность можно путем автоматизации основных технологических процессов. На примере нескольких квартир, проведем технико-экономический расчет до и после внедрения системы автоматизации по управлению микроклиматом [1].

Расчет размера платы за отопление должен производиться по правилам расчета, утвержденным Постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 г. № 354 в редакции 25.12.2015 (далее – Правила) [3].

С 01.06.2013 года потребители отопления в многоквартирном доме вносят оплату за данную услугу в совокупности без разделения оплаты за отопление, предоставленное в жилом или нежилом помещении, и за отопление, предоставленное на общедомовые нужды, как это было предусмотрено ранее.

Таким образом, в счет-квитанциях на оплату коммунальных услуг услуга «отопление» должна появиться только в одной строке. Это правило распространяется как для многоквартирных домов, имеющих централизованную систему теплоснабжения, так и для домов, на которых такая система отсутствует [2].

Расчет платы за отопление зависит, прежде всего, от оборудования многоквартирного дома и находящихся в нем помещений приборами учета.

Проведем расчет стоимости платы за отопление, при условии, что на многоквартирном доме не установлен общедомовой (коллективный) прибор учета тепловой энергии, также во всех жилых и нежилых помещениях отсутствуют индивидуальные или общие (квартирные) приборы учета на отопление.

В этом случае плата за отопление рассчитывается как произведение норматива потребления отопления, общей площади занимаемого помещения и тарифа, установленного на тепловую энергию:

$$P_i = S_i \cdot N^T \cdot T^T \quad (1)$$

где:

N^T — норматив потребления, установленный для отопления, S_i — общая площадь помещения, T^T — тариф на тепловую энергию, установленный для региона и поставщика услуг.

Примем норматив потребления на отопление для г. Казани в размере 0,031 гигакалории на квадратный метр общей площади. Тариф на тепловую энергию, установленный для региона и поставщика услуг — для г. Казани согласно тарифу, стоимость одной гигакалории составляет 1889,33 руб. Стоимость дана с учетом НДС.

Исходя из данных, плата за отопление будет составлять:

1 квартира: 4191,79 руб.; 2 квартира: 3274,6 руб.;

3 квартира: 3274,6 руб.; 4 квартира: 3749,01 руб.

Далее проведем расчет стоимости отопления после внедрения системы автоматизации, позволяющей экономить тепло, при этом поддерживать нормы СанПин, чтобы температура внутри помещения не падала ниже нормируемого значения.

Максимальный расход на отопление в квартире будет вечером, ночью и утром. Примерное расчетное время с 16:00 по 7:00 — 15 часов.

Минимальный расход на отопление в квартире будет в период, когда в квартире никого нет. То есть с 7:00 по 16:00 — 9 часов.

Согласно принятому нормативу потребления на отопления для г. Казани, необходимо определить общее потребление на отопление квартиры в период, когда жильцов в доме нет.

Если норматив составляет 0,031 гигакалории на 1 квадратный метр при условии того, что люди присутствуют в квартире, тогда примем 75% от норматива в период, когда людей в квартире нет.

Согласно требованиям, СанПиН 2.1.2.2645-10 допустимая температура воздуха в холодное время года в жилых комнатах должна составлять 18-24°C. Примем, температуру в квартире 24°C, тогда для сохранения минимально допустимой температуре в квартире принимается 60% от устоявшейся.

С учетом всех поправок, плата за отопление в таком случае будет составлять:

$$P_i = 0,625 \cdot (S_i \cdot N^T \cdot T^T) + 0,375 \cdot (S_i \cdot 0,6N^T \cdot T^T) \quad (2)$$

Где 0,625 и 0,375 — поправочные коэффициенты времени (пребывание и отсутствие людей в квартире).

Исходя из данных, плата за отопление будет составлять:

1 квартира: 3563,02 руб.; 2 квартира: 2783,41 руб.;

3 квартира: 2783,41 руб.; 4 квартира: 3186,66 руб.

С учетом использования системы автоматизации для отопления квартиры, экономия составляет 9,5%. Довольно значительно, при условии большой площади квартиры.

Проведем расчет, стоимости внедрения системы автоматизации для отопления квартиры.

Для реализации данной системы нам понадобится:

- логический контроллер, который позволит настроить работу системы отопления, согласно выбранной программе;
- датчики температуры внутреннего воздуха;
- электромагнитный клапан с приводом [4].

Данная система будет работать следующим образом – на вход программируемого логического контроллера, с определенной частотой поступает сигнал от датчика температуры внутри комнаты, согласно заложенной программе, контроллер осуществляет сравнение полученных данных с датчика и управляет электромагнитным клапаном, который в свою очередь при помощи дроссельного узла регулирует тепловой поток на отопительный прибор. Дроссель управляется электрическим приводом клапана. Таким образом, система позволяет оптимально поддерживать температуру в помещении, а также экономить на отоплении [5].

Таблица 1. Определение количества оборудования.

Квартира	Кол-во радиаторов	Кол-во датчиков	Кол-во ПЛК	Кол-во клапанов
1	4	4	1	4
2	3	3	1	3
3	3	3	1	3
4	3	3	1	3

Теперь согласно выбранному количеству приборов, уточним цену за единицу товара и составим сметную ведомость.

Таблица 2. Данные по приборам и материалам.

Наименование изделия	Стоимость за единицу товара, руб.	Итоговая стоимость, руб.
ПЛК- ТРМ 32	11952	47808
Датчик температуры	750	9750
Электромагнитный клапан	1350	17550
ВВГнг 3х1,5	75	7500
КСРПнг 2х0,5	19	2280
Монтаж и подключение приборов	3500	14000
Итого:		98888 руб.

Поскольку ранее была рассчитана экономия от внедрения данной технологии, теперь проведем расчет срока окупаемости, зная стоимость системы умный дом. Для 4-х квартир на этаже стоимость составляет 98888 рублей.

Поскольку экономия в использовании системы регулирования отоплением за месяц составляет 2173,5 руб. То система окупит себя:

$$C_{\text{мес}} = \frac{Э}{Ц} = \frac{98888}{2173,5} = 45,49 \approx 46 \quad (3)$$

Получается, что система окупит себя после 46 месяцев использования.

Сразу внесем правку, данная система рассчитана на 4 квартиры, расположенных на одном этаже, проектируемого дома. Для отдельно взятой квартиры нужно проводить отдельный расчет.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аверьянов В.К. Первые результаты эксплуатации и предложения по совершенствованию систем. / Аверьянов В.К. – Москва: Теплоэнергоэффективные технологии, 2017. – 312 с.
2. Фадеева Г.Д. Повышение энергоэффективности жилого фонда за счет малозатратных технологий. / Фадеева Г.Д. – Москва: АльфаПресс, 2017. – 52 с.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 г. № 354 в редакции 25.12.2015.
4. Потапенко А.Н. Возможности повышения эффективности процесса отопления зданий в автоматизированных ИТП / А.Н. Потапенко, Е.А. Потапенко // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2005. – № 5-6. – С. 79-88.
5. Филимонов А.Г. Особенности перехода Казани на АИТП при реализации комплексной программы повышения эффективности системы теплоснабжения // Вестник КГЭУ. 2019. №2 (42). С. 127–137.
6. <https://teplo-ltd.ru/otoplenie/avtomatizaciya-sistemy-otopleniya-chastnogo-doma.html>
7. <https://otoplenie-doma.org/avtomatika-sistem-otopleniya.html>

Научный руководитель Ю.В. Абасев, к.т.н., доцент КГЭУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ ВЕКТОРНОГО УПРАВЛЕНИЯ СИНХРОННЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ

Н.А. Еремин, А.В. Александров
Южно-Уральский государственный университет

В настоящее время в промышленности все большее распространение получают синхронные машины в составе регулируемого электропривода, цель данной работы состоит в исследовании различных алгоритмов векторного управления.

В качестве исследуемой машины использовался трёхфазный явнополюсный синхронный электродвигатель модели БМЗ–4,5/4 М1 с электромагнитным возбуждением, имеющий номинальную мощность равную 3,6 кВт. В качестве преобразователя частоты использовалось устройство фирмы Control Techniques модели Unidrive SP 2401. Также в системе в качестве датчика скорости использовался энкодер SICK STEGMANN CNS50 – AGVx04. Преобразователь частоты Unidrive SP имеет несколько алгоритмов работы электропривода [1]. В данной работе будет проведено исследование в векторной системе управления.

Исследуем статические характеристики электропривода при различных скоростях в векторном режиме управления при постоянном токе возбуждения и $\cos\varphi$. Результаты исследования приведены на рисунках 1 и 2.

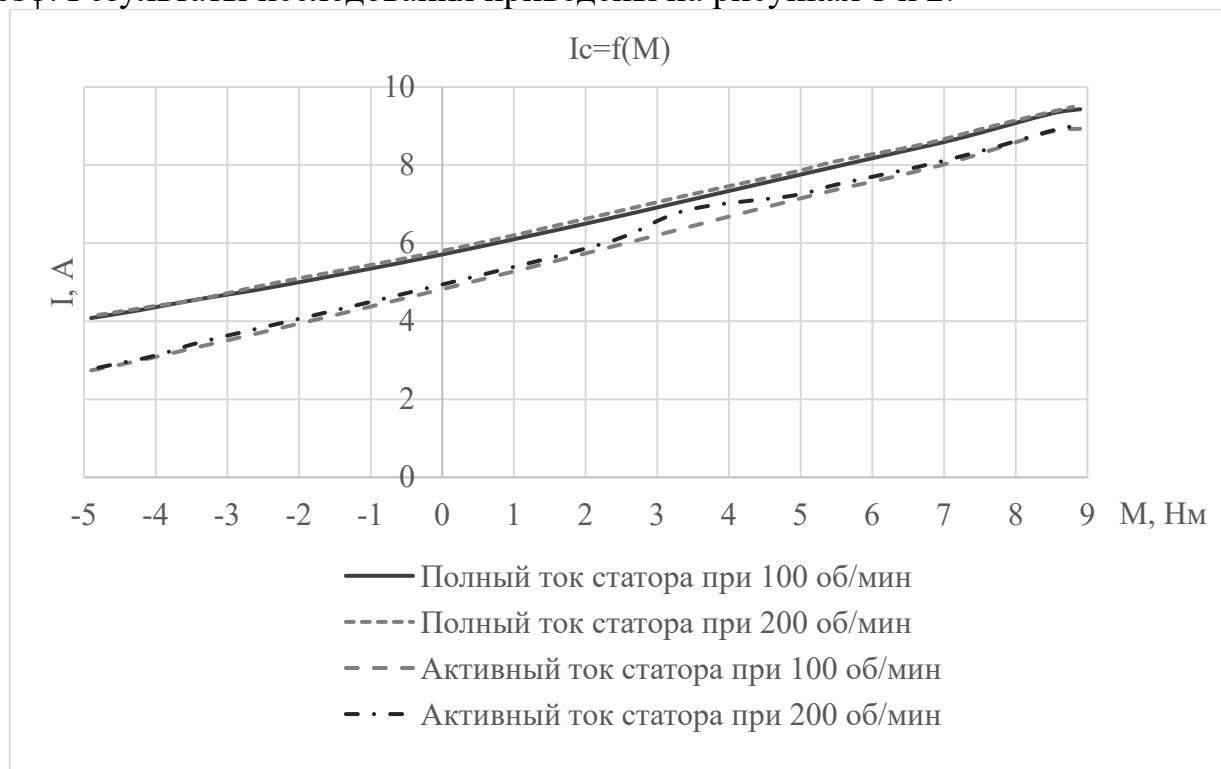


Рис. 1. Зависимость полного и активной составляющей тока статора от нагрузки

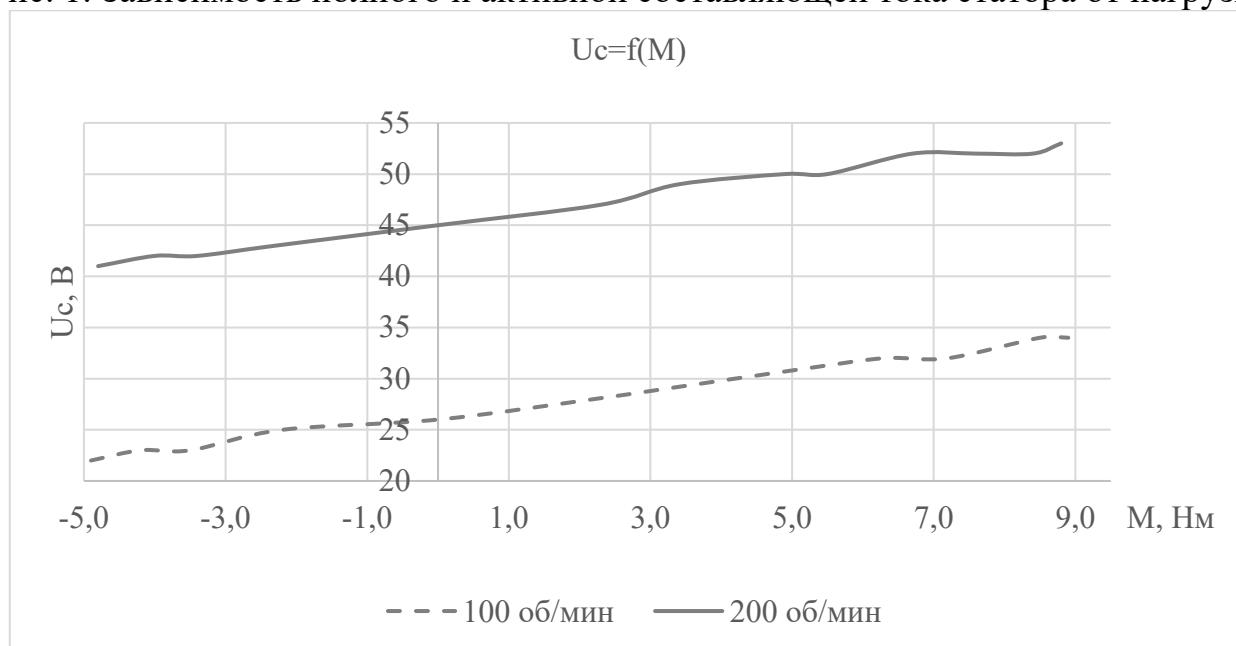


Рис. 2. Зависимость прикладываемого к статору напряжения от нагрузки

Исследуем влияние $\cos\varphi$ на статические характеристики в векторном режиме управления. Исследование проводилось при скорости 100 об/мин и постоянном токе возбуждения равном 9 А. Результаты исследования приведены на рисунках 3-5.

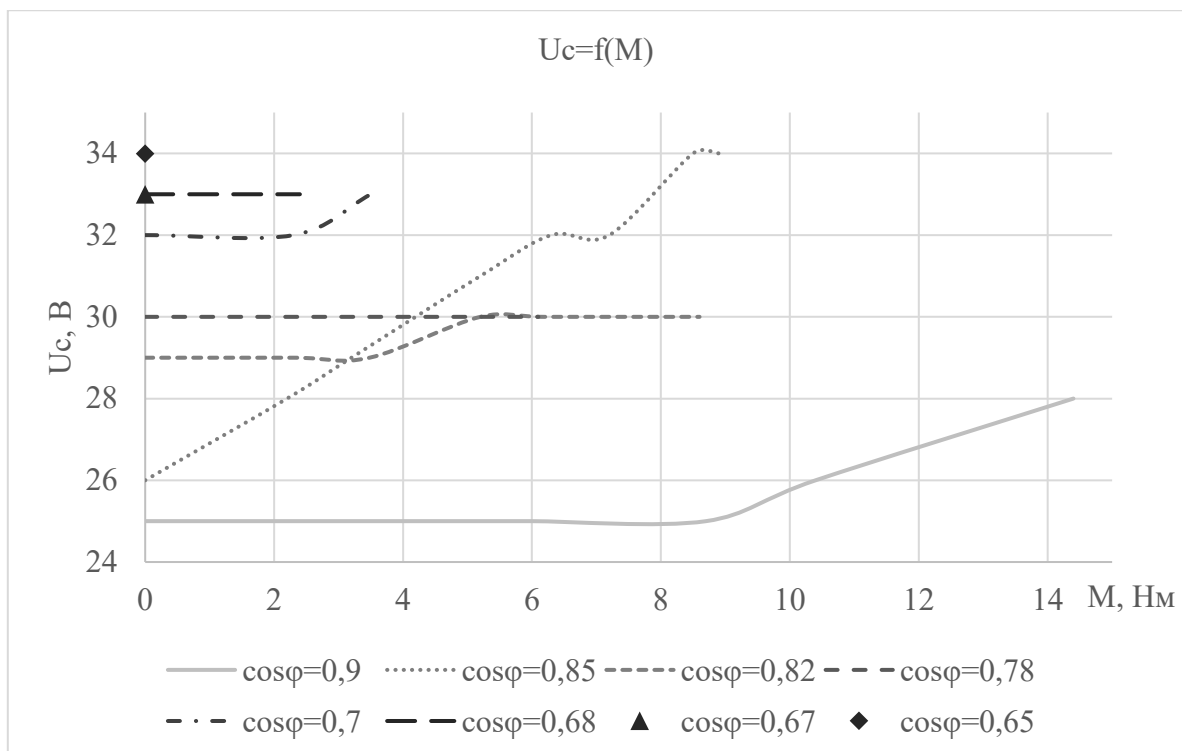


Рис. 3. Зависимости прилагаемого к статору напряжения от нагрузки при различных $\cos\varphi$

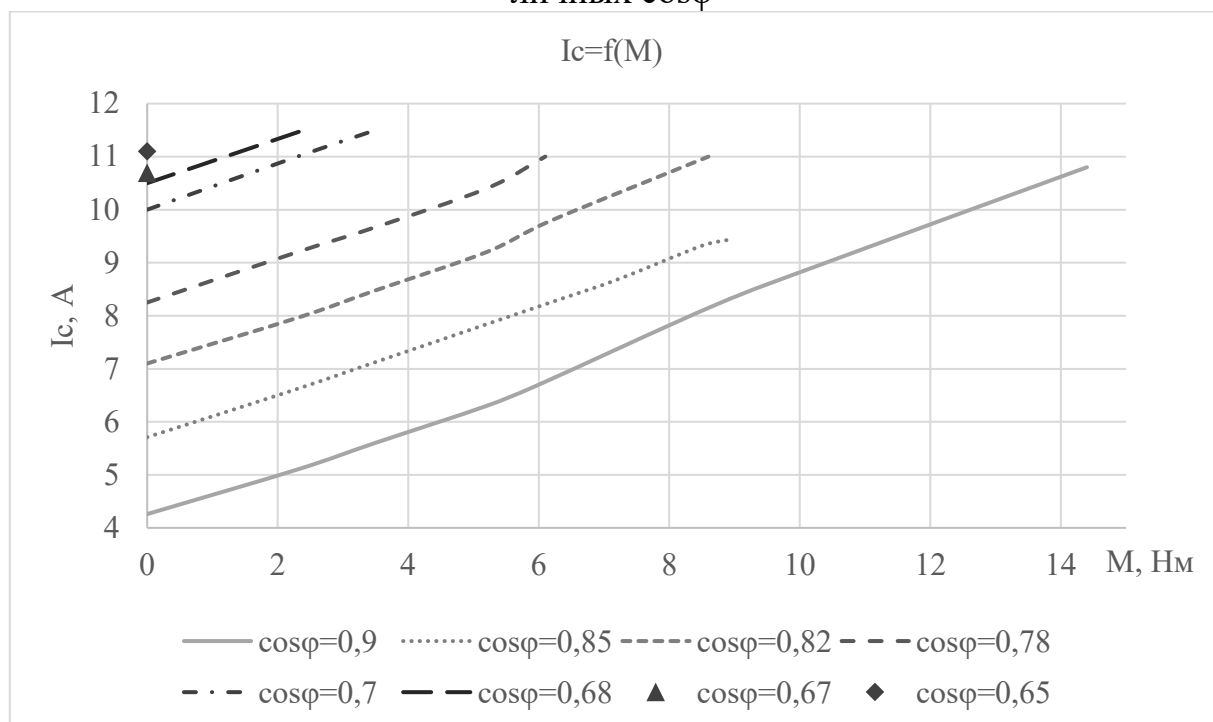


Рис. 4. Зависимость полного тока статора от нагрузки при различных $\cos\varphi$

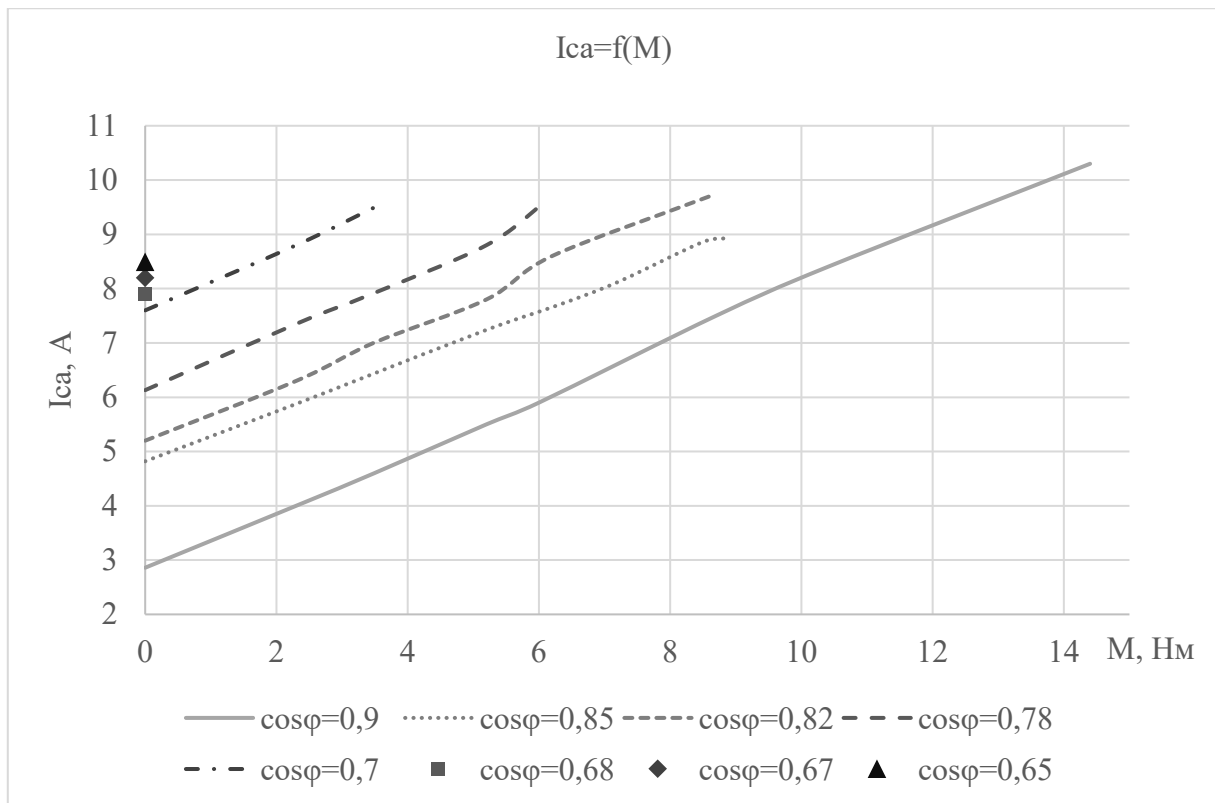


Рис. 5. Зависимость активной составляющей тока статора от нагрузки при различных $\cos\varphi$

На основе полученных ранее данных составим зависимость полного тока при моменте холостого хода (далее ХХ). Данные представлены на рисунке 6.

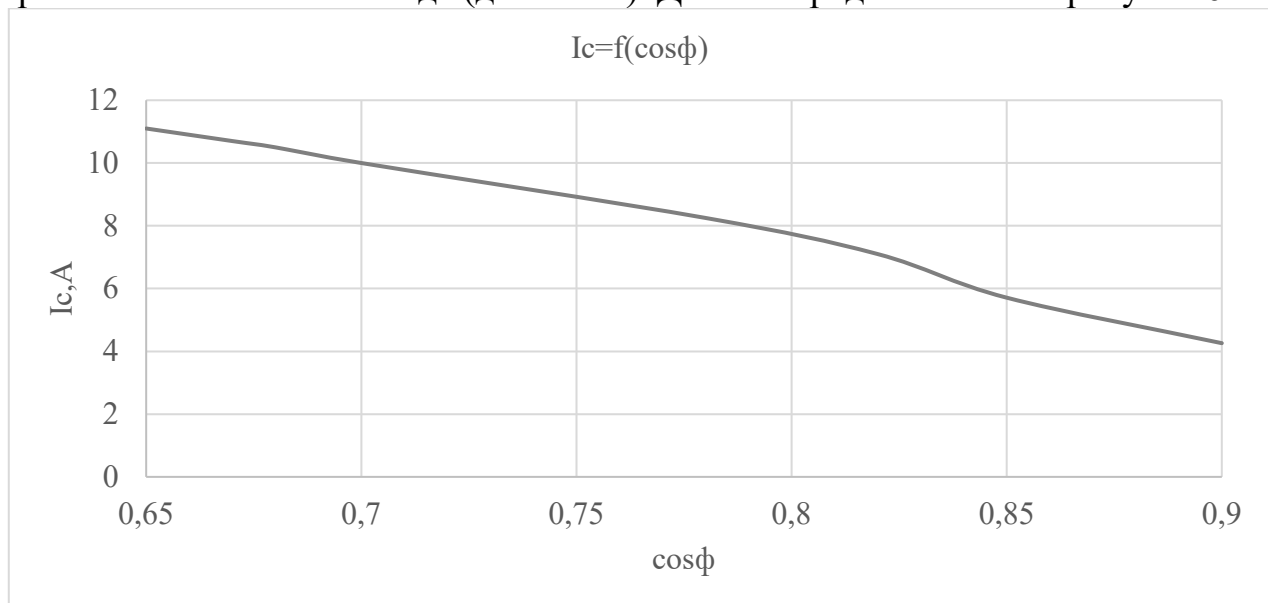


Рис. 6. Зависимость полного тока статора от $\cos\varphi$ на ХХ ($M_H = 0$ Нм)

Увеличение $\cos\varphi$ уменьшает уровень задания q составляющей тока, что приводит к линейному уменьшению полного тока статора при моменте ХХ.

Полученные результаты соответствуют теоретическому описанию принципов работы электропривода с векторной системой управления [2]: управление моментом синхронного электродвигателя в векторном режиме производится исключительно за счет изменения составляющей тока статора по оси q [3], называемой также активной составляющей тока статора (I_{ca}). На основании

вышеописанного, можно сделать вывод о меньшей эффективности векторного управления преобразователя частоты Unidrive SP по отношению к частотно-токовому управлению, поддерживающему угол нагрузки синхронного электродвигателя на заданном уровне, для управления синхронным электродвигателем явнополюсной конструкции.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Преобразователь частоты Unidrive SP.- <http://www.privodsys.ru/katalog/control-techniques/unidrive-sp/> (дата обращения: 25.05.2021).
2. Усынин Ю.С. Системы управления электроприводов: учеб. пособие. - 2-е изд., испр. и доп.- Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004.- 328 с.
3. Захаржевский О.А., Афонин В.В. Преобразования векторов в трехфазных машинах // Проблемы и перспективы развития отечественной светотехники, электротехники и энергетики. - 2015.- С. 539-543.

Научный руководитель: А.Е. Бычков, к.т.н., зам. директора политехнического института по энергетическому направлению, ЮУрГУ.

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПО МЕТОДИКЕ ГЕРМАНА–ГАЛКИНА Г.А.

А.А. Жуков

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова

Снятие опытным путем характеристик электрических двигателей в электроприводе часто вызывает большие трудности: необходимо иметь нагрузочную машину, центрировать и градуировать ее показатели, собирать измерительную схему. Ряд опытных испытаний проводят только на предприятиях электротехнической промышленности из-за своей сложности и дороговизны. Это весьма длительные опыты, которые проводятся до отказа, поэтому им даже в заводских условиях подвергают лишь малую часть выпускаемой продукции.

Для минимизации материальных и трудовых затрат на исследование процесса функционирования электродвигателя, а также для определения его электрических и механических характеристик, успешно применяется компьютерное имитационное моделирование [1-3].

Для построения имитационной модели асинхронного электродвигателя необходимо рассчитать следующие параметры реального асинхронного электродвигателя (схему замещения):

1. R_s —активное сопротивление статорной обмотки;
2. R_r —приведенное активное сопротивление обмотки ротора;
3. L_s —индуктивность статорной обмотки;
4. L_r —индуктивность обмотки ротора.

Для определения данных параметров существует множество методик, рассмотрим одну наиболее популярную из них - методику Герман-Галкина Г.А. [4-5].

Согласно методике, данные параметры рассчитываются по следующим формулам:

1. Приведенное активное сопротивление:

$$R_r = \frac{1}{3} \cdot \frac{(P_H + \Delta P_{\text{мех}})}{\frac{(1-S_H)}{S_H} \cdot I_H^2} \quad (1)$$

2. Активное сопротивление:

$$R_s = \frac{\left(\frac{U_H}{\sqrt{3}}\right) \cdot \cos \varphi_H \cdot (1-\eta_H)}{I_H} - c_1^2 \cdot R_r - \frac{\Delta P_{\text{мех}}}{3 \cdot I_H^2}, \quad (2)$$

3. Приведенная индуктивность рассеяния обмоток статора и ротора:

$$L_{ls} \approx L_{lr} = \frac{U_H / \sqrt{3}}{4\pi f_H \cdot (1+c_1^2) \cdot k_i \cdot I_H}, \quad (3)$$

4. Индуктивность обмоток статора и ротора:

$$L_s \approx L_r = \frac{U_H / \sqrt{3}}{2\pi f_H \cdot \sqrt{1-(\cos \varphi_H)^2} - \frac{2 \cdot 2\pi f_H \cdot M_{\text{max}} \cdot S_H'}{3 \cdot p \cdot U_H / \sqrt{3}} \cdot \frac{S_H'}{S_K}}, \quad (4)$$

где p — число пар полюсов,

$M_{\text{max}} = M_H \cdot \lambda$ — максимальный момент, Нм.

Для дальнейшего расчета необходимо выбрать реальный асинхронный электродвигатель, на основе параметров которого будет происходить расчет данных. В качестве такового был выбран электродвигатель марки «АИС56В4У3».

В справочнике «Электрические машины» М.М. Кацмана были взяты паспортные данные данного двигателя «АИС56В4У3»:

Таблица 1. Параметры электродвигателя «АИС56В4У3»

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, P_H	0,09 кВт
Номинальная частота питающей сети, f	50 Гц
Номинальное напряжение, U_H	380 В
Номинальный ток, I_H	0,42 А
Число пар полюсов, p	2
Схема соединения фаз	звезда
Номинальная частота вращения, n_2	1350 об/мин
Синхронная частота вращения поля статора, n_1	1500 об/мин
Номинальный момент развиваемый двигателем, M_H	$M_H = 0,64$ Нм
Номинальное значение коэффициента полезного действия, η_H	$\eta_H = 55\%$
Номинальное значение коэффициента мощности, $\cos \varphi$	0,6
Момент инерции ротора, J	0,00038 кг·м ²
Тип ротора	к.з. ротор
Кратность пускового момента, $k_{\Pi} = M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$	2,1
Кратность максимального момента, $\lambda = M_{\text{макс}}/M_{\text{ном}}$	2,2
Кратность минимального момента, $k_{\text{м}} = M_{\text{мин}}/M_{\text{ном}}$	1,8
Кратность пускового тока, $k_i = I_{\text{пуск}}/I_{\text{ном}}$	4,5
Активное сопротивление фазы обмотки статора, R_s	128,737 Ом

Согласно паспортным данным электродвигателя, произведем расчет параметров:

1. Приведенное активное сопротивление:

$$R_r = \frac{1}{3} \cdot \frac{(90 + 0,15)}{\frac{(1 - 0,1)}{0,1} \cdot 0,42^2} = 18,93 \text{ Ом.}$$

2. Активное сопротивление:

$$R_s = \frac{(380/\sqrt{3}) \cdot 0,6 \cdot (1 - 0,55)}{0,42} - 1,044^2 \cdot 18,93 - \frac{0,15}{3 \cdot 0,42^2} = 120,51 \text{ Ом.}$$

3. Приведенная индуктивность рассеяния обмоток статора и ротора:

$$L_{ls} \approx L_{lr} = \frac{380/\sqrt{3}}{4\pi \cdot 50 \cdot (1 + 1,044) \cdot 4,5 \cdot 0,42} = 0,0887 \text{ Гн.}$$

4. Индуктивность обмоток статора и ротора:

$$L_s \approx L_r = \frac{380/\sqrt{3}}{2\pi \cdot 50 \cdot \sqrt{1 - (0,6)^2} - \frac{2}{3} \cdot \frac{2\pi \cdot 50 \cdot 1,41}{2 \cdot 380/\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{0,416}} = 2,09 \text{ Гн.}$$

Для определения точности полученных значений, сравним рассчитанные значения активного сопротивления статора и каталожное значение этой величины.

Для сравнения будем использовать формулу относительной погрешности:

$$\delta = \frac{|R_s - R_{sk}|}{R_s} \cdot 100\%, (5)$$

Для метода Герман-Галкина Г.А. погрешность составляет:

$$\delta = \frac{|120,51 - 128,74|}{128,74} \cdot 100\% = 6,4\%.$$

Погрешность значений лежит в пределах 10% следовательно, значения, рассчитанные по методике Герман-Галкина Г.А. подходят для дальнейшего построения имитационной модели, а сама методика идеально подходит для расчета параметров схемы замещения асинхронного электродвигателя.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Макаров В.Г. Анализ современного состояния теории и практики асинхронного электропривода // Вестник Казанского технологического университета. - 2011.- N 6.- С. 109-120.
2. Еремочкин С.Ю. Рациональное использование электрифицированных машин при однофазном электроснабжении // Энергетика глазами молодых. - Самара: Самарский государственный технический университет, 2017.- С. 53-56.
3. Омельченко Е.Я. Моделирование на ЭВМ переходных процессов в асинхронном электроприводе // Электротехнические системы и комплексы. - 1998.- N 1.- С. 36-42.

4. Стальная М.И. Создание универсальной модели трехфазного электродвигателя с преобразователем векторно-алгоритмического типа в среде Matlab Simulink // Электроприводы переменного тока. - Екатеринбург: Уральский энергетический институт, 2015.- С. 149-152.
5. Еремочкин С.Ю. Исследование характеристик электропривода с полупроводниковым коммутатором при помощи средств компьютерного имитационного моделирования // Вестник АлтГТУ. 2019. №2. С. 1220-1222.

Научный руководитель: С.Ю. Еремочкин, к.т.н., доцент, АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ ЖИЛОГО ДОМА

К.Р. Загидуллин

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

Вопрос энергосбережения был и остается актуальным, поскольку технологический прогресс требует всё большее количество энергетических ресурсов; увеличение численности населения приводит к повышению нагрузки на тепло- и электростанции; люди стремятся тратить меньше, но при этом получать больше; невозобновляемые ресурсы исчерпывают свои запасы; ухудшается экология на Земле. В связи с этим, на первый план выходят следующие аспекты:

1. Необходимость обеспечения устойчивых темпов развития экономики.
2. Потребность обеспечения населения страны и ее хозяйственного комплекса необходимыми ТЭР.
3. Важностью сохранения ТЭР для будущих поколений.
4. Необходимость обеспечения экологической безопасности.
5. Большими затратами на обеспечение жизни деятельности.
6. Усложнение условий добычи и транспортировки ТЭР.

По разным данным потенциал энергосбережения и реализация энергосберегающих мероприятий могут сократить расход тепловой энергии на (30-50) %, незначительно увеличивая стоимость строительства и реконструкций [1].

В связи с ростом городов, а также актуальной на сегодняшний день ситуацией с коронавирусом и набирающей всё большую популярность удалённой работой, наблюдается устойчивая тенденция переезда людей из городов в частные дома. На сегодняшний день почти 24% семей в России проживают в индивидуальном жилье. Однако, оно часто удалено от линий центрального энергоснабжения, что приводит или к увеличенным расходам на транспортировку, или к необходимости установки индивидуальных систем.

Целью работы является обоснования целесообразности внедрения различных способов энергосбережения в области частного жилого сектора.

Объектом нашего исследования является сравнительный анализ различных способов сокращения утечек тепла и пути альтернативного получения энергии с целью экономии средств и сбережения ресурсов. В работе рассматривается эффективность установки тепловой изоляции стен жилого дома пенополистиролом и теплозащитной плёнки на окна, рекуперативной вентиляционной системы, теплового насоса, солнечных коллекторов, солнечных электрических панелей, мини гидротурбины. Критерием оценки эффективности и целесообразности мероприятий является фактическая экономия.

Для достижения этой цели был произведен анализ эффективности и возможной экономии ресурсов и денег при применении энергосберегающих и энергоэффективных мероприятий и использовании альтернативных и низко потенциальных источников энергии на примере жилого 2-х этажного здания, находящегося в климатических условиях Казани.

В работе выполняются следующие задачи:

1. Анализ эффективности установки тепловой изоляции.
2. Анализ эффективности рекуперативной вентиляционной системы.
3. Анализ эффективности теплового насоса.
4. Анализ эффективности солнечных коллекторов.
5. Анализ эффективности электрических панелей.
6. Анализ эффективности мини гидротурбины.

Результаты исследований показали, что самым экономически выгодным и энергоэффективным мероприятием установка теплоизоляционных материалов на стены и окна, приводящая к существенной ежегодной экономии.

Анализ использования рекуперативных теплообменников в системе вентиляции в частных домах показал, что такие системы выгоднее использовать в больших общественных зданиях, но имеет место быть [2].

Из исследований систем солнечного энергоснабжения можно сделать вывод, что используемые на сегодняшний день установки в климатических условиях Казани не дают существенной выгоды при частном использовании. Однако к этому вопросу стоит вернуться в будущем, если инженеры смогут повысить эффективность устройств солнечного энергоснабжения [3].

Выяснено, что тепловой насос экономичнее чем централизованное или электрическое отопление, но существенно проигрывает газовому котлу в силу климатических условий и дешевизны газа в России [4].

Использование мини гидротурбины в жилом двухэтажном здании является практически бесполезным мероприятием из-за слабого напора воды в системе водоснабжения, следовательно устанавливать гидротурбины целесообразно только в высотных зданиях с большими расходами и напорами воды [5].

ЛИТЕРАТУРА:

1. Пилипенко Н.В., Сиваков И.А. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности инженерных систем и сетей: учебное пособие // СПб: НИУ ИТМО, 2013. – 274 с.

2. Бухмиров В.В., Ракутина Д.В., Солнышкова Ю.С., Пророкова М.В. Тепловой расчет рекуперативного теплообменного аппарата // Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный университет имени В.И. Ленина», 2013. – 124 с.
3. Земсков, В. И. Возобновляемые источники энергии в АПК: учебное пособие // СПб.: Издательство «Лань», 2021. – 368 с.
4. Столетов В.М., Расщепкин А.Н. Тепловые насосы: учебные насосы: учебное пособие // Кемерово: Кемеровский государственный университет, 2020. – 128 с.
5. Осипов А.Г., Зуев А.С. Электроэнергетическая установка в системе водоснабжения многоквартирного дома // Молодежный вестник ИрГТУ. 2019. Т. 9. № 1. С. 125-132.

Научный руководитель: Р.Р. Калимуллин, ст. преподаватель, КНИТУ-КАИ.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

И.В. Ковалец, В.Н. Коршун

Белорусский национальный технический университет

Одним из главных элементов народного хозяйства, который отвечает за развитие и нормальное функционирование экономики Республики Беларусь, является топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Он включает в себя добычу, переработку и транспортировку топливно-энергетических ресурсов, а также производство, транспортировку и распределение электроэнергии. Структура ТЭК нашей страны во многом отличается от других государств, обладающие более высоким уровнем энергобезопасности. В первую очередь это связано с недостатком собственных природных ресурсов, потребляемых тепловыми электростанциями: газ, мазут, нефть (рисунок 1).

Топливо-энергетический комплекс Республики Беларусь базируется на добыче торфа и производства торфобрикетов, добычи нефти и ее переработки, разветвленной сети газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии и других отраслях. Роль данного комплекса является чрезвычайно значимой. В нём сосредоточено 22,8 % промышленно-производственных основных средств республики и занято 5,3 % промышленно-производственного персонала. Следовательно, разработка и развитие этого элемента народного хозяйства является одним из приоритетных направлений для повышения уровня жизни населения [1].

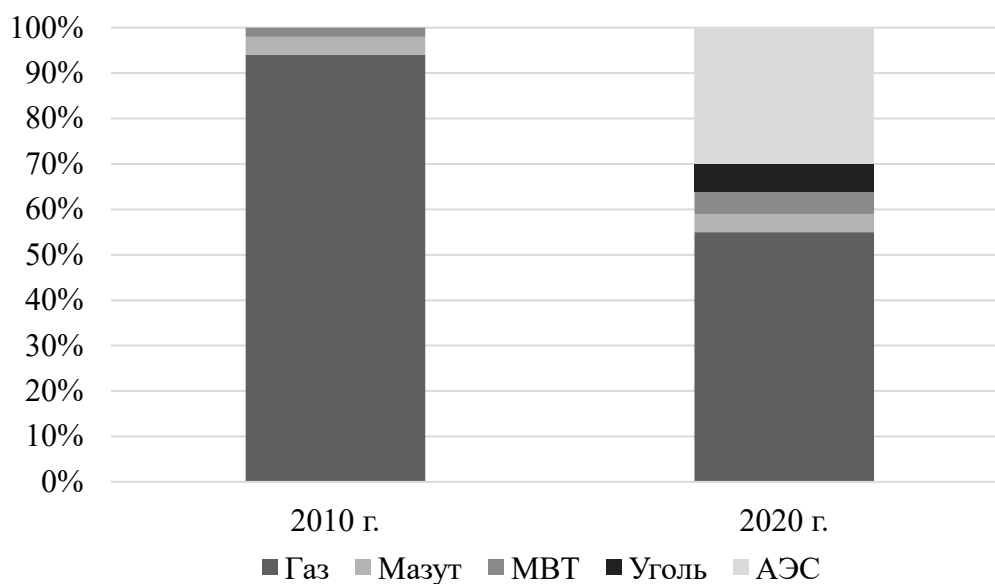


Рис. 1. Структура топливного баланса белорусской энергосистемы за 2010 и 2020 гг.

Обеспеченность нефтью и попутным газом нашей страны невелика (рисунок 2). Ежегодно Беларусь добывает около 1,5 млн. тон, что составляет всего около 7% от потребностей экономики. При этом объемы добычи данного вида топлива стремительно снижаются. В то же время газовая промышленность почти полностью основана на импорте из России, однако незаменимые характеристики газа как теплоносителя не позволяют полностью отказаться от использования данного ресурса в электроэнергетике и коммунальном хозяйстве. Потребление природного газа национальной экономикой все возрастает и за 2020 год этот показатель достиг почти 4300 тыс. т условного топлива и продолжает увеличиваться.

Доля торфяной промышленности существенно снизилась, в сравнении со временем, когда торф составлял более половины топливного баланса Беларуси. Это обусловлено низкой эффективностью сжигания торфа и его постепенной заменой на мазут и топочный газ, а также высокими экологическими издержками.

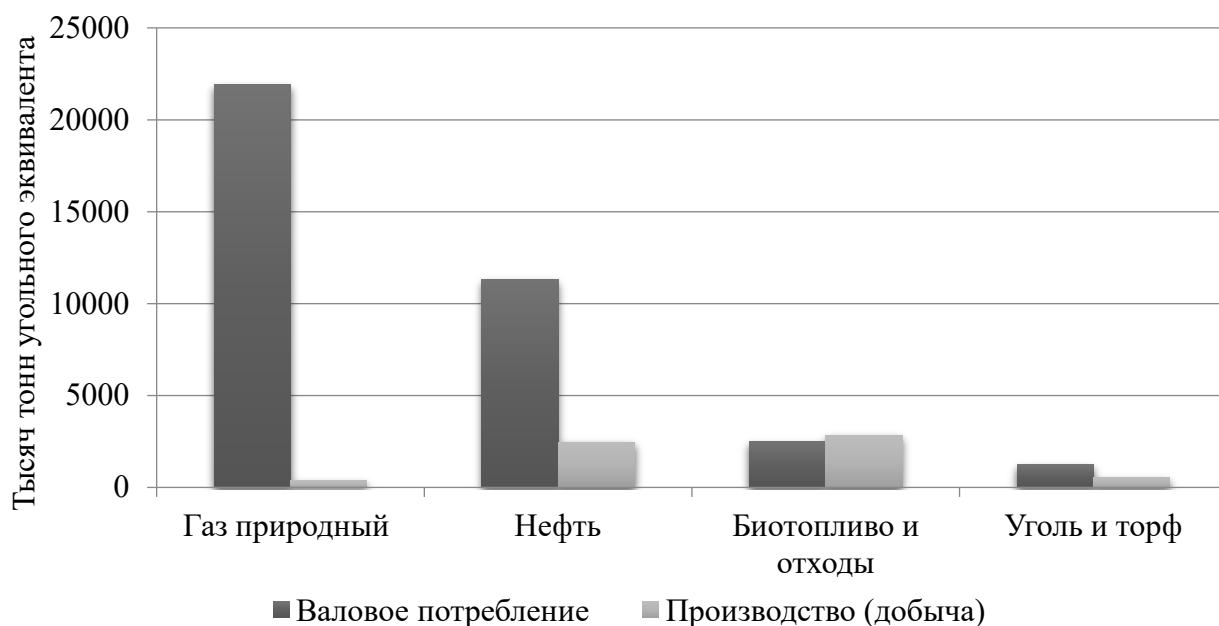


Рис. 2. Валовое потребление и производство (добыча) топливно-энергетических ресурсов в 2020 г.

На данный момент Беларусь можно назвать энергозависимой страной, ведь более 80% топливно-энергетических ресурсов она вынуждена импортировать из-за границы. Из-за нехватки собственных ресурсов, система энергоснабжения старается рационально эксплуатировать энергоресурсы во всех процессах [1]. Сегодня перед экономикой РБ поставлена задача увеличить долю использования собственных топливных ресурсов, и главным образом рассматриваются возможности использования древесного топлива, разработки месторождений торфа, горючих сланцев и бурого угля. Оценочные запасы бурых углей составляют более 1,3 млрд т, разведанные – 160 млн т. Промышленные запасы горючих сланцев оценены в 1 млрд 223 млн т. Однако их использование является опасным и неэффективным, так как при сжигании угля образуются ядовитые газы, а белорусские сланцы обладают высокой зольностью и низкой теплотой сгорания. Дополнительное загрязнение поступает также от сажи и угольной пыли [2]. Нельзя не отметить ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС, которая должна положительно сказаться на обеспеченности Республики электроэнергией. На данный момент атомная энергетика является одним из самых дешевых и безопасных источников энергии. Уже сейчас можно сказать, что Белорусская АЭС оказывает значительное влияние на изменение структуры генерирующих мощностей Беларуси. Однако еще предстоит провести работу по разработке безопасных путей утилизации отходов АЭС.

Согласно госпрограммам энергобезопасности, одним из ключевых пунктов является использование альтернативных ТЭР. В Республике Беларусь реализуется Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» [3]. Благодаря инновационным научным достижениям в последние десятилетия было выдвинуто несколько новых вариантов получения электричества. Следует отметить, что климат и рельеф Беларуси не позволяют в полной мере использовать альтернативные источники энергии (рисунок 3), из-за чего они и не

получили достаточного распространения в стране, однако их хватает чтобы обеспечить небольшие районы электричеством. Также это поможет сократить потребление ископаемых топливно-энергетических ресурсов, что приведет к увеличению уровня энергетической безопасности региона [4].

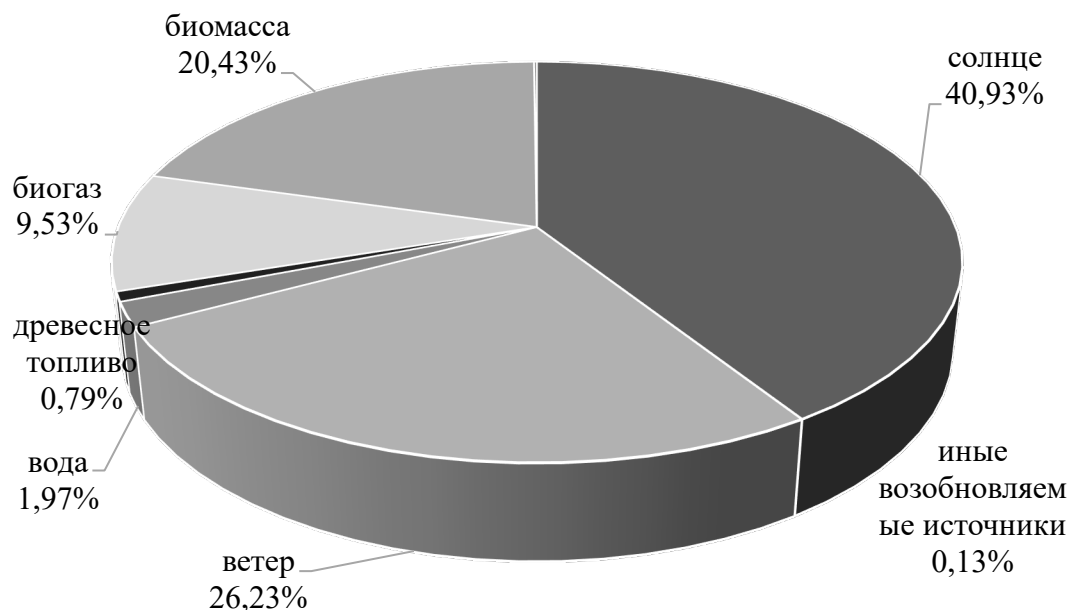


Рис. 3. Структура установленной мощности потребительских блок-станций, использующих ВИЭ в качестве топлива, на 01.01.2021 г.

Ориентация на местные и альтернативные источники энергии является одной из приоритетных задач белорусского правительства. Однако необходимо помнить, что расширение использования местных видов энергоресурсов сталкивается с такими проблемами, как необходимость привлечения значительного количества инвестиций и увеличением выбросов в атмосферу золы и углеводородов. Поэтому все больше внимания уделяется направлениям «зеленой» энергетики, которые не оказывают негативного влияния на нашу планету. Пока нам лишь предстоит освоить возможности включения альтернативных источников в общую энергосистему страны. И лишь от нас зависит как долго этот период продлится. Внедрение разработок, основанных на использовании возобновляемых источников энергии сильно поспособствует диверсификации белорусского энергоэкспорта и позволит закрепиться на международном рынке разделения труда.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ланкуть Е. А. Энергетическая безопасность как основа топливно-энергетической политики и национальной безопасности Республики Беларусь // Экономика глазами молодых. - М.: БГАТУ, 2018. - С. 173-178.
2. Ходько А. С. Энергетическая безопасность – основное направление экономической безопасности Республики Беларусь // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления. - Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. - С. 159-161.

3. О возобновляемых источниках энергии: Закон Республики Беларусь, 27 декабря 2010 г., № 204-З // ИБ "КонсультантПлюс: Беларусь" [Электронный ресурс]. - Минск, 2012.
4. Мачульская В.Д. Анализ энергетики Республики Беларусь как вида экономической деятельности // Актуальные проблемы энергетики. СНТК-73. - М.: БНТУ, 2017. – С. 937-940.

Научный руководитель: Е.М. Гецман, м.т.н., ст. преп. БНТУ.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЗА СЧЕТ УСТАНОВКИ СРЕДСТВ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

А.А. Ковзан, Н.Г. Шалыгин

Белорусский национальный технический университет

Электропередача служит для объединения отдельных электрических систем, а также для использования удаленных энергоресурсов и рациональной организации потоков топлива в стране, поэтому ее по праву можно назвать одним из важнейших структурных элементов электрической системы. Одна из центральных проблем электроэнергетики стран, в которых используются электропередачи, — это увеличение мощности и дальности передачи электроэнергии. По мере вложения денежных средств в строительство ЛЭП размер капитальных затрат может приближаться к общей сумме капиталовложений в электрические станции, что ставит острым вопрос экономичности принимаемых решений. Именно поэтому проведение регулярных оптимизационных мероприятий позволяет использовать весь электротехнический потенциал эксплуатируемых электропередач.

В данной работе рассматривается электрическая схема, приведенная на рисунке 1, на которой электропередача напряжением 330 кВ и длиной 500 км связывает между собой электростанцию, состоящую из трех энергоблоков каждый мощностью 200 МВт, с промежуточной подстанцией. Промежуточная подстанция, в свою очередь, связана с энергосистемой через электропередачу длиной 450 км.

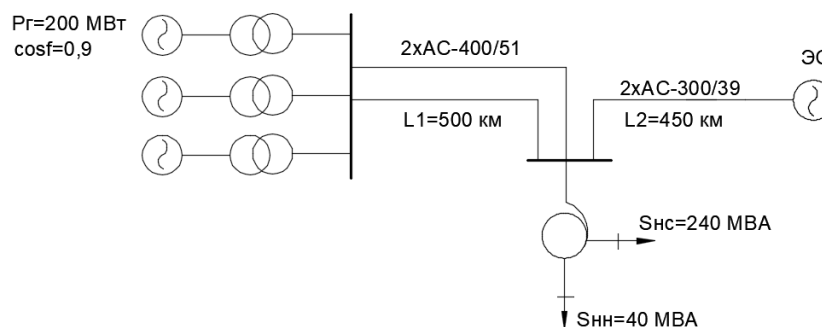


Рис. 1. Схема рассматриваемой электрической сети

Поскольку при длине линий свыше 300 км необходимо учитывать проявление волновых свойств [1], П-образная схема замещения будет приведена к

схеме замещения четырехполюсником с параметрами A, B, C, D. В таблице 1 приведены паспортные данные для сечений электропередач [2].

Таблица 1. Паспортные данные сечений

Марка	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	g_0 , мкСм/км
2хАС-300/39	0,0480	0,328	3,41	$3,673 \cdot 10^{-2}$
2хАС-400/51	0,0375	0,323	3,46	$3,673 \cdot 10^{-2}$

К волновым характеристикам линии относятся волновое сопротивление Z_B и коэффициент распространения электромагнитной волны γ_0 , которые вычисляются по формулам:

$$Z_B = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = \sqrt{\frac{0,0375/2 + j0,323/2}{2 \cdot 3,673 \cdot 10^{-8} + j2 \cdot 3,46 \cdot 10^{-6}}} = 153,07 - j8,04 \text{ Ом}; \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \gamma_0 &= \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \\ &= \sqrt{0,0375/2 + j0,323/2} (2 \cdot 3,673 \cdot 10^{-8} + j2 \cdot 3,46 \cdot 10^{-6}) = \\ &= (66,89 + j1059) \cdot 10^{-6}. \end{aligned} \quad (2)$$

Параметры схемы замещения с учетом волновых свойств линии можно найти из следующих выражений:

$$\begin{aligned} Z_{\Pi} &= Z_B \cdot sh(\gamma_0 L) = \\ &= (153,07 - j8,04) \cdot sh((66,89 + j1059) \cdot 10^{-6} \cdot 500) = 8,482 + 77,1j \text{ Ом}; \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} Y_{\Pi} &= \frac{1}{Z_B} \cdot th\left(\gamma_0 \frac{L}{2}\right) = \\ &= \frac{1}{153,07 - j8,04} \cdot th\left((66,89 + j1059) \cdot 10^{-6} \cdot \frac{500}{2}\right) = 24,2 + 1771j \text{ мкСм}. \end{aligned} \quad (4)$$

Для симметричной П-образной схемы замещения линии, когда проводимости для начала и конца участка одинаковы ($Y_{\Pi 1} = Y_{\Pi 2} = Y_{\Pi}$), параметры четырехполюсника вычисляются по следующим формулам:

$$A = 1 + Y_{\Pi} Z_{\Pi} = 1 + (24,2 + 1771j) \cdot (8,482 + 77,1j) = 0,864 + 0,017j; \quad (5)$$

$$B = Z_{\Pi} = 8,482 + 77,1j; \quad (6)$$

$$\begin{aligned} C &= 2Y_{\Pi} + Y_{\Pi}^2 Z_{\Pi} = \\ &= 2 \cdot (24,2 + 1771j) + (24,2 + 1771j)^2 \cdot (16,963 + 154,2j) = \\ &= (15,19 + 3301j) \cdot 10^{-6}; \end{aligned} \quad (7)$$

$$D = 1 + Y_{\Pi} Z_{\Pi} = 1 + (24,2 + 1771j) \cdot (8,482 + 77,1j) = 0,864 + 0,017j. \quad (8)$$

Расчет параметров четырехполюсника для второй электропередачи аналогичен и проведен по формулам (1)-(8). В результате имеем:

$$A_2 = 0,889 + 0,017j;$$

$$B_2 = 19,939 + 142,2j;$$

$$C_2 = (7,02 + 1477j) \cdot 10^{-6};$$

$$D_2 = 0,889 + 0,017j.$$

Нагрузка промежуточной подстанции представляется эквивалентной проводимостью [1] и рассчитывается по:

$$Y_{\Pi c} = \frac{S_{\Pi c}}{U_{\Pi c}^2} = \frac{254,8 + j116,09}{330^2} = (2,34 - j1,066) \cdot 10^{-3} \text{ (См)}. \quad (9)$$

Используя метод эквивалентного четырехполюсника можно найти собственные и взаимные сопротивления всей электропередачи. Эквивалентный четырехполюсник будет иметь вид:

$$\begin{pmatrix} A_3 & B_3 \\ C_3 & D_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ Y_{\text{пс}} & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,595 + j0,21 & -7,148 + j186,763 \\ (1,702 + j5,099) \cdot 10^{-3} & 0,202 + j0,402 \end{pmatrix}; \quad (10)$$

$$Z_{11} = \frac{B_3}{D_3} = \frac{-7,148 + j186,763}{0,202 + j0,402} = 364,211 + j200,55; \quad (11)$$

$$Z_{12} = B_3 = 7,148 + j186,763. \quad (12)$$

После эквивалентирования схемы необходимо провести расчет режима:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \sin \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \quad (13)$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \cos \alpha_{11} + \frac{U_1 U_2}{Z_{12}} \cos(\delta_{12} - \alpha_{12}). \quad (14)$$

При решении системы уравнений сначала в уравнении находится (13) угол между напряжениями U_1 и U_2 $\delta_{12} = 43,58^\circ$, а после в уравнении (14) рассчитывается реактивная мощность Q , выдаваемая в рассматриваемую сеть от генераторов. Полный алгоритм расчета режима приведен в [1]. В итоге мощность на конце первой электропередачи составит 524 МВт.

$$\eta_1 = \frac{P_2}{P_1} = \frac{524}{558} = 0,939. \quad (14)$$

По [3] известно, что максимальный КПД является характеристикой линии электропередачи и определяется только ее эквивалентными коэффициентами:

$$\begin{aligned} A_{\text{л}} &= A'_{\text{л}} + jA''_{\text{л}} = 0,864 + 0,017j; \\ B_{\text{л}} &= B'_{\text{л}} + jB''_{\text{л}} = 8,482 + 77,1j; \\ C_{\text{л}} &= C'_{\text{л}} + jC''_{\text{л}} = (15,19 + 3301j) \cdot 10^{-6}; \\ D_{\text{л}} &= D'_{\text{л}} + jD''_{\text{л}} = 0,864 + 0,017j; \\ a &= (A'_{\text{л}}C'_{\text{л}} + A''_{\text{л}}C''_{\text{л}})(B'_{\text{л}}D'_{\text{л}} + B''_{\text{л}}D''_{\text{л}}). \end{aligned} \quad (15)$$

$$b = (B'_{\text{л}}C''_{\text{л}} - A'_{\text{л}}D''_{\text{л}})^2; \quad (16)$$

$$d = 2A''_{\text{л}}D''_{\text{л}} + 2B'_{\text{л}}C'_{\text{л}} + 1. \quad (17)$$

$$a = (0,864 \cdot 15,19 \cdot 10^{-6} + 0,017 \cdot 3301 \cdot 10^{-6})(8,482 \cdot 0,864 + 77,1 \cdot 0,017) = 5,943 \cdot 10^{-4};$$

$$b = (8,482 \cdot 3301 \cdot 10^{-6} - 0,864 \cdot 0,017)^2 = 1,8 \cdot 10^{-4};$$

$$d = 2 \cdot 0,017 \cdot 0,017 + 2 \cdot 8,482 \cdot 15,19 \cdot 10^{-6} + 1 = 1,01.$$

Максимально возможный КПД для первой электропередачи:

$$\eta_{\text{max}} = \frac{1}{2\sqrt{a-b+d}} = \frac{1}{2\sqrt{5,943 \cdot 10^{-4} - 1,8 \cdot 10^{-4} + 1,01}} = 0,96. \quad (18)$$

Устройство продольной компенсации будет установлено в рассечку первой электропередачи, поскольку по ней проходят наибольшие мощности и повышение в ней КПД имеет больший экономический эффект [4]. Степень компенсации равна 40%. С обеих сторон от УПК необходима установка шунтирующих реакторов, выравнивающих напряжения на обкладках конденсаторов. Эквивалентирование проводится аналогично формуле (10), расчет режима аналогичен итерационному расчету в формулах (13) и (14). В таблице 2 приведено сравнение параметров режима до и после установки УПК.

Таблица 2. Режимные параметры

До установки УПК				После установки УПК			
δ_{12} , градусы	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	η	δ_{12} , градусы	Q_1 , Мвар	P_2 , МВт	η
43,58	183,6	524	0,939	33,82	115,4	533	0,955

В результате КПД возрастает до 0,955, что свидетельствует о высокой эффективности данного мероприятия.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. - Изд. дом МЭИ, 2007. - 488 с.
2. Электрические сети и электроэнергетические системы. Задачи для решения: учебно-методическое пособие для практических занятий/ В.Т. Федин, Г.А. Фадеева, А.А. Волков; под ред. В.Т. Федина. - Минск: БНТУ, 2012.-168с.
3. Поспелов Г.Е. Передача энергии и электропередачи: [учебное пособие для энергетических специальностей вузов] / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003. – 543 с.: ил.
4. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистемы: Учебник для вузов / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Г.А Филиппова. - М.: Атомиздат, 1981.- 464 с, с ил.

Научный руководитель: А.Л. Старжинский, к.т.н., доцент БНТУ.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УСТРОЙСТВ ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ВЕЛИЧИНУ НАПРЯЖЕНИЯ ВНУТРИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Е.А. Кожина, Б.С. Компанеец

Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова

Объединенная энергетическая система Сибири генерирует около 600000 МВт*ч в сутки. Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Линии высокого напряжения используются для уменьшения потерь электроэнергии при ее передаче. Помимо потерь электроэнергии, в линии также происходит падение напряжения. Постепенное уменьшение величины напряжения вдоль линии, обусловленное тем, что линия обладает собственным сопротивлением [1].

При равенстве генерируемой и потребляемой энергии величина напряжения на протяжении линии электропередач находится в допустимых пределах ($\pm 5 - \pm 10 \%$), но при колебаниях нагрузки и в связи с генерацией реактивной мощности самой линией возникают случаи, когда напряжение начинает отклоняться свыше допустимых параметров. Их можно разделить на три типа:

- а) снижение напряжения на конце линии электропередач;

- б) повышение напряжения на конце линии электропередач;
- в) повышение напряжения внутри линии электропередач.

Снижение напряжения в конце линии возникает при больших нагрузках и малом напряжении в начале линии. В этом случае, из-за потери напряжения, напряжение в конце линии может оказаться ниже допустимого значения. Для его стабилизации применяют устройства компенсации или изменение коэффициента трансформации. Но данный способ имеет свои ограничения, а именно небольшой диапазон повышения напряжения.

Повышение напряжения в конце линии возникает при высоких напряжениях в начале линии и отсутствии нагрузки (режим ХХ). Такое происходит из-за избыточной реактивной мощности, которую создает сама линия, если падение напряжения из-за нагрузки отсутствует, то напряжение на конце линии начинает повышаться. Решение этой проблемы возможно за счет применения компенсирующих устройств, таких как реакторы, синхронные компенсаторы [3].

Для наглядности сделанных выводов выше рассмотрим линию напряжением 110 кВ. На рисунке 1 и рисунке 2 изображено изменение напряжения вдоль линии 110 кВ, протяженностью 100 км, без компенсирующих устройств при нагрузке и в режиме холостого хода соответственно.

Расчет уровня напряжения внутри линии электропередач будем производить по выражению:

$$\Delta U = (I_a + jI_p) \cdot (Z_a + jZ_p) = (I_a \cdot Z_a - I_p \cdot Z_p) + j(I_a \cdot Z_p - I_p \cdot Z_a) \quad (1)$$

где I_a – активная составляющая тока, протекающего по первому участку, А;

I_p – реактивная составляющая тока, протекающего по первому участку, А;

Z_a – активная составляющая полного сопротивления первого участка, Ом;

Z_p – реактивная составляющая полного сопротивления первого участка, Ом;

При этом падение напряжения может быть, как положительной, так и отрицательной величиной.

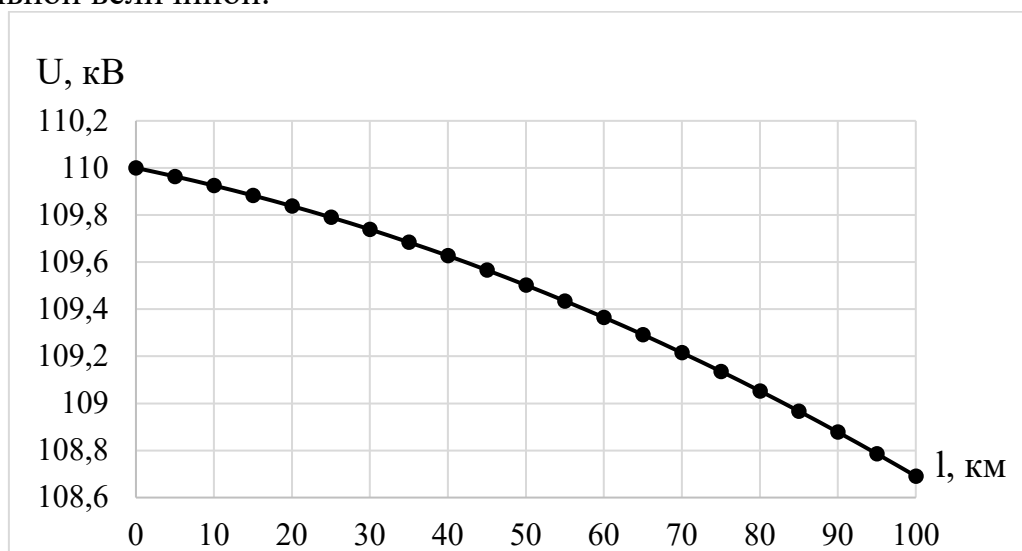


Рис. 1. Изменение вдоль линии 110 кВ при нагрузке

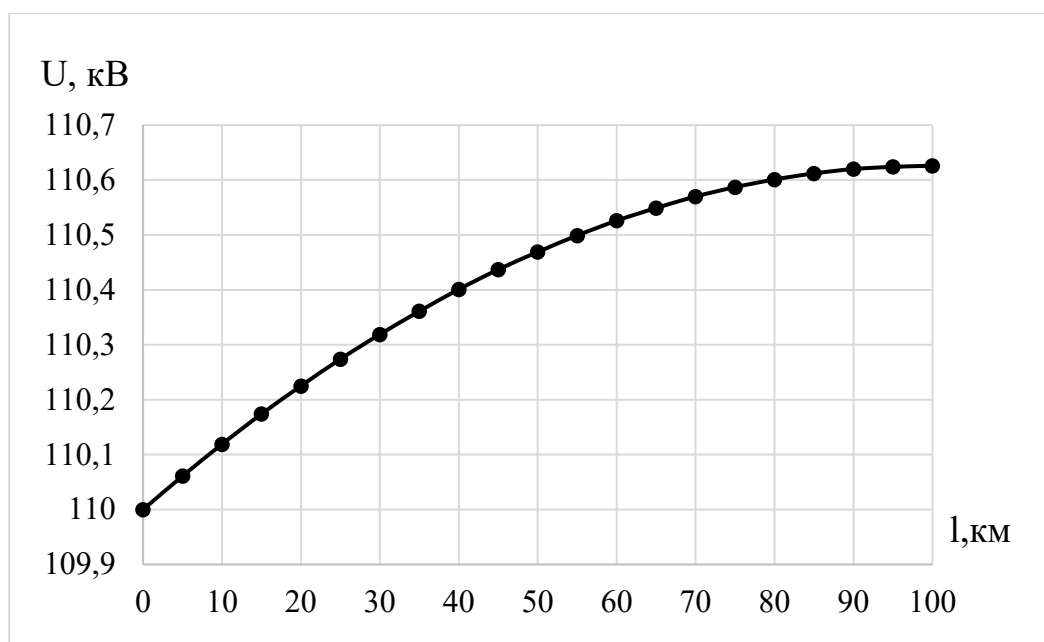


Рис. 2. Изменение вдоль линии 110 кВ в режиме XX

Как видно из графиков напряжение в конце линии изменяется независимо от режима работы. При нагрузке напряжение вдоль линии уменьшается, в следствии падения напряжения на сопротивление проводов. Производителям электроэнергии приходится устанавливать устройства компенсации для нормализации значения напряжения. Под компенсирующими устройствами понимаются электроустановки, предназначенные для компенсации реактивных параметров сети и реактивной мощности, потребляемой нагрузками и элементами электрической системы. Самым распространенным вариантом является установка реактора на подстанциях.

Компенсирующие устройства в зависимости от назначения делятся на две группы: поперечной компенсации и продольной компенсации.

Используя компенсирующие устройства поперечной компенсации, мы можем получить нормальное напряжение как в начале, так и в конце линии. При этом напряжение по длине линии будет меняться согласно графикам на рисунках 3 и 4.

Поперечная компенсация реактивной мощности, заключается в параллельном подключении компенсирующих устройств. При её использовании достигается уменьшение значения суммарного тока, за счет реактивной составляющей, при этом коэффициент мощности увеличивается. К таким устройствам относятся синхронные компенсаторы, статические конденсаторы [2, 4].

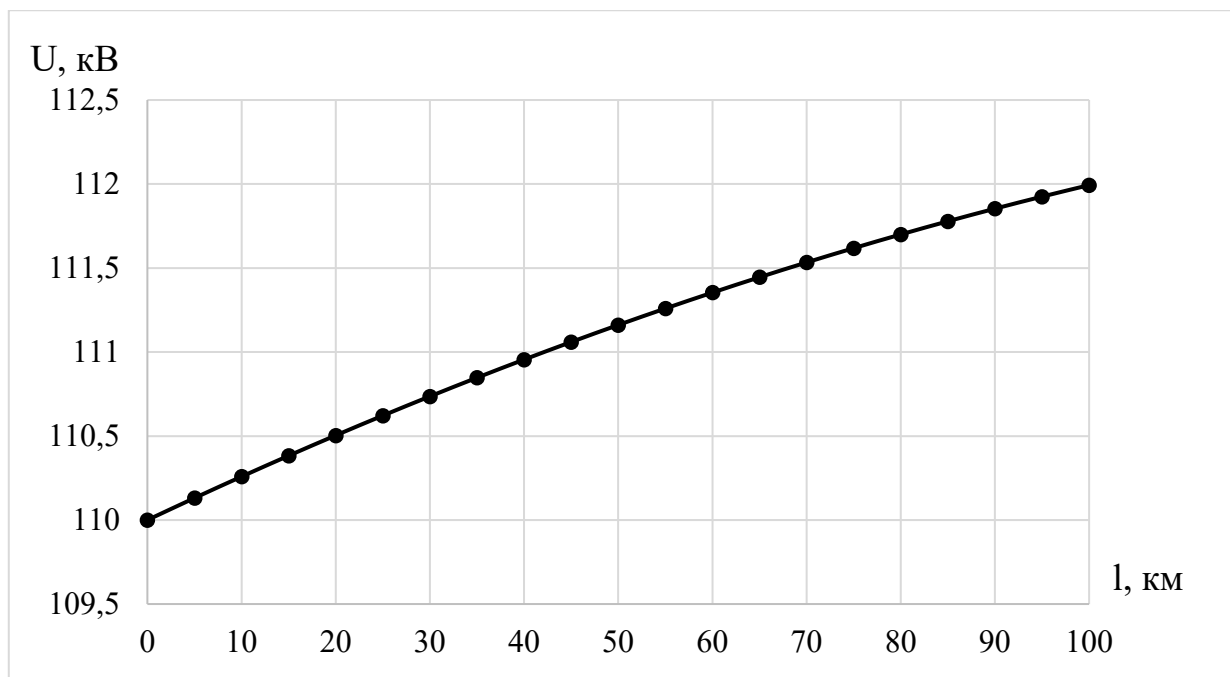


Рис. 3. Изменение напряжения вдоль линии 110 кВ с поперечной компенсацией в режиме XX

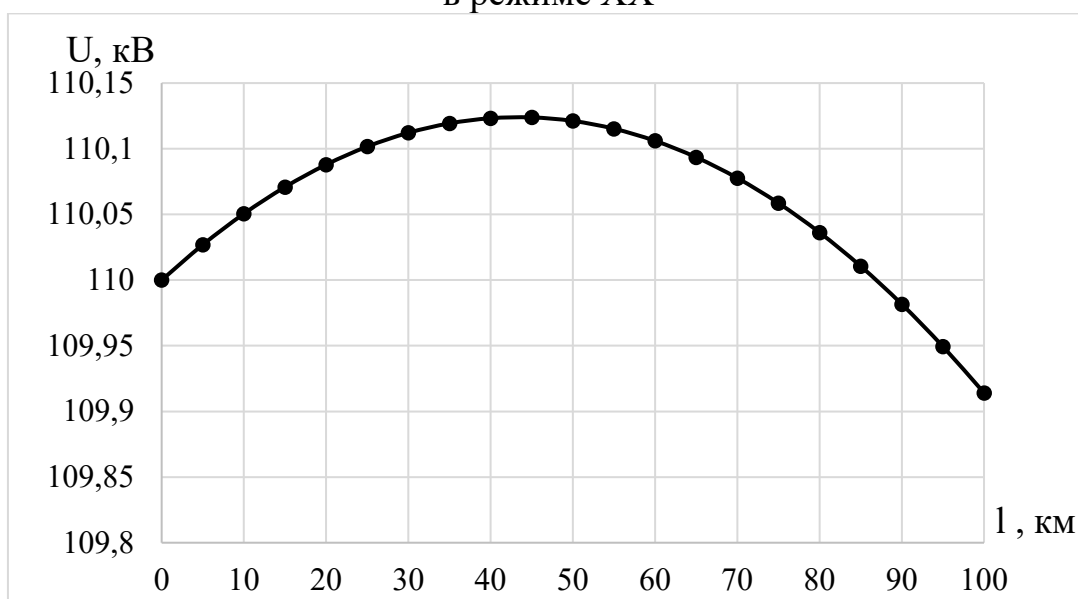


Рис. 4. Изменение напряжения вдоль линии 110 кВ с поперечной компенсацией при нагрузке

Компенсирующие устройства поперечной компенсации решают проблему падения напряжения в конце линии, но они не позволяют снизить падение напряжения вдоль всей линии. В центральных точках линии напряжение может отличаться от номинального на несколько процентов. При увеличении протяженности линии и/или увеличении нагрузки это отклонение может достигать величин, превышающих допустимые значения. Для устранения данной проблемы необходимо применение других способов регулировки напряжения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Шульга К.С. Сравнение основных типов компенсирующих устройств / Молодой ученый. – 2016. – №12. – С. 449-453.
3. Щеглов Г.А. Компенсация реактивной мощности и ее польза. – Ханты-Мансийск : сборник тезисов VII региональной молодёжной конференции им. В.И. Шпильмана "Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири", 2019. – С. 237-241.
4. Шамшур Е.В. Компенсация реактивной мощности. – Балашиха: сборник «Ресурсосберегающие и природоохранные технологии и системы», 2017. – С.65-68.

Научный руководитель: Б.С. Компанеец, к.т.н., заведующий каф. ЭПБ АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ВЕЛИЧИНУ НАПРЯЖЕНИЯ ВНУТРИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Е.А. Кожина, Б.С. Компанеец

Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова

При передаче электроэнергии по проводам часть электроэнергии теряется, в основном на нагрев, небольшая часть на емкостный эффект в линии. Для уменьшения потерь электроэнергии используют линии высокого напряжения, такие как 35, 110, 220, 500 и 1150 кВ. В Алтайском крае протяженность воздушных линий напряжением 110 кВ более 7 тысяч километров, это около 10% от общей протяженности линий электропередач. Помимо потерь электроэнергии, в линии также происходит падение напряжения [1,2].

Для нормализации уровня напряжения в конце линии устанавливают компенсирующее устройство. За счет уменьшения реактивной составляющей сопротивления напряжение увеличивается. Используют компенсирующее устройство продольной либо поперечной компенсации [3,4].

Для наглядности рассмотрим изменение напряжения вдоль линии напряжением 110 кВ с использованием устройств продольной компенсации. На рисунке 1 и рисунке 2 изображено изменение напряжения вдоль линии протяженностью 100 км, при нагрузке и в режиме холостого хода соответственно. Чтобы показать, как именно изменяется напряжение, установим компенсирующее устройство в начале линии (рисунок 1,2), а потом в конце линии (рисунок 3,4).

Расчет уровня напряжения внутри линии электропередач будем производить по выражению:

$$\Delta U = (I_a + jI_p) \cdot (Z_a + jZ_p) = (I_a \cdot Z_a - I_p \cdot Z_p) + j(I_a \cdot Z_p - I_p \cdot Z_a) \quad (1)$$

где I_a – активная составляющая тока, протекающего по первому участку,

А;

I_p – реактивная составляющая тока, протекающего по первому участку, А;

Z_a – активная составляющая полного сопротивления первого участка, Ом;

Z_p – реактивная составляющая полного сопротивления первого участка,

Ом;

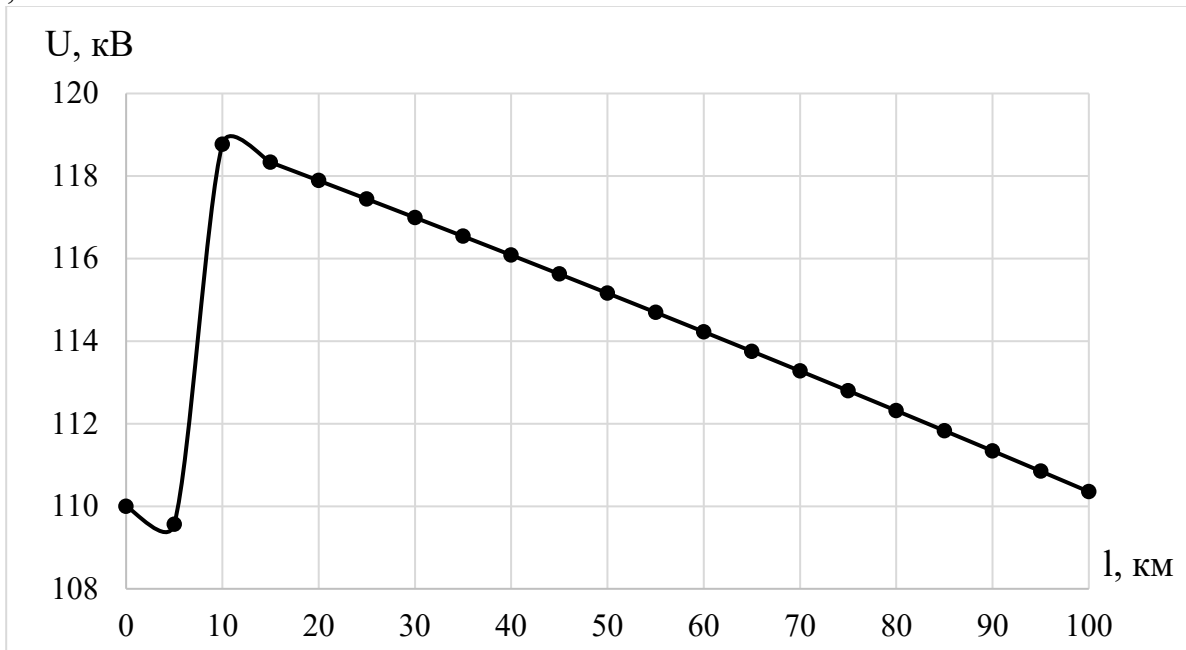


Рис. 1. Изменение напряжения вдоль линии при нагрузке и продольной компенсации

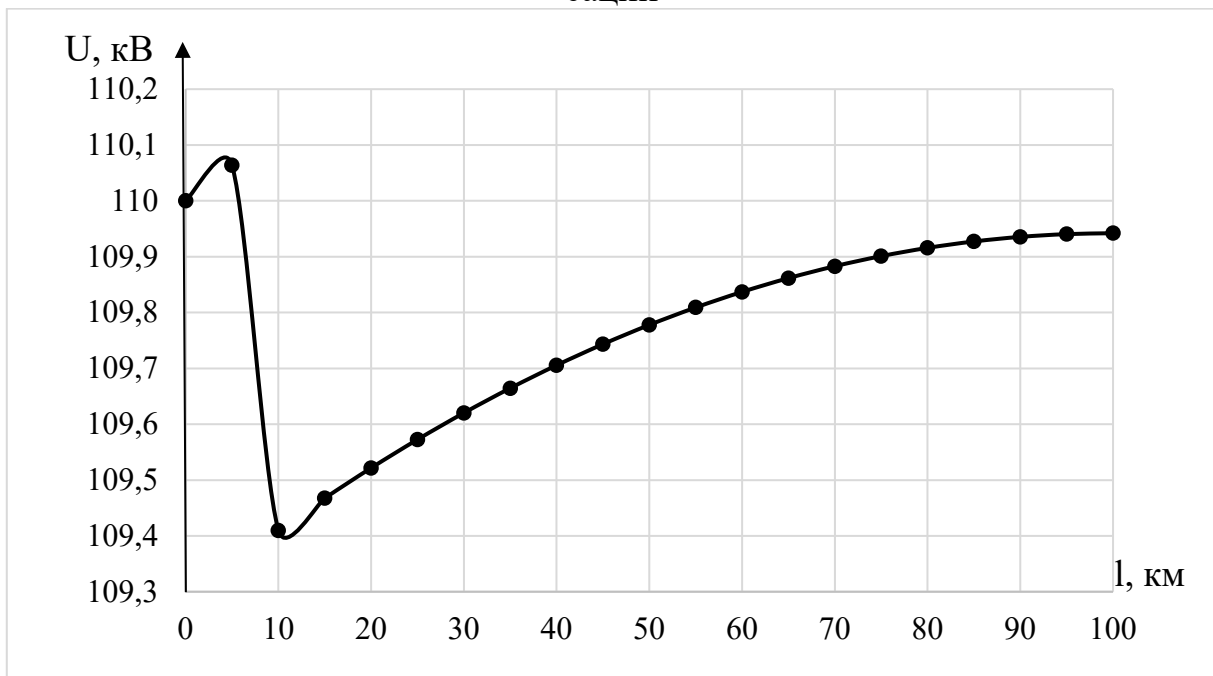


Рис. 2. Изменение напряжения вдоль линии в режиме ХХ при продольной компенсации

В режиме холостого хода и в нагрузочном режиме в месте установки компенсирующего устройства происходит скачек напряжения. Это связано с изменением (увеличением или уменьшением) сопротивления на данном участке. В

режиме XX напряжение изменилось на 0,5%, а при нагрузке на 8,18%. При увеличении вырабатываемой и потребляемой энергии это значение может превысить допустимое отклонение напряжения в $\pm 10\%$.

На рисунках 3,4 изображены графики изменения напряжения вдоль линии при установке устройств продольной компенсации в конце линии, в режиме XX и при нагрузке соответственно.

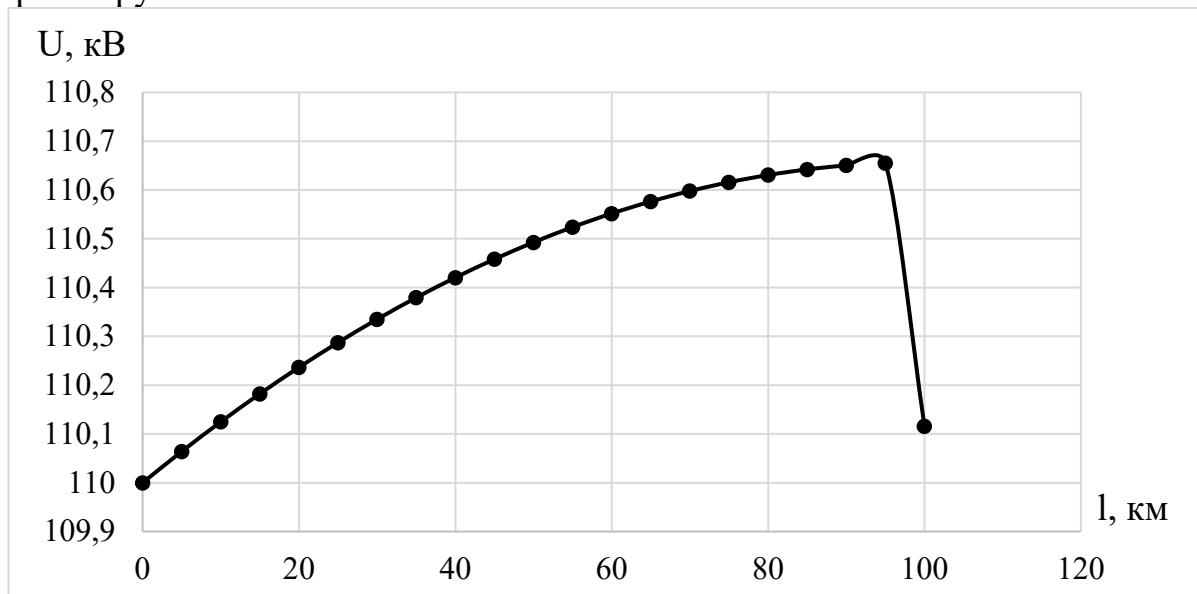


Рис. 3. Изменение напряжения вдоль линии в режиме XX при продольной компенсации

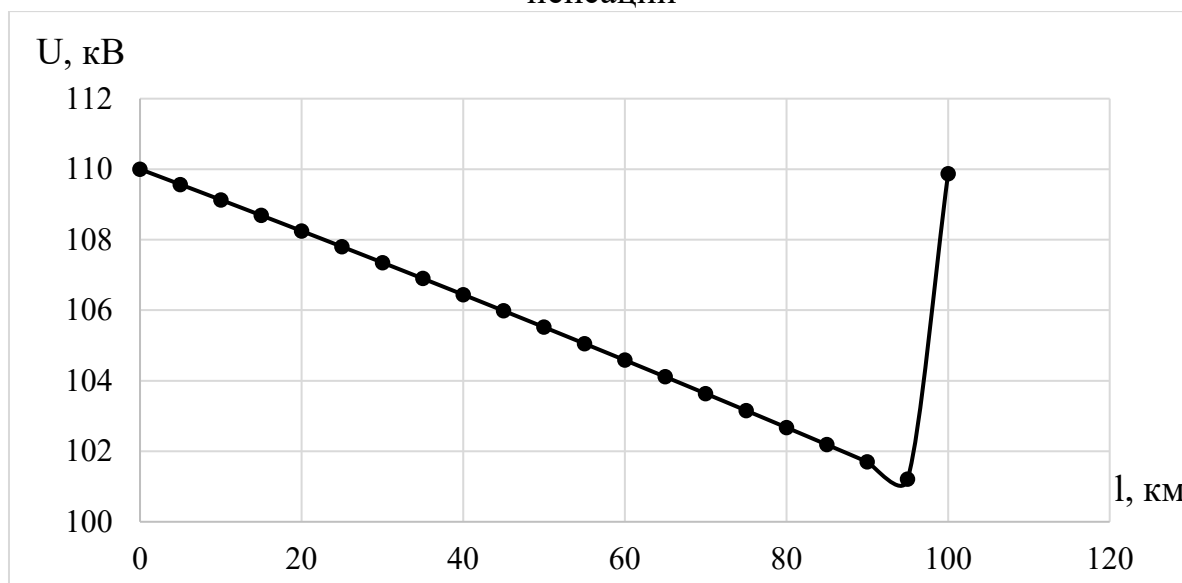


Рис. 4. Изменение напряжения вдоль линии при нагрузке и продольной компенсации

Компенсирующие устройства продольной компенсации решают проблему падения напряжения только в точке установки, но они не позволяют снизить падение напряжения вдоль всей линии. В центральных точках линии напряжение может отличаться от номинального на несколько процентов. При увеличении протяженности линии и/или увеличении нагрузки это отклонение может достигать величин, превышающих допустимые значения.

Также необходимо обратить внимание на то, что при установке устройств продольной компенсации в начале линии напряжение стабилизируется в режиме ХХ, но нарушается при нагрузке. При установке устройств в конце линии напряжение стабилизируется в режиме нагрузки, а в режиме ХХ нарушается.

Для устранения недостатков этих способов установки необходимо уменьшать мощность каждого из этих устройств и не концентрировать их в одной точке, устанавливая в разных точках линии одновременно.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
2. Шульга К.С. Сравнение основных типов компенсирующих устройств / Молодой ученый. – 2016. – №12. – С. 449-453.
3. Щеглов Г.А. Компенсация реактивной мощности и ее польза. – Ханты-Мансийск : сборник тезисов VII региональной молодежной конференции им. В.И. Шпильмана "Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири", 2019. – С. 237-241.
4. Шамшур Е.В. Компенсация реактивной мощности. – Балашиха: сборник «Ресурсосберегающие и природоохранные технологии и системы», 2017. – С.65-68.

Научный руководитель: Б.С. Компанеец, к.т.н., зав. кафедрой ЭПБ АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID

Н.Е. Коноплев

Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова

Электрическая энергия крайне необходима для повседневной жизни и является основой промышленности. Электрическая сеть представляет собой мост между поставщиками и потребителями электроэнергии, состоящий из трех основных частей: генерация, передача и распределение.

Smart grid – это «умные» сети, которые способны контролировать состояние и управлять действием всех подключенных к ней устройств, таких как генераторы, сети, трансформаторы и т.д. Концепция smart grid дает возможность повысить безопасность и энергоэффективность электрооборудования, а также лучше использовать существующие активы, повышать надежность и качество электроэнергии, снижать зависимость от импортируемой энергии и сводить к минимуму негативное воздействие на окружающую среду [1].

Внедрение концепции smart grid также подразумевает фундаментальную реорганизацию отрасли электроснабжения, которая будет затрагивать не только контроль производства и распределения электроэнергии, но и включать в себя управление спросом и предложением электроэнергии. Управление спросом и предложением в режиме реального времени позволяет сглаживать пики графика нагрузки за счет автоматического взаимодействия генерации и нагрузки. Такая «умная» система управления позволяет генерирующим компаниям сократить расходы на создание горячего резерва мощности, для обеспечения потребителей достаточным количеством электроэнергии, уменьшить износ генерирующего оборудования, а также снизить вредные выбросы в окружающую среду. Потребители же могут сократить затраты на электроэнергию за счет автоматического включения устройств с низким приоритетом только в момент, когда тариф на электроэнергию снижен в связи с избытком генерации.

Концепция smart grid возникла в результате попыток использования электронного управления, измерения и мониторинга. В настоящее время smart grid – это электроэнергетическая система, в которой помимо основного энергетического оборудования используются различные датчики, серверы, компьютеры, оптоволоконные линии, средства беспроводной связи и т.д. Использование всех этих дополнительных устройств повышает гибкость энергосистемы, повышает ее надежность и эффективность. Основное преимущество «умных» сетей состоит в том, что она позволяет потребителям электрической энергии подстраивать свое потребление под самый дешевый тариф без какого-либо ущерба технологическому процессу и не в ущерб комфортному использованию электроэнергии в быту. Таким образом, установить связь между каждым компонентом интеллектуальной сети чрезвычайно важно для максимального использования доступной электроэнергии надежным и экономичным способом. Структура сети smart grid представлена на рисунке 1.

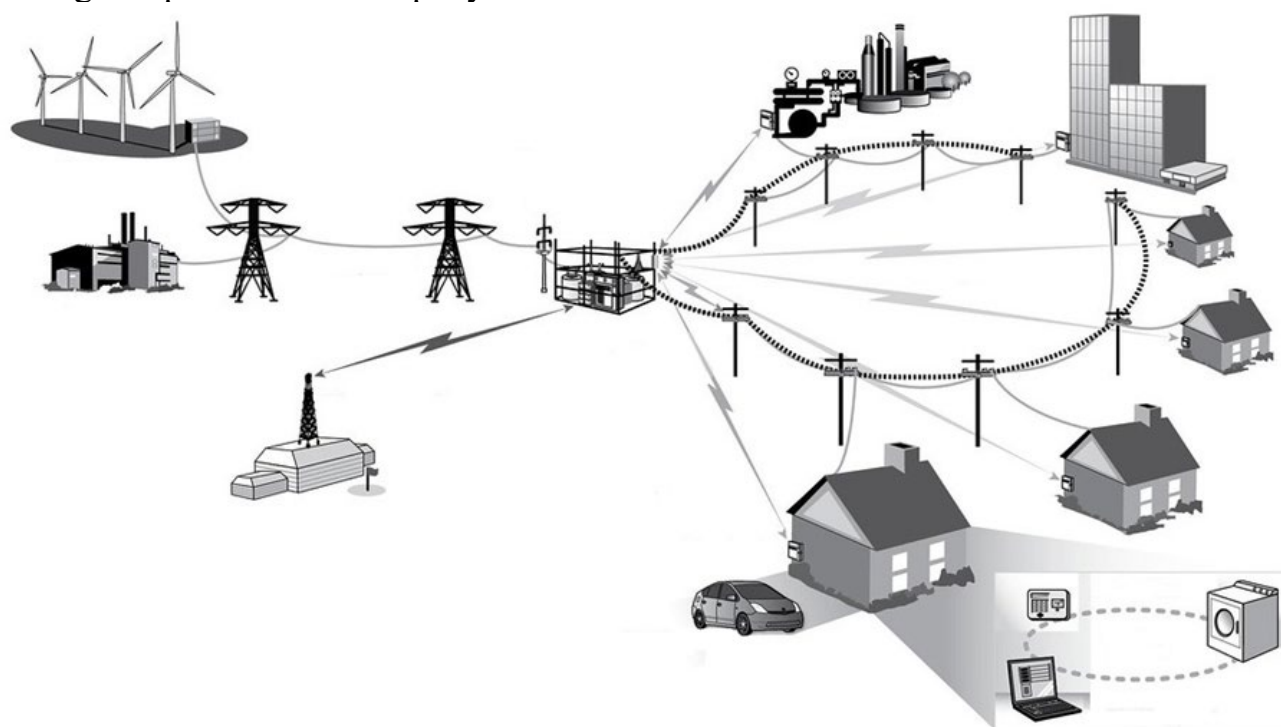


Рисунок 1 – Структура сети smart grid

Потери электроэнергии, как правило, оцениваются по несоответствию между произведенной и потребляемой мощностью, то есть разницу между тем, что производится, и тем, что потребляется. Потери электрической энергии обусловлены множеством факторов связанными с управлением параметрами режима электрической сети. Внедрение оперативного управления параметрами режима на основе концепции smart grid предполагает создание электрической сети с изменяемыми параметрами и высоким быстродействием, что позволит обеспечить минимум потерь электрической энергии при ее передаче [2].

Концепция smart grid в режиме реального времени отслеживает параметры работы энергосистемы, такие как нагрузки, перетоки мощности, а также учитывает схему, сведения об аварийных отключениях и климатические факторы. Именно благодаря контролю и использованию всех параметров режима работы энергетической системы можно добиться максимальной экономической эффективности системы оперативно-технологического управления и снизить потери электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Гаврилович Е.В., Данилов Д.И., Шевченко Д.Ю. «Умные сети» Smart Grid – перспективное будущее энергетической отрасли России // Молодой ученый. 2016. № 28(2). С. 55–59 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/132/36972> (дата обращения: 30.10.2021)
2. Веселов Ф.В., Дорофеев В.В. Интеллектуальная энергетическая система России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики // Цифровая энергия. - 2018. - № 5. - С. 43-52.

Научный руководитель: Б. С. Компанеец, к.т.н, доцент АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ БИВАЛЕНТНОЙ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ НА БАЗЕ ТЕПЛОВОГО НАСОСА ТИПА «ВОЗДУХ-ВОДА»

А.А. Кряжева

Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина

Согласно федеральному закону №261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» [1] действующая стратегия Российской Федерации предусматривает проведение целенаправленной энергосберегающей политики, направленной на снижение потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). В этой связи повышение энергетической эффективности систем отопления является актуальной задачей, в частности, данный процесс может осуществляться за счет включения в схемы систем отопления тепловых насосов.

Объектом исследования в настоящей работе является бивалентная система отопления, в которой совместно работают тепловой насос и дополнительный

источник энергии. Преимуществом такой системы отопления перед моновалентной является более эффективное использование теплового насоса и повышение надёжности теплоснабжения (резервирование системы отопления).

Для оценки эффективности работы теплового насоса в составе системы теплоснабжения авторами был выполнен тепловой расчет, который проводился для цикла работы теплового насоса с перегревом (с регенерацией тепловой энергии) [2], т.к. данная схема позволяет повысить надёжность его работы и обеспечить более высокие технико-экономические показатели [3].

В настоящее время критерием для выбора рабочего агента является не только его энергоэффективность, но и безопасность для окружающей среды. Это положение закреплено Монреальским протоколом [4], согласно которому необходимо снизить использование вредных веществ, способствующих разрушению озонового слоя. Естественным следствием является появление новых хладагентов, призванных заменить устаревшие – такие, как фреон R410a, который является не только безопасным, но и позволяет получать удовлетворительные результаты в части его эффективности при работе при положительных температурах.

Исследования эффективности работы бивалентной системы отопления с тепловым насосом проводились для городов РФ, расположенных на разных широтах и долготах: г. Архангельск, г. Москва, г. Астрахань, г. Екатеринбург и г. Владивосток. Для них были построены высокопотенциальные (80/60) и низкопотенциальные (50/30) температурные графики, для параметров которых были вычислены величины, представленные в таблице 1. В ходе расчета было принято, что температура на входе в испаритель ($t'_и$) соответствует температуре наружного воздуха, а температура на выходе из конденсатора – температуре в подающем трубопроводе. За критерий эффективности работы теплового насоса был принят коэффициент трансформации (COP), который был вычислен для каждой температуры наружного воздуха и соответствующей ей температуре в подающем трубопроводе.

Таблица 1. Расчетные показатели и результаты расчетов

Город	Архангельск		Москва		Астрахань		Екатеринбург		Владивосток	
Температурный график	80/60	50/30	80/60	50/30	80/60	50/30	80/60	50/30	80/60	50/30
Расчетная температура наружного воздуха $t_{нр}$, °C	-34		-26		-20		-32		-22	
Расчетная температура	22		22		22		22		22	

внутрен- него воз- духа										
Длитель- ность отопи- тельного периода, ч	6722		5487		4777		6357		5418	
Число часов ра- боты ТНУ, ч	6047	6047	5023	5268	3742	4242	5604	5604	3989	5208
COP	3,2	4,8	3,1	4,5	3	4,2	2,98	4,5	3,1	4,3
Годовой расход теплоты, кВт·ч	3104,8		2716,5		2267,9		3221,2		3102,7	
Расход теплоты покрыва- емый за счет ТНУ, кВт·ч	2547	2551	2325	2517	1831	2234	2583	2591	1917	2904
Время работы ТНУ, %	89,96	89,96	91,5	96	87,5	99,2	88,2	88,2	73,4	96,1

По результатам этих расчётов было установлено, что тепловой насос эффективно работает при низкопотенциальном температурном графике вплоть до -18 °С, а при высокопотенциальном – до -10 °С.

Среднегодовой коэффициент трансформации для рассматриваемых объектов составляет не менее 2,98 для температурного графика 80/60 и 4,2 для 50/30. В связи с тем, что высота теплоподъема меньше для низкопотенциального температурного графика, то применение тепловых насосов в этом случае является более эффективным.

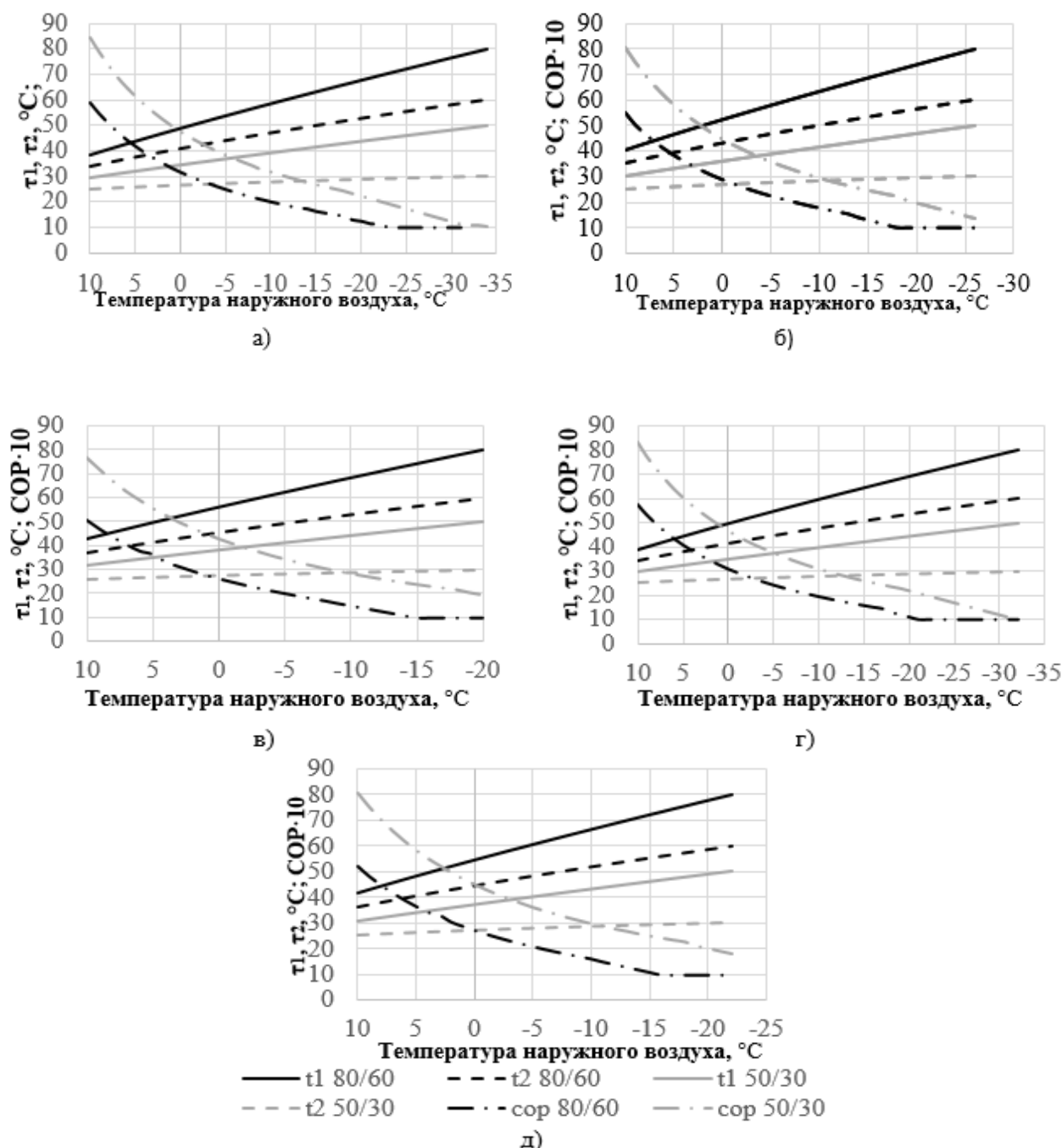


Рисунок 1 – Температурные графики и графики зависимости COP от температуры наружного воздуха для г. Архангельск (а), г. Москва (б), г. Астрахань (в), г. Екатеринбург (г) и г. Владивосток (д)

Исходя из диаграмм, представленных на рисунке 1, следует, что тепловой насос позволяет покрыть значительную долю от годового расхода теплоты, из которой в среднем 20% расходуется на электрическую энергию, потребляемую компрессором ТНУ, а недостатки покрываются за счёт дополнительного источника. Наибольшая эффективность достигается при работе с низкопотенциальным температурным графиком.



1 – г. Архангельск; 2 – г. Москва; 3 – г. Астрахань; 4 – г. Екатеринбург; 5 – г. Владивосток

Рисунок 2 – Диаграммы распределения годового расхода энергии между источниками теплоты для покрытия отопительной нагрузки для температурного графика 80/60 (а) и 50/30(б)

Резюмируя все вышеизложенное, можно сделать вывод о том, что применение теплового насоса для покрытия части нагрузки на теплоснабжение является целесообразным во всех городах, приведённых в качестве примера для исследования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Реализация закона об энергосбережении // Энергосбережение. – 2012. – № 2. – С. 6-9.
2. Соколов Е.Я., Бродянский В.М. Энергетические основы трансформации тепла и процессов охлаждения. Учеб. пособие для вузов. — 2-е изд., перераб. — М.: Энергоиздат, 1981. — 320 с, ил.
3. Абильдинова С.К., Мусабеков Р.А., Расмухаметова А.С., Чичерин С.В. Оценка энергетической эффективности цикла теплового насоса со

- ступенчатым сжатием // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2019. Т. 62. № 3. С. 293-302.
4. Монреальский протокол 1987 года по веществам, разрушающим озоновый (с изм. и доп.) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gratton.su/kioto115.html>

Научный руководитель: М.В. Козлова, ИГЭУ ассистент ИГЭУ им. В.И. Ленина.

К ВОПРОСУ О ВНЕДРЕНИИ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В.А. Листюхин, Е.А. Печерская
Пензенский государственный университет

В целях реализации задач автоматизации электросетевого комплекса в Российской Федерации издан ряд указов, в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года, а именно: указ Президента РФ от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 - 2030 годы» и указ от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»; издано распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632р, утверждающее программу «Цифровая экономика Российской Федерации». На основании вышеуказанных нормативно-правовых актов в ПАО «Россети» разработана и принята к исполнению Концепция «Цифровая трансформация 2030» (Концепция).

Сегодня практически все ведущие электросетевые организации РФ активно работают в направлении внедрения цифровых технологий в производство. Расширяется количество теоретических и практических исследований, появляются новые международные стандарты, образцы оборудования и опытные полигоны. Это открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления в электроэнергетике.

Одна из основных задач внедрения информационных технологий на объекты электросетевого комплекса – это повышение надёжности электроснабжения потребителей. Бесперебойное функционирование электроэнергетических систем (ЭЭС) является важнейшим условием эффективного развития экономики любого современного государства. Поэтому вопрос повышения надёжности ЭЭС всегда являлся актуальным [3]. Одним из наиболее слабых узлов электроэнергетических систем являются воздушные линии электропередачи распределительных сетей напряжением 0,4-110 кВ переменного тока (ВЛ). Именно на ВЛ этого класса напряжения происходит основная часть технологических нарушений (аварий). Высокий уровень аварийности ВЛ связан с их большой протяжённостью, а также связан с тем, что ВЛ подвержены постоянному воздействию природно-климатических факторов. В процессе эксплуатации ВЛ на их

конструктивные элементы оказывают воздействие следующие факторы: механические нагрузки от давления ветра; механические нагрузки от веса проводов и грозозащитных тросов; механические нагрузки от веса гололёдно-изморозевых отложений (ГИО) и снега; воздействие коронных разрядов на провода и изоляторы ВЛ; воздействие атмосферных перенапряжений (гроза).

Воздействие на конструктивные элементы ВЛ вышеуказанных факторов оказывает негативное влияние на надёжное функционирование ВЛ, а именно приводит к образованию следующих дефектов: обрыв проводов и грозозащитных тросов; излом опор; схлест проводов между собой и с грозозащитным тросом; вибрация проводов (колебание проводов с высокой частотой и незначительной амплитудой); «пляска» проводов (колебание проводов с малой частотой и большой амплитудой); потере электрической энергии на корону и в результате нагрева провода; несимметрия токов и напряжений (определяется различием сопротивлений фазных проводов ВЛ); несинусоидальность тока и напряжения; нарушение (пробой) электрической изоляции в результате воздействия частичных разрядов.

На рисунке 1 представлен анализ причин аварий на воздушных линиях электропередачи распределительных сетей.

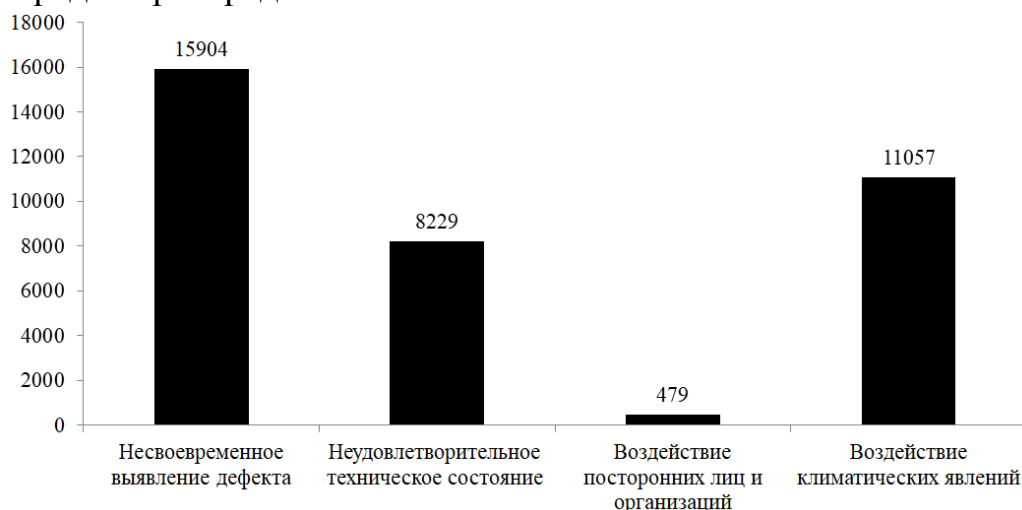


Рис. 1. Анализ причин аварий на воздушных линиях электропередачи распределительных сетей

В целях реализации задач развития цифровой экономики РФ, в целях снижения высокого уровня аварийности ВЛ распределительных сетей предлагается разработать информационно-измерительную систему контроля параметров ВЛ распределительных электрических сетей (далее – ИИС).

При эксплуатации ИИС будет производить контроль следующих параметров:

- отклонение стрелы провеса провода;
- значение температуры окружающего воздуха и скорости воздушных потоков;
- индикация места короткого замыкания (КЗ) в сети (для всех видов КЗ).

Конструктивно устройство представляет датчик, в который интегрированы: лазерный дальномер, термоанемометр, индикатор короткого замыкания (ИКЗ) и GSM модуль.

Принцип работы данного устройства реализуется на измерении расстояния от провода до земли лазерным датчиком расстояния (дальномером). Параллельно производится измерение скорости ветра и температуры окружающего воздуха, а также контроль направления токов КЗ в сети. Результаты измерений в режиме реального времени через встроенный в измерительное устройство GSM модуль передаются на диспетчерский пункт, где производится обработка данных в нейро-нечётком контроллере. На основе входных значений в нейро-нечётком контроллере производится анализ данных и оповещение оперативного персонала о режиме работы контролируемого объекта [1].

Установка устройства производится непосредственно на токоведущих частях (проводах) ВЛ, в месте наименьшего провеса провода (центр пролёта опор). В связи со сложностью топологии трасс ВЛ распределительных сетей целесообразна установка ИИС на ответвлениях (отпайках).

Основными требованиями, предъявляемыми к разрабатываемому устройству, являются:

- бесконтактный способ питания устройства - питание «паразитным» методом (питание от электромагнитного поля провода);
- возможность измерения скорости ветра, температуры окружающего воздуха, а также определение места короткого замыкания (интеграция термоанемометра и индикатора короткого замыкания (ИКЗ) в составе разрабатываемого устройства);
- анализ результатов измерения с применением нейро-нечёткого контроллера (система поддержки принятия решения);
- устойчивость к воздействию внешних природных явлений.

На рисунке 2 представлена принципиальная схема разрабатываемой ИИС.

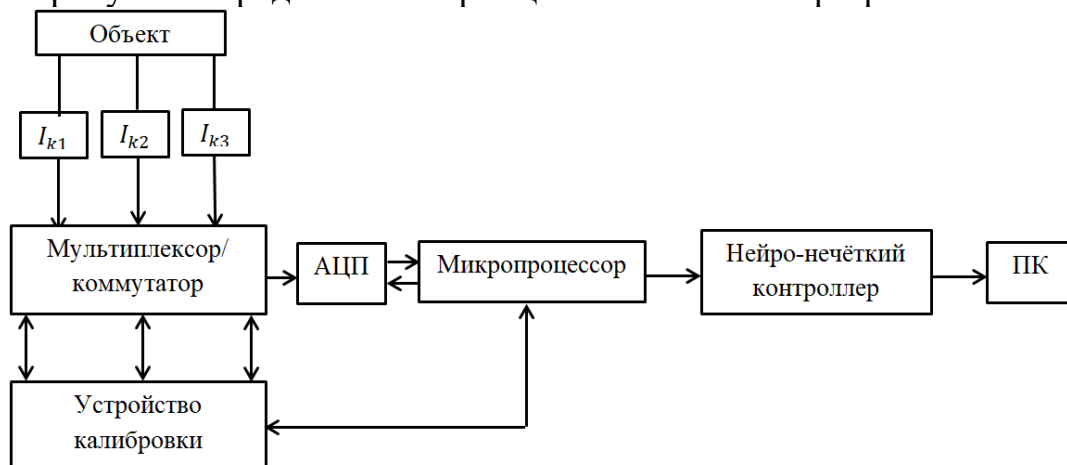


Рис. 2. Принципиальная схема разрабатываемой ИИС

Внедрение данной ИИС на электросетевые объекты позволит решить ряд эксплуатационных задач, а именно [2]:

- минимизация времени перерыва электроснабжения потребителей;
- минимизация времени поиска места повреждения;
- сокращение числа коммутаций выключателями, разъединителями и другими коммутационными аппаратами;

- определение объёма ремонтов за счёт выявления дефектов на ранних стадиях его образования;
- повысить уровень оперативно-технологического управления распределительными электрическими сетями;
- снижение показателей аварийности на воздушных линиях электропередачи распределительных сетей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Власенко С.А., Тряпкин Е.Ю. Элементы автоматизированных устройств: учеб. пособие. Хабаровск, Изд-во. ДВГУПС, 2015. 89 с.
2. ПАО «Россети» Концепция «Цифровая трансформация 2030» - Москва, 2018 – 31 с.
3. Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем: Учебное пособие. - Пенза: Пенз. гос. ун-т, 2004. - 102 с.

Научный руководитель: Е.А. Печерская, д.т.н., доцент ПГУ.

АНАЛИЗ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ УМЯГЧЕНИЯ ПЕРЕД УСТАНОВКОЙ ОБРАТНОГО ОСМОСА

А.Ю. Логинова, Е.Н. Бушуев

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

Вопросы ресурсосбережения при водоподготовке на ТЭС и АЭС являются актуальными. Часто для предотвращения образования отложений катионов жёсткости на поверхности обратноосмотических мембран используется умягчение исходной воды перед установкой обратного осмоса (УОО) на На-катионитных фильтрах, при этом обработке подвергается весь поток воды. Такое мероприятие надёжно предотвращает образование отложений. Однако при этом обратноосмотическая мембрана не используется для очистки воды от катионов жёсткости и при этом требуются значительных расходы поваренной соли для регенерации ионитных фильтров. Одним из мероприятий по совершенствованию технологии подготовки исходной воды перед УОО, является мероприятие, предусматривающее умягчение только часть исходной воды (рис. 1) [1].

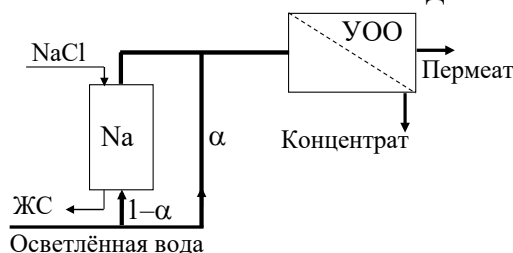


Рис. 1. Технологическая схема умягчения части воды перед УОО

Был выполнен многовариантный расчёт рассматриваемого мероприятия с использованием разработанной с участием автора компьютерной программы «Расчёт ВПУ» [2].

Проведённый анализ полученных результатов показал, что рассмотренное мероприятие существенно уменьшает потребность в поваренной соли и повышает ряд технологических и экологических показателей водоподготовительной установки, расширяет границы применимости метода Na-катионирования исходной воды перед УОО.

Доля воды, направляемая помимо ионитных фильтров, может быть определена из условия обеспечения в воде после смешивания умягченной и исходной воды допустимого значения индекса Ланжелье $LSI_{\text{доп}}$.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Загретдинов И.Ш. Ресурсосберегающие и энергоэффективные схемы в промышленной водоподготовке / И.Ш. Загретдинов [и др.] // Новое в российской электроэнергетике. №10. 2009. С. 27–39.
2. Бушуев Е.Н., Бушуева Н.В. разработка и компьютерная реализация методик расчёта систем водообработки на ТЭС и АЭС // Учеб. пособие / Иваново, 2021.- 148 с.

Научный руководитель: Е.Н. Бушуев, д.т.н., доцент ИГЭУ им. В.И. Ленина.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

А.И. Маврин

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева-КАИ

Автомобили, принцип работы которых основан на использовании двигателя внутреннего сгорания (ДВС) появились в начале прошлого века. С тех пор эта отрасль активно развивалась, что повлекло за собой формирование колоссально развитой инфраструктуры производства и ресурсобеспечения автомобилей. На сегодняшний день «традиционный» автотранспорт, использующий ДВС, является достаточно энергозатратным. Альтернативой использования автомобилей, работающих на ДВС стали автомобили, работающие на электродвигателях (ЭД). Электромобили обладают более высокой надежностью, технологичностью и энергоэффективностью по сравнению с автомобилями, использующими ДВС. Именно эти факторы обеспечили стремительный рост популярности электромо- билей.

За период с 2018 по 2021 год количество электромо- билей в России выросло приблизительно в 6 раз, как показано на рисунке 1. [1]

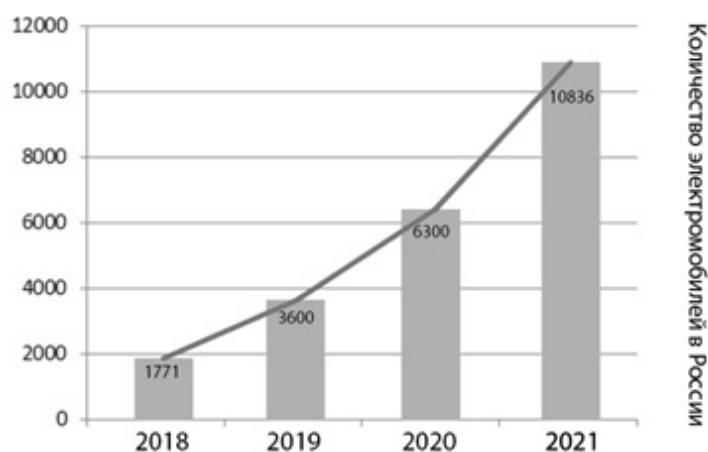


Рис. 1. Количество электромобилей в России

Несмотря на высокие темпы роста, доля электромобилей в РФ составляет порядка 0,025% от общего количества автомобилей. Ключевым фактором увеличения спроса является уменьшение стоимости обслуживания. На данный момент стоимость электромобиля является наиболее существенным фактором, тормозящим развитие этой отрасли. В сравнении с автомобилями, оснащенными ДВС, стоимость электромобилей выше в несколько раз, что ограничивает их доступность для покупателей. Этот тезис подтверждает статистика, показывающая, что среди потребителей на рынке популярностью пользуются электромобили с пробегом. Самой популярной среди них является марка Nissan Leaf. [1] Стоимость электромобилей ежегодно ощутимо снижается, и в скором времени автомобили с электрическим двигателем будут сопоставимы по цене с автомобилями, работающими на двигателе внутреннего сгорания, что сделает стоимость их обслуживания приемлемой для большего числа потребителей.

Важной предпосылкой к необходимости развития зарядной инфраструктуры электромобилей является план развития автомобильной отрасли, разработанный Европейской комиссией. Согласно плану, доля использования электричества в качестве моторного топлива вырастет на 15% к 2030-ому году, а к 2050 в несколько раз, как показано на рисунке 2. Необходимо также отметить планируемый рост спроса на автомобили, использующие в качестве топлива биотопливо, водород, а также синтезированное топливо. [2]

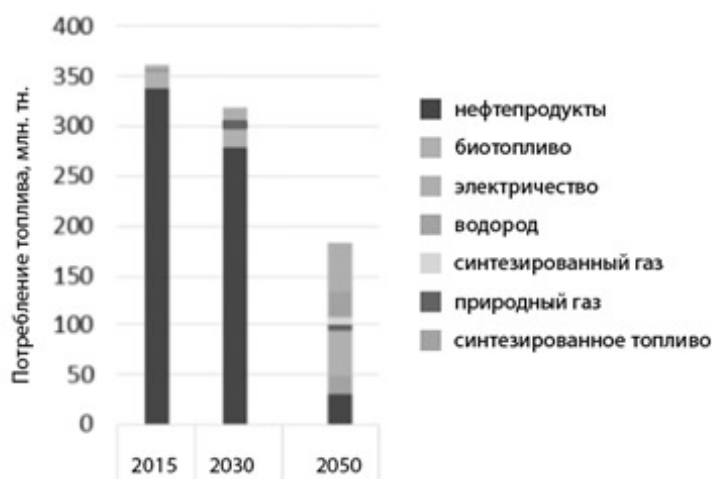


Рис. 2. Результаты прогноза Европейской комиссии по использованию моторного топлива.

Такой тренд перехода на электромобили является мировым и, вероятнее всего, окажет непосредственное влияние на рынок автомобилей в России.

На сегодняшний день количество зарядных станций в России крайне низко, что тормозит развитие рынка электромобилей. Наибольшее количество зарядных станций сосредоточено в Москве, Московской области и Санкт-Петербурге, в остальных регионах зарядных станций либо нет, либо их количество исчисляется десяткам или единицами.

Существует два принципиально разных способа зарядки электромобилей: зарядка от переменного тока со следующими параметрами: напряжение составляет 230 В, сила тока до 32 А, и зарядка от постоянного тока с параметрами: напряжение до 600 В, сила тока до 200 А. При зарядке от переменного тока продолжительность процесса зарядки составляет порядка 3-5 часов, в зависимости от емкости аккумулятора автомобиля. Станции быстрой зарядки постоянным током позволяют зарядить электромобиль на 70-80% за несколько десятков минут. Последующая зарядка осуществляется с меньшими параметрами. Такое ограничение по зарядке устанавливается в связи с губительным воздействием быстрой зарядки на аккумуляторную батарею. При такой высокой скорости зарядки постоянным током электричество не успевает распределяться по ячейкам аккумулятора равномерно. В итоге, когда большая часть ячеек заполнена, но некоторые еще полупусты – процесс сильно замедляется. Согласно данным IEA Global Outlook, на сегодняшний день популярность станций быстрой зарядки в Европе растет. На момент 2019-го года количество станций быстрой зарядки превысило 200 тысяч штук, что составляло порядка 31% от общего числа зарядных станций. [3], [4] Рост популярности станций быстрой зарядки связан с развитием инфраструктуры зарядки и появлением зарядных интерфейсов мощностью до 200 кВт.

Для установки различных зарядных станций необходимо рассмотреть разные сценарии процесса зарядки. Например, зарядные станции, установленные вблизи многоквартирных домов, вероятнее всего, будут использоваться в вечернее и ночное время, а зарядные станции в зонах парковки торговых центров должны быть быстрыми, чтобы успеть зарядить электромобиль за время посещения торгового центра.

Ниже представлены места, где установка зарядных станций целесообразна, а также возможные сценарии процесса зарядки:

1. Частные дома. Они обладают серьезным ограничением по установке зарядных станций, поскольку на такие дома выделяется мощность порядка 10-15 кВт. Установка станций быстрой зарядки при таких условиях невозможна в связи с ограничением по мощности. Исходя из этого, можно сделать вывод, что наиболее предпочтительной будет зарядка электромобилей в ночное время, когда снижается общая нагрузка на сеть. Установка одной зарядной станции переменного тока обеспечит потребности жильцов частного дома.

2. Многоквартирные дома. В проектировании современных многоквартирных домов учитывается строительство парковок для жильцов дома. На один многоквартирный дом может приходиться несколько сотен автомобилей, в связи с этим. Зарядка электромобилей в многоквартирных домах будет происходить преимущественно в вечернее и ночное время. В связи с вышеуказанными

фактами для обеспечения потребности в зарядке электромобилей необходима установка сразу нескольких станций зарядки. Исходя из наиболее возможного сценария осуществления зарядки, необходимо устанавливать преимущественно зарядные станции переменного тока и, возможно, одну станцию быстрой зарядки. Выделенная мощность современных многоквартирных домов составляет несколько МВт, что позволяет осуществить установку зарядных станций.

3. Торговые центры. Наиболее популярным сценарием использования зарядных станций является быстрая зарядка за время посещения торгового центра. В связи с этим наиболее целесообразно устанавливать станции быстрой зарядки, позволяющей самостоятельно установить продолжительность процесса зарядки. Посетитель торгового центра сможет самостоятельно установить время зарядки, в зависимости от предполагаемого времени нахождения в торговом центре. Выделенная мощность торговых центров позволит установку нескольких станций быстрой зарядки.

4. Загородные трассы. Наиболее вероятный сценарий использования зарядных станций – быстрая зарядка электромобилей. В связи с этим необходимо устанавливать станции быстрой зарядки на всем протяжении трасс с учетом запаса хода электромобилей. Оптимальной будет установка одной-двух станций быстрой зарядки через каждые 50-70 км пути, что позволит осуществлять зарядку одновременно двух электромобилей и, в случае необходимости, позволит доехать до следующей станции зарядки. Предпочтительной является установка станций быстрой зарядки на территории уже имеющих АЗС.

Исходя из освещенных в работе тенденций развития рынка электромобилей в России и за рубежом, становится очевидной необходимость развития зарядной инфраструктуры. В качестве решения предложены места установки зарядных станций разной мощности, согласно востребованности в таких зарядных станциях. В данных местах зарядные станции, в особенности, станции быстрой зарядки электромобилей необходимо устанавливать в первую очередь в ходе развития зарядной инфраструктуры в России.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Автостат. URL: <https://www.autostat.ru/infographics/46211/?yrwinfo=1613246883191593-4993424436859709963-balancer-knoss-search-yp-sas-2-BAL00124-production-app-host-man-web-yp-358>. (дата обращения: 08.09.2021).
2. European commission. In-depth analysis in support of the commission communication // A Clean planet for all. Брюссель., 2018, – с. 12-132. Текст: электронный. (дата обращения: 08.09.2021)
3. IEA Global Outlook 2020. [Электронный ресурс]. Access mode: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>. (дата обращения: 08.09.2021).
4. Electric vehicles and the mobility revolution. [Электронный ресурс]. Access mode: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and->

insights/reimagining-energy/industry-chiefs-on-zero-emissions-transport.html. (дата обращения: 08.09.2021).

5. С. Botsford / EV Fast Charging, an Enabling Technology // Electrochemical Society Interface. Аризона., – 2015, с. 63-65. Текст: электронный. (дата обращения: 08.09.2021)

Научный руководитель: А.В. Ференец, к.т.н., с.н.с. КНИТУ-КАИ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАПРАВЛЯЮЩИХ ЛОПАТОК С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ НАТЯЖЕНИЕМ

В.А. Седунин, И.В. Мелихов

Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина

В современном турбостроении приоритетной задачей является повышение энергоэффективности газотурбинных установок и снижение удельных массогабаритных показателей. Это возможно, в частности, за счет уменьшения толщины направляющих лопаток.

В данной работе напряженно-деформированное (НДС) и вибрационное состояние [1-3] преднатянутых направляющих лопаток исследовалось на широко распространенной модельной ступени осевого компрессора К-50 [4]. Высота пера лопатки – 100 мм, максимальная толщина профиля – 5 мм.

Исследование НДС выполнялось в программе конечно-элементного моделирования [5-6]. Для построения модели использовалась сетка: тетраэдрическая, неструктурированная. Размер ячеек: 1 мм; размер ячеек в галтели: 0,1 мм. Остальные параметры сетки были выбраны по умолчанию (рис. 1 (а)). Общее количество твердотельных элементов в модели – 616516, узлов – 366437.

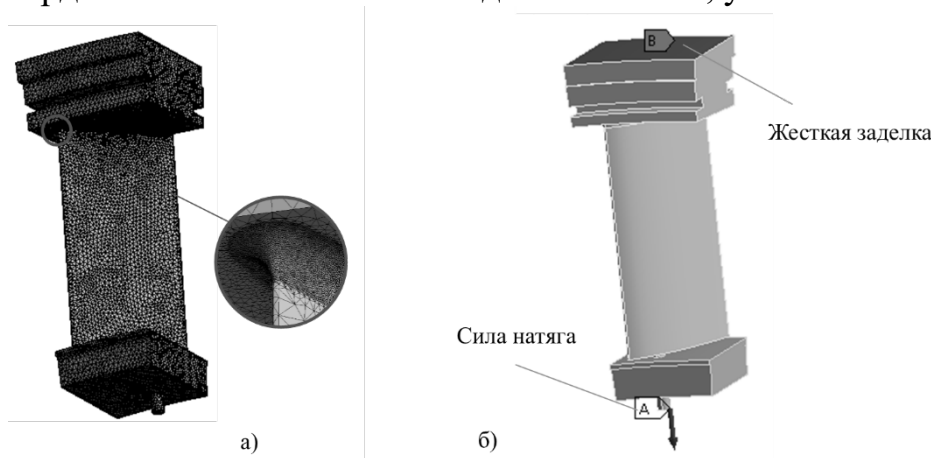


Рис. 1. Построение сетки конечных элементов (а) и задание граничных условий лопатки (б)

Для обеспечения натяжения лопаток был предложен следующий механизм: хвостовик лопатки фиксируется в паз корпуса, а посадка в бандажное кольцо производится с зазором и обеспечивает лопаткам необходимое пространство для растяжения. Регулировка натяга обеспечивается регулировкой положения затягивающей гайки.

В качестве граничных условий заданы ограничения перемещения на бандажных полках. Регулировка натяга обеспечивается величиной растягивающей силы, приложенной к стержню, (рис. 1 (б)).

Известно, что минимальный коэффициент запаса для статорных лопаток турбомашин $n = 1,5$. Исходя из этого коэффициента была определена такая сила $F = 60$ кН, которая не вызывает разрушения лопатки, при этом напряжения составили $\sigma = 425$ МПа (при $\sigma_{\text{доп}} = 460$ МПа).

Из расчета получаем следующую картину полных деформаций и суммарных напряжений (рис. 2).

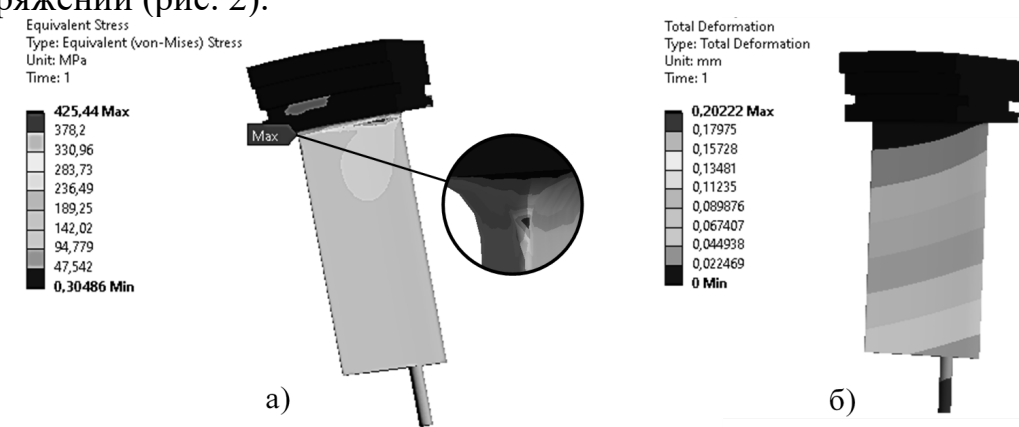


Рис. 2. Суммарные напряжения по Мизесу (а) и распределение полных деформаций (б)

Для оценки характера изменения ЧСК от силы натяга, приложенной к стержню лопатки, производятся расчеты частоты в диапазоне натяга от 0 до 60 кН (рис. 3 (а)).

Наибольшее влияние предварительное натяжение оказывает на изгибные формы. Поэтому применение натяга можно использовать для вибрационной отстройки лопаток по первой и третьей (изгибным) формам колебаний (рис. 3 (б)).

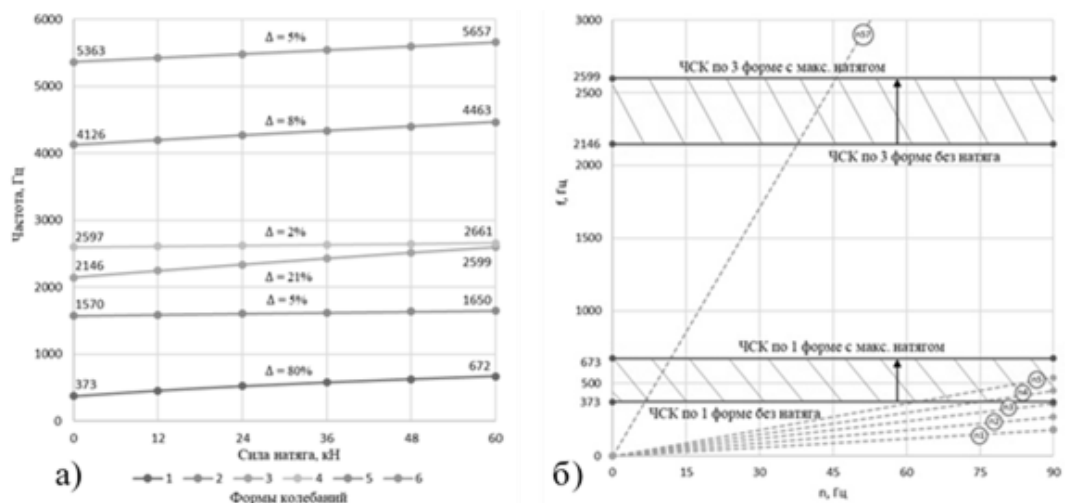


Рис. 3. Сравнение ЧСК изгибных форм колебаний для лопаток «без» и «с» предварительным натяжением (а) и график изменения частот колебаний в зависимости от натяга (б)

Можно заметить, что в рабочем диапазоне компрессора происходит пересечение первой формы колебаний с 4 и 5 гармониками, что может привести к резонансу лопатки. Натяжение направляющей лопатки, при этом, позволяет регулировать ее ЧСК в широком диапазоне, что позволяет избегать резонанса.

Таким образом, с помощью механизма предварительного натяжения возможно повышать жесткость направляющих лопаток, что позволяет уменьшать их толщину для улучшения аэродинамических характеристик, с сохранением вибрационно-частотных характеристик.

Для оценки минимально возможной толщины, с точки зрения сохранения собственных частот колебаний, были проведены модальные расчеты лопаток с максимальной толщиной профиля 5, 3 и 1 мм (рис. 4).

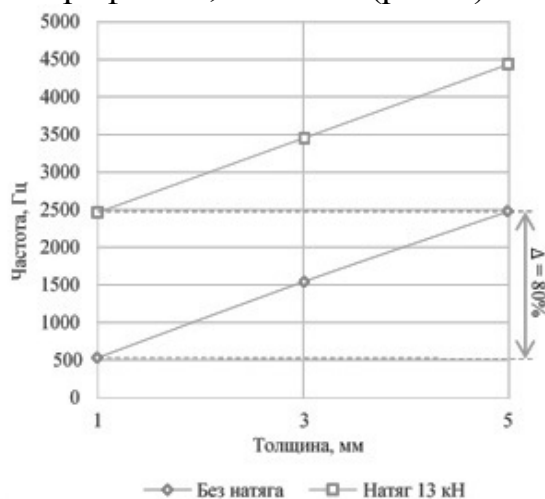


Рис. 5. График изменения ЧСК в зависимости от толщины лопатки по первой изгибной форме колебаний

В лопатке толщиной 1 мм предельно допустимые напряжения возникают при приложенной силе натяга 13 кН, которая не вызывает разрушения лопатки. При данной силе натяга ЧСК лопатки по первой изгибной форме колебаний составила 2500 Гц, что эквивалентно ЧСК лопатки толщиной 5 мм без натяга.

Таким образом, метод предварительного натяжения направляющих лопаток позволяет снизить толщину лопатки в 5 раз с сохранением ее собственных частот по первой форме (рис. 4). Безусловно, речь идет об исследовании пространства переменных, и такой метод отстройки направляющих лопаток может использоваться в инженерной практике.

Заключение

1. При достижении максимального возможного натяга с обеспечением требуемого запаса прочности ($n = 1,5$), собственная частота колебаний лопатки увеличивается в 1,8 раз. Это дает широкий диапазон настройки ЧСК, но оставляет высокую чувствительность к нагреву и дефектам во время эксплуатации.
2. Наибольшее влияние предварительное натяжение оказывает на изгибные формы. Изменение частот по первой форме составляет 80%, для третьей 21%. По остальным формам колебаний ЧСК возрастает менее чем на 8%.
3. Применение метода предварительного натяжения направляющей лопатки, позволяет регулировать ее ЧСК в широком диапазоне, что позволяет избегать резонанса.
4. Для того чтобы снизить толщину лопатки в 5 раз, и при этом оставить аналогичную частоту по первой форме колебаний, потребовалось натяжение в 13 кН, что вызывает предельно допустимые напряжения. Безусловно, речь идет об исследовании пространства переменных, и такой метод отстройки направляющих лопаток может использоваться в инженерной практике.
5. Сохранив лишь собственные частоты, мы не можем делать лопатку максимально тонкой, так как на направляющий аппарат действуют и другие нагрузки (осевые силы, крутящие моменты, силы от опор компрессора, термические напряжения). Поскольку предлагается значительное снижение толщины лопаток, то необходим более детальный учёт газодинамических усилий, особенно на переменных режимах работы компрессора.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2000. 592 с.
2. Левин А.В., Боришанский К.Н., Консон Е.Д. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А.В. Левин, К.Н. Боришанский, Е.Д. Консон. - 2-е изд., перераб. и доп. - Л.: Машиностроение: Ленингр. отд-ние, 1981. - 710 с.
3. Мигулин В.В., Медведев В.И., Мустель В.Р., Парыгин В.Н. Основы теории колебаний. М.: Наука, 1978.
4. Разработка, исследование и доводка ГТУ, компрессоров, нагнетателей и их элементов: сб. науч. тр. / НПО по исследованию и проектированию

- энер. оборудования им. И.И. Ползунова // Труды ЦКТИ. – 1990. – Вып. 270.
5. Седунин В.А., Нусс А.С., Серков С.А. Исследование прочностных характеристик лопаток осевого компрессора // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2016. № 3. С. 90–99. DOI: 10.18698/0236-3941-2016-3-90-99.
 6. Воробьев Ю.С., Романенко В.Н., Чугай М.А. Развитие трехмерной постановки МКЭ для анализа НДС и вибрационных характеристик элементов турбомашин // Динамика, надежность и долговечность механических и биомеханических систем, а также элементов их конструкций. Материалы Междунар. науч.- техн. конф. Севастополь: СевНТУ, 2008. С. 17–25.

Научный руководитель: В.А. Седунин, к.т.н., доцент УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

ПРИМЕНЕНИЕ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

А.О. Меновщикова, Б.С. Компанеец

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова

Сельские электрические сети имеют протяженную структуру и работают на низком и среднем классе напряжения. Поэтому основная проблема данной сети – медленное изменение напряжения. На сегодняшний момент положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального. Но на практике очень часто возникают ситуации, когда потребитель, находящийся в конце линии, в период максимума потребления электроэнергии в сутки для данной электрической сети может зафиксировать напряжение меньше, чем того требуют правила. На сегодняшний день нет универсального способа решения данной проблемы.

В гипотетической системе, в которой районная ПС получает питание по ВЛ 110 кВ и распределяет по ВЛ 10 кВ до комплексных трансформаторных подстанций, суточный график потребления электроэнергии представлен на рисунке 1, будут возникать изменения напряжения в связи с изменением нагрузок.

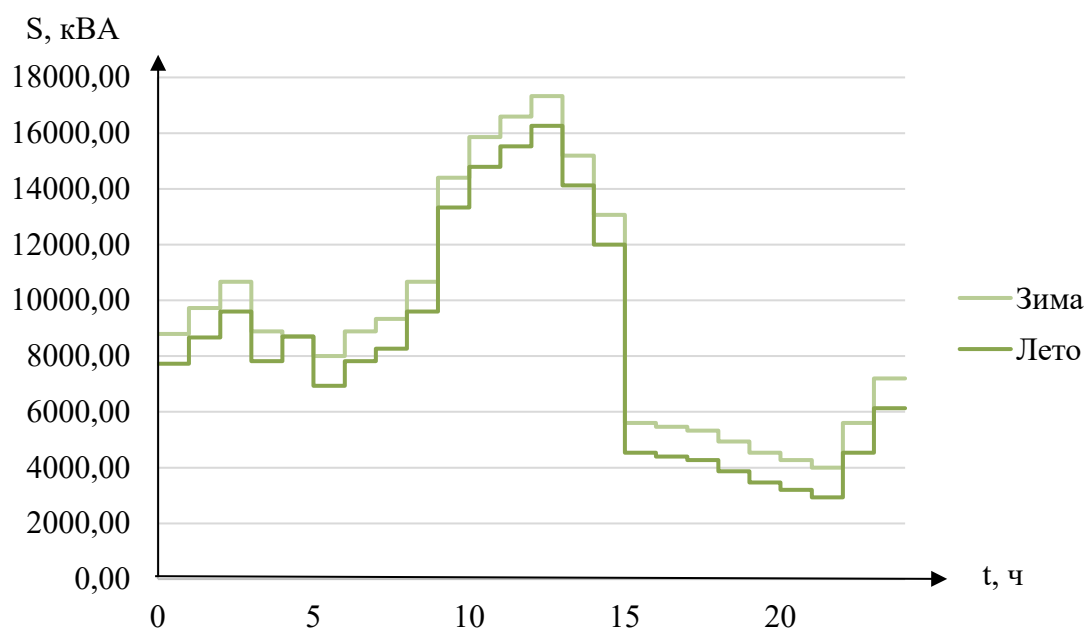


Рис. 1. График нагрузки $S=f(t)$

В качестве метода борьбы с медленным изменением напряжения в данной статье будет использован накопитель электроэнергии, установленный на районной подстанции [1]. За счет отдачи накопителем электроэнергии в часы максимума и потреблением в часы минимума максимальная и минимальная мощность дискретно изменится относительно исходного графика, представленного на рисунке 1. Изменение максимальной мощности повлечет снижение падения напряжения в ВЛ 110 кВ и в трансформаторах, установленных на районной подстанции. Для режима максимальной нагрузки с отклонением напряжения равным 10% итоги изменений представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1. Изменение напряжений для режима максимальной нагрузки с использованием накопителя электроэнергии

Объем применяемого накопителя электроэнергии, МВт*ч	Максимальная потребляемая мощность, МВА	Напряжение в конце ЛЭП, кВ	Отклонение напряжения в конце ЛЭП, %	Напряжение на шинах вторичного напряжения трансформатора, кВ
0,000	17,330	115,871	5,337	105,834
0,163	17,167	115,923	5,384	105,979
0,326	17,004	115,974	5,431	106,125
0,489	16,841	116,026	5,478	106,270
0,652	16,678	116,077	5,525	106,415
0,815	16,515	116,128	5,571	106,559
0,978	16,352	116,179	5,617	106,703

1,140	16,189	116,230	5,663	106,846
1,303	16,026	116,280	5,709	106,989
1,466	15,863	116,380	5,800	107,275

Таблица 2. Изменение потерь напряжения для режима максимальной нагрузки с использованием накопителя электроэнергии

Объем применяемого накопителя электроэнергии, МВт*ч	Максимальная потребляемая мощность, МВА	Потери напряжения в ЛЭП, кВ	Потери напряжения в ЛЭП, %	Потери напряжения в трансформаторе, кВ	Потери напряжения в трансформаторе, %
0,000	17,330	5,129	4,663	10,037	9,125
0,163	17,167	5,077	4,616	9,943	9,039
0,326	17,004	5,026	4,569	9,849	8,954
0,489	16,841	4,974	4,522	9,756	8,869
0,652	16,678	4,923	4,475	9,662	8,784
0,815	16,515	4,872	4,429	9,569	8,699
0,978	16,352	4,821	4,383	9,476	8,615
1,140	16,189	4,770	4,337	9,383	8,530
1,303	16,026	4,720	4,291	9,291	8,446
1,466	15,863	4,620	4,200	9,106	8,278

Исходя из полученных данных, можно сказать, что при использовании накопителя потери напряжения в линии снизятся на 0,463 %, потери напряжения в трансформаторе снизятся на 0,847 %, напряжение в конце ЛЭП при использовании накопителя увеличится на 0,51 кВ, напряжение на шинах вторичного напряжения трансформатора при использовании накопителя увеличится на 1,441 кВ. Из этого можно сделать вывод, что с помощью накопителя электроэнергии можно предотвращать медленное изменение напряжения.

Установка накопителя электроэнергии с единственной целью, борьбой с медленным изменением напряжением, является экономически неэффективным решением. Для использования данного способа необходимо рассмотреть дополнительные функции, которые сможет выполнять накопитель электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Меновщикова А.О. Влияние накопителей на потери в распределительных сетях // Материалы XVIII всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Барнаул.: АлтГТУ, 2021.- С. 296-298.

Научный руководитель: Б.С. Компанеец, к.т.н., доцент АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ СУДОВ НА ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКЕ НА ЭТАПЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

С.А. Поляков, К.П. Воронин, Б.Г. Иванов, Р.С. Булдаков

Военно-морской политехнический институт Военный учебный научный центр
Военно-морского флота «Военно-морская академия»

На развитие транспортной инфраструктуры в Арктической зоне влияет огромное количество факторов, в том числе ограничение навигационного периода и использование тяжелых гусеничных транспортных средств, труднодоступность объектов и т.д. Возможным решением проблемных вопросов развития транспортной инфраструктуры представляется в использовании судов на воздушной подушке. Эксплуатация судов данного класса открывает широкие перспективы в доставке различных грузов и пассажиров для реализации «Стратегии развития Арктической зоны».

При выводе судна на воздушную подушку и при посадке судна в стесненных условиях допускается одновременное изменение угла установки закрылков направляющих аппаратов (ЗНА) НУ и частоты вращения силовой турбины (СТ). В случае посадки одновременно снижается подача топлива в газотурбинном двигателе (ГТД) и нагрузка на СТ. При этом регулятор частоты вращения переходит на новую регуляторную характеристику, и одновременно с этим рабочая точка переходит на новую внешнюю характеристику, что вызывает снижение частот вращения всех роторов с большим динамическим забросом.[1]

Интенсификация работы двигателей судна возможна с помощью рационализаторских решений, которые повышают работоспособность турбодвигателя. Математическая модель, основанная на взаимосвязи всех параметров энергетической установки, позволит нагляднее представить процесс оптимизации и предотвращения неисправностей при использовании двигателей судна.[2]

Предложенные ниже математические формулы наглядно сопровождают функционирование и проектирование системы ГТД, алгоритмы решения адаптированы к конкретной задаче оптимизации. Разработка математической модели данного объекта как части системы автоматического регулирования является актуальной. Для совершенствования управления главными газотурбинными

агрегатами (ГГТА) необходимо располагать математическим описанием системы «объект-регулятор». [3]

В качестве объекта регулирования рассматривается ГТД судна на воздушной подушке, состоящего из газотурбинного генератора газа и свободной СТ. В свою очередь, газотурбинный генератор газа состоит из турбокомпрессора низкого (ТКНД) и высокого (ТКВД) давления и камеры сгорания (КС). Каждый турбокомпрессор состоит из компрессора и приводящей его турбины (КНД и ТНД, КВД и ТВД). [4]

Скелетная схема с входными и выходными величинами каждого элемента приведена на рисунке 1.

При получении математического описания сделаны следующие допущения:

1. Пренебрежимо малы энергетические потери на переходах воздуха между компрессорами и на переходах газов между турбинами.
2. Постоянство:
 - всех коэффициентов полезного действия;
 - всех показателей политроп сжатия и адиабат расширения;
 - средних теплоёмкостей воздуха и продуктов сгорания;
 - газовых постоянных воздуха и продуктов сгорания и их равенство.
3. Согласованное изменение частот вращения роторов низкого и высокого давления в переменном режиме, т.к. для обеспечения совместной безпомпажной работы двух компрессоров режим работы КВД должен быть стабильнее режима работы КНД.

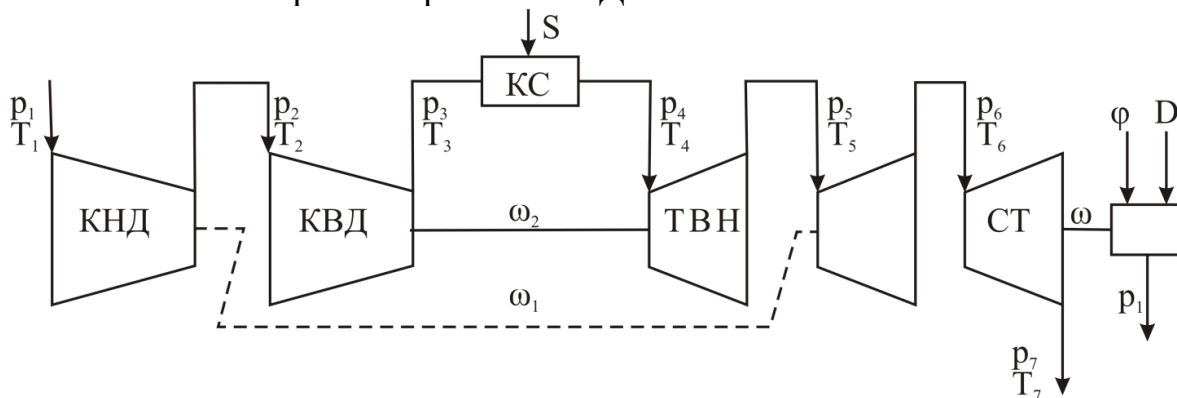


Рис. 1. Скелетная схема газотурбинного двигателя

Регулируемой величиной для данного объекта является частота вращения ротора силовой турбины — ω . Регулирующим воздействием является положение выходного органа регулятора S , характеризующее подвод энергии к двигателю, а к возмущениям в данном случае следует отнести те факторы, которые участвуют в отводе энергии от СТ, то есть положение органа управления ВИШ - ϕ и положение ЗНА НУ - D .

При выводе дифференциальных уравнений турбокомпрессора высокого давления применён известный метод малых отклонений, практическая справедливость которого оправдана для небольших отклонений от исходного режима работы. Нулевые индексы будут сопровождать величины, относящиеся к

исходному установившемуся режиму. Надчёркнутые символы приняты для обозначения относительных (безразмерных) отклонений соответствующих одноимённых величин.[3]

Принятые основные обозначения.

Общий вид уравнений динамики вращающихся элементов ГГТУ:

$$I \frac{d\omega}{dt} = M_M - M_R$$

Частота вращения ω для ТКВД будет обозначаться как ω_2 . Соответственно момент движущих сил M_M будет обозначаться как M_{T2} , а момент сил сопротивления M_R будет обозначаться как M_{K2} . Моменты инерции I , приведенные к роторам ТКВД обозначается как I_2 .

Уравнение динамики вращательного движения ТКВД:

$$I_2 \frac{d\omega_2}{dt} = M_{T2} - M_{K2} \quad (1)$$

Момент, потребляемый КВД, определяется соотношением:

$$M_{K2} = \frac{G_{K2}}{\omega_2} \frac{m_2}{(m_2-1)} R T_2 \left[\left(\frac{p_3}{p_2} \right)^{\frac{m_2-1}{m_2}} - 1 \right] \frac{1}{\eta_{M2}} \quad (2)$$

Здесь, кроме величин, указанных на скелетной схеме, G_{K2} - расход воздуха через КВД; R - газовая постоянная воздуха; η_{M2} - механический к.п.д. КВД; m_2 - показатель эквивалентной политропы.

При этом $M_{K2}=f(\omega_2; p_2; p_3; T_2; G_{K2})$.

Момент, развиваемый ТВД:

$$M_{T2} = \frac{G_{T2}}{\omega_2} \frac{k_{T2}}{(k_{T2}-1)} R_T T_4 \left[1 - \left(\frac{p_5}{p_4} \right)^{\frac{k_{T2}-1}{k_{T2}}} \right] \eta_{T2} \quad (3)$$

где G_{T2} - расход газа через ТВД; η_{T2} - эффективный коэффициент полезного действия ТВД; k_{T2} - показатель адиабаты; R_T - газовая постоянная газа.

Изменение расхода газа через турбину $G_{T2}=f(G_{K2}; G_f)$.

При приводе топливного насоса от ТКВД $G_I=f(S; \omega_2)$.

Следовательно, $G_{T2}=f(G_{K2}; S; \omega_2)$,

где S - положение выходного органа регулятора; G_f - расход топлива, кг/с.

Использование входов по величинам G_{K2} и S представляет серьёзные сложности. Получить $M_{T2}=f(G_{K2})$ сложно, а изменением расхода топлива можно вполне пренебречь, так как по характеристикам ГТД G_f - составляет не более 1,5% от G_{T2} , и его изменение не окажет заметного влияния на изменение G_{T2} . Следовательно, $M_{T2}=f(p_4; p_5; T_4; \omega_2; G_{T2})$.

Окончательно в безразмерной операторной форме записи:

$$T_{2H} = \frac{d\bar{\omega}_2}{dt} + \bar{\omega}_2 = k_{x12}\bar{p}_4 + k_{x22}\bar{p}_5 + k_{x32}\bar{T}_4 + k_{x42}\bar{G}_{T2} - k_{z12}\bar{p}_2 - k_{z22}\bar{p}_3 - k_{z32}\bar{T}_2 - k_{z42}\bar{G}_{K2} \quad (4)$$

где $F_2 = \left(\frac{\partial M_{K2}}{\partial \omega_2} \right)_0 - \left(\frac{\partial M_{T2}}{\partial \omega_2} \right)_0$ - фактор устойчивости ТКВД,

T_{2H} – постоянная времени ТКВД.

$$\frac{I_2}{F_2} = T_{2H} \quad \frac{\left(\frac{\partial M_{T2}}{\partial p_4} \right)_0 p_{40}}{F_2 \omega_{20}} = k_{x12} \quad \frac{\left(\frac{\partial M_{T2}}{\partial p_5} \right)_0 p_{50}}{F_2 \omega_{20}} = k_{x22}$$

$$\begin{array}{ccc} \frac{\left(\frac{\partial M_{T2}}{\partial T_4}\right)_0 T_{40}}{F_2 \omega_{20}} = k_{x32} & \frac{\left(\frac{\partial M_{T2}}{\partial G_{T2}}\right)_0 G_{T20}}{F_2 \omega_{20}} = k_{x42} & \frac{\left(\frac{\partial M_{K2}}{\partial p_2}\right)_0 p_{20}}{F_2 \omega_{20}} = k_{z12} \\ \frac{\left(\frac{\partial M_{K2}}{\partial p_3}\right)_0 p_{30}}{F_2 \omega_{20}} = k_{z22} & \frac{\left(\frac{\partial M_{K2}}{\partial T_2}\right)_0 T_{20}}{F_2 \omega_{20}} = k_{z32} & \frac{\left(\frac{\partial M_{K2}}{\partial G_{K2}}\right)_0 G_{K20}}{F_2 \omega_{20}} = k_{z42} \end{array}$$

коэффициенты усиления по соответствующим входам.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Вавилов И. С. Летательный аппарат на воздушной подушке: проблемы устойчивости // ОНВ. 2009. №2 (80). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/letatelnyy-apparat-na-vozdushnoy-podushke-problemy-ostoychivosti> (дата обращения: 24.02.2020).
2. Гольберг Ф.Д., Батенин А. В. Математические модели газотурбинных двигателей как объектов управления. – М.: «Издательство МАИ», 1999.
3. Исаков Л.И., Кутьин Л.И. Комплексная автоматизация судовых дизельных и газотурбинных установок. – Л.: «Судостроение», 1984. - 368 с.
4. В. С. Котов, А. В. Панкратов, С. Е. Панов, Н. А. Ильин. Двухступенчатые газотурбонагнетатели. Некоторые вопросы использования // Механизация и автоматизация строительства. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2020. – С. 261-266.

Научный руководитель: К.П. Воронин, к.т.н., доцент ВУНЦ ВМФ «ВМА»;
Б.Г. Иванов, к.т.н., доцент ВУНЦ ВМФ «ВМА».

МЕХАНИЗМ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЗДАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ ФИНАНСОВОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ

С.С. Рахматуллин

Казанский государственный энергетический университет

Примером одной из наиболее результативных политик повышения энергоэффективности и энергосбережения, реализуемых в различных странах, является предоставление финансовых стимулов в виде кредитов под низкий процент правительством Германии. Такие кредиты в этой стране предоставляются для энергоэффективных зданий государственным банком Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) с 1990 года [1-3].

Программа KfW является ключевой стратегией немецкого правительства по преодолению различных последствий изменения климата, а ее реализация состоит из нескольких этапов, включая оценку потенциала энергосбережения зданий на основе принятых критериев, установление отношений с правительством, поиск соответствующих банков-кредиторов, способных разбираться в

технических аспектах, предоставление информации клиентам, создание системы обеспечения качества, а также системы мониторинга и оценки [2, 4].

Данная программа по своей структуре не является прямой, то есть в Германии применяется система, где некоторые коммерческие и государственные банки отвечают за кредитование своих клиентов за счет средств KfW, который, в свою очередь, выступает головным институтом. Он не выдает кредиты напрямую клиентам с целью избежать конкуренции. Кроме того, банки, предоставляющие кредиты, получают фиксированную процентную ставку из-за возможных рисков и затрат. Правительство субсидирует эту процентную ставку, а KfW отвечает за проверку того, соответствует ли здание, под залог которого выдан кредит, его критериям или нет. Рассматриваемые здания проверяются во время строительства и после его завершения имеющими на это право энергоаудиторами. Поскольку KfW является госбанком при поддержке правительства государства, его условия рефинансирования привлекательны для других участников рынка. Механизм KfW по финансированию энергоэффективных зданий представлен на рис. 1 [4].

Реализация программ энергосбережения зданий по модели KfW оказалась весьма выгодной, поскольку характеризуется рядом показательных преимуществ [4]:

- увеличение добавленной стоимости;
- снижение косвенных налогов;
- создание рабочих мест;
- сокращение выбросов CO₂;
- снижение социальных затрат.

Анализ затрат и выгод от реализации программы KfW «Энергоэффективное строительство и реконструкция» показал, что государство на каждый потраченный евро имеет выгоду в четыре такие валютные единицы. В 2016 году 450 тысяч модернизированных и построенных зданий получили поддержку от KfW, что составило около 50% зданий, разрешенных для строительства или реконструкции в Германии [3].

Бизнес-модель KfW

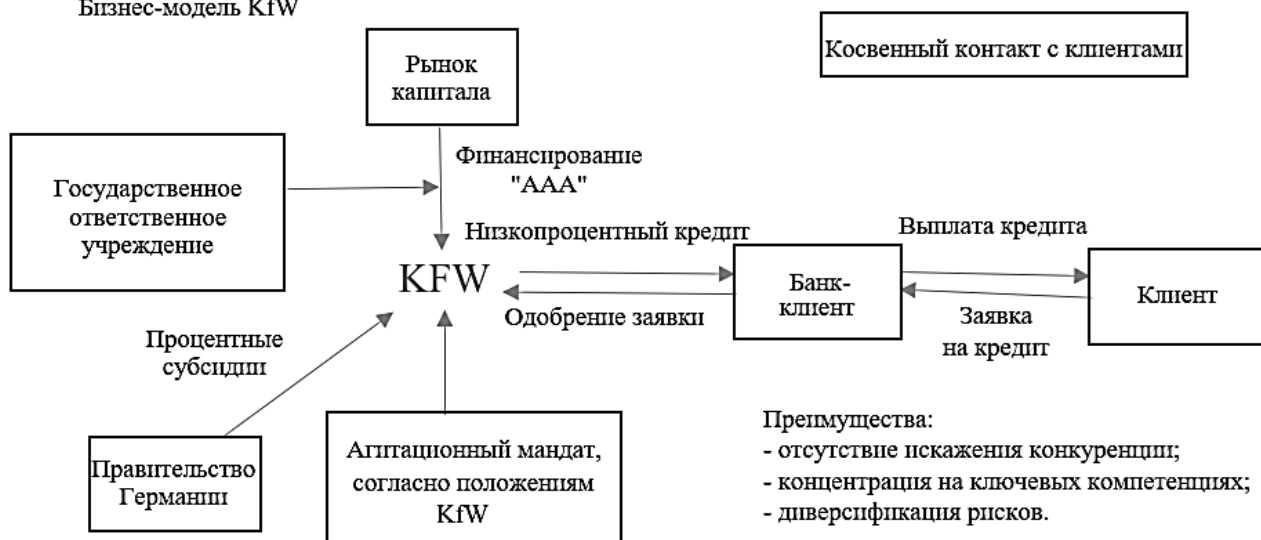


Рис. 1. Механизм финансирования энергоэффективных зданий от KfW

Таким образом, финансовые стимулы, вроде кредитов с низкой процентной ставкой, частичное списание долгов и гранты, оказались в Германии более привлекательными в отношении существующих зданий, поскольку стоимость мероприятий по их модернизации превышает строительство новых объектов, что подталкивает другие страны следовать примеру KfW, а также заключать сотрудничество с данным государственным банком [4, 5].

ЛИТЕРАТУРА:

1. Yeatts D. et al. A systematic review of strategies for overcoming the barriers to energy-efficient technologies in buildings // Energy research & social science. - 2017.- N 2.- С. 76-85.
2. Grossmann K., Huning S. Displacement through energy-efficient retrofitting? Impacts, actors and policies // Congreso Internacional Contested-Cities. - Madrid: Publicaciones Contested, 2016.- N 3.- С. 1-12.
3. Fastenrath S., Braun B. Sustainability transition pathways in the building sector: Energy efficient building in Freiburg (Germany) // Applied Geography. - 2018.- N 1.- С. 339-349.
4. Hennes R. Financing energy efficiency in the residential sector: lessons learnt from Germany and emerging economies // Materials on Development Finance. - 2018.- N 9.- С. 1-39.
5. Galvin R., Sunikka-Blank M. Economic viability in thermal retrofit policies: Learning from ten years of experience in Germany // Energy Policy. - 2013.- N 1.- С. 343-351.

Научный руководитель: А.М. Гатауллин, к.т.н., доцент КГЭУ.

ДИАГНОСТИКА АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННОГО ИМПУЛЬСНОГО ДЕФЕКТОГРАФИРОВАНИЯ

Тан Лян

Томский политехнический университет
ИШЭ, ОЭЭ группа 5AM09

Вопрос поддержания работоспособности силового трансформаторного оборудования является очень актуальным в современной электроэнергетике. Важным аспектом решения данного вопроса выступает надежная и качественная диагностика основных узлов оборудования, прежде всего силовых трансформаторов. Данный вид высоковольтного оборудования является ответственным элементом электроэнергетической системы. Проблемным местом оборудования данного класса является активная часть, включающая обмотки высокого и низкого напряжения, магнитопровод и устройства переключения. К устройствам переключения относятся устройство регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН) и переключения без возбуждения (ПБВ). Традиционные

методы и средства проверки и контроля состояния РПН и ПБВ недостаточно соответствуют требованиям сетей завтрашнего дня (Smart Grids).

Целью результатов исследований, представленных в данной работе, является разработка метода контроля состояния ПБВ и РПН на основе импульсного метода контроля трансформаторов, известного как метод низковольтных импульсов (НВИ) [1]. Указанный метод активно развивался в сетях России и получил название импульсное дефектографирование [2, 3].

В настоящее время используемый метод проверки состояния ПБВ, при измерении сопротивления обмоток трансформатора постоянному току сводится к установлению соответствия измеренных значений сопротивления постоянному току нормативным во всех положениях ПБВ, проверке правильности присоединения отводов регулировочной части обмотки к переключающему устройству. Погрешность и ошибки при использовании этой методики довольно высоки.

Основная цель экспериментов, результаты которых представлены ниже, выявить принципиальную возможность контроля контактов ПБВ трансформатора на основе импульса, подаваемого на обследуемый контакт ПБВ или РПН. Принцип диагностики данным методом состоит в сравнении импульсной картины, получаемой при подаче импульсного сигнала с крутым фронтом по форме близкой к прямоугольной. Разница, появляющаяся при сравнении, служит подтверждением наличия дефектного состояния системы [3-5].

Схема контроля состояния ПБВ реализуется следующим образом. На одну сторону контактной группы ПБВ подается зондирующий прямоугольный импульс амплитудой 200 В и длительностью 520 нс с крутым фронтом. С другой стороны контактной группы, регистрируется импульсный сигнал, прошедший через контактную группу. Один контакт был исправным, другой содержал искусственные включения на поверхности контактов на уровне дефекта. Вывод о состоянии контактов делается не только на основе анализа формы, длительности сигнала отклика, который представляет собой зондирующий импульс, спектр которого содержит информацию о изменениях, произошедших под воздействием эксплуатационных факторов. На рисунках 1 и 2 приведены импульсные сигналы длительностью 520 нс, подаваемых на вход контактной группы.

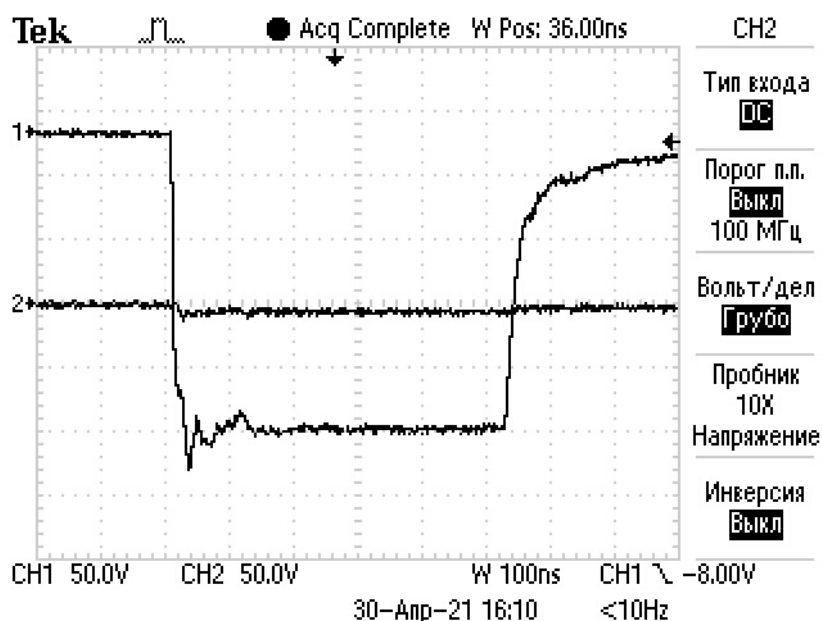


Рис. 1. Осциллограмма импульса 520 нс здорового контакта ПБВ

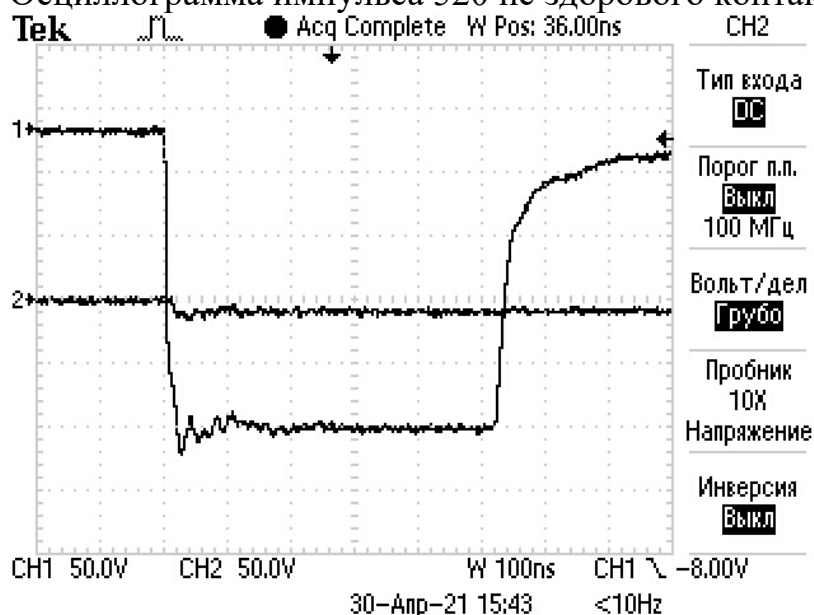


Рис. 2. Осциллограмма импульса 520 нс дефектного контакта ПБВ

Как следует из приведенных выше осциллограмм, форма и внешний вид импульсного сигнала, не позволяют произвести сравнения. Сигналы идентичны и выглядят одинаково. Для детального анализа необходимо получить частотные спектры этих сигналов и сравнить их между собой. На рисунках 3 и 4, представлены отношения частотных спектров, для осциллограмм импульсных сигналов для рисунков 1 и 2.

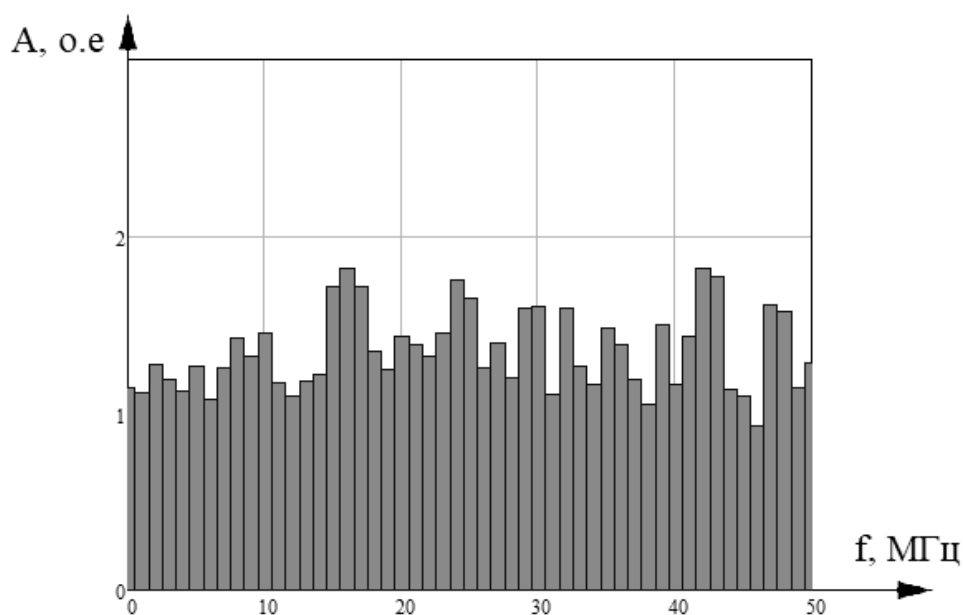


Рис. 3. Спектр импульса для случая исправного контакта

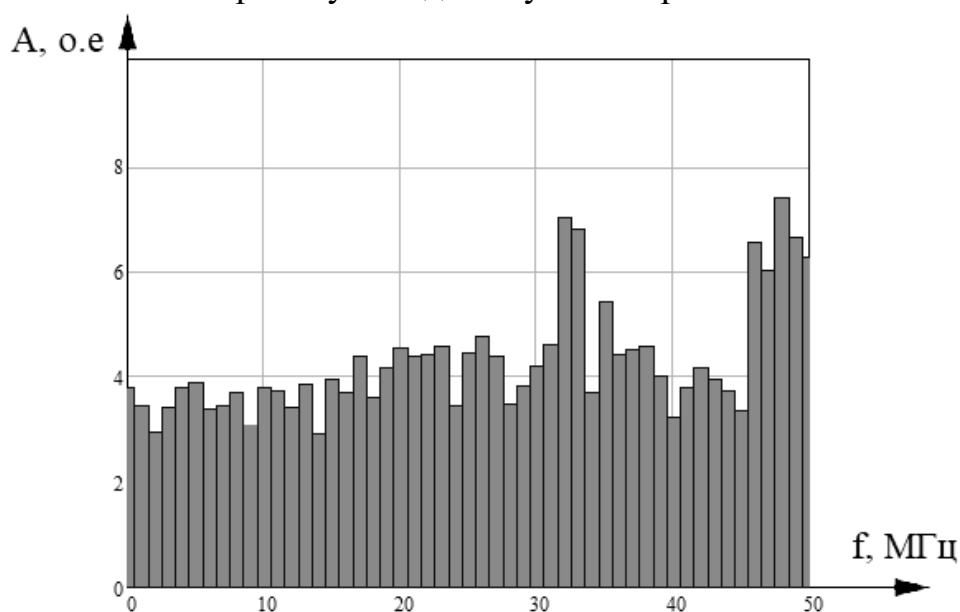


Рис. 4. Спектр импульса для случая дефектного контакта

Как следует из представленных спектров, возрастание амплитуды отношения сигналов до уровня 6,6 – 7,7 в диапазоне частот 32 – 48 МГц, свидетельствует о наличии дефекта в контакте.

Таким образом метод импульсного дефектографирования, является вполне эффективным для выявления дефектов устройств ПБВ и РПН высоковольтных силовых трансформаторов. Инновационный подход состоит в применении только одного импульса в отличии от двух в традиционном методе НВИ. Это делает нашу технологию более удобной, простой и надежной, что в полной мере соответствует требованиям электрических сетей будущего.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Лех В., Тымински Л. Новый метод индикации повреждений при испытании трансформаторов на динамическую прочность // Электричество – 1966. – Т. 1. – № 1. – С. 77–81.
2. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самараэнерго методом низковольтных импульсов // Электрические станции – 2003. – № 11. – С. 49–51.
3. Аликин С.В., Дробышевский А.А., Левицкая Е.И., Филатова М.А. Диагностика обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов // Электротехника – 1991. – № 12. – С. 30–35.
4. Lavrinovich V.A, Mytnikov A.V. Development of pulsed method for diagnostics of transformer windings based on short probe impulse // IEEE Transaction on Dielectric Electrical Insulation – 2015. – V. 22. – N. 4. – p. 2041–2045.
5. Lavrinovich V.A, Mytnikov A.V, Hongda Li. Advanced technology of transformer winding condition control based on nanosecond probing impulse // Resource-Efficient Technologies – 2016. – V. 2. – N. 3. – p. 111–117.

Научный руководитель: А.В. Мытников, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

М.А. Тригуб

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова

Вопросы применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в различных сферах жизни постоянно остаются актуальными. Особенно это касается сельского хозяйства, развитие которого сложно себе представить без экономически эффективного, надежного и качественного электроснабжения.

Использование разнообразных альтернативных источников энергии таких как солнце (солнечная энергетика), ветер (ветряная энергетика), биомасса (биогазовая энергетика), вода (гидроэнергетика), тепло недр Земли (геотермальная энергетика) дают возможность обеспечить сельское хозяйство энергией в том числе и для мест с децентрализованным энергоснабжением. Вложение инвестиций в данные решения позволит сократить затраты на электроэнергию (ЭЭ), топливо, повысить рентабельность и обеспечить экологическую безопасность. Однако основной вопрос в данном случае, «рациональная» эксплуатация земель, по причине каждодневного роста спроса на продукты питания за счет роста численности населения из-за чего может возникнуть продовольственный кризис. Не редко бывает так, что площадь сельскохозяйственных угодий используется для строительства объектов ВИЭ, что приводит к сокращению потенциально плодородных земель. Данная ситуация наиболее характерна для солнечной энергетики, а именно солнечных батарей под которые отводятся гектары земель,

подготовка которых заключалась в выкашивании растительности совместно с выравниванием и уплотнением почвы. Таким образом главной проблемой является симбиоз альтернативной энергетики и сельского хозяйства.

Идея реализации такого совместного использования, заключается в размещении солнечных панелей на подвижных планках, расположенных на столбовых опорах без бетонного фундамента на некоторой высоте таким образом, чтобы они затеняли сельскохозяйственные культуры.

Преимущества которые может дать такое сочетание солнечной энергетики с сельским хозяйством заключается в следующем [1]:

- снижение затрат на монтаж и установку (использование ранее обработанных угодий может исключить необходимость в подготовке земли для эксплуатации);
- сокращения затрат на покупку ЭЭ предприятием расположенным непосредственно вблизи посевных полей, за счет выработки электроэнергии собственной солнечной электростанцией с возможностью потребления, либо дальнейшей продажей в сеть;
- использование солнечных батарей не только в качестве источника выработки ЭЭ, но и в роли затеняющих элементов;
- способность выращивать ценные теневыносливые культуры овощей и злаков (помидоры, листовой салат, кориандр, капуста), как для внутреннего рынка, так и для внешнего;
- поддержание урожайности в периоды жаркой погоды;
- пахотные, луговые земли, водно-болотные угодья в части работы солнечной батареи обеспечивают более эффективные показатели, которые определяются такими параметрами как: инсоляция, температура воздуха, скорость ветра и относительная влажность воздуха, чем бесплодные земли;
- максимальная оптимизация эффективности воды, используемой для полива и орошения растений, за счет уменьшения испарения с почвы и транспирации с растений;
- предотвращение упадка фотосинтеза из-за влияния избыточного солнечного излучения, таким образом обеспечивается большее поглощение углекислого газа, что влияет на дальнейший рост и размножение растения;
- потенциальное повышение фотоэлектрической производительности (растительность под модулями может способствовать снижению температуры почвы и повышению солнечной производительности, создается свой микроклимат);
- питание оборудования предназначенного для полива путем компенсации мощности необходимой для перекачивания воды.

Помимо перечисленных достоинств, данная комбинированная система не лишена и недостатков к которым относятся [2]:

- сложность обслуживания солнечных панелей;
- запыление приводящее к снижению эффективности батарей;

- увеличение стоимости арматурных конструкций за счет отсутствия фундамента.

Таким образом внедрение солнечной энергетики, в частности, солнечных батарей в сельскохозяйственный сектор, станет результатом «рационального» использования плодородных земель, что позволит одновременно повысить выработку ЭЭ в общем объеме страны и в то же время выращивать сельскохозяйственные культуры в благоприятном для них климате.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Дуальные фермы-солнечные электростанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://teplodom.net.ua/9169-2/> (дата обращения 08.10.2021).
2. В поле света: фермерские угодья смогут вырабатывать энергию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iz.ru/896620/aleksandr-bulanov/v-pole-sveta-fermerskie-ugodia-smogut-vyrabatyvat-energiiu> (дата обращения 08.10.2021).

Научный руководитель: Е.О. Мартко, к.т.н, доцент АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

РАЗРАБОТКА БЛОК-СХЕМЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЛЕНТОПРОТЯЖНЫМ МЕХАНИЗМОМ

А.М. Крицштейн, А.О. Яргункин
Ульяновский государственный технический университет

Создание конструкций лентопротяжных механизмов (ЛПМ) требует разработки и применения высококачественных систем электропривода с повышенными требованиями к выходным показателям.

Для рассматриваемого класса механизмов с точки зрения теории автоматического управления характерно:

- наличие ряда функциональных узлов и элементов, описываемых нелинейными дифференциальными уравнениями;
- нестабильность динамических параметров в процессе работы;
- проявление контактных явлений, в том числе проскальзывания транспортируемого материала относительно вращающихся элементов тракта;
- взаимосвязь отдельных элементов тракта механизма через транспортируемый материал;
- наличие значительного количества соизмеримых масс в разветвлённых кинематических цепях.

Ряд общих требований к конструкции ЛПМ:

- механизм должен обеспечить перемещение ленты по рабочей поверхности считывающей головки с постоянной скорости;
- создать требуемое натяжение ленты в рабочей зоне считывания информации;
- обеспечить минимальное время разгона и торможения перфоленты;
- во время работы не должна создаваться недопустимая нагрузка для ленты;
- при торможении лента должна останавливаться без образования петли.

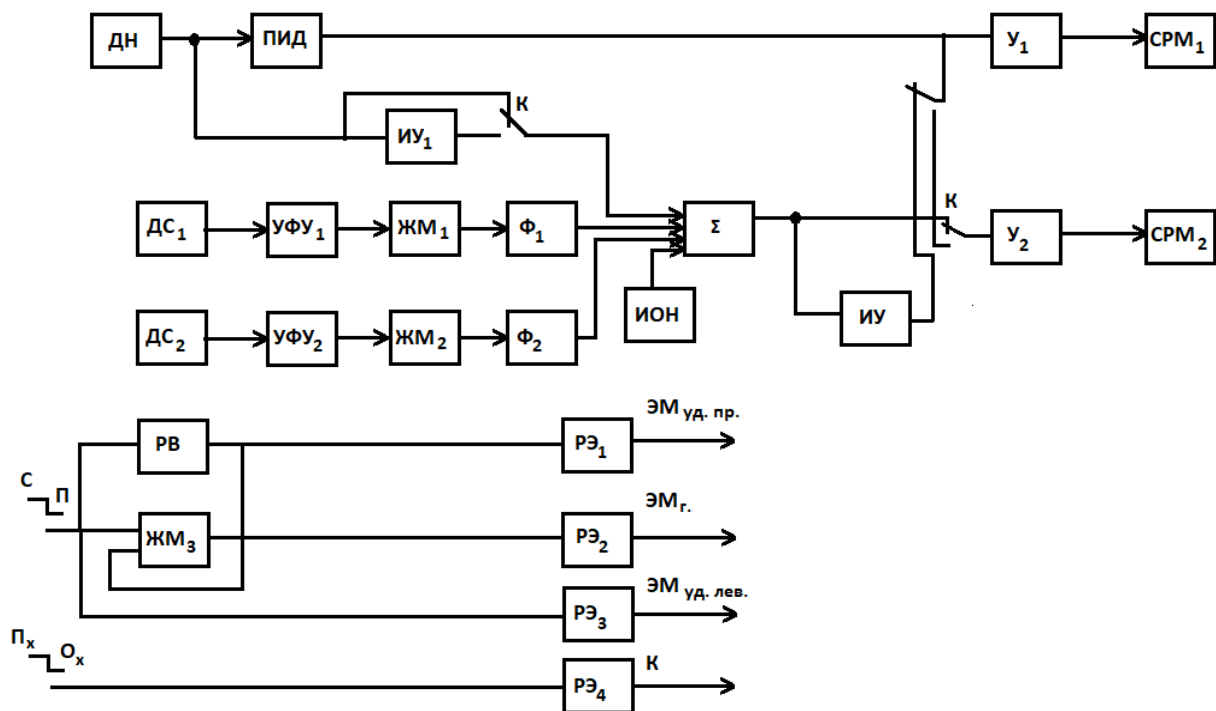
Для осуществления постоянства скорости ленты в рабочей зоне имеется канал поддержания скорости. В идеальном случае для обеспечения линейной скорости ленты по известным угловым скоростям вращения ведущего и ведомого узлов необходимо выдержать соотношения:

$$\frac{\omega_{\text{ведущ.}} \times \omega_{\text{ведом.}}}{\sqrt{\omega_{\text{ведущ.}}^2 + \omega_{\text{ведом.}}^2}} = \text{const}$$

Схема реализации данного выражения довольно сложна, а требование к постоянству скорости не настолько велики, чтобы появилась необходимость придерживаться этого выражения, и поэтому принято решение применить аппроксимацию $\omega_{\text{ведущ.}} + \omega_{\text{ведом.}} = \text{const}$.

Это даёт рассогласование по скорости в начальном и конечном участке не более $\pm 10\%$ от задания, что вполне соответствует представленным требованиям. На рисунке приведена блок-схема системы управления двухдвигательным лентопротяжным механизмом кассетного исполнения, в состав схемы входят следующие элементы:

1. ДН-датчик натяжения ленты;
2. ДС₁, ДС₂-датчики угловой скорости;
3. УФУ- усилители фотоустройства;
4. ЖМ-ждущий мультивибратор;
5. Ф-фильтр;
6. Σ -сумматор;
7. ИУ-инвертирующий усилитель;
8. У-усилитель;
9. ИОН-источник опорного напряжения;
10. СРМ-симисторный регулятор мощности;
11. РЭ-релейные элемент;
12. РВ-реле времени.



Функциональная схема ЛПМ.

Схема предусматривает переключение по командам “СТОП”, “ПУСК”, “Прямой ход”, “Обратный ход”. При этом “ПУСК” системы управления по приходу управляющего сигнала уровня – “0”, “СТОП” -по приходу управляющего сигнала уровня “1”.

Соответственно “Прямой ход (ПХ)” по уровню “1”, “Обратный ход (ОХ)”- по уровню “0”.

В режиме считывания информации, двигатель ТАД_{прав.} работает в режиме стабилизации скорости, а двигатель ТАД_{лев.} осуществляет натяжение ленты с постоянным усилием.

Выводы: Проведён анализ структурной схемы регулирования скорости. Построена функциональная схема ЛПМ удовлетворяющая повышенным требованиям выходных показателей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Управление электроприводами: Учебное пособие для вузов. — Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1982. — 392 с, ил. Башарин А. В., Новиков В. А., Соколовский Г. Г.
2. Лентопротяжные механизмы Михневич А.В.

Научный руководитель: А.М. Криштен, к.т.н., доцент УлГТУ.

СЕКЦИЯ 2.

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ

СИНТЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСНЫЕ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ИЗДЕЛИЙ

Е.А. Антюфьева¹, А.А. Дорошкин², Е.В. Старцева³
Томский политехнический университет^{1,2,3}
ИШЭ, ОЭЭ^{1,2,3}, группа 5АМ08¹, группа 5АМ96²

Силовые кабели, применяемые в электроэнергетике и электротехнике, испытываются при изготовлении высоким напряжением, оценивается нагревостойкость изоляции, производится расчет токовых нагрузок. При этом в современной технической литературе недостаточно информации по проведению совмещенных испытаний, позволяющих одновременно оценить влияние температуры, токов и напряжения на электрическую изоляцию. Создание установки для высоковольтных испытаний образцов кабельных изделий, которая обеспечивала бы возможность проводить комплексную оценку электрической прочности изоляции с учетом номинальных токовых нагрузок, на сегодняшний день, является актуальной задачей. Создание подобной установки повысит эффективность испытаний, т.к. условия максимально приближаются к условиям эксплуатации силовых кабелей. Это обеспечит энергоэффективность и энергосбережение при работе электрооборудования и электроустановок в плане снижения аварийности по причинам, связанным с отказами питающих кабелей.

В ходе выполнения работы разработана синтетическая схема учебно-лабораторного стенда (УЛС), которая позволяет проводить комплексные испытания. Во время испытания образец находится под действием токовой нагрузки при рабочей температуре и, одновременно, с возможностью подачи высокого напряжения. Таким образом, условия лабораторных испытаний максимально приближая к реальным условиям эксплуатации.

Разработанная электрическая схема высоковольтного стенда, позволяет осуществлять высоковольтные испытания напряжением переменного тока до 30 кВ. Основные параметры испытательного стенда:

1. напряжение питающей сети общего назначения однофазного переменного тока 220 ± 11 В;
2. параметры аппарата на переменном напряжении в продолжительном режиме при номинальном значении напряжения сети:
 - наибольшее рабочее напряжение, действующее значение 30 кВ;
 - ток короткого замыкания при пробое, не более 1 А;
 - потребляемая мощность, не более: 500 Вт.

При разработке испытательного стенда учитывалось соответствие всем требованиям безопасности указанных в [1-4].

Сотрудниками и студентами ТПУ выполнен монтаж и изготовление лабораторной установки. При выполнении работ, за основу был взят высоковольтный стенд для пробоя изоляции. На начальном этапе демонтировали электрическую

схему стенда. Затем был осуществлен выбор комплектующих компонентов: коммутационных аппаратов, измерительных элементов, различные блокировки, для обеспечения безопасности от поражения электрическим током, произведен выбор вспомогательных элементов и сигнальных ламп. Произведено тестирование учебно-лабораторного стенда и выполнена калибровка.

На следующем этапе работы смонтирована установка для токового нагрева кабельных изделий. Контроль величины тока осуществляется с помощью цифрового амперметра и трансформатора тока, контроль температуры осуществляется с помощью термопары и тепловизора FLUKE, регулирование тока, осуществляется с помощью автотрансформатора и однофазного трансформатора.

После разработки высоковольтного стенда и установки для нагрева токопроводящих жил была разработана инструкция при комплексной работе на УЛС и на установке для нагрева токопроводящих жил. Отработана методика высоковольтных испытаний при одновременном токовом нагреве образцов кабельных изделий.

После испытаний была проведена экспериментальная оценка пробивного напряжения образцов обмоточных проводов марки ППИ-УТ и ППИ-У для различных температур. Оценка статистического разброса полученных результатов, свидетельствует: полученные значения пробивного напряжения (U_d) находится в пределах одной погрешности [5]. Это позволяет сделать вывод об адекватности предлагаемой схемы испытаний.

Выводы: Разработана схема высоковольтной испытательной установки, позволяющая проводить высоковольтные испытания изоляции кабельных изделий, осуществлен монтаж учебно-лабораторного стенда. Данная методика позволяет быстро устанавливать и сменять испытываемые образцы в испытательной ячейке и подавать переменное напряжение до 30 кВ на испытываемый образец. Разработана схема и собрана установка для токового нагрева токоведущих жил, обеспечивающая нагрев образца путем пропускания постоянного тока через жилу. Отработана комплексная методика высоковольтных испытаний при токовом нагреве образцов кабельных изделий.

Разработаны рекомендации по:

- подключению высоковольтного стенда совместно с установкой для токового нагрева образцов кабельных изделий;
- креплению образца путем навивания на стальной стержень для обеспечения равномерного нагрева образца;
- подключению высоковольтного ввода к образцу;
- подключению витка вторичной обмотки трансформатора в схеме токового нагрева, через который осуществляется нагрев испытываемого образца;
- дополнительной изоляции вводных концов испытываемого образца для исключения перекрытия по поверхности изоляции;
- разработан узел фиксации испытываемых образцов, для быстрого подключения и смены образцов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 – Новосибирск: Си. Унив. Изд-во, 2009 – 853 с.
2. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003217>.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — Москва: ЭНАС, 2013. — 280 с. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/38582>.
4. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2006. – 65с.
5. Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. Изд. 3-е, исправлено и дополнено. Издательство «Наука». Ленинградское отделение, 1968. – 96 с.

Научный руководитель: А.П. Леонов, к.т.н, доцент ИШЭ ОЭЭ ТПУ.

Научный руководитель (консультант по экспериментальной части):
Е.В. Старцева, ст. преподаватель ИШЭ ОЭЭ ТПУ.

ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ЕСТЕСТВЕННОЙ КОНВЕКЦИИ КОРИУМА В ПОЛУЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ ПРИ НАЛИЧИИ ГРАНИЧНОГО УСЛОВИЯ ТРЕТЬЕГО РОДА НА НИЖНЕЙ СТЕНКЕ

Д.В. Квитко

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

В работе смоделирован процесс охлаждения кориума в горизонтальной полуцилиндрической полости при наличии граничного условия третьего рода на нижней стенке в условиях естественной конвекции.

Данный процесс наблюдается в ходе тяжёлой аварии на ядерном реакторе. Способы локализовать аварию: удержание кориума внутри корпуса реактора при его внешнем охлаждении, ловушка расплава. В данной работе рассматривается первый способ, который является более простым, а также возможным к применению на действующих АЭС. Численное моделирование и анализ процесса охлаждения кориума в условиях локализации при внешнем охлаждении корпуса реактора является перспективным направлением в настоящие дни.

Температура кориума в начальный период времени равна температуре стенки корпуса. Для кориума характерно остаточное тепловыделение, которое описывается формулой Вэя-Вигнера. Процесс естественной конвекции в рассматриваемой полости описывается системой уравнений: уравнение

неразрывности, уравнение движения и уравнение энергии. При этом, теплофизические условия кориума не изменяются со временем, а конвективные потоки являются ламинарными и двумерными.

Краевая задача математической физики формулируется в безразмерных переменных «функция тока – завихренность». Дифференциальные уравнения решаются численно методом конечных разностей.

В ходе работы получены временные зависимости среднего числа Нуссельта на верхней и нижней стенках полости в диапазоне изменения числа Рэлея от 10^3 до 10^6 .

ЛИТЕРАТУРА:

1. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М.: Мир, 1980. – 616 с.
2. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука, 1977. – 656 с.
3. Вержбицкий В.М. Основы численных методов. – М.: Высшая школа, 2002. – 840 с.
4. С.М. Дмитриев, А.В. Морозов, О.В. Ремизов. Способы управления тяжелыми авариями в современных проектах АЭС: Учебное пособие. – Н. Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т, 2012. – 122 с.

Научный руководитель: А.И. Кудров, старший преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ЭЛЕМЕНТЕ ЛЕСНОГО ГОРЮЧЕГО МАТЕРИАЛА ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ФРОНТА ЛЕСНОГО ПОЖАРА С УЧЕТОМ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА И ОБРАЗОВАНИЯ ЧАСТИЦ САЖИ

В.А. Кириенко
Томский политехнический университет
НОЦ И.Н. Бутакова, группа А1-13

Лесные пожары оказывают влияние на состояние здоровья населения и людей, находящихся на лесопокрытых и населенных территориях [1]. Во время пожара продуцируется большое количество различных загрязняющих веществ, в том числе и углеродистых частиц сажи [2]. В результате атмосферного переноса такие частицы могут оказаться в воздухе, что впоследствии может привести к развитию у людей кардиореспираторных заболеваний [3]. Лесной пожар является многостадийным процессом [4], который включает несколько стадий, а именно, инертный прогрев лесного горючего материала, испарение влаги, термическое разложение сухого органического вещества, пламенное горение газообразных продуктов пиролиза и догорание коксового остатка. Уже на стадии пиролиза лесной пожар продуцирует определенное количество сажевых частиц [5].

Цель исследования – математическое моделирование теплопереноса в элементе типичного лесного горючего материала (лист березы) с учетом термического разложения сухого органического вещества и образования сажевых частиц.

В рамках математического моделирования предполагалось, что лист березы попадает во фронт лесного пожара (высокотемпературную среду), его поверхности прогреваются, далее начинается процесс пиролиза, сопровождающийся выделением газообразных продуктов и частиц сажи. Испарение влаги из образца не учитывалось. Теплофизические параметры образца не зависели от температуры. Геометрическая постановка задача приведена на рисунке 1.

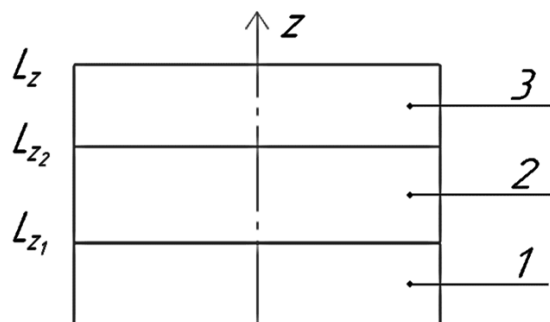


Рис. 1. Геометрическая постановка одномерной задачи теплопередачи в топливном элементе леса: 1 - слой сухого органического вещества; 2 - слой, представляющий смесь сухого органического вещества и воды; 3 - слой сухого органического вещества

В рамках численного моделирования решены одномерное уравнение теплопроводности и кинетическое уравнение:

$$\rho_i c_i \frac{\partial T_i}{\partial t} = \lambda_i \frac{\partial^2 T_i}{\partial z^2} - q_p k \varphi_1 \exp\left(-\frac{E}{RT_i}\right), \quad (1)$$

$$\rho_i \frac{\partial \varphi_1}{\partial t} = -k \rho_i \varphi_1 \exp\left(-\frac{E}{RT_i}\right) [4], \quad (2)$$

$$\rho_s \frac{\partial \varphi_2}{\partial t} = \alpha_s k \rho_s \varphi_1 \exp\left(-\frac{E}{RT_i}\right) [4], \quad (3)$$

Начальные и граничные условия записывались следующим образом:

$$t = 0; \quad T_i = T_{i0}, \quad (4)$$

$$z = 0; \quad -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} = \alpha(T_1 - T_{ff}), \quad (5)$$

$$z = L_z; \quad \lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} = \alpha(T_3 - T_{ff}), \quad (6)$$

$$z = L_{z1}; \quad -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z}, T_3 = T_2, \quad (7)$$

$$z = L_{z2}; \quad -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} = -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z}, T_2 = T_1, \quad (8)$$

$$t = 0; \quad \varphi_i = \varphi_{i0}, \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^4 \varphi_i = 1 \quad (10)$$

где α – коэффициент теплопередачи, α_s – коэффициент диспергирования, c – удельная теплоемкость лесного горючего материала, E – энергия активации пиролиза лесного топлива, φ_1 – доля сухого органического вещества, φ_2 – доля частиц сажи, φ_3 – доля влаги, φ_4 – доля газовой фазы, k – предэкспонента пиролиза лесного горючего материала, λ – коэффициент теплопроводности лесного горючего материала, q_p – тепловой эффект реакции пиролиза лесного горючего материала, R – универсальная газовая постоянная, ρ – плотность лесного горючего материала, t – временная координата, T_{ff} – температура пламени, z – пространственная координата.

В настоящей работе использовано уравнение, предложенное в [4]. Следует уточнить, что предлагаемая математическая модель может быть использована для оценки продукции сажевых частиц в процессе пиролиза [5]. Дифференциальные уравнения решались методом конечных разностей. Реализация вычислений осуществлялась с помощью программного пакета RAD Studio. Все графические результаты обрабатывались с помощью программного пакета OriginPro.

В рамках исследования были воссозданы условия, соответствующие наиболее часто встречающихся лесных пожаров (низовые лесные пожары низкой и высокой интенсивности, верховые лесные пожары и огненный шторм). Существуют различия между этими типами лесных пожаров, прежде всего, максимальная температура во фронте лесного пожара, скорость распространения фронта пожара и группа вовлекаемых в горение лесных горючих материалов. Рассмотрим типичные распределения температур и фаз для случая низового пожара низкой интенсивности. На рисунке 2 приведено типичное распределение температур в образце для одного из сезонов года, а рисунок 3 отражает распределения фаз.

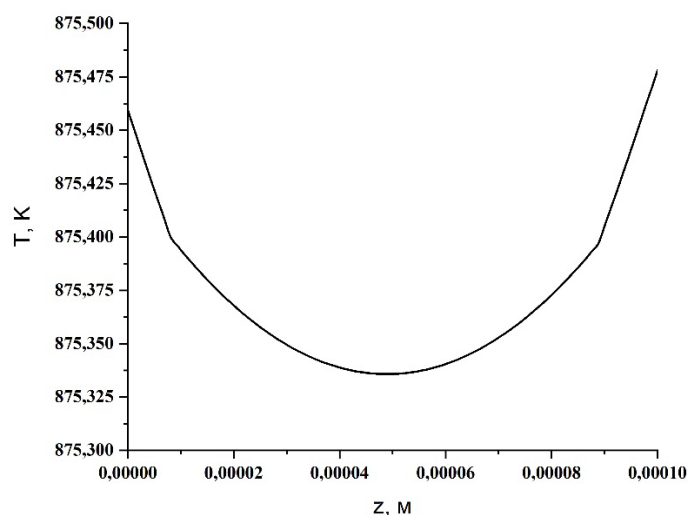


Рис. 2. Распределение температуры по толщине листа березы при воздействии низового лесного пожара низкой интенсивности в момент времени $t=5$ s (лето, июль, $+20^{\circ}\text{C}$, $\varphi_{30}=0.4$)

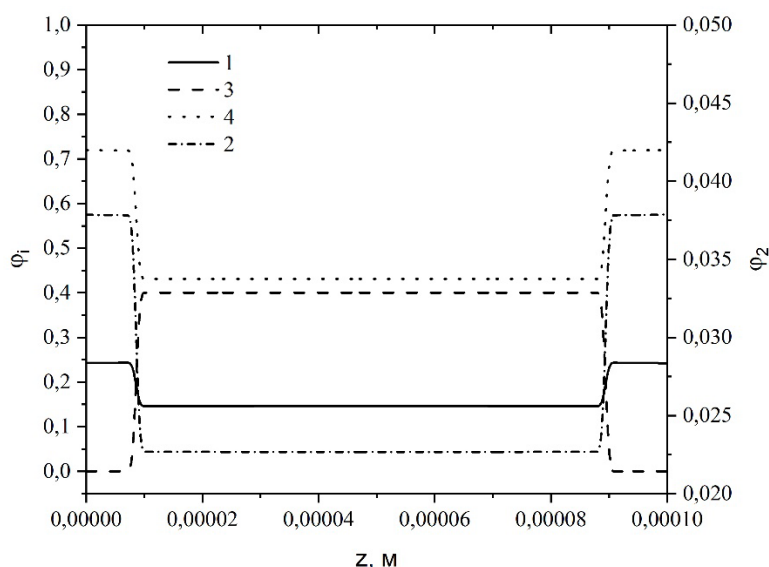


Рис. 3. Распределение объемных долей фаз при воздействии низового лесного пожара низкой интенсивности в зависимости от толщины листа в момент времени $t=5$ s (лето, июль, $+20^{\circ}\text{C}$, $\phi_{30}=0.4$, $\alpha_s=0.05$): 1 – сухое органическое вещество, 2 – частицы сажи, 3 – влага, 4 – газ

Анализ температурных распределений показывает, что основное влияние лесного пожара обусловлено длительностью экспозиции элемента лесного горючего материала. Градиенты температуры по толщине листа небольшие, так как листовая пластина достаточно тонкая и успевает прогреться почти по всей толщине листа. Температура окружающего воздуха не оказывает заметного влияния на распределение температуры в структуре березового листа. Например, разница максимальных температур листа составляет 1 – 6 К в зависимости от периода пожароопасного сезона. Причем, чем меньше время воздействия лесного пожара, тем больше разница в максимальных температурах листа. При анализе фазовых распределений отмечено, что самое большое влияние оказывает сценарий продукции сажевых частиц, обусловленный значением коэффициента диспергирования. Чем больше значение этого коэффициента, тем выше значение объемной доли образовавшихся сажевых частиц. Причем, заметное образование сажевых частиц происходит при времени воздействия более 2 секунд. Максимальное количество сажевых частиц образуется на краях листа, где температура также максимальна, что обуславливает более интенсивное термическое разложение сухого органического вещества.

Таким образом, в настоящей статье предложена математическая модель тепломассопереноса с учетом термического разложения сухого органического вещества и образования сажевых частиц. В работе использован подход сценарного моделирования, который учитывает тип лесного пожара, период пожароопасного сезона, свойства лесного горючего материала, степень диспергирования лесного горючего материала, начальное влагосодержание элемента лесного горючего материала. Предложенная математическая модель может быть применена на практике в целях оценки, мониторинга и прогнозирования экологических последствий лесных пожаров.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ, НТУ «Сириус», ОАО «РЖД» и Образовательного Фонда «Талант и успех» в рамках научного проекта № 20-31-51001.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Baranovskiy N.V., Kuznetsov G.V. Forest fire occurrences and ecological impact prediction: monograph. (Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, 2017) DOI: 10.15372/FOREST2017BNV
2. Adam M.G., Tran P.T.M., Bolan N., Balasubramanian R. Biomass burning-derived airborne particulate matter in Southeast Asia: A critical review // Journal of Hazardous Materials, 2021, Vol. 407, Article N 124760. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2020.124760
3. Invally M., Kaur G., Kaur G., Bhullar S.K., Buttar H.S. Health care burden of cardiorespiratory diseases caused by particulate matter and chemical air pollutants // World Heart Journal, 2017. Vol. 9. p. 303-317.
4. Grishin A. M. Mathematical modeling of forest fire and new methods of fighting them. Russia. Tomsk: Publishing House of the Tomsk State University, 1997. 390 p.
5. Korobeinichev O.P., Paletsky A.A., Gonchikzhapov M.B., Shundrina I.K., Chen H., Liu N. Combustion chemistry and decomposition kinetics of forest fuels // Procedia Engineering, 2013, Vol. 62, pp. 182-193. DOI: 10.1016/j.proeng.2013.08.054

Научный руководитель: Н.В. Барановский, к.ф.-м.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА ЗАЖИГАНИЯ ЧАСТИЦЫ ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЫ

Ж.А. Косторева, Д.Ю. Малышев
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И. Н. Бутакова, группа А8-11

Эффективность сжигания древесной биомассы в топках паровых и водогрейных котлов во многом определяется технологическим циклом топливосжигания. Одним из важнейших этапов последнего является начало процесса горения – воспламенение.

Анализ наиболее значимых публикаций по проблеме воспламенения частиц древесной биомассы [1-3] показывает, что до настоящего времени не проведено систематических экспериментальных исследований анализа механизма зажигания одиночных частиц древесины. В экспериментах реализованы три варианта расположения частиц (ориентациях направления волокон в пространстве) для 4 видов древесной биомассы (береза, сосна, кедр и осина) сухой ($\varphi=5-7\%$) и

влажной ($\varphi=40-45\%$) с характерным размером $\delta=4$ мм в начальный момент времени в неподвижной окислительной среде с температурным диапазоном от 873 К до 1273 К.

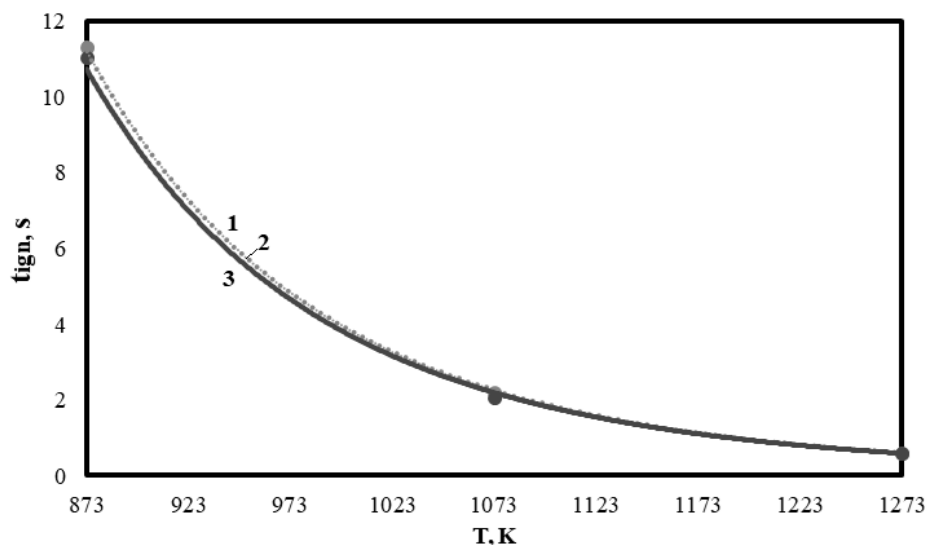


Рис. 1. Зависимости времен задержки зажигания частиц сухой березы от температуры внешней среды при ориентациях направления волокон древесины в пространстве: 1 – вертикально, 2 – горизонтально, 3 – диагональ.

На рисунке 1 приведены зависимости времен задержки зажигания частиц сухой березы при разных ориентациях направления волокон в пространстве. Можно отметить, что ориентация направления волокон в пространстве не оказывает влияния на характеристики и условия зажигания. При этом эта тенденция сохраняется для всех исследовавшихся видов древесины. Сравнительный анализ времен задержки зажигания показывает, что значения t_{ign} для частиц, выполненных из древесины березы, кедра, осины отличаются незначительно.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Despina Vamvuka, Stelios Alexandrakis, Ioannis Papagiannis Evaluation of municipal wastes as secondary fuels through co-combustion with woody biomass in a fluidized bed reactor // Journal of the Energy Institute. – 2020. – V.93. – P. 272 – 280.
2. Md. Rezwatul Karim, Jamal Naser CFD modelling of combustion and associated emission of wet woody biomass in a 4 MW moving grate boiler // Fuel. – 2018. – V.222. – P. 656 – 674.
3. S. Ozgen, S. Cernuschi, S. Caserini An overview of nitrogen oxides emissions from biomass combustion for domestic heat production // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2021. – V.135. – P. 110113.

Работа поддержана Российским Научным Фондом грант № 18-79-10015-П
<https://rscf.ru/project/21-79-03032/>

Научный руководитель: Г.В. Кузнецов, д.ф-м.н, профессор НОЦ И. Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ВЛИЯНИЕ РЕБЕРНОЙ СТРУКТУРЫ НА ИНТЕНСИФИКАЦИЮ СВОБОДНО-КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛОПЕРЕНОСА В ЗАМКНУТОЙ КВАДРАТНОЙ ПОЛОСТИ

Суан Хоанг Кхоа Лэ

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа А0-11

Введение. Функционирование электронных систем и энергетического оборудования приводит к выделению большого количества тепла. Для обеспечения надежной и устойчивой работы отмеченных систем необходимо быстро отводить энергию от тепловыделяющих элементов. В настоящее время многие инженеры и исследователи занимаются поиском эффективных методов интенсификации теплообмена. Берглес [1, 2] выделил активные и пассивные методы интенсификации теплообмена, которые различаются наличием внешнего источника энергии, необходимого для поддержания активной системы.

Развитые поверхности теплообмена, включающие реберные структуры, относятся к группе пассивных методов улучшения теплопереноса. Они находят широкое применение в таких важных областях, как электроника, машиностроение, энергетика.

В данной работе изучается влияние реберной структуры на интенсивность теплообмена за счет естественной конвекции внутри замкнутой квадратной области.

Постановка задачи. Область решения представляет собой квадратную полость с твердыми непроницаемыми стенками размера L (рис. 1). Верхняя и нижняя стенки считаются теплоизолированными. На левой и правой вертикальных стенках поддерживаются постоянные температуры T_h и T_c ($T_h > T_c$). Сила тяжести направлена вертикально вниз. На левой стенке устанавливаются одинаковые твердые или пористые ребра, имеющие ширину h и длину l . Ребра расположены равномерно по высоте области.

Дифференциальные уравнения, описывающие процесс нестационарного конвективного теплопереноса в приближении Буссинеска в размерных переменных «скорость–давление», имеют следующий вид [3]:

– внутри воздушной полости:

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{x}} + \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{y}} = 0 \quad (1)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{t}} + \bar{u} \frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{x}} + \bar{v} \frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{y}} \right) = - \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{x}} + \mu \left(\frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial \bar{y}^2} \right) \quad (2)$$

$$\rho \left(\frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{t}} + \bar{u} \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{x}} + \bar{v} \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{y}} \right) = - \frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{y}} + \mu \left(\frac{\partial^2 \bar{v}}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 \bar{v}}{\partial \bar{y}^2} \right) + \rho g \beta (T - T_c) \quad (3)$$

$$(\rho c)_f \left(\frac{\partial T}{\partial t} + \bar{u} \frac{\partial T}{\partial \bar{x}} + \bar{v} \frac{\partial T}{\partial \bar{y}} \right) = \lambda_f \left(\frac{\partial^2 T}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial \bar{y}^2} \right) \quad (4)$$

– внутри твердых ребер:

$$(\rho c)_{fin} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_{fin} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial \bar{y}^2} \right) \quad (5)$$

– внутри пористых ребер:

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{x}} + \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{y}} = 0 \quad (6)$$

$$\rho \left(\frac{1}{\varepsilon} \frac{\partial \bar{u}}{\partial t} + \frac{\bar{u}}{\varepsilon^2} \frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{x}} + \frac{\bar{v}}{\varepsilon^2} \frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{y}} \right) = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{x}} + \frac{\mu}{\varepsilon} \left(\frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial \bar{y}^2} \right) - \frac{\mu}{K} \bar{u} - \frac{c_F \rho}{\varepsilon^{3/2} \sqrt{K}} \bar{u} \sqrt{\bar{u}^2 + \bar{v}^2} \quad (7)$$

$$\rho \left(\frac{1}{\varepsilon} \frac{\partial \bar{v}}{\partial t} + \frac{\bar{u}}{\varepsilon^2} \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{x}} + \frac{\bar{v}}{\varepsilon^2} \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{y}} \right) = -\frac{\partial \bar{p}}{\partial \bar{y}} + \frac{\mu}{\varepsilon} \left(\frac{\partial^2 \bar{v}}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 \bar{v}}{\partial \bar{y}^2} \right) - \frac{\mu}{K} \bar{v} - \frac{c_F \rho}{\varepsilon^{3/2} \sqrt{K}} \bar{v} \sqrt{\bar{u}^2 + \bar{v}^2} + \quad (8)$$

$$+ \rho g \beta (T - T_c)$$

$$(\rho c)_{pm} \frac{\partial T}{\partial t} + (\rho c)_f \left(\bar{u} \frac{\partial T}{\partial \bar{x}} + \bar{v} \frac{\partial T}{\partial \bar{y}} \right) = \lambda_{pm} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial \bar{x}^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial \bar{y}^2} \right) \quad (9)$$

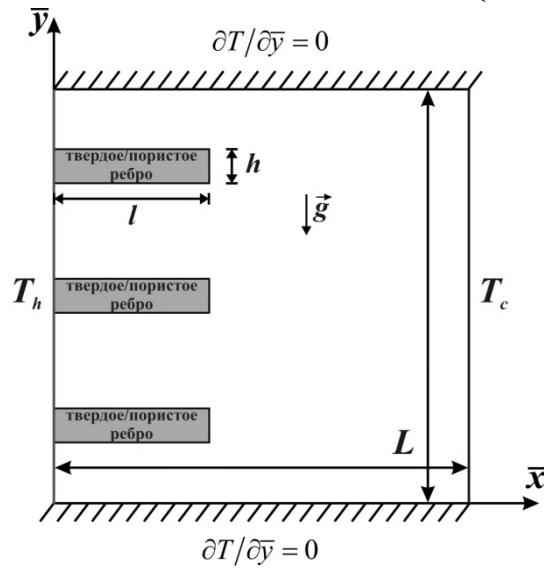


Рис. 1. Область решения задачи

С целью исключения поля давления в систему уравнений (1)–(9) вводятся

преобразованные переменные – функция тока $\left(\bar{u} = \frac{\partial \psi}{\partial \bar{y}}, \bar{v} = -\frac{\partial \psi}{\partial \bar{x}} \right)$ и завихрен-

ность скорости $\left(\bar{\omega} = \frac{\partial \bar{v}}{\partial \bar{x}} - \frac{\partial \bar{u}}{\partial \bar{y}} \right)$, а также применяются следующие безразмерные

параметры:

$$x = \frac{\bar{x}}{L}, y = \frac{\bar{y}}{L}, \tau = t \sqrt{\frac{g\beta(T_h - T_c)}{L}}, u = \frac{\bar{u}}{\sqrt{g\beta(T_h - T_c)L}}, v = \frac{\bar{v}}{\sqrt{g\beta(T_h - T_c)L}}, \quad (10)$$

$$\theta = \frac{T - T_c}{T_h - T_c}, \psi = \frac{\bar{\psi}}{\sqrt{g\beta(T_h - T_c)L^3}}, \omega = \bar{\omega} \sqrt{\frac{L}{g\beta(T_h - T_c)}}$$

В результате определяющие уравнения принимают следующий вид:
– внутри воздушной полости

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = -\omega \quad (11)$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial \tau} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \frac{\partial \omega}{\partial x} - \frac{\partial \psi}{\partial x} \frac{\partial \omega}{\partial y} = \sqrt{\frac{Pr}{Ra}} \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} \right) + \frac{\partial \theta}{\partial x} \quad (12)$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \frac{\partial \theta}{\partial x} - \frac{\partial \psi}{\partial x} \frac{\partial \theta}{\partial y} = \frac{1}{\sqrt{Pr \cdot Ra}} \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} \right) \quad (13)$$

– внутри твердых ребер

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} = \frac{a_{fin}/a_f}{\sqrt{Pr \cdot Ra}} \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} \right) \quad (14)$$

– внутри пористых ребер

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = -\omega \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon \frac{\partial \omega}{\partial \tau} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \frac{\partial \omega}{\partial x} - \frac{\partial \psi}{\partial x} \frac{\partial \omega}{\partial y} = \varepsilon \sqrt{\frac{Pr}{Ra}} \left(\frac{\partial^2 \omega}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \omega}{\partial y^2} - \frac{\varepsilon}{Da} \omega \right) - c_F \sqrt{\frac{\varepsilon}{Da}} \omega \sqrt{\left(\frac{\partial \psi}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial \psi}{\partial y} \right)^2} + \\ + \frac{c_F}{\sqrt{\left(\frac{\partial \psi}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial \psi}{\partial y} \right)^2}} \sqrt{\frac{\varepsilon}{Da}} \left\{ \left(\frac{\partial \psi}{\partial x} \right)^2 \frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \left(\frac{\partial \psi}{\partial y} \right)^2 \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} + 2 \frac{\partial \psi}{\partial x} \frac{\partial \psi}{\partial y} \frac{\partial^2 \psi}{\partial x \partial y} \right\} + \varepsilon^2 \frac{\partial \theta}{\partial x} \end{aligned} \quad (16)$$

$$\gamma \frac{\partial \theta}{\partial \tau} + u \frac{\partial \theta}{\partial x} + v \frac{\partial \theta}{\partial y} = \frac{a_{pm}/a_f}{\sqrt{Ra Pr}} \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} \right) \quad (17)$$

Здесь

$$Pr = \frac{\nu}{a_f}, Ra = \sqrt{\frac{g\beta(T_h - T_c)L^3}{\nu a_f}}, \frac{a_{fin}}{a_f} = \frac{\lambda_{fin}}{(\rho c)_{fin}} \frac{(\rho c)_f}{\lambda_f}, Da = \frac{K}{L^2},$$

$$c_F = \frac{1.75}{\sqrt{150}}, \gamma = \frac{(\rho c)_{pm}}{(\rho c)_f}, \frac{a_{pm}}{a_f} = \frac{\lambda_{pm}}{\lambda_f}.$$

Начальные и граничные условия для системы уравнений (11)–(17):

$$\tau = 0 \rightarrow \psi = \omega = 0, \theta = 0.5$$

$$\tau > 0 \rightarrow x = 0, 0 \leq y \leq 1, \psi = 0, \frac{\partial \psi}{\partial x} = 0, \theta = 1$$

$$x = 1, 0 \leq y \leq 1, \psi = 0, \frac{\partial \psi}{\partial x} = 0, \theta = 0$$

$$y = 0 \text{ и } y = 1, 0 \leq x \leq 1 \quad \psi = 0, \frac{\partial \psi}{\partial y} = 0, \frac{\partial \theta}{\partial y} = 0$$

$$\text{на поверхности твердых ребер:} \quad \left\{ \begin{array}{l} \psi = 0, \\ \frac{\partial \psi}{\partial n} = 0, \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \theta_s = \theta_f \\ \frac{\partial \theta_f}{\partial n} = \frac{\lambda_s}{\lambda_f} \frac{\partial \theta_s}{\partial n} \end{array} \right.$$

на поверхности пористых ребер:

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi|_{pm} = \psi|_f \\ \frac{\partial \psi}{\partial n}|_{pm} = \frac{\partial \psi}{\partial n}|_f \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \omega|_{pm} = \omega|_f \\ \frac{\partial \omega}{\partial n}|_{pm} = \frac{\partial \omega}{\partial n}|_f \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \theta|_{pm} = \theta|_f \\ \frac{\lambda_{pm}}{\lambda_f} \frac{\partial \theta}{\partial n}|_{pm} = \frac{\partial \theta}{\partial n}|_f \end{array} \right.$$

Система уравнений (11)–(17) с соответствующими начальными и граничными условиями решалась методом конечных разностей [4]. В ходе решения было проанализировано влияние материала твердых и пористых ребер, количества ребер и числа Дарси на структуру течения и теплоперенос. В результате была установлена возможность интенсификации теплопереноса при использовании пористых ребер.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Bergles A.E. Handbook of Heat Transfer. – New York: McGraw-Hill, 1998. – 125 с.
2. Bergles A.E. The implications and challenges of enhanced heat transfer for the chemical process industries // Chemical Engineering Research and Design. – 2001. – N 79. – С. 437-444.
3. Asl A.K., Hossainpour S., Rashidi M.M., Sheremet M.A., Yang Z. Comprehensive investigation of solid and porous fins influence on natural convection in an inclined rectangular enclosure // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2019. – N 133 – С. 729-744.
4. Шеремет М.А. Сопряженные задачи естественной конвекции: Замкнутые области с локальными источниками тепловыделения. – Saarbrücken: LAP Lambert Academic Publishing, 2011. – 167 с.

Научный руководитель: М.А. Шеремет, д.ф.-м.н., профессор НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ.

ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ДВИЖЕНИЯ КАПЛИ ЭМУЛЬСИИ ПРИ СОУДАРЕНИИ СО СТЕНКОЙ В УСЛОВИЯХ ПЛЕНОЧНОГО ИСПАРЕНИЯ

А.Е. Семёнова¹, М.В. Пискунов²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова^{1,2}, группа 5БМ03¹

Во многих современных технологиях, в которых основной рабочий процесс неуклонно связан с соударением групп капель и спреев между собой и с различными поверхностями, применяются многокомпонентные жидкости для оптимальной настройки функционала этих технологий. Малоизученными являются вопросы, связанные с поведением первично распыленных капель эмульсионных топлив при соударении со стенкой и между собой. Другим важным и малоисследованным аспектом в изучении поведения капель эмульсий, соударяющихся с твердой поверхностью, является температура последней. Таким образом, поскольку для капель эмульсий подобных результатов не обнаружено, то в качестве цели работы рассматривается экспериментальное исследование динамических (соотношений энергий, движущих процесс взаимодействия) и кинематических (интегральных параметров растекания и разбрызгивания) характеристик неустановившегося движения капли обратной эмульсии при соударении с твердой нагретой стенкой в условиях пленочного испарения.

Для приготовления эмульсий типа «вода-в-масле» использовались три основных компонента: дистиллированная вода в качестве дисперсной фазы, углеводород *n*-декан и масло базовое изопарафиновое HVI-2 в качестве непрерывной фазы. Для стабилизации эмульсий применялось поверхностно-активное вещество (ПАВ) сорбитан моноолеат Span 80. Эмульсии приготовлены путем перемешивания компонентов с помощью гомогенизатора в течение трех минут при скорости 10 тыс. об/мин. Полученные составы, а также их свойства: плотность, эффективная вязкость и коэффициент поверхностного натяжения, приведены в таблице 1. В рассматриваемых диапазонах скоростей сдвига эмульсии С1, С2, С4-С6 могут рассматриваться как ньютоновские жидкости, потому что значения их эффективной вязкости изменялись пренебрежимо мало. Вязкость эмульсии С3 уменьшалась в рассматриваемом диапазоне скоростей сдвига в несколько раз с 60,3 до 14,5 мПа·с. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига данной эмульсии хорошо описывалась реологической моделью Гершеля-Балкли, поэтому данная жидкость определена как неньютоновская.

Экспериментальный стенд для взаимодействия капли с твердой нагретой поверхностью состоит из двух высокоскоростных видеокамер для регистрации процесса взаимодействия снизу и сбоку под углом 90° относительно оси падения капли, системы освещения, сапфировой подложки, нагреваемой снизу до температур $T_w = 20, 40, 60, 80^\circ\text{C}$ с использованием нагревательного элемента, и системы генерации капель, включающей в себя дозирующий перистальтический насос и иглу с тупым наконечником. Игла помещалась в термостатируемую рубашку (металлическая камера с отверстием для погружения иглы),

подключенную к криостату для поддержания постоянной температуры исследуемой жидкости $T_L = 20^\circ\text{C}$. Начальный диаметр капли $D_0 = 0,0021$ м. Для варьирования скорости взаимодействия капли с поверхностью $U_0 = 1,2; 2; 3; 3,6$ м/с терморубашка с иглой закреплялись на линейном координатном устройстве.

Таблица 1. Компонентный состав и свойства исследуемых эмульсий

Со- став	<i>n</i> -Декан (масс.%)	Масло HVI-2 (масс.%)	Вода (масс.%)	Span 80 (масс.%)	Плот- ность, кг/м ³	Вяз- кость, мПа·с	Поверх- ностное натяжение, мН/м
C1	47	30	20	3	829	3,20	24,33±0.02
C2	37	30	30	3	850	5,78	24,63±0.02
C3	27	30	40	3	867	-	25,13±0.01
C4	74	20	5	1	792	1,70	23.95±0.03
C5	64	60	5	1	826	4,36	25.72±0.03
C6	-	94	5	1	854	16,0	28.04±0.03

Определяемые характеристики включают коэффициент растекания β , коэффициент максимального растекания $\beta_{\max}$, коэффициент высоты капли ζ , коэффициент минимальной высоты капли $\zeta_{\min}$, безразмерные максимальные высота H_{cor}^* и диаметр D_{cor}^* коронообразной структуры, интегральный параметр коронообразной структуры $H_{\text{cor}}^{\max} / D_{\text{cor}}^{\max}$, где $H_{\text{cor}}^{\max}$ и $D_{\text{cor}}^{\max}$ – максимальные высота и диаметр, м, соответственно.

В исследовании при пленочном испарении капель рассматриваемых жидкостей, взаимодействующих с нагретой до $T_w = 20\text{--}80^\circ\text{C}$ поверхностью, не наблюдалось заметного влияния нагрева на β . Это может быть связано с несущественным изменением реологических и поверхностно-активных свойств исследуемых жидкостей в окрестностях пограничного слоя и в целом соответствующих движущих сил процесса растекания в узком диапазоне температур. В то же время, с увеличением числа Вебера We во всех случаях увеличивался коэффициент максимального растекания $\beta_{\max}$. Одновременно с этим выявлено, что $\beta_{\max}$ в основном определяется соотношениями сил в рамках числа Рейнольдса Re и хорошо описывается известным поведением $Re^{1/5}$ для капель однородных однофазных жидкостей [1]. Для того, чтобы одновременно учесть влияние сил вязкости, поверхностного натяжения и инерции в поведении коэффициента $\beta_{\max}$, введен безразмерный параметр We/Oh (рисунок 1а).

Минимальная высота растекающейся капли $h_{\min}$ учтена с помощью интегрального параметра максимального растекания $\zeta_{\min}/\beta_{\max}$. Как и в случае $\beta_{\max}$, установлена более выраженная зависимость параметра $\zeta_{\min}/\beta_{\max}$ от числа Re , чем от числа We , а также аналогичным образом предложено масштабирование через комплексный параметр We/Oh (рисунок 1б). Видно, что увеличение сил поверхностного натяжения и вязкости, выраженное снижением значений параметра We/Oh , отражается комплексно, по степенному закону на значениях $\zeta_{\min}/\beta_{\max}$. Введение интегрального параметра максимального растекания $\zeta_{\min}/\beta_{\max}$ позволяет получить качественную оценку состояния капель однородных и неоднородных (эмульсий) жидкостей в момент максимального растекания при пленочном

испарении в условиях пленочного испарения, а также при заданном начальном соотношении всех основных движущих сил процесса.

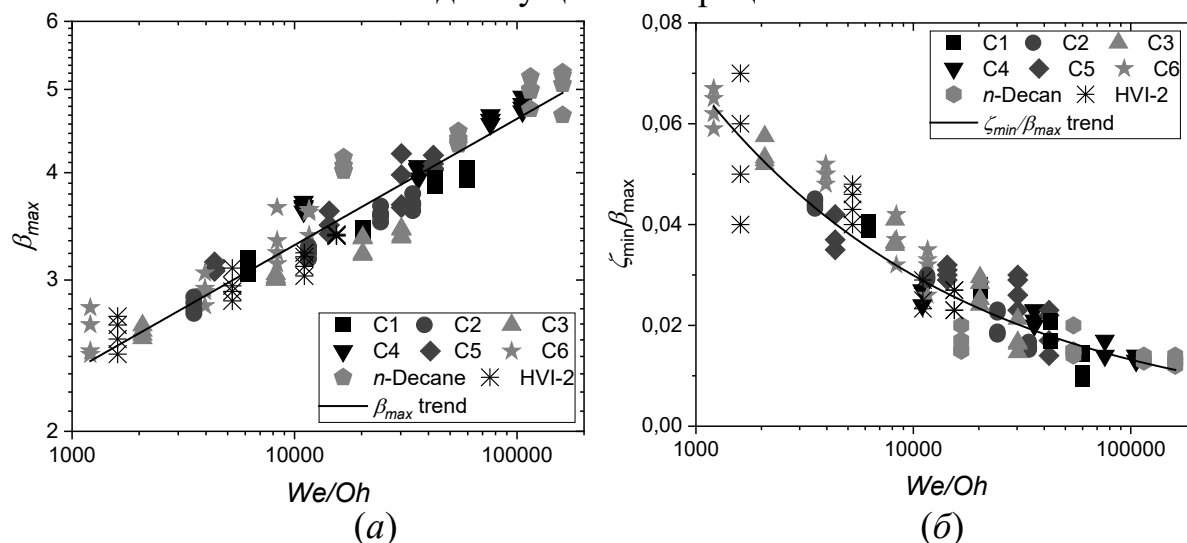


Рис. 1. Влияние комплексного параметра We/Oh на коэффициент максимального растекания (а) и интегрального параметра растекания капли (б)

В ходе исследований измерены геометрические характеристики корonoобразной структуры при разбрызгивании [2] капель рассматриваемых эмульсий при $We = 600$ и $We = 900$. В экспериментах очевидно наблюдалась физически правомерная закономерность увеличения H_{cor}^* и D_{cor}^* при повышенном значении We ($We=900$). Также установлено, что интегральный параметр $H_{cor}^{max}/D_{cor}^{max}$ удовлетворительно масштабируется за счет числа Re . Однако, более важным результатом является заметный тренд снижения значений параметров корonoобразной структуры при росте температуры поверхности T_w^* . Таким образом, температура поверхности взаимодействия при конвективном теплообмене влияет на свойства жидкостей в капле, которые в свою очередь определяют время жизни «короны» как целостной структуры.

Для того, чтобы учесть влияние кондуктивного нагрева от поверхности взаимодействия на геометрические параметры корonoобразной структуры наряду с явным вкладом вязкости жидкости использовано безразмерное число Бринкмана Br . Этот критерий определяет перенос теплоты от нагретой поверхности взаимодействия к растекающейся (движущейся) вязкой жидкости. На рисунке 2 наблюдается увеличение параметра D_{cor}^* при росте значений числа Br . Такое поведение объясняется тем, что рост числа Br связан с увеличением вязкости жидкости и снижением температуры поверхности взаимодействия. Последнее способствует более длительному существованию корonoобразной структуры в виде целостной структуры; известно, что эмульгирование в целом задерживает разбрызгивание капель из-за доминирования сил вязкости [3]. Увеличение же вязкости жидкости служит проявлением большего сопротивления к необратимой деформации и последующей неустойчивости корonoобразной структуры.

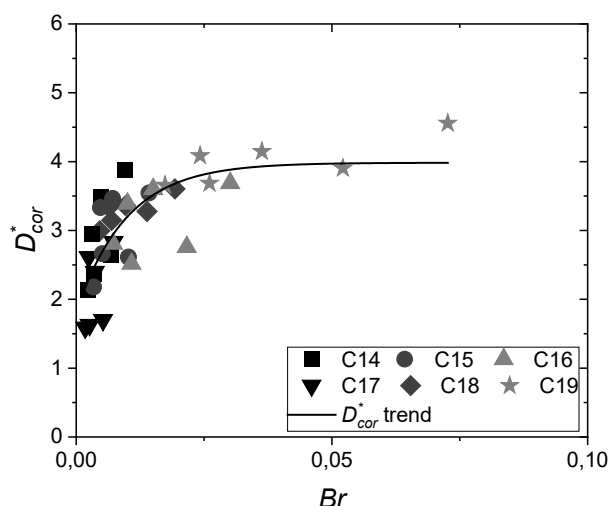


Рис. 2. Максимальный диаметр коронобразной структуры в зависимости от числа Br

Полученные результаты позволяют прогнозировать поведение растекающейся жидкости и коронобразной структуры после взаимодействия капель эмульсий с нагретой (20–80 °С) твердой поверхностью при $We=100–900$ за счет определения вклада энергии вязкой диссипации для потока растекающейся жидкости и энергии (теплоты), передаваемой жидкости от нагретой поверхности за счет молекулярной (тепловой) проводимости. *Исследование выполнено при поддержке гранта Президента РФ (МК-4574.2021.1.1).*

ЛИТЕРАТУРА:

1. CLANET C. et al. Maximal deformation of an impacting drop // J. Fluid Mech. Cambridge University Press, 2004. Vol. 517. P. 199–208.
2. Liang G., Mudawar I. Review of drop impact on heated walls // Int. J. Heat Mass Transf. Pergamon, 2017. Vol. 106. P. 103–126.
3. Kumar A., Mandal D.K. Impact of emulsion drops on a solid surface: The effect of viscosity // Phys. Fluids. 2019. Vol. 31, № 102106.

Научный руководитель: М.В. Пискунов, к.ф.-м.н., доцент НОЦ И.Н. Бутанова ИШЭ ТПУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ЭНЕРГОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.С. Сухачев¹, В.Р. Антропова², В.В. Сушков³
Тюменский индустриальный университет^{1,2}
Нижевартовский государственный университет³

Одними из наиболее энергоемких в нефтедобывающей отрасли являются процессы добычи нефти, особенно поддержание пластового давления (ППД) (22–25%) глубинно-насосная добыча (15–18%) и переработка попутного

нефтяного газа (5–12%). Система закачки воды в нефтяной пласт для целей ППД выполняется на основе блочных кустовых насосных станций (БКНС). На БКНС могут устанавливаться насосы типа ЦНС 630-1700, ЦНС 500-1900, ЦНС 180-1900, ЦНС 180-1422, нерегулируемый привод которых осуществляется от синхронных электродвигателей типа СТД-4000, СТД-1600 и СТД-1250 соответственно.

Наиболее часто применяют насосы марок ЦНС 180-1050, ЦНС 180-1422 и ЦНС 180-1900. На месторождениях Западной Сибири используются и насосы ЦНС 500-1400 и ЦНС 500-1900. Значительно реже применяют насосы ЦНС 630-1700.

Анализ надежности синхронных электродвигателей показал, что для электродвигателей серий СТД и насоса типа ЦНС-500 эмпирическое распределение наработок на отказ может быть описано законом Вейбулла-Гнеденко. Для электродвигателей серии СТД и до капитального ремонта (отказ обмотки, ротора) – нормальным с функцией плотности. Отказ возбудителя электродвигателей серий СТД подчиняется экспоненциальному закону.

Для механизированной добычи нефти на нефтяных месторождениях Западной Сибири применяют более 26 типоразмеров УЭЦН производства ОАО «АЛНАС», ОАО «Лемаз», ОАО «Борец», в т.ч. более чем по 4 типоразмерам УЭЦН зарубежных производителей. При исследовании вероятностных характеристик отказов из множества законов распределения использовались следующие: логнормальный и Вейбулла-Гнеденко. Определено, что для УЭЦН –30, 35, 50 эмпирическое распределение может быть описано законом Вейбулла -Гнеденко. Для УЭЦН –80– логнормальным. Так наработка на отказ УЭЦН-30 распределена по закону Вейбулла-Гнеденко.

Таким образом, для рассмотренного оборудования отказы носят внезапный и постепенный характер, поэтому для снижения потерь, связанных с остановом технологического оборудования, целесообразно применять диагностирование энергомеханического оборудования.

В настоящее время все более популярными становятся интеллектуальные системы диагностирования энергомеханического оборудования, построенные на основе искусственной нейронной сети (ИНС), где она работает через различные элементы обработки и схожа с работой биологической модели, при этом такие сети обучаются путем их настройки, а также сравниваются полученные выходные данные с входными обучающими и целевыми данными. ИНС способны моделировать динамические, нелинейные и зашумленные данные; не требуют сложного программирования, запутанных алгоритмов и схем логического вывода для создания успешной архитектуры системы. Преимуществом схемы на основе ИНС является простота реализации. ИНС обрабатывает случайно заданную форму зависимых и независимых переменных и требует лишь некоторых данных о знании физического фона процесса.

Существуют различные интеллектуальные системы, но наиболее распространенными можно назвать следующие: искусственные нейронные сети (ИНС); системы эвристического поиска (генетические алгоритмы); системы, основанные на знаниях (экспертные системы; системы логического вывода) [1].

Для задач диагностирования нефтепромыслового энергомеханического оборудования представляют системы, основанные на знаниях.

Системы логических выводов условно можно разделить на два основных направления – четкие и нечеткие выводы [2, 3]. Четкие логические выводы построены на теории четких множеств. Нечеткие логические выводы (нейро-нечеткие логические выводы) построены на теории нечеткой логики, и представляют собой процессы получения нечетких заключений с помощью нечетких условий или предпосылок об объекте исследования на основе информации о его текущем состоянии.

Нейро-нечеткий логический вывод допускает неточность, неопределенность и неполную истинность обрабатываемых данных и реализуется на основе обобщенного использования методов нечеткой логики и методов искусственных нейронных сетей.

Применение методов нечеткой логики для УЭЦН обусловлено влиянием следующих факторов на работоспособность УЭЦН нефтяных месторождений, которые обуславливаются различными видами осложнений, которые подразделяются на технические (вибрация), технологические (глубина спуска, кривизна скважины, темп набора кривизны) и геолого-технические (повышенное содержание механических примесей, отложение солей, высокое содержание парафина, температура в зоне работы, обводненность, высокая вязкость и газовый фактор, низкие забойные давления).

В основу принципа оценки технического состояния погружной установки положено измерение следующих параметров работы УЭЦН: изменение уровня сигнала (амплитуды интегральной составляющей токов фаз, виброскорости), выраженной в процентах; изменение амплитуды выделенных частот выраженное в процентах; частота вращения вала; низкочастотные колебания; автоколебание вала установки; частоты, свидетельствующие об электрических дефектах; дебит скважины; потребляемый ток по фазам; изменение тока по фазам; скачки тока единовременные и разнесенные во времени; изменения напряжения на трансформаторе, питающем погружной электродвигатель; температура статора ПЭД.

Нейро-нечеткий логический вывод формируется на этапе оценки технического состояния каждого элемента УЭЦН [4], который может быть реализован на базе различных технических устройств.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Microsoft Developer Network. Ячейка куба (службы Analysis Services) [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа <https://msdn.microsoft.com/ru-ru/library/ms175449.aspx> – Загл. с экрана (дата обращения 10.01.2015).
2. Экспертные системы. Искусственный интеллект и экспертные системы: учебное пособие [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа http://expro.ksu.ru/materials/ii_i_es/book.html – Загл. с экрана (дата обращения 10.01.2015).

3. Тэрано Т. Прикладные нечеткие системы / Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугэно - М.: Мир, 1993. – 368 с.
4. 4. Патент на изобретение № 2655948 С1. Российская Федерация. МПК G01R 31/00. Устройство регистрации, идентификации перенапряжений и оценки остаточного ресурса изоляции погружных электродвигателей: № 2017109534; заявл. 21.03.2017 / Сушков В.В., Сухачев И. С.: патенто-обладатель Тюменский индустриальный университет; опубл. 30.05.2018, Бюл. № 16. - 8 с.

ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕПЛООБМЕННИКА АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ

Д.Ю. Фазлыев

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Введение

Теплообменные процессы являются важной частью при производстве электроэнергии. Наиболее распространенные теплообменники – это теплообменные аппараты поверхностного типа, в которых теплопередача между различными средами происходит через стенку. Зачастую конечным поглотителем является окружающая среда, под которой подразумеваются входящие в неё водоемы (реки, водохранилища, градирни, брызгальные бассейны и т.д.). Так как объем воды, необходимый для охлаждения того или иного объекта, большой, это приводит к невозможности использовать химическую обработку этих вод.

Техническая вода всегда содержит примеси, которые загрязняют поверхность теплообмена, снижая коэффициент теплопередачи и соответственно эффективность теплообменника. Отложения при небольшой толщине ($\delta = 0,2 \div 1,0$ мм) приводят к снижению коэффициента теплопередачи до 30–60%, так как их коэффициент теплопроводности ($\lambda = 0,2 \div 1,5$) Вт/(м·К) мал в сравнении с теплопроводностью материала теплообменных труб ($\lambda = 20 \div 100$) Вт/(м·К) [3].

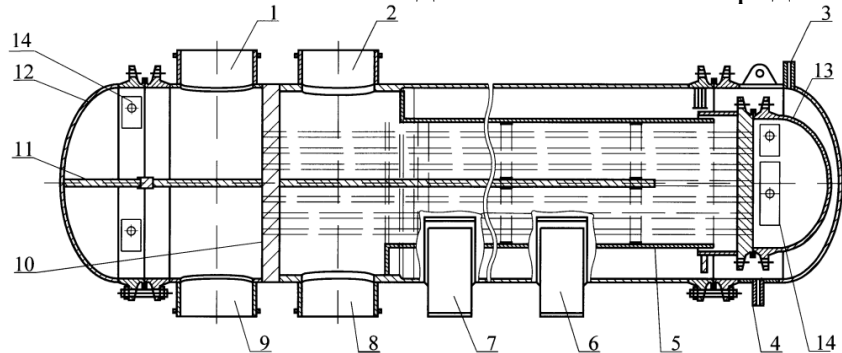
Одним из методов повышения эффективности теплообменников является прогнозирование отложений. Для каждой системы охлаждения предполагается уникальность образования отложений, поэтому эффективность их диагностирования во многих случаях незначительна.

Тема внедрения средств диагностирования теплообменного оборудования актуальна, так как это позволяет оптимально подбирать сроки очистки, вследствие чего достигается снижение затрат на ремонт и оперативный контроль состояния теплообменной поверхности.

В данной работе рассмотрена будет методика диагностирования отложений теплообменника системы аварийного и планового охлаждения зоны.

Описание объекта исследования

Система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) совмещает функции системы нормальной эксплуатации (плановое и ремонтное расхолаживание) и функции системы безопасности (аварийное расхолаживание). Для выполнения данных функций необходимо обеспечить высокую эффективность входящих в систему теплообменников. Внешний вид теплообменника представлен на рис.1.



Рису. 1. Теплообменник аварийного и планового расхолаживания

Теплообменник – поверхностный, горизонтальный, двухходовой по охлаждающей воде. Охлаждающая вода – техническая вода группы «А», расход которой до $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$, в межтрубном пространстве – теплоноситель первого контура расходом не более $1750 \text{ м}^3/\text{ч}$. Количество теплообменных труб – 1878.

Система САОЗ при нормальной эксплуатации энергоблока находится в дежурстве, это означает, что через теплообменник протекает только одна среда: техническая вода, прошедшая через потребители реакторного отделения. При этом происходит постепенный занос трубок отложениями. Данное явление приводит к неспособности теплообменника выполнить свои функции в аварийных режимах [2].

Методика диагностирования

В связи с этим была разработана методика диагностирования теплообменника по перепаду давления, схема которой представлена на рис.2 [1].

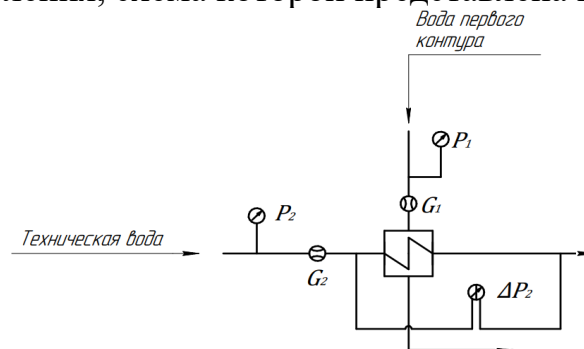


Рис. 2. Определение толщины отложения по перепаду давлений

Суть методики заключается в следующем:

1. Определяется гидравлическое сопротивление теплообменника без отложений $\Delta p_{\text{чист}}$;
2. Далее производится расчет предельной толщины отложений $\delta_{\text{отл.}}^{\text{пред}}$ по критерию работоспособности системы САОЗ (температура воды первого контура на выходе $t_1'' \leq 90^\circ\text{C}$);

3. Определяется гидравлическое сопротивление теплообменника с отложениями Δp ;
4. При достижении данного гидравлического сопротивления, измеряемого дифференциальным манометром, необходимо произвести вывод теплообменника на очистку.

Функциональные зависимости

Для определения предельной толщины отложений необходимо произвести поверочный расчет теплообменника, который заключается в решении системы уравнений теплового баланса. Коэффициент теплопередачи находится по зависимости:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + R_{отл} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (1)$$

где $R_{отл}$ – термическое сопротивление отложений.

В данной работе рассматриваются монолитные низкопористые отложения, коэффициент теплопроводности для которых находится по формуле [1]:

$$\lambda_{отл} = 1,704 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 1,574 \cdot 10^{-2} \cdot t + 0,685, \quad (2)$$

где t – температура формирования отложений.

При расчете гидравлического сопротивления теплообменника с отложениями была использована следующая зависимость [3]:

$$\delta_{отл.} = \frac{d_{тр}}{2} \cdot \left(1 - \sqrt[4]{\frac{A \cdot \Delta P_{чист}}{2 \cdot \Delta P_{загр} - \Delta P_{чист}}} \right) \quad (3)$$

Результаты расчета

В ходе поверочного расчета теплообменника был построен график зависимости температуры воды первого контура на выходе t_1'' от толщины отложений $\delta_{отл}$ при различных температурах охлаждающей воды $t_2' = 15 \div 33$ °C.

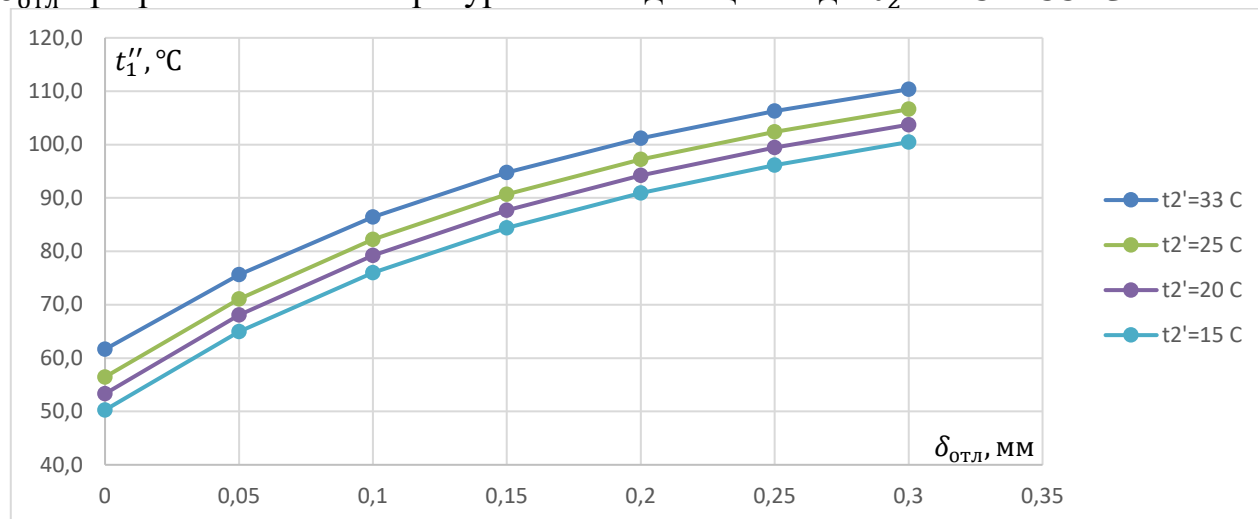


Рис. 3. Зависимость $t_1'' = f(\delta_{отл})$ при разных t_2'

Предельное значение толщины отложений для случая максимально предусмотренной проектом температуры технической воды, то есть при $t_2' = 33$ °C:

$$\delta_{отл.}^{пред} = 0,12 \text{ мм.}$$

Далее была построена зависимость гидравлического сопротивления теплообменника с отложениями Δp от толщины отложений $\delta_{отл}$.

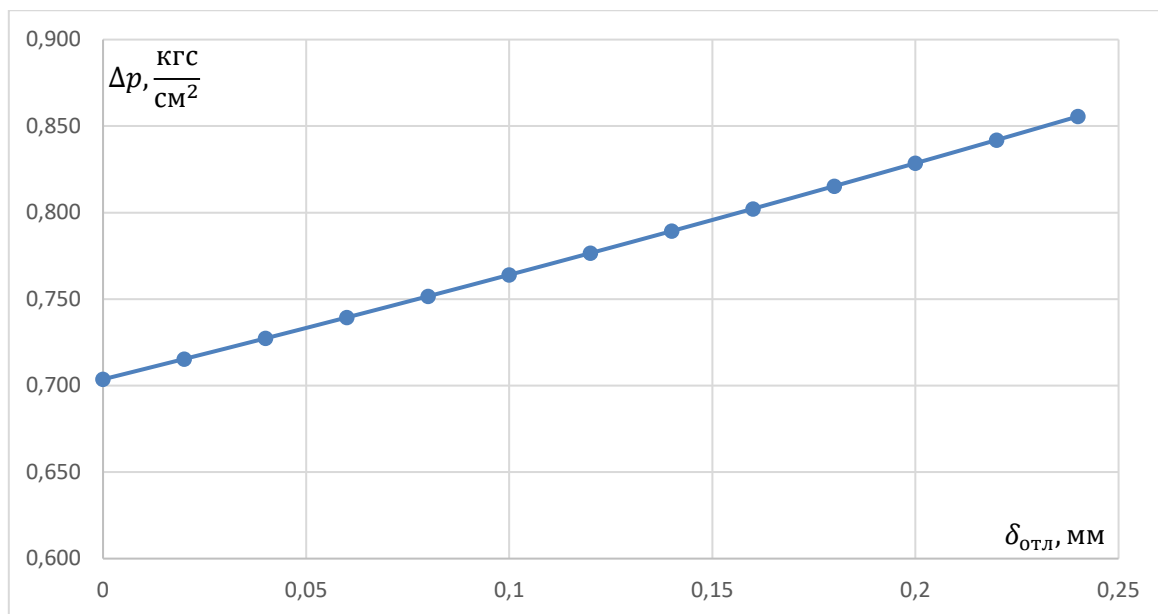


Рис. 4. Зависимость $\Delta p = f(\delta_{отл})$

Таким образом, гидравлическое сопротивление теплообменника с предельным значением толщины отложений составляет $\Delta p = 0,777 \text{ кгс/см}^2$.

При достижении дифференциальным манометром данного значения при $t'_2 = 33 \text{ }^\circ\text{C}$ теплообменник выводится на очистку.

Выводы

Предложенная методика диагностирования теплообменника аварийного и планового расхолаживания не только оптимизирует периоды чисток, но и позволяет гарантировать достаточный теплосъем при аварийных режимах. Это повышает надежность и безопасность работы энергоблока.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бубликов И.А., Миропольский З.Л., Новиков Б.Е. Исследование термического сопротивления отложений в теплообменниках, охлаждаемых технической водой // Теплоэнергетика. – 1992. – №5. – С.71-74.
2. Ширев Б.С. Методика оперативного контроля за состоянием поверхностей нагрева теплообменников системы аварийного охлаждения активной зоны реакторов типа ВВЭР// Электрические станции. – 1995. – №8. – С.2-5.
3. Бударин П.Ю. Разработка методов диагностирования теплообменного оборудования атомных электростанций на наличие в нем отложений// Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук. – 2007. С.142-152.

Научный руководитель: А.В. Воробьёв, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ КОНВЕРСИИ ТОПЛИВА

А.Г. Бельков

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5ВМ01

Рассматривается заполненная коксом цилиндрическая капсула (рисунок 1), через которую осуществляется дутье нагретого до высокой температуры парокислородного окислителя.

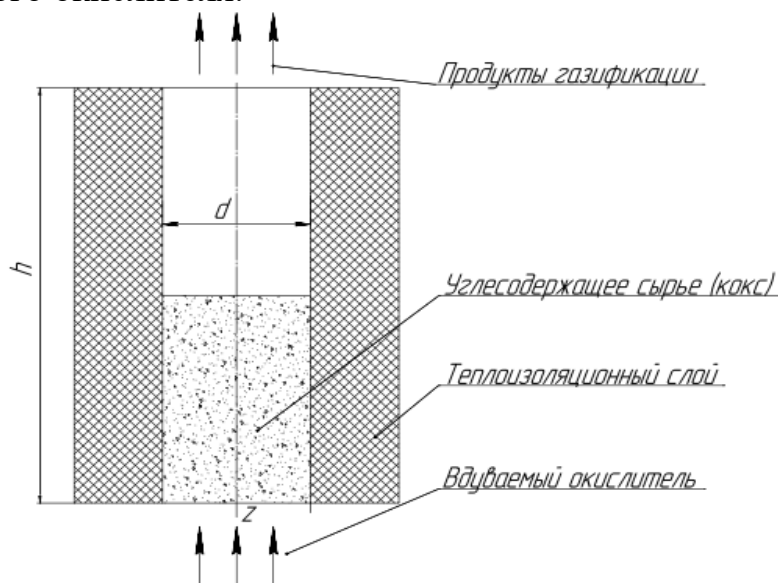
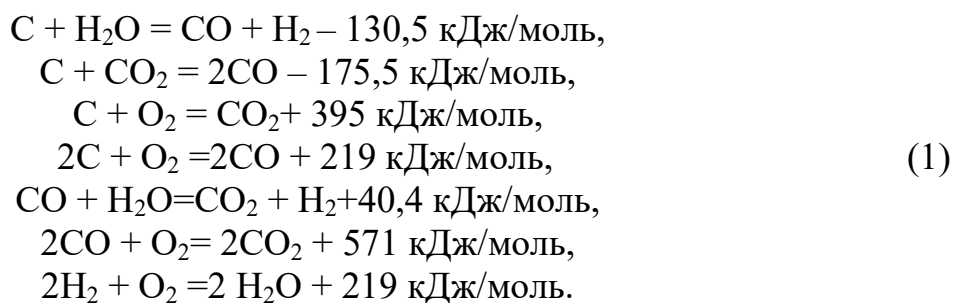


Рис. 1. Схема продувки образца парокислородным окислителем

В соответствии с работой [1] рассматривались семь основных реакций, учитывались четыре гетерогенных реакции окисления углерода и три гомогенных реакции: две реакции окисления оксида углерода и реакция горения водорода:



Ставится задача определить температуру процесса и состав синтез газа образующегося при конверсии кокса, предполагая вначале, что слой топлива в процессе конверсии не перемещается в капсуле, математическая модель [2] и, используя математическую модель [3], в которой учитывается перемещение газифицируемого слоя топлива, тем самым описывается процесс удаления золы через колосники.

Результаты расчетов по математической модели, не учитывающей удаление золы от сгоревшего топлива через колосники, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Объемный состав газообразных компонентов на выходе из реактора, когда не учитывается усадки газифицируемого слоя топлива

Концентрация кислорода в окислителе	O ₂ , %	CO, %	CO ₂ , %	H ₂ , %	H ₂ O, %	T _{max} , К	TS _{max} , К
0,05	0,7	0,5	4,0	3,7	94,7	873	861
0,1	0,35	1,45	13,0	16,8	68,4	950	986
0,2	0,18	13,52	26,76	51,16	8,38	1024	1199
0,25	0,13	37,33	13,58	48,60	0,36	1070	1391

В таблице 2 приведены результаты расчетов состава газа и максимальной температуры в зоне горения для модели, учитывающей удаление золы через колосники.

Таблица 2. Объемный состав газообразных компонентов на выходе из реактора при динамическом перемещении газифицируемого слоя топлива

Концентрация кислорода в окислителе	O ₂ , %	CO, %	CO ₂ , %	H ₂ , %	H ₂ O, %	T _{max} , К	TS _{max} , К
0,05	0,23	1,47	12,1	17,3	68,9	963	947
0,1	0,27	1,71	13,74	22,54	61,74	981	1046
0,2	0,24	18,25	23,0	53,06	5,45	1035	1268
0,25	0,12	57,08	3,6	38,97	0,23	1096	1532

Анализируя представленные в таблицах результаты численных расчетов можно сделать вывод, что при непрерывном удалении золы процесс газификации протекает при более высокой температуре и получается больше синтез газа при одинаковом содержании в окислителе кислорода, т.к. в этом случае в зону газификации окислитель поступает более интенсивно.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Кулеш Р.Н. Математическое моделирование тепломассопереноса при подземной газификации угля / Р.Н. Кулеш, А.С. Мазаник, А.Н. Субботин // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – 2014. – Т. 325. – № 4. – С. 25–32.
2. Еркинов Д.Е., Еркинов М.Е., Субботин А.Н. Исследование тепломассопереноса при газификации твердого топлива / Актуальные вопросы теории и практики развития научных исследований // сборник статей Международной научно-практической конференции (24 декабря 2019 г, г. Уфа). В 4 ч. Ч.4 / - Уфа: OMEGA SCIENCE, 2019. – 273 с.
3. Субботин А.Н. Тепломассоперенос при зажигании и горении структурно неоднородных сред: диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук; ТПУ; науч. конс. Г.В. Кузнецов. – Томск: 2011. – 307 с.

Научный руководитель: А.Н. Субботин д. ф.-м. н., профессор НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ДЕСУБЛИМАЦИИ UF₆ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ЕМКОСТИ

М.В. Верлинский
Томский политехнический университет
ИЯТШ, группа 0АМ01

Процесс десублимации UF₆ является неотъемлемой частью технологии обогащения урана. Потоки UF₆ на выходе из каскада газовых центрифуг, обогащенные и обедненные по изотопу ²³⁵U десублимируются в транспортные емкости. На практике наибольшее распространение получили вертикальные погружные транспортные емкости без внутреннего оребрения, с горизонтальным и вертикальным оребрением, а также горизонтальные транспортные емкости без внутреннего оребрения, которые используются, в основном, для импорта/экспорта UF₆ [1, 2].

В настоящее время актуальным является проведение исследований процесса десублимации UF₆ в горизонтальные транспортные емкости. Наиболее перспективным способом решения подобного рода задач является использование математического моделирования, поскольку экспериментальный подход дорог и занимает много времени.

Объектом исследования являлась горизонтальная транспортная емкость. Объем и геометрические размеры емкости задаются и могут быть различными.

Основное расчетное дифференциальное уравнение:

$$\frac{dx}{dt} = 0,5 \cdot \rho \cdot (T_2 - T_1) \cdot (R_2 - x) \cdot (r + 0,5c(T_2 - T_1))^{-1} \cdot \left(\lambda_1 \ln(R_1 R_2^{-1}) + \lambda_2 \ln(R_2 (R_2 - x)^{-1}) \right)^{-1}$$

где T_1 – температура внешней поверхности цилиндрической стенки емкости, равная температуре хладагента, °C; T_2 – температура фазового равновесия на границе десублимации UF₆, °C; R_1 – внешний радиус цилиндрической части емкости, м; R_2 – внутренний радиус цилиндрической части емкости, м; λ_1 – теплопроводность твердого UF₆, Дж·с⁻¹·м⁻¹·К⁻¹; λ_2 – теплопроводность стенки емкости, Дж·с⁻¹·м⁻¹·К⁻¹; x – толщина слоя десублимированного UF₆, м; r – удельная теплота десублимации UF₆, Дж·кг⁻¹; c – удельная теплоемкость при постоянном давлении, Дж·кг⁻¹·К⁻¹; ρ – плотность твердого UF₆, кг·м⁻³.

Для начального условия $t_0 = 0$, $x(t_0) = 0$ дифференциальное уравнение численно решено методом Рунге-Кутты 4-го порядка [3].

Математическая модель реализована в виде программы на языке Python 3.8 в среде PyCharm 2020.1, на рисунке 1 представлен интерфейс программы.

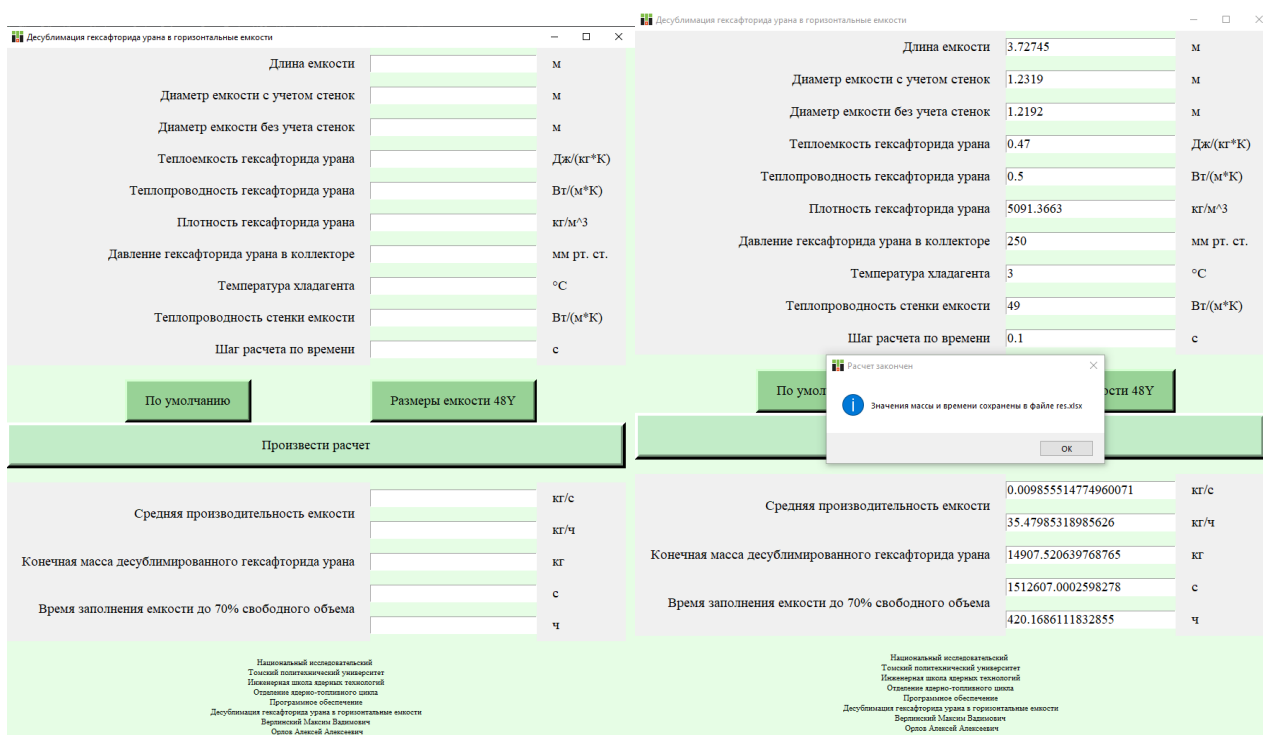


Рис. 1. Интерфейс программы (слева – до расчета, справа – после расчета)

ЛИТЕРАТУРА:

1. Orlov A A, Malyugin R V, Methods of Uranium Hexafluoride Purification – Advanced Materials Research: Radiation and nuclear techniques in material science Scientific Journal – 2015 – № 1084 – P. 46
2. Orlov A A, Malyugin R V Way to Obtain Uranium Hexafluoride – Advanced Materials Research: Radiation and nuclear techniques in material science Scientific Journal – 2015 – № 1084 – P. 338
3. Krainov A Yu, Moiseeva K M, Numerical solution methods boundary value problems for ordinary differential equations – Tomsk: STT, 2016

Научный руководитель: А.А. Орлов, д.т.н., профессор, ОЯТЦ ИЯТШ ТПУ.

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО ГАЗООХЛАЖДАЕМОГО РЕАКТОРА СВЕРХМАЛОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ U-BATTERY

А.В. Вернов
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

На сегодняшний день более 85% электроэнергии, производимой на атомных станциях, производится на АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой. Однако подобное положение вещей, скорее всего, изменится в ближайшем будущем, поскольку предел эффективности для реакторов типа PWR и BWR почти

достигнут. Для экономически более выгодного производства электроэнергии необходимо добиться существенно улучшенного КПД станции, чего традиционные проекты АЭС с водяным теплоносителем предложить не могут. Выходом в такой ситуации является переход на другой вид теплоносителя, позволяющий существенно повысить температуры в тепловом цикле, увеличив КПД.

Преимущества энергоблока с ВТГР перед стандартными блоками заключаются в возможности работать в условиях изолированных энергосистем, в том числе в условиях Крайнего Севера:

1. они могут работать в маневренном режиме;
2. имеют большие интервалы между обслуживанием основного оборудования;
3. а также такие АЭС проектируются в модульном исполнении, когда для повышения выработки энергии при расширении предприятий не нужно будет строить отдельную станцию, а можно будет увеличить количество используемых модулей.

Перечисленные преимущества дают возможность использования ядерной энергии потенциальным потребителям, строительство крупного реактора для которых оказывалось бы экономически невыгодным.

Проект реактора U-Battery [1] разрабатывался в университетах Манчестера (Великобритания) и Делфта (Нидерланды). U-Battery представляет собой высокотемпературный газоохлаждаемый реактор на тепловых нейтронах.

В данном реакторе используются шаровые ТВЭЛы TRISO, теплосъем с которых осуществляется гелием в режиме принудительной циркуляции. Микро-ТВЭЛы размещаются в графитовой матрице и образуют так называемый топливный компакт, диаметром 12,5 мм и высотой 50 мм, который размещается затем в графитовых топливных блоках с соблюдением регулярной решетки. Топливный блок, аналогичный топливному блоку реактора ГТ-МГР, представляет собой шестигранную призму высотой 800 мм, размером «под ключ» 360 мм. Для компенсации запаса реактивности используются стержни с выгорающим поглотителем – карбидом бора.

Целью теплового расчета является получение информации о распределении температур в различных точках реактора, получении значений максимальных температур, определение средней скорости теплоносителя и максимальных тепловых потоков.

Исходными данными будут служить конструкция и геометрические характеристики реактора U-Battery.

Основой расчета служит методика, изложенная в [2,3].

При проведении расчета были приняты допущения о том, что поток гелия в направлениях, отличных от аксиального, равен нулю, свойства графита изотропны (в реальности достигнута степень изотропности ~95%), распределение тепла в графитовой матрице определяется только теплопроводностью графита.

Температура графита в элементе периодичности определяется соотношением [5]:

$$T(r) = T_{TH} + 2 \cdot q_f \cdot \left[\frac{1}{\alpha} + \frac{R_{TK}}{\lambda_{зам} \cdot (1 - R_{TK}^2 / R_9^2)} \cdot \left(\ln \frac{r}{R_{TK}} - \frac{r^2 - R_{TK}^2}{2 \cdot R_9^2} \right) \right], \quad (1)$$

где R_{TK} - внутренний радиус канала для теплоносителя;

r - радиальное расстояние от центра канала теплоносителя, $R_{TK} \leq r \leq R_9$;

$T_{TH} = 515^\circ\text{C}$ - усредненная по высоте реактора температура гелия;

$\lambda_{зам} = 55 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ - коэффициент теплопроводности графита, применяемого для изготовления блока;

α - коэффициент теплоотдачи.

Распределение линейного теплового потока по высоте активной зоны подчиняется косинусоидальному закону [4]:

$$q_L(z) = q_{L,0} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right) \text{ Вт/м} \quad (2)$$

где $q_{L,0}$ - тепловой поток в середине активной зоны реактора;

$H_{эф} = H_0 + 2\delta_{эф}$, здесь $\delta_{эф}$ - величина экстраполированной добавки, принята равной $\delta_{эф} = 0,32 \text{ м}$.

Тепловая нагрузка на единицу поверхности твэла:

$$q_f(z) = \frac{q_L(z)}{\pi \cdot d_{твэл(нар)}} \text{ Вт/м}^2 \quad (3)$$

Температура теплоносителя по высоте канала [4]:

$$T_{тн}(z) = T_{вх} + \frac{\overline{\Delta T_m}}{2} + \frac{q_{l,0} \cdot H}{G_{твэл} \cdot c_p \cdot \pi} \sin \frac{\pi \cdot z}{H} \text{ }^\circ\text{C}, \quad (4)$$

где $\overline{\Delta T_m} = \frac{\overline{q_l} \cdot H}{G_{твэл} \cdot c_p}$ - перепад теплоносителя по высоте канала.

Величины параметров для гелия определялись исходя из их зависимости от температуры и давления: $\rho, \lambda, \nu, \text{Pr} = f(P, \text{МПа}; T_{TH}(z), ^\circ\text{C})$.

Температура в центре твэла [2]:

$$T_{0cm}(z) = T_{R_9}(z) + \frac{q_l(z)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{сп}}. \quad (5)$$

Коэффициент теплоотдачи [6]:

$$\alpha(z) = \frac{0,023 \cdot \lambda(z) \cdot \text{Re}^{0,8}(z) \cdot \text{Pr}^{0,4}(z)}{d_\Gamma}. \quad (6)$$

Результаты расчетов представлены на рисунке 1.

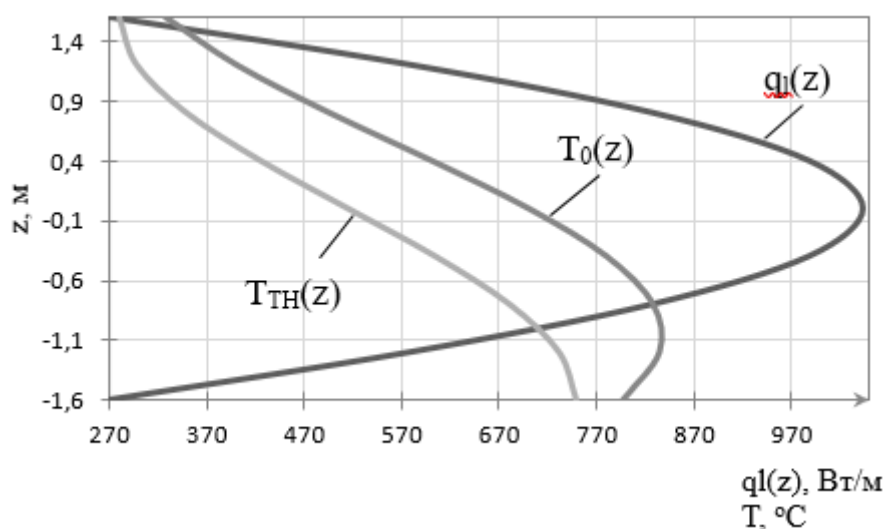


Рис. 6. Изменение основных параметров по высоте активной зоны

Можно отметить, что максимальная температура топлива 835,5 °С не превышает 1000 °С, что является значимым преимуществом реактора с тепловой мощностью 20 МВт перед прототипами с мощностью 600 МВт, где максимальная температура доходит до 1200 °С. Аналогичная ситуация со средней температурой дает основания для заключения о том, что ввиду достаточно большого по отрицательного температурного коэффициента реактивности реактор будет требовать топлива с меньшим обогащением.

ЛИТЕРАТУРА:

1. M. Ding, J.L. Kloosterman. Design of a U-Battery. TU-Delft, Manchester University - 2011. 462 p.
2. Беляев С. А., Кузьмин А.В. Методика теплового и нейтронно-физического расчётов реактора на тепловых нейтронах: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 1981. 81 с
3. Бойко В.И. Перспективные ядерные топливные циклы и реакторы нового поколения / Демянюк Г.Д. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 490с.
4. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы. – М.: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.
5. Оценка ресурса графита топливных блоков реактора ГТ-МГР / В. И. Бойко [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. — 2005. — Т. 308, № 5. — [С. 81-84].
6. Кириллов П.Л. Справочник по теплогидравлическим расчетам / Кириллов П.Л., Юрьев Ю.С., Бобков В.П. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.

Научный руководитель: А.В. Кузьмин, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОДИНАМИКИ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ КЛАССИФИКАТОРЕ

К.Д. Вьюгова

Казанский государственный энергетический университет

Фракционирование сыпучих порошков в аппаратах является важной задачей для промышленных объектов. Для высокой селективности необходима разработка новых аппаратов или модернизация существующих. В работах [1-2] была предложена конструкция классификатора с соосно расположенными трубами. Рассмотрим и проанализируем одну из модификаций данной модели.

Цель данной работы заключается в подтверждении теоретических положений газодинамики путем сопоставления их с экспериментом - моделированием газодинамики в классификаторе с соосно расположенными трубами.

Трехмерная модель данного аппарата изображена на рис. 1. Основные элементы данной конструкции – это две цилиндрические трубы (входной и выходной патрубки), объединенные между собой пластиной с отверстиями и, разумеется, дном устройства. Рассмотрение данного устройства обусловлено простотой его конструкции.

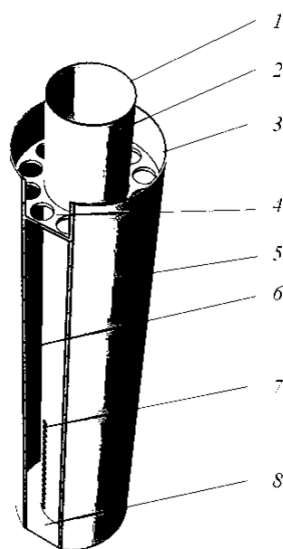


Рис. 1. Трехмерная модель классификатора с соосно расположенными трубами:

1 – входное отверстие; 2 – внутренняя труба; 3 – выходное отверстие; 4 – пластина с отверстиями; 5 – внешняя труба; 6 – межтрубное пространство;

7 – круглые отверстия во внутренней трубе; 8 – дно устройства

Эксплуатация классификатора с соосно расположенными трубами базируется на образовании центробежных сил в межтрубном пространстве. Газовый поток входит в устройство через входное отверстие, далее, опускаясь во внутреннее отверстие по входной трубе попадает в межтрубное пространство классификатора, для которого характерно образование завихрений. Центробежные силы в классификаторе способствуют отбрасыванию крупных частиц из потока (размером до 30 мкм), которые, в последствие, опускаются на дно устройства под

собственной силой тяжести. Стоит отметить, что в действительности вместо дна служит бункер. Последним этапом фильтрации частиц служит завихренный поток, поднимающийся в верхнюю часть классификатора, который выводится оттуда с помощью выходного отверстия.

При обработке экспериментальных данных были применены теоретические положения для вычисления потери давления Δp , с помощью числа Рейнольдса Re , коэффициента гидравлического сопротивления ζ . Скорость газового потока w варьировалась в диапазоне от 8,94 до 22, 21 м/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления может быть рассчитан:

$$\zeta = \frac{2\Delta p}{\rho w^2}, \quad (1)$$

где ρ – плотность газа, кг/м³.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{wd}{\nu}, \quad (2)$$

где d – диаметр внутренней трубы, м; ν – кинематическая вязкость, м/с².

В ходе предыдущего эксперимента, проведенного в количестве 5 раз, была получена зависимость коэффициента гидравлического сопротивления от числа Рейнольдса. Результатом данного лабораторного исследования стало умозаключение: при постепенном закрытии круглых отверстий входных рядов последовало увеличение коэффициента гидравлического сопротивления, а при увеличении числа Рейнольдса на 4 порядка, коэффициент гидравлического сопротивления прямо пропорционально уменьшался (на 20-25 %)

Для определения предельно точных числовых значений была применена k-w SST модель моделирования турбулентности, при помощи программного комплекса Autodesk Inventor, будучи позднее импортирована в Ansys Fluent. Далее, необходимо отметить, что модель была построена исходя из действительных размеров лабораторной установки: диаметр внутренней трубы – 50 мм, диаметр внешней трубы – 100 мм, высота внутренней цилиндрической трубы – 400 мм, внешней – 440 мм. Исходя из заданных параметров, пластина с отверстиями должна находиться на высоте 370 мм от дна устройства, количество проделанных отверстий в пластине соответствует 12, диаметр круглых отверстий в пластине – 7 мм, диаметр круглых отверстий во внутренней части трубы – 5 мм, толщина стенки – 2 мм.

Параметры, взятые за константы: плотность газового потока $\rho = 1,205$ кг/м³, кинематическая вязкость газа $\nu = 15,06 \cdot 10^{-6}$. Модель построена на основе 674950 ячеек.

Отметим, что искомой величиной были потери давления ввиду того, что данная величина оказывает наибольшее влияние на характер изменения вихрей в межтрубном пространстве.

Потери давления были вычислены по формуле:

$$\Delta p = p_1 - p_2, \quad (3)$$

где p_1 – давление на входе, Па; p_2 – давление на выходе, Па.

В ходе вычислений и анализа результатов были сделаны следующие выводы:

1. Модель k-w SST приводит к наиболее точным исследованиям, минуя вероятность высоких погрешностей.
2. Количество итераций тесно связано с расчетом классификатора с соосно расположенными трубами. Их минимальное количество соответствует 120, и увеличивается прямо пропорционально значению входной скорости.
3. Отклонение экспериментальных исследований от лабораторных составляет не более 10 %.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Zinurov, V. E. Classification of bulk material from the gas flow in a device with coaxially arranged pipes / V. E. Zinurov, A. V. Dmitriev, M. A. Ruza-nova, O. S. Dmitrieva // MATEC Web of Conferences. – 2020. – V. 193. – P. 01056. DOI: 10.1051/e3sconf/202019301056 (International Conference on Modern Trends in Manufacturing Technologies and Equipment (ICMTMTE 2020) Sevastopol, Russia, September 7-11, 2020)
2. Зинуров, В. Э. Разработка классификатора с соосно расположенными трубами для разделения сыпучего материала на основе силикагеля / В. Э. Зинуров, И. Н. Мадышев, А. Р. Ивахненко, И. В. Петрова // Ползуновский вестник. – 2021. – № 2. – С. 205-211.

Научный руководитель: В.Э. Зинуров, ассистент КГЭУ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗОНАНСНЫХ ЧАСТОТ ШАРОВОЙ КАПЛИ ВОДЫ В МАСЛЯНОЙ СРЕДЕ

А.В. Мигель

Томский политехнический университет
ИШИТР, ОАР, группа 8TM01

Скважинная жидкость, добываемая на нефтяном промысле, представляет из себя водомасляную эмульсию обратного типа. Эмульсия – это дисперсная система, состоящая из несмешивающихся жидкостей, одна из которых – дисперсная фаза, распределена в другой – дисперсной среде в виде шаровых капель. Повышение энергетической эффективности и интенсификация процессов подготовки товарной нефти может быть достигнуто с помощью значительного изменения сил межмолекулярного взаимодействия компонентов нефтяной эмульсии и степени ее дисперсности. Одним из способов реализации данных процессов является применение акустических излучателей ультразвуковой частоты. При воздействии на каплю звуковыми и ультразвуковыми колебаниями с частотой, равной резонансной, можно инициировать её интенсивное разрушение. Таким

образом цель исследования состоит в определении резонансных частот шаровой капли воды в масляной среде.

Пусть система состоит из двух фаз 1-вода и 2-масло, и границы раздела между ними состоящая из шаровой поверхности Σ (рис.1)

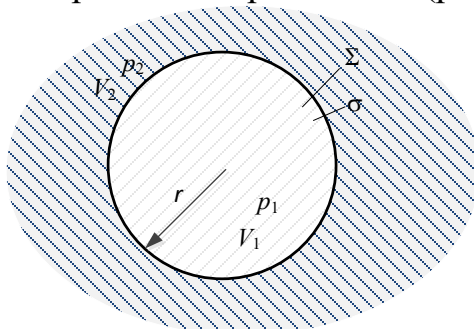


Рис. 1. Двухфазная среда с границей раздела фаз в виде шаровой поверхности

Результирующая свободная энергия системы состоит из суммы свободных энергий каждой фазы и поверхностного слоя [1-3]:

$$F = F_1 + F_2 + F_{\text{поверх}} = -ST - p_1 V_1 - p_2 V_2 + \sigma \Sigma \quad (1)$$

Здесь S , T – энтропия и температура системы, V_1, V_2 – объемы систем, p_1, p_2 – давления в системах, σ, Σ – поверхностное натяжение и площадь поверхности границы раздела фаз.

Известно, что любая термодинамическая система стремится к минимуму свободной энергии $dF = 0$. Учитывая, что суммарный объем системы равен,

$$V_1 + V_2 = V, \quad T = \text{const} \quad (2)$$

и что система находится в положении равновесия при температуре T , которая одинакова для обеих фаз. Учитывая, что свободная энергия F , является термодинамическим потенциалом, собственными переменными которой являются величины V , Σ и T , с учетом (2) получаем

$$dF = -(p_1 - p_2)dV_1 + \sigma d\Sigma = 0 \rightarrow p_1 - p_2 = \sigma \frac{d\Sigma}{dV_1} \quad (3)$$

Учитывая, что площадь поверхности и объем определяются выражениями

$$\Sigma = 4\pi r^2, \quad V_1 = \frac{4}{3}\pi r^3, \quad (4)$$

получаем выражение, связывающее давления сред и поверхностное натяжение

$$p_1 - p_2 = \frac{2\sigma}{r} \quad (5)$$

Внутри шара давление больше, чем снаружи на величину поверхностного давления, вызванного поверхностным натяжением. При воздействии на каплю некоего акустического возмущения, капля воды не может сжиматься, но при этом происходит деформация капли, изменяется форма её поверхности. Поверхность капли отклоняется от своей сферической формы и её радиус r не сохраняется, а выражение (5) переходит в выражение

$$p_1 - p_2 = 2\sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (6)$$

Здесь радиусы кривизны поверхности r_1 и r_2 расположены во взаимно перпендикулярных плоскостях [4,5].

Рассмотрим сначала левую часть уравнения (6). Будем рассматривать отклонения давления от положения равновесия, то есть отклонения давления от давления на поверхности $p = p_2 - p_1$, тогда можно записать уравнение Навье-Стокса для капиллярной волны без учета влияния гравитационных сил и уравнение непрерывности. (Здесь мы учитываем, что плотность воды не меняется, так как вода не сжимаемая) [5]:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \nabla) \mathbf{v} = -\nabla \frac{p}{\rho} \\ \text{div} \mathbf{v} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

Для упрощения решения введем понятие потенциала скорости ψ и перепишем уравнение непрерывности.

$$\begin{cases} \mathbf{v} = \nabla \psi = \text{grad}(\psi) \\ \text{div} \mathbf{v} = \nabla \nabla \psi = \Delta \psi = 0 \end{cases} \quad (8)$$

Видно, что потенциал скорости удовлетворяет уравнению Лапласа. С учетом последнего замечания уравнение (7) может быть переписано в виде простого выражения, связывающего давление и потенциал скорости:

$$\frac{\partial \nabla \psi}{\partial t} + \nabla \psi \Delta \psi = -\nabla \frac{p}{\rho} \rightarrow p + \rho \frac{\partial \psi}{\partial t} = 0 \quad (9)$$

Теперь рассмотрим правую часть уравнения (6), а точнее сомножитель при поверхностном натяжении $\left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$. Поскольку в нашем случае происходит отклонение от сферической поверхности, разложим это выражение в окрестности поверхности сферы учитывая, что отклонения будут не великими, тогда раскладывая в ряд Тейлора, в сферических координатах, получаем:

$$\rho \frac{\partial \psi}{\partial t} + \sigma \left[\frac{2}{r_o} - \frac{2\zeta}{r_o^2} - \frac{1}{r_o^2} \left\{ \frac{1}{\sin^2(\theta)} \frac{\partial^2 \zeta}{\partial \varphi^2} + \frac{1}{\sin(\theta)} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\sin(\theta) \frac{\partial}{\partial \theta} \zeta \right) \right\} \right] = 0 \quad (10)$$

Заметим, что производная по времени от координаты отклонения ζ от фиксированного значения радиуса шара есть радиальная составляющая скорости. Продифференцируем выражение (11) по времени, в результате получаем волновое уравнение

$$\rho \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} - \frac{\sigma}{r_o^2} \frac{\partial}{\partial r} \left[2\psi + \left\{ \frac{1}{\sin^2(\theta)} \frac{\partial^2 \psi}{\partial \varphi^2} + \frac{1}{\sin(\theta)} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\sin(\theta) \frac{\partial}{\partial \theta} \psi \right) \right\} \right] = 0 \quad (11)$$

Будем искать решение этого уравнения в виде стоячей волны в факторизованном виде:

$$\psi(t, r, \varphi, \theta) = e^{-j\omega t} f(r, \varphi, \theta) \quad (12)$$

Подставим последнее решение (13) в уравнение (12) и производя сокращение на экспоненциальный сомножитель $e^{-j\omega t}$ получим

$$\rho\omega^2 f + \frac{\sigma}{r_o^2} \left[2 \frac{\partial}{\partial r} f + \frac{\partial}{\partial r} \left\{ \frac{1}{\sin^2(\theta)} \frac{\partial^2 f}{\partial \varphi^2} + \frac{1}{\sin(\theta)} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\sin(\theta) \frac{\partial}{\partial \theta} f \right) \right\} \right] = 0 \quad (13)$$

Примем во внимание, что функция f удовлетворяем уравнению Лапласа, и решения этой функции можно искать в виде комбинаций объемных шаровых функций Лапласа и радиального множителя. Шаровые функции Лапласа $Y_{l,m}(\varphi, \theta)$ выражаются через известные присоединенные полиномы Лежандра l -того порядка.

Шаровые функции Лапласа являются собственными функциями углового оператора [7]. На границе $r = r_o$ получаем

$$\rho\omega^2 Y_{l,m} + \frac{\sigma}{r_o^3} (2 - l(l+1)) Y_{l,m} = 0 \rightarrow \rho\omega^2 + \frac{\sigma}{r_o^3} (2 - l(l+1)) = 0 \quad (14)$$

Таким образом, получаем резонансную частоту

$$\omega^2 = \frac{\sigma}{\rho r_o^3} (2 - l(l+1)) = \frac{\sigma}{\rho r_o^3} l(l+2)(l-1) \quad (15)$$

При $l = 2$ получаем резонансную частоту равную

$$\omega^2 = \frac{\sigma}{\rho r_o^3} 2(2+2) = \frac{8\sigma}{\rho r_o^3} \quad (16)$$

Таким образом, резонансная частота зависит от поверхностного натяжения σ , плотности ρ и радиуса капли r_o . Рассчитаем графические зависимости частоты от радиуса и частоты, от поверхностного натяжения (рис. 2) основываясь на графической зависимости поверхностного натяжения воды от температуры, заимствованной из литературы [2].

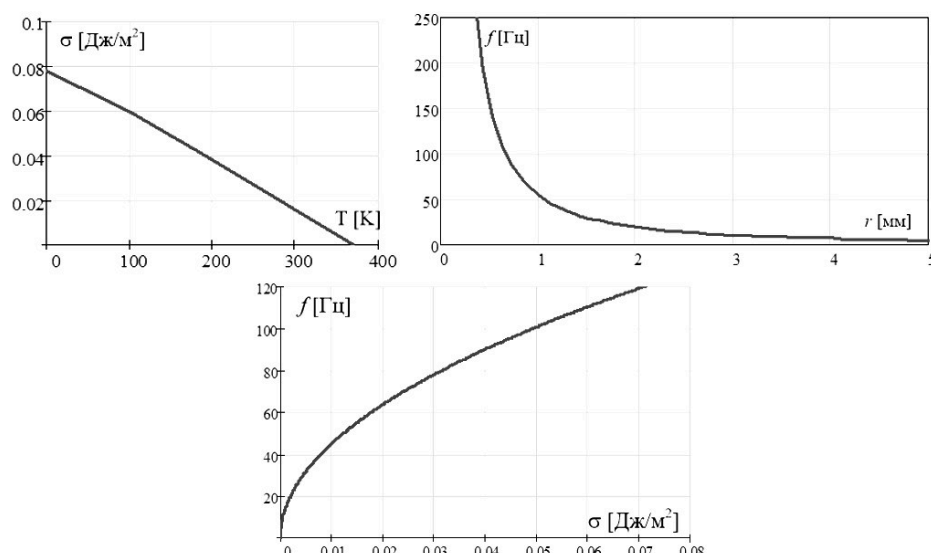


Рис. 2. Зависимости поверхностного натяжения от температуры, частоты колебаний от радиуса капли, при температуре $t=23^\circ\text{C}$, частоты колебаний от поверхностного натяжения.

Выводы: Авторами получена зависимость резонансной частоты водной капли от плотности поверхностного натяжения σ , радиуса капли r_0 , и плотности ρ , что позволяет определить частоту внешнего воздействующего акустического импульса на водную каплю с целью её разрушения, или с целью определения распределения капель воды по размерам в масляной среде. Приведенные графические зависимости показывают необходимый диапазон частотной полосы настройки воздействующего импульса.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сычев В.В. Дифференциальные уравнения термодинамики - М.: Изд-во Дом МЭИ, 2010. - 250 стр.
2. Сычев В.В. Сложные термодинамические системы - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 207стр.
3. Левич В.Г. Курс теоретической физики. Статистическая физика - М.: Физматгиз, 1962. - 695 стр.
4. Позняк Э.Г., Шикин Е.В. Дифференциальная геометрия. - М.: Изд-во МГУ. 1990. - 384 стр.
5. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика Т.5, Статистическая физика - М.: Наука. 1988. - 733 стр.
6. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика Т.6, Гидродинамика - М.: Наука. 1988. - 733 стр.
7. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. - М.: Изд-во МГУ, 1999. - 799 стр.

Научный руководитель: А.А. Филипас, к.т.н., доцент ОАР ИШИТР ТПУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИХРЕВЫХ СТРУКТУР НА ТЕПЛООТДАЧУ НА РАЗЛИЧНЫХ ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКАХ ТРУБЫ ФИЛЬДА

Н.Ф. Сахибгареев

Казанский государственный энергетический университет

В настоящее время актуальной задачей является интенсификация теплоотдачи при создании новых энергетических и тепломассообменных аппаратов. Наиболее доступным и эффективным способом интенсификации является закрутка потока текучей среды в кольцевых каналах рекуперативного теплообменника, например трубы Фильда [2-3]. Изучение влияния вихревой структуры на теплоотдачу от текучей среды к стенкам, по исследованиям авторов [1], даёт нам представление о том, что закрутка вихревого потока существенно интенсифицирует теплоотдачу. Стоит отметить, что коэффициент теплоотдачи уменьшается в следствие снижения интенсивности вращательного движения потока и образовании у стенок гидродинамического пограничного слоя, толщина которого постепенно нарастает.

Целью данной работы является экспериментальное исследование интенсификации теплоотдачи от текучей среды через стеночные поверхности в трубе Фильда. А также численное сравнение коэффициентов теплоотдачи на дне установки и на внутренней стенке внешней трубы. В данной работе предлагается усовершенствованная конструкция трубы Фильда с равномерными по окружности отверстиями на нижнем конце внутренней трубы.

Конструкция (рис.1), представляет собой кольцевой канал длиной 130 мм и круглый канал длиной 102 мм, диаметром внешней трубы 100 мм, толщиной внешней и внутренней трубы 2 мм, диаметром внутренней трубы 67 мм, высотой отверстий 16 мм, шириной отверстий 12,6 мм, толщиной дна 2 мм. Внизу внутренней трубы выполнено 8 щелей, равномерно расположенных по всей окружности диаметром 65 мм. Для исследования данной установки использовалось численное моделирование в программе ANSYS Fluent [4].

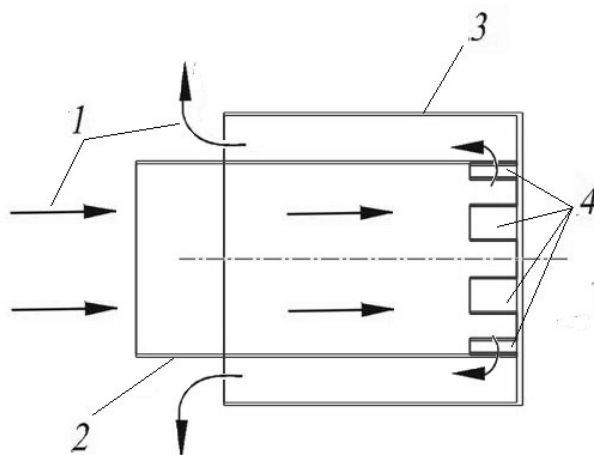


Рис. 1. Схема теплообменного аппарата на основе трубы Фильда с равномерными отверстиями: 1- текучая среда, 2- внутренняя труба с отверстиями, 3- внешняя труба, 4-отверстия

Для сравнения коэффициентов теплоотдачи на стенке и на дне была смоделирована 3-д модель трубы Фильда с равномерными отверстиями, в качестве текучей среды потока использовали воду и воздух. В результате численного моделирования по воздуху было выявлено, что коэффициент теплоотдачи на внутренней стенке выше на 14%, 21% с ростом скорости от 5 до 10 м/с, чем на дне конструкции (рис.2). В результате численного моделирования по воде было выявлено, что коэффициент теплоотдачи на внутренней стенке выше на 11%, 23,5%, 30% с ростом скорости от 0,2 до 1 м/с, чем на дне конструкции (рис.3).

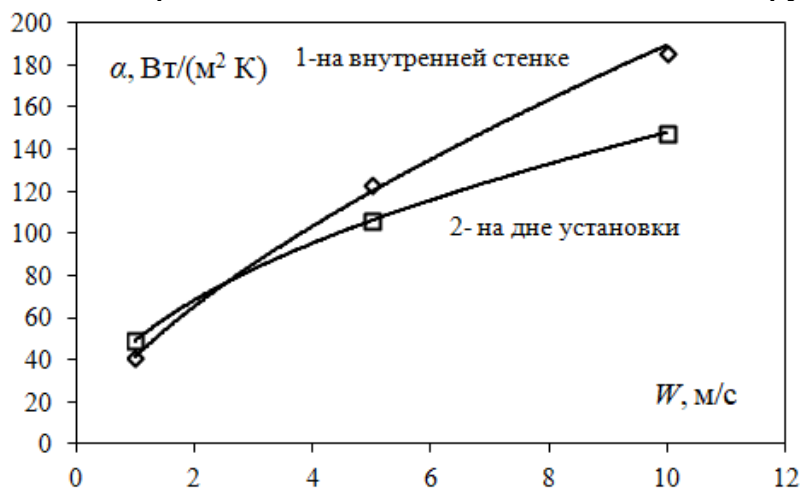


Рис. 2. Зависимости α/W в конструкции при течении воздуха: 1-на внутренней стенке, 2-на дне установки

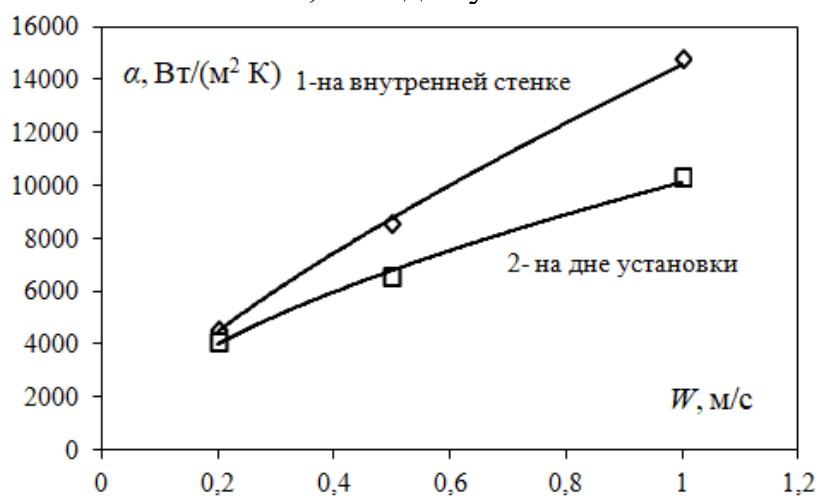


Рис. 3. Зависимости α/W в конструкции при течении воды: 1-на внутренней стенке, 2-на дне установки



Рис. 4. Вихревые структуры

Таким образом, проведенные исследования показали, что коэффициент теплоотдачи на стенке значительно выше, чем на дне и увеличивается с ростом скорости потока. Можно сделать вывод, что вихревые структуры, которые образуются только в пристеночной области, разрушают гидродинамический пограничный слой, тем самым повышая теплоотдачу от текучей среды к внутренней стенке. внешней трубы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Митрофанова О.В. Гидродинамика и теплообмен закрученных потоков в каналах ядерно-энергетических установок. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. 288 с
2. Дмитриев А.В., Зинуров В.Э., Гумерова Г.Х. Оценочный расчет процесса теплообмена в камере сгорания при сжигании природного газа // Вестник технологического университета. – 2018. – Т. 21. – № 2. – С. 99-103.
3. Зинуров В.Э., Дмитриев А.В., Шарипов И.И., Галимова А.Р. Экспериментальное исследование теплообмена от парогазовой смеси при передаче тепла через ребристую поверхность // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 2 (26). С. 60-74.
4. Дмитриева, О. С. Определение оптимальных зон ввода твердых присадок в воздухопровод котла / О. С. Дмитриева, С. Ф. Лорай, В. Э. Зинуров, Э. Р. Зверева, М. Ф. Шагеев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19. - № 9 – 10. – С. 106-111.

Научный руководитель: А.В. Дмитриев, д.т.н., зав. каф. ТОТ КГЭУ.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ НАНОЖИДКОСТЕЙ

А.Р. Билалов

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

Обычные тепловые жидкости, такие как вода, масло и этилен играют важную роль во многих отраслях машиностроения, таких как производство электроэнергии, электронные приложения, кондиционирование воздуха, химическое производство, процессы нагрева и охлаждения, охлаждение ядерных систем, космос и оборона, транспорт и микроэлектроника.

Последние достижения науки и техники позволили создать новые материалы с улучшенными характеристиками и свойствами по сравнению с традиционными материалами. Развитие наноматериалов позволило разработать новую категорию жидкостей, называемых наножидкостями. Они демонстрируют лучшую долговременную стабильность, небольшой перепад давления и могут обладать превосходной теплопроводностью по сравнению с частицами размером в миллиметр. В качестве частиц используют такие материалы, как оксидная керамика, карбиды металлов, нитриды, металлы (Al, Cu, Au), неметаллы, углеродные нанотрубки и функционализированные наночастицы для формирования наножидкостей. Включение наночастиц в базовую жидкость приводит к изменению теплофизических свойств, таких как теплопроводность, вязкость и удельная теплоемкость. Они влияют на конвективный теплообмен. Размер и форма исходных наночастиц, их температура, материал частиц и базовой жидкости являются одними из основных факторов, которые существенно изменяют теплофизические свойства. Добавление наночастиц в обычную жидкость увеличивает теплопроводность. Это происходит из-за броуновского движения, которое является ключевым механизмом, контролирующим тепловое поведение наночастиц – жидких суспензий. Вторая причина — это межфазный слой (нанослой), т. е. молекулы жидкости образует слоистые структуры. Эти слоистые структуры действуют как тепловой мост между наночастицами и объемной жидкостью, и увеличивает теплопроводность. Исследования показывают, что теплопроводность наножидкостей выше, чем базовой жидкости [1].

Один из первых факторов, влияющий на теплопроводность наножидкостей — это размер частицы. Это является существенным параметром, влияющим на теплопроводность наножидкостей. Наночастицы могут быть синтезированы различных размеров, начиная от 5 и 100 нм. Результаты изучения влияния размера частицы на коэффициент теплопроводности наножидкостей оксида алюминия показали, что теплопроводность наножидкостей увеличивается с уменьшением размера частиц [2].

Вторым из факторов является форма частицы. Обычно в исследованиях наножидкостей используются две формы частиц: цилиндрические частицы и сферические частицы. Цилиндрические формы наночастицы имеют большое

отношение длины к диаметру, что приводит к увеличению теплопроводности наножидкостей.

Состав жидкости — это еще один из факторов, влияющих на теплопроводность наножидкостей. Оксидная керамика, карбиды металлов, нитриды, металлы, неметаллы — это различные типы частиц материала, которые используются для создания наножидкостей. Углеродные нанотрубки также используются в качестве материала частиц и обладают высокой теплопроводностью. Обычные жидкости, такие как вода, этилен, биожидкости и моторное масло, используются в качестве базовых жидкостей для изготовления наножидкостей для применения в области теплопередачи.

Теплопроводность наножидкостей зависит от температуры теплопроводности основной жидкости и частиц. Броуновское движение и кластеризация наночастиц зависят от изменения температуры и показывают изменения в теплопроводности наножидкостей. Результаты экспериментов показали, что теплопроводность наножидкости увеличивались с увеличением температуры наножидкостей [3].

Также на теплопроводность наножидкостей могут влиять добавки. Добавки используются для удержания наночастиц во взвешенном состоянии и предотвращения их агломерации, а также для повышения теплопроводности наножидкостей. Испытания с добавлением Si в этиленгликоле с добавками и без них показали, что добавки могут значительно повысить эффективную теплопроводность наножидкостей [4].

К сожалению, существует не так много исследований, изучающих влияние кислотности (pH) базовой жидкости на теплопроводность наножидкостей. Хие Н со своими коллегами [5] были первыми, кто исследовал увеличение значения pH, приводящее к уменьшению коэффициента теплопроводности после проведения испытаний наножидкости с добавлением оксида алюминия. Результаты показали, что изменение теплопроводности наножидкостей изменяется от 23% до 19% при изменении pH от 2 до 11,5.

Кластеризация - еще один параметр, который может влиять на теплопроводность наножидкостей. Когда концентрация высока и время взаимодействия продолжительное, наножидкости находятся в форме кластера, что уменьшает эффективную площадь теплового взаимодействия частиц, вызывающих снижение теплопроводности жидкости.

Наножидкости обладают уникальными свойствами теплопередачи по сравнению с традиционными жидкостями для теплопередачи. Из моего обзора можно установить, что наночастицы используются для повышения теплопроводности базовых жидкостей. Повышение эффективной теплопроводности является существенным фактором для повышения теплопередачи обычных жидкостей. Наножидкости показали большой потенциал в качестве охлаждающих жидкостей нового поколения в системах терморегулирования транспортных средств в качестве охлаждающих жидкостей, в медицинских приложениях, в производстве электроэнергии, в создании новых датчиков, в системе передачи, в реакторах [6].

ЛИТЕРАТУРА:

1. S. K. Das, S. U. S. Choi, W. Yu, T. Pradeep. Nanofluids: Science and Technology. — Wiley-Interscience, 2008. — 416 с. — ISBN 978-0-470-07473-2.
2. Teng TP, Hung YH, Teng TC, Mo HE, Hsu HG. The effect of alumina/water nanofluid particle size on thermal conductivity. Appl Therm Eng 2010;30(14):2213–8.
3. Yu W, Xie H, Chen L, Li Y. Investigation of thermal conductivity and viscosity of ethylene glycol based ZnO nanofluid. Thermochim Acta 2009;491(1):92–6.
4. Eastman JA, Choi SUS, Li S, Yu W, Thompson LJ. Anomalously increased effective thermal conductivities of ethylene glycol-based nanofluids containing copper nanoparticles. Appl Phys Lett 2001;78(6):718–20.
5. Xie H, Wang J, Xi T, Liu Y, Ai F, Wu Q. Thermal conductivity enhancement of suspensions containing nanosized alumina particles. J Appl Phys 2002;91(7):4568–72.
6. Трубицына Г. Н. Оценка возможности использования наножидкостей в системах теплоснабжения и вентиляции / Г. Н. Трубицына, В. В. Барзенкова, В.С. Фроликова // Молодой исследователь: вызовы и перспективы: сб. ст. по материалам X Международной научно-практической конференции. No 8 (10). М.: Изд-во «Интернаука», 2016.

Научный руководитель: О.Л. Хамидуллин, к.т.н., ст. преподаватель КНИТУ-КАИ.

ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ СОПРЯЖЕННОЙ ЕСТЕСТВЕННОЙ КОНВЕКЦИИ КОРИУМА В ПОЛУЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ПОЛОСТИ

А.О. Лазаренко

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

При крупных и тяжелых авариях на ядерном реакторе одним из главных способов их локализации является удержание и охлаждение расплавленного кориума в нижней цилиндрической чаше корпуса. Такой способ контроля аварийной ситуации позволяет свести к минимуму радиоактивное загрязнение, минимизировать его распространения, кроме того, данные мероприятия могут проводиться на действующих блоках. Это выступает альтернативой ловушке расплава, еще одному методу локализации аварийных ситуации. Оценка условий охлаждения кориума в нижней цилиндрической чаше корпуса требует особого внимания и может быть выполнена по средствам численного моделирование этого процесса.

При выполнении исследования проводилось численное моделирование охлаждения кориума, расплава керамического топлива ядерного реактора и оксидов конструкционных материалов, в горизонтальной полуцилиндрической полости, стенки которой поддерживаются при постоянной температуре, в условиях естественной конвекции.

При остановке реактора кориум еще горячий и несет остаточное тепло, которое уменьшается со временем, оценка условий охладений можно выполнить на основании уравнения Вэя-Вигнера. При постановке задачи исследования в начале процесса температура кориума принимается равной температуре стенки.

Процесс естественной конвекции внутри полости описывается системой уравнений в приближении Буссинеска, которая включает в себя уравнение движения, уравнение неразрывности и уравнение энергии. Также при математическом исследовании принято условие, что потоки ламинарными и двумерными, теплофизические свойства жидкости считаются независимыми от температуры [1].

Математическая постановка задачи сводилась к оценке безразмерных переменных параметров «функция тока – завихренность». Полученные дифференциальные уравнения решаются численно при помощи метода конечных разностей с использованием локально-одномерной схемы Самарского применительно к уравнениям параболического типа [2].

Поставленная задача решалась в четыре этапа – в первом случае исследовалась прямоугольная область, с адиабатическими стенками на двух границах, и с постоянным поддержанием температуры на двух других. Во втором случае данная задача рассматривалась в цилиндрических координатах. В третьем варианте к условиям первой задачи добавлена твердая стенка на одной из границ. В финальном этапе задача теплообмена рассмотрена в цилиндрических координатах с твердой стенкой.

В результате исследований получены временные зависимости среднего числа Нуссельта на нижней стенке полости в широком диапазоне изменения числа Рэлея. Был выполнен анализ полученных результатов при различных значениях безразмерного времени работы реактора до аварии. Численный анализ выполнялся с использованием временных профилей интенсивности конвективного течения и теплообмена. Для различных значений числа Рэлея были получены распределения температур и функций тока по всей области.

Выполненное численное исследование с использованием преобразованных переменных позволило описать зависимости среднего числа Нуссельта на стенках полости от определяющих характеристик.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Кудров А.И., Шермет М.А. Численный анализ естественной конвекции кориума в условиях внутрикорпусной локализации с учетом переменного тепловыделения // Компьютерные исследования и моделирование – 2021. – Т. 13 № 4 С. 807–822

2. Шеремет М.А. Взаимодействие двумерных тепловых «факелов» от локальных источников энергии в условиях сопряженной естественной конвекции в горизонтальном цилиндре // Прикладная механика и техническая физика. – 2012. – Т. 53, № 4 – С. 112–123.

Научный руководитель: А.И. Кудров, ст. преподаватель НОЦ И.Н. Буткова ИШЭ ТПУ.

СЕКЦИЯ 3.

ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ТУРБОУСТАНОВКИ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОБЛОКА БРЕСТ-ОД-300

Н.И. Березиков
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Введение

По состоянию на 2020 год атомные и тепловые станции составляют 79,9 % от общей доли выработки электроэнергии в России [1]. Таким образом, повышение энергетической эффективности как ТЭС, так и АЭС – одна из приоритетных задач экономики страны.

Совместно с традиционными задачами модернизации АЭС, такими как – повышение эффективности оборудования, снижение расходов на собственные нужды, увеличение глубины выгорания топлива, повышение КИУМ и т.д. – рассматриваются также инновационные проекты, существенно повышающие экономическую, экологическую и энергетическую эффективность атомной энергетики. К таким проектам относятся реакторы на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем (БН-600, БН-800), а также сооружаемый в настоящее время в г. Северск реактор со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-ОД-300.

Реактор БРЕСТ-ОД-300

Быстрый реактор со свинцовым теплоносителем и пристанционным топливным циклом БРЕСТ-ОД-300 – концепция инновационного реактора естественной безопасности [2]. Итогом работы является концептуальный проект реакторной установки естественной безопасности.

Благодаря большому запасу до кипения теплоносителя при умеренной энергонапряжённости активной зоны предложена высокая температура острого пара, что позволяет вывести общий коэффициент полезного действия цикла в диапазон с 44 до 47 % [3] при 30-33% у АЭС с реакторами на тепловых нейтронах.

Однако использование в качестве теплоносителя первого контура жидкого свинца накладывает ряд эксплуатационных ограничений, одним из которых является минимальная температура подачи питательной воды в прямоточный парогенератор, которая должна быть не менее 335 °С во всех режимах работы блока [4].

Объект исследования

В настоящее время существуют несколько способов повышения эффективности АЭС с применением как ядерного, так и неядерного перегрева. Известно использование ядерного перегрева пара на реакторах типа АМБ-100 и АМБ-200, но из-за необходимости применения высокотемпературной стали, снижающей эффективность использования уранового топлива, данный вид перегрева не получил дальнейшего развития.

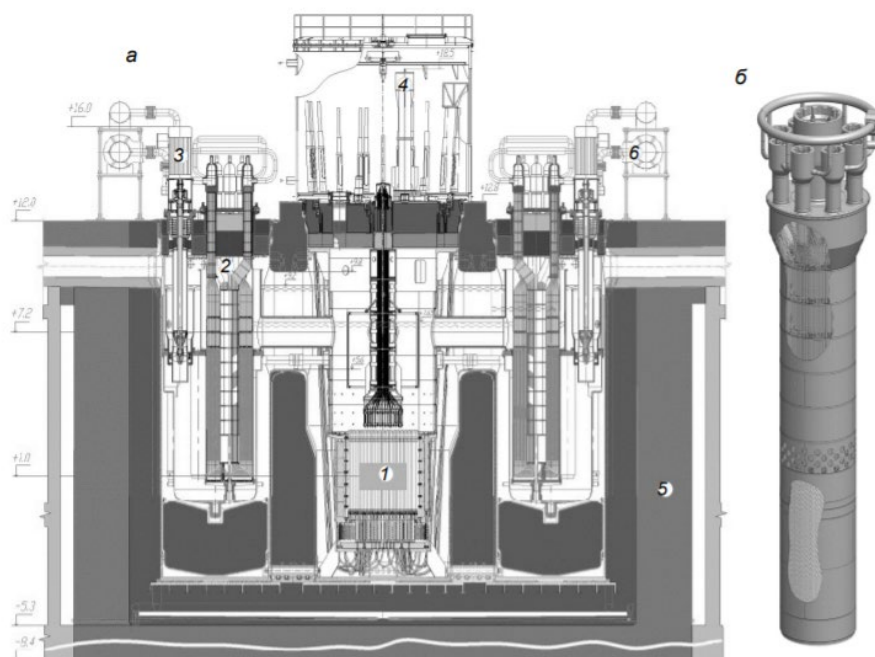


Рис. 1. Реактор БРЕСТ-ОД-300 (а): 1 – активная зона; 2 – парогенератор; 3 – насос; 4 – перегрузочная машина; 5 – шахта реактора; 6 – система расхолаживания. Парогенератор, используемый в реакторе БРЕСТ-ОД-300 (б) [5]

Однако с учётом современных тенденций использования водорода как энергоносителя в энергетике существует возможность значительного перегрева рабочего тела энергетических станций высокотемпературным паром, образующимся в результате его окисления кислородом, что приводит к повышению их мощности и КПД. В этой связи в настоящее время имеются некоторые разработки различных горелочных устройств с целью осуществления окисления водорода кислородом.

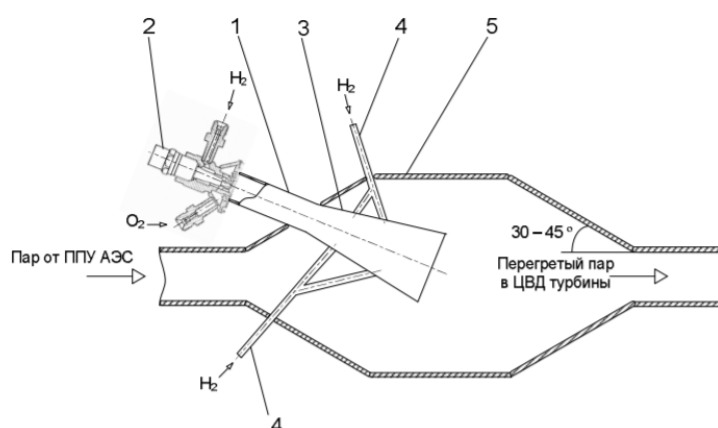


Рис. 2. Система сжигания водорода для перегрева свежего пара в цикле АЭС с паровым охлаждением камеры сгорания: 1 – водород-кислородная камера сгорания первоначального нестехиометрического окисления; 2 – запальное устройство; 3 – дожигающая водород-кислородная камера сгорания стехиометрического окисления; 4 – подводящие магистрали, осуществляющие подачу водорода в дожигающую водород-кислородную камеру сгорания 3; 5 – полость смешения высокотемпературного пара со свежим паром [6].

Постановка задачи

Перед началом моделирования были заданы следующие начальные параметры: температура острого пара принималась равной $500,6^{\circ}\text{C}$, давление – $15,7$ МПа, расход пара – $365,4$ кг/с. Затем были построены несколько потенциально возможных вариантов тепловых схем для их дальнейшего расчёта по методике, указанной в [7]. Рассматривались следующие варианты:

- тепловая схема БРЕСТ-ОД-300 со стандартными параметрами;
- тепловая схема БРЕСТ-ОД-300 со стандартными параметрами и водородным подогревателем вместо смешивающего подогревателя питательной воды (СППВ);
- тепловая схема БРЕСТ-ОД-300 с водородным перегревателем свежего пара, который позволяет достичь начальную температуру пара 800°C при неизменном начальном давлении.

Результаты

На рис. 3 представлены показатели коэффициента полезного действия АЭС нетто, полученные без учёта и с учётом использования водородной камеры сжигания в качестве подогревателя питательной воды и перегревателя свежего пара.

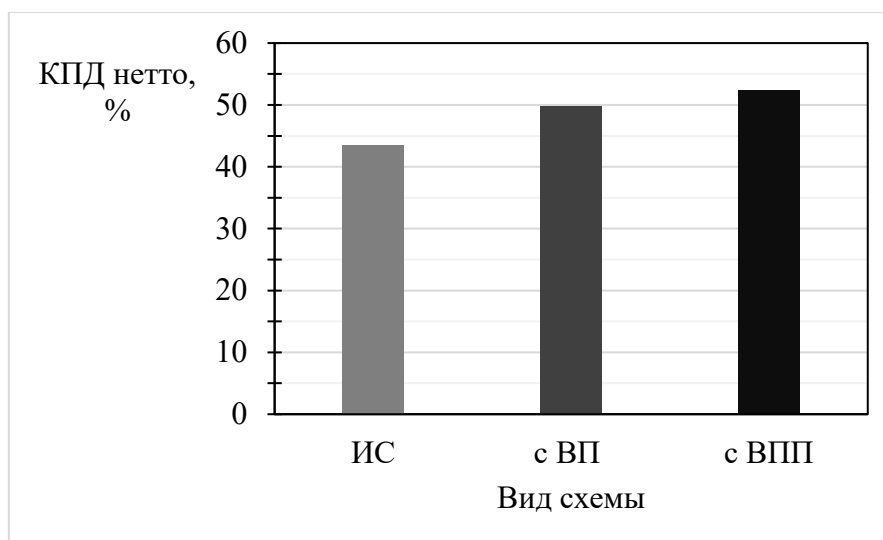


Рис. 3. Коэффициент полезного действия АЭС нетто: ИС – исходная схема; с ВП – схема с водородным подогревателем питательной воды; с ВПП – схема с водородным перегревателем свежего пара

Заключение

Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод, что применение камеры сгорания водорода в тепловой схеме АЭС с реакторной установкой БРЕСТ-ОД-300 повышает КПД нетто на 6,4 и 2,5%, что приводит к значительному повышению термодинамической эффективности цикла. Данные мероприятия целесообразны, так как позволяют повысить экологические, экономические и энергетические показатели эффективности АЭС в целом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2020 г. / Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы». – 2020.
2. Атомная энергетика. Передовые технические решения в области ядерной энергетики и безопасности // 2021. URL: <https://www.ippe.ru/nuclear-power/fast-neutron-reactors/120-brest-300-nuclear-reactor>
3. Драгунов Ю.Г., Лемехов В.В., Смирнов В.С., Чернецов Н.Г. // Атомная энергия. – 2012. – Т. 113. – №1. – С.58-64.
4. Попов А.В., Федорович Е.Д., Кулаков Е.Н., Денисов И.Б. Влияние количества конденсатных насосов на надёжность работы питательных насосов в схеме энергоблока БРЕСТ-ОД-300 // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, №1. С.31-40. DOI: 10.18721/JEST.27103
5. И.А. Ширманов, В.С. Костарев, Д.Н. Литвинов, С.Е. Щелкиен. О применении компрессии и неядерного перегрева пара на реакторах на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем для повышения термодинамической эффективности цикла турбоустановки // Известия высших учебных заведений. Физика. – 2021. - Т. 64, №2-2
6. . Система сжигания водорода для пароводородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции // Патент РФ №2358191, МПК F22B 1/26, опубл. 10.06.2009 / Аминов Р.З., Байрамов А.Н.
7. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьёв. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.

Научный руководитель: К.Б. Ларионов, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПРОЕКТ АСММ НА БАЗЕ РУ РИТМ-200

А.Э. Букаринов
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ им. И. Н. Бутакова, группа 5061

Введение

Основные запасы полезных ископаемых Российской Федерации залегают в труднодоступных районах крайнего севера, энергоснабжение которых является автономным. Зачастую на таких территориях используются устаревшие котельные, дизельные и мазутные энергоустановки, эксплуатация которых требует доставки топлива и запасных частей. Еще одной проблемой районов крайнего севера является обильное количество отходов в виде тар для доставляемого топлива.

Строительство атомных станций малой мощности (АСММ) позволяет решить вопрос о постоянной необходимости доставки горючего топлива и связанных с этим трудностей.

Российская федерация обладает достаточно большим опытом использования ядерной энергии для энерго и теплоснабжения удаленных районах севера, ярким примером является Билибинская АЭС, а также недавно построенный плавающий энергоблок (ПЭБ) «Академик Ломоносов».

В настоящий момент планируется использование наземной АСММ на базе реакторной установки (РУ) РИТМ-200 для энергоснабжения золоторудного месторождения Кючус в Республике Саха (Якутия). Место расположения АСММ – п. Усть-Куйга. Электрическая мощность энергоблока 55 МВт. [1] Согласно [2], прогнозируемый объем потребления тепловой энергии в посёлке на 2035 год составляет 7,8 МВт.

Разработка тепловой схемы

Давление и температура свежего пара, а также температура питательной воды (ПВ) заданы характеристиками РУ РИТМ-200.

В качестве прототипа при разработке тепловой схемы энергоблока использовалась турбоустановка (ТУ) ТК-35/38-3,4, в настоящий момент установленная на ПЭБ «Академик Ломоносов».

Данная ТУ имеет регулируемый отбор пара, две ступени подогревателей высокого давления (ПВД), деаэратор атмосферного типа и одну ступень подогревателей низкого давления (ПНД). ТУ ТК-35/38-3,4 имеет часть высокого давления (ЧВД) и часть низкого давления (ЧНД), которые разделены регулирующей диафрагмой. При этом сами цилиндры располагаются в одном корпусе. Использование регулируемого отбора связано с большой, относительно электрической мощности (35 МВт), тепловой нагрузкой – 29 МВт.

Небольшая, относительно электрической мощности, тепловая нагрузка проектируемого энергоблока не требует наличия регулируемого отбора пара. Ориентируясь на прототип энергоблока, была рассчитана тепловая схема одноцилиндровой ТУ без использования выносного сепаратора и регулируемого отбора пара. После определения параметров пара в узловых точках тепловой схемы, влажность пара на выходе ТУ составила 16,58%. Согласно рекомендациям, данное значение не должно превышать 14%. Высокое значение влажности на выходе ТУ потребовало установки выносного сепаратора, что приводит к разделению ТУ на два цилиндра.

Далее была спроектирована тепловая схема с двумя цилиндрами и выносным сепаратором. В процессе работы был выбран деаэратор атмосферного типа. Значение температуры питательной воды, температуры насыщения в деаэраторе, а также допустимый диапазон значений подогрева ПВ в ступени ПВД, определяет количество ступеней ПВД в проектируемом энергоблоке – 2 шт. Давление в конденсаторе было выбрано по прототипу и составляет 7 кПа. С учетом нагрева воды в деаэраторе, а также подогрева в охладителях эжекторов и уплотнений, количество ступеней подогрева ПНД составило 2 шт. Влажность на выходе ЧНД составила 10,61%.

Согласно [2] температуры прямой и обратной сети в существующей тепловой сети п. Усть-Куйга составляют 95/70 °С. Достаточно невысокий нагрев сетевой воды приводит к необходимости установки одной ступени подогрева сетевой воды.

В результате была разработана следующая тепловая схема энергоблока:

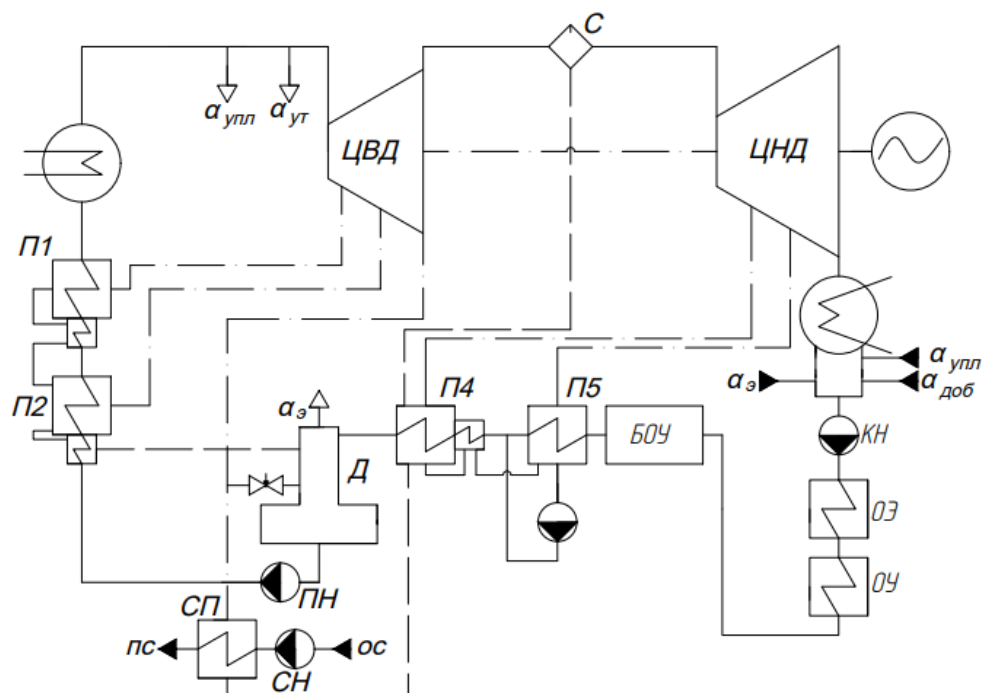


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема проектируемого энергоблока

Система технического водоснабжения

Использование АСММ в районах крайнего севера вызвано повышенной, относительно тепловых станций на органическом топливе, автономностью. Система технического водоснабжения накладывает ограничения на выбор площадки строительства энергоблока ввиду необходимости наличия водных ресурсов. При проектировании современных энергоблоков необходимо использовать обратные системы технического водоснабжения. Использование оросительных градирен в данной местности не представляется возможным ввиду низкий температур наружного воздуха в зимний период. Для повышения автономности энергоблока, а также возможности использования в районах крайнего севера без источника водоснабжения, приводит к выбору обратной системы технического водоснабжения с сухими градирнями. Сухие градирни также называют аппаратами воздушного охлаждения (АВО).

Согласно [4], АВО были рассчитаны по методике ВНИИ Нефтемаш [5]. В результате расчета были выбраны зигзагообразные АВО. Расчет аппаратов велся на среднюю максимальную температуру теплого месяца в п. Усть-Куйга, которая составляет $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$. [6] При такой температуре, для достижения давления в конденсаторе 7 кПа, необходима установка 94 аппаратов. Каждый аппарат комплектуется вентилятором ВГ50, подача которого составляет $V = 138,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Потребление электроэнергии электродвигателем одного аппарата – 36,1 кВт. Суммарное потребление электроэнергии аппаратов – 3397,6 кВт.

Температура наружного воздуха проектирования теплофикационной установки энергоблока составляет $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. При такой температуре необходимо снижение подачи вентиляторов до $25 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, что приведет к снижению потребления электроэнергии до 19,8 кВт.

Проектные режимы работы энергоблока

Тепловая схема энергоблока была рассчитана на три режима: конденсационный, теплофикационный при расчетной температуре наружного воздуха; теплофикационный при средней температуре наружного воздуха отопительного периода.

В конденсационном режиме работы расход пара в голову турбины составил 84,9 кг/с. Расчет блока при теплофикационных режимах рассчитывался на такой же расход свежего пара.

В результате расчета, абсолютный электрический КПД ТУ составил 28,8%.

В теплофикационном режиме работы энергоблока при расчетной температуре наружного воздуха, расход пара в сетевой подогреватель составил 3,9 кг/с. КПД энергоблока по выработке электроэнергии составил 32,4%, по выработке тепловой энергии – 93,4%. Необходимо отметить, что в данном режиме работы происходит снижение давления в конденсаторе до 2,9 кПа. Снижение давления происходит вследствие возможности обеспечения более низкой температуры технической воды системами АВО.

В теплофикационном режиме работы энергоблока при средней температуре наружного воздуха отопительного периода, расход пара в сетевой подогреватель составил 2,2 кг/с. КПД энергоблока по выработке электроэнергии составил 31,9%, по выработке тепловой энергии – 93,4%.

Также необходимо отметить, что в регулирование температуры прямой сети осуществляется методом байпасирования.

Заключение

В ходе выполнения работы была спроектирована АСММ на базе РУ РИТМ-200. Начальное давление $p_0 = 3,43$ МПа; начальная температура $t_0 = 285$ °С. Данный проект позволяет использовать имеющуюся РУ без изменения ее характеристик. Электрическая и тепловая мощности энергоблока – 55 и 7,8 МВт соответственно. ТУ имеет 5 нерегулируемых отборов пара, отбор греющего пара на сетевой подогреватель совмещен с отбором пара на деаэратор. Для спроектированной тепловой схемы было подобраны подогреватели и насосное оборудование. Также были спроектированы аппараты воздушного охлаждения оборотной системы технического водоснабжения, потребление электрической энергии которых в расчетном режиме составляет порядка 3,4 МВт (6,2 % от номинальной мощности). Использование АВО в качестве системы охлаждения технической воды позволяет выбрать площадку строительства АСММ без привязки к водным ресурсам региона. Расход свежего пара в голову турбины в номинальном режиме работы составляет 84,9 кг/с, расход сетевой воды – 74,3 кг/с.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 17.08.2021 №2264-р.
2. Схема теплоснабжения МО «Поселок Усть-Куйга». Пояснительная записка. Общество с ограниченной ответственностью «ГарантЭнерго-Проект».

3. Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.
4. СНиП 2.04.02-84. Пособие по проектированию градирен.
5. Методика теплового и аэродинамического расчета аппаратов воздушного охлаждения. ВНИИНЕФТЕМАШ, 1982.
6. СП 131.13330.2018. Строительная климатология, свод правил.

Научный руководитель: А. В. Воробьев, к.т.н., доцент НИЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРИЛИВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В.Г. Горячев¹, А.А. Полева¹, Е.В. Кузьмина²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова,^{1,2} группа 5Б94¹ группа 5Б95²

Рассмотрены достоинства и недостатки, работа существующих проектов, а также перспективы развития ПЭС

На данный момент быстрыми скачками разрабатываются программы развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), способные в будущем составить конкуренцию традиционной энергетике. Большой интерес исследования использования энергии Мирового океана, путем создания волновых и приливных (ПЭС) электростанций, вызван в странах, расположенных на морских побережьях и обладающих необходимыми природными ресурсами [1].

Стоит отметить, что в Римской империи существовали первые мельницы, работающие на энергии приливов и отливов. В 1913 году была построена первая приливная электростанция (ПЭС), она находилась неподалеку от Ливерпуля в бухте Ди (Великобритания), мощность которой составляла всего 0,635 МВт. На сегодняшний день в мире энергопотенциал приливной энергии, который является технически осуществимым к использованию, составляет более, чем 3500 млрд кВт-ч в год, что сопоставимо с речными энергоресурсами 4000 млрд кВт-ч [1].

ПЭС — один из видов гидроэлектростанций, при котором для получения электроэнергии используют энергию воды.

Наивысшие приливы на территории России наблюдается в Пенжинской губе Охотского моря (13,4 м), а также в Белом море (до 10 м). В 1968 году на Берегу Баренцева моря была построена первая и единственная приливная электростанция, которая получила название — Кислогубская ПЭС. На сегодняшний день крупнейшая в мире ПЭС находится в Южной Корее, она начала работать в августе 2011 года и обладает установленной мощностью 254 МВт. Такие электростанции есть Китае, Франции и Канаде [2].

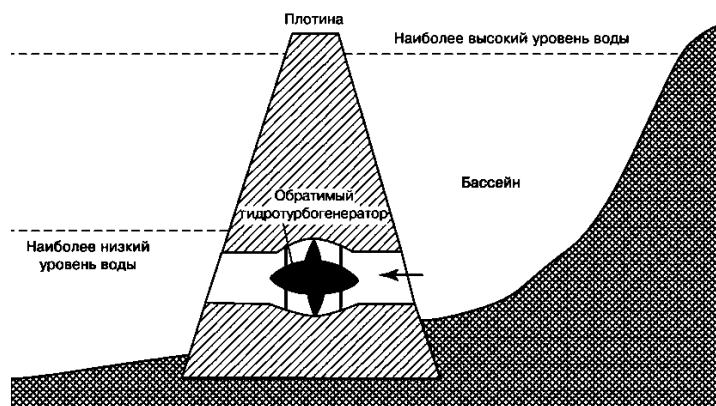


Рис. 1. Принцип работы приливной электростанции (ПЭС)

Опыт эксплуатации первых в мире ПЭС - Ранс во Франции (рис.1) и Кислогубской в России помог выявить основные достоинства и недостатки приливных электростанций [3].

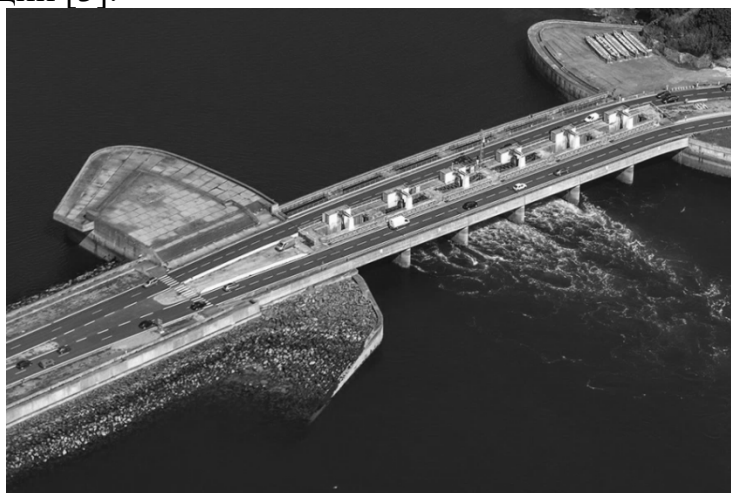


Рис. 2. ПЭС «Ля Ранс» во Франции

Достоинства:

- работа ПЭС не сопровождается вредными выбросами, в отличие от работы ТЭЦ;
- длительный срок службы;
- возможность прогнозирования количества получаемой энергии;
- невысокая цена вырабатываемой электроэнергии;
- отсутствие угрозы катастрофы при аварийном разрушении плотины;
- отсутствие угрозы для морского транспорта;
- дополнительная защита берегов от шторма;
- капитальные вложения на сооружения ПЭС не превышают затрат на ГЭС благодаря апробированному в России наплавному способу строительства (без перемычек) и применению нового технологичного ортогонального гидроагрегата.

Недостатки:

- нерегулярность работы;
- низкая продолжительность активного периода – 4-5 ч. На протяжении дня бывает 4 цикла, состоящих из активной и пассивной части (1–2 ч);

- длительная окупаемость строительства из-за недостаточной эффективности;
- сложности возведения сооружения, которые связаны с тем, что оптимальные места для ПЭС находятся у изрезанных берегов.

В России выполняются несколько проектов приливных электростанций на Охотском море. Такие как Тугурская ПЭС, мощность которой составляет 8.0 ГВт и Пенжинская ПЭС, с мощностью 87 ГВт. Энергия этих электростанций может быть передана в районы Юго-Восточной Азии, в которых преобладает недостаток энергии. Мезенская ПЭС проектируется на Белом море, ее мощность составляет 11.4 ГВт, энергию которой пойдет в Западную Европу по объединенной энергосистеме «Восток-Запад». Рекордные приливы происходят в месте стыка полуострова Камчатка с материком, в Пенжинской губе. Вода в этом месте на площади 21 тыс. квадратных километров поднимается на 9-13 метров. Объем воды, прибывающей за сутки около 500 кубических километров, в сравнение можно привести Волгу, которая прогоняет через ГЭС данный объем воды за два года. Согласно предположениям, мощность Пенжинской ПЭС может составить 100 гВт/ч. На сегодняшний день, самая крупнейшая ГЭС мира – китайская ГЭС «Три ущелья», она производит всего 22 гВт/ч, а Саяно-Шушенская ГЭС – 6,4 гВт/ч. Атомные электростанции также во много раз уступают проекту по производительности: к примеру, создаваемая Росатомом АЭС «Аккую» в Турции планируется на 4,8 гВт/ч [4].

Большая мощность и экологичность являются основными преимуществами проектов приливных электростанций. Экологическая безопасность ПЭС подтверждается и тем, что даже возможная катастрофа дамбы не нанесет ущерба экологии региона, так как ее работа обеспечивается вращающей турбины водой [4].

Основная проблема дальневосточного проекта – высокая стоимость реализации, которая оценивается в 60 млрд долларов, а также немаловажный фактор играет то, что ближайшие регионы не нуждаются в больших объемах энергии. Однако главное преимущество данного проекта заключается в возможности производить водород, требующий больших энергоресурсов. Также открывается возможность построить завод по сжижению водорода для его экспорта в Японию, ЕС и другие страны. Действующая энергетическая стратегия России предполагает наращивание экспорта водорода с 0,2 млн тонн в 2024 году до 2 млн тонн уже к 2035 году. Согласно плану, в середине XXI века продажа водорода на внешних рынках должны приносить стране около 100 млрд долларов ежегодно. Это позволит не только сократить зависимость РФ от экспорта не возобновляемых ресурсов, но и обеспечить ее доминирование на рынке новой энергетики [5].

Стоит отметить, что было подписано соглашение между компанией «Н2 Чистая энергетика», главой которой является Павел Грачев, и корпорацией развития Камчатского края о разработке проекта Пенжинской приливной электростанции (ПЭС) в северо-восточной части залива Шелихова Охотского моря. Основная цель проекта — Пенжинская ПЭС должна стать одним из крупнейших мировых источников для производства водорода [5].

В 1970-е годы установленная мощность Пенжинской ПЭС составляла до 100 ГВт. Данная цифра соответствует около 40% общей установленной мощности электростанций единой энергосистемы России. Согласно оценке института «Гидропроект» общая стоимость проекта была оценена более чем в \$200 млрд. По заключению института в Пенжинской губе могут быть построены две крупные приливные электростанции, стоимость Пенжинской ПЭС-1 (Северный створ) (рис.3) должна была составить \$60 млрд, ПЭС-2 (Южный створ) (рис.3) — \$200 млрд. С целью осуществления проекта планировалось создать международный консорциум, который также включает энергопотребителей из других стран, таких как Япония, Китай, Южная Корея [6].



Рис.3. ПЭС-1 и ПЭС-2 (Северный и Южный створы)

В июне 2021 года на международном экономическом форуме в Петербурге Алексей Каплун рассказал, что необходимый объем инвестиций, а также источники финансирования будут уточнены по итогам разработки предварительного технико-экономического обоснования проекта. Гендиректор также отметил, что в ближайшее время будет происходить финализация проектных решений, после которой компания приступит к инвестиционной фазе. На данный момент, согласно программе развития водородной энергетики, Россия к 2050 году намерена получать на экспорте экологически чистых видов водорода от \$23,6 млрд до \$100,2 млрд в год, при этом поставляя на мировой рынок от 7,9 млн до 33,4 млн т. «Росатом», «Газпром» и НОВАТЭК являются представителями проектов по развитию водородной энергетики [6].

ЛИТЕРАТУРА:

1. Котеленко С.В., Красников Д.В. Перспективы развития приливных электростанций 2019 // Известия ТулГУ. Технические науки. 2019. №11. С. 201-204
2. Усачев И.Н. Приливные электростанции и водородная энергетика // Энергия: экономика, техника, экология. 2010. №6. С. 10-17.
3. Достоинства и недостатки приливных электростанций // AltEnergiya.ru [Электронный ресурс]. - Режим доступа:

<https://altenergiya.ru/gidro/prilivnye-elektrostancij.html> (дата обращения: 11.11.2021).

4. Асарин А.Е. Развитие гидроэнергетики России // Гидротехническое строительство. 2003. №6. С. 60-66.
5. Уникальная ГЭС с дамбой в Охотском море сделает Россию водородной сверхдержавой // Федеральное агентство новостей. [Электронный ресурс].-Режим доступа: <https://social.riafan.ru/1441488-unikalnaya-ges-s-damboi-v-ohotskom-more-sделаet-rossiyu-vodorodnoi-sverhderzhavoi> (дата обращения: 06.11.2021).
6. На Камчатке реанимируют советский проект по водороду на \$200 млрд // rbc.ru. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.rbc.ru/business/12/07/2021/60ec4ab99a7947fca921f1eb> (дата обращения: 06.11.2021).

Научный руководитель: А.Ю. Долгих, ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР ЗА СЧЕТ ПЕРЕХОДА НА АВАРИЙНО- СТОЙКОЕ ТОПЛИВО

В.В. Гусаров
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Термин устойчивое к авариям толерантное топливо - Accident Tolerant Fuel – (ATF) в формулировке МАГАТЭ должно быть работоспособно как в нормальных условиях работы, так, и это главное – в условиях потери теплоносителя. Основной разрушающий ТВЭЛ фактор связан с паро-циркониевой реакцией, происходящей при температуре свыше 1200 °С. Пути решения этой проблемы лежат как в модификации или замены циркониевых оболочек, так и в модификации или применении нового ураноемкого холодного топлива. В результате увеличивается время нагрева до критической температуры.

Объектом исследования эффективности замены ядерного топлива является 4 энергоблок Калининской АЭС с реакторной установкой В-320, в настоящее время работающий на мощности 104 % от номинальной.

Таблица 1. Исходные данные

Наименование, единицы измерения		Значение
Тип ТВС		ТВС-PLUS
Среднее по а.з. обогащение, %		4,7
Рабочее давление, МПа		16
Температура тн, °С	На входе в реактор	291
	На выходе из реактора	321
Тепловая мощность реактора, МВт		3120

Удельное энерговыделение в а.з. реактора МВт/м ³	110
Исследуемые концепции, топливо/материал оболочки ТВЭЛ	UO ₂ /Zr
	U ₃ Si ₂ /SiC

В процессе исследования были выполнены расчеты: теплогидравлический, нейтронно-физический и расчёт тепловой схемы на конденсационный режим.

Теплогидравлический расчет

Проведён теплогидравлический расчёт реактора со стандартными UO₂/Zr и U₃Si₂/SiC твэлами по методике [3].

Температура наружной поверхности оболочки:

$$t_{об}^{нар} = t(z) + \frac{0,94 \cdot q_{l0}}{\pi \cdot d_{ТВЭЛ} \cdot \alpha} \quad (1)$$

Температура внутренней поверхности оболочки твэла:

$$t_{об}^{вн} = t_{об}^{нар} + \frac{0,94 \cdot q_l}{\pi \cdot d_{об.ср}} \cdot \frac{\delta_{об}}{\lambda_{об}} \quad (2)$$

Температура наружной поверхности топливного сердечника:

$$t_c = t_{об}^{вн} + \frac{0,94 \cdot q_l}{\pi \cdot d_{гз.ср} \cdot \alpha_{гз}} \quad (3)$$

Температура на поверхности отверстия топливного сердечника:

$$t_0 = t_c + \frac{0,94 \cdot q_l}{4 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \left(1 - \frac{2 \cdot d_0^2}{d_c^2 - d_0^2} \cdot \ln \frac{d_c}{d_0} \right) \quad (4)$$

Результаты расчётов максимально напряженного твэла в центральной плоскости а.з. приведены на рисунке 1.

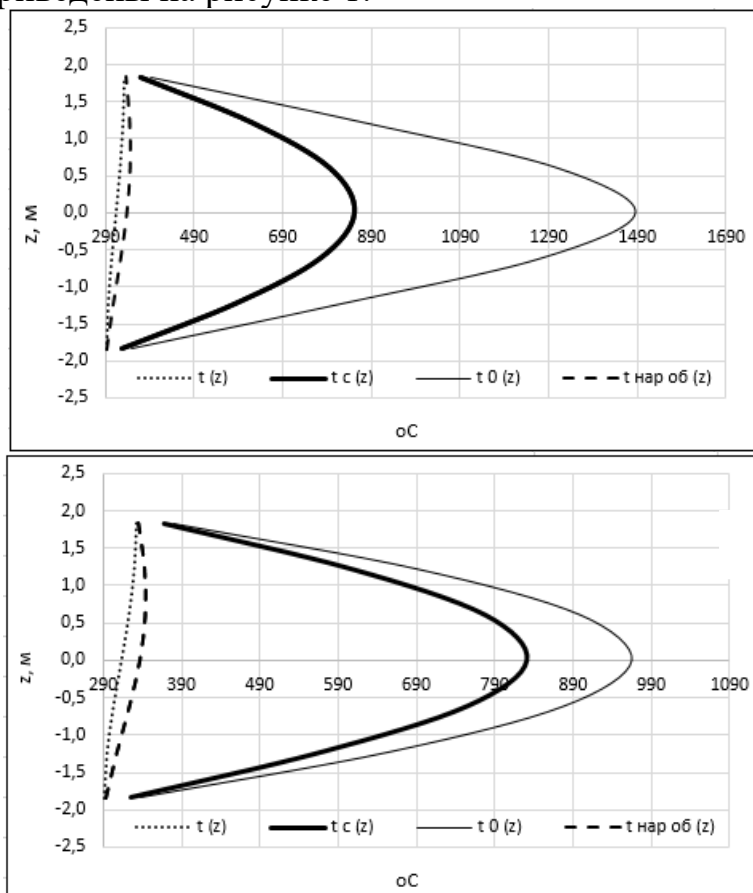


Рис. 1 (а). Распределение температур по высоте для максимально напряженного твэла концепции UO₂/Zr; (б) - Распределение температур по высоте для максимально напряженного твэла концепции U₃Si₂/SiC

Запас до кризиса теплообмена (5) для реакторов с водяным теплоносителем является основным ограничением с точки зрения безопасной работы.

$$k_{\text{зап}}(z) = \frac{q_{\text{кр}}(z)}{q_s(z)} \quad (5)$$

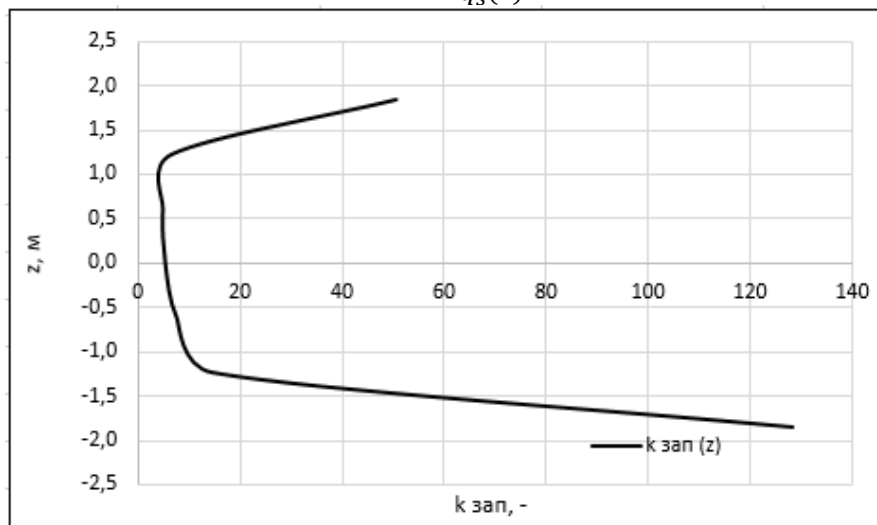


Рис. 2. Распределение запаса до кризиса по высоте для максимально напряженного ТВЭЛ

По итогам теплогидравлического расчёта получено, что максимальные температуры оболочки и топливных стержней не достигают предельно допустимых, а коэффициент запаса находится в диапазоне допустимых значений.

Нейтронно-физический расчёт

В ходе нейтронно-физического расчёта были определены значения реактивности для состояний реактора: «холодного», «горячего» и «на мощности», найдена длина компании в эфф. сутках по методике [2].

Эффективный коэффициент размножения:

$$k_{\text{эф}} = \nu \mu \phi \theta P_L P_T \quad (6)$$

Реактивность реактора:

$$\rho = \frac{k_{\text{эф}} - 1}{k_{\text{эф}}} \quad (7)$$

По итогам нейтронно-физического расчёта компания составила 968 эфф. суток, что можно объяснить повышенной ураноемкостью силицидного топлива.

Расчёт тепловой схемы

В ходе расчёта тепловой схемы были определены параметры регенеративной системы и в узловых точках турбоустановки, для работы на номинальных параметрах и на повышенной мощности по методике [1].

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_c^3 = \eta_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пгу}} \cdot (1 - k_{\text{с.н.}}), \quad (8)$$

где $k_{\text{с.н.}}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции.

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии АЭС:

$$b_{\text{я.г.}}^* = \frac{0,0537}{\eta_c^3}. \quad (9)$$

Удельный расход природного урана на АЭС:

$$b_{\text{я.г.}} = \frac{1000}{24 \cdot \bar{B} \cdot \eta_c^2} \cdot \frac{x_n - x_0}{x_e - x_0}, \quad (10)$$

где $\bar{B}$ – глубина выгорания топлива; x_n, x_e, x_0 – содержание урана-235 в свежем, природном уране и в отвале обогатительного производства.

По итогам расчёта тепловой схемы базового объекта КПД блока по отпуску электроэнергии составил 0,331.

Заключение

Итогом проведённых расчётов и сравнения полученных результатов стала принципиальная возможность замены в уже существующем энергоблоке топливной составляющей концепции UO_2 / Zr на $\text{U}_3\text{Si}_2 / \text{SiC}$. Что приведёт к улучшению нейтронно-физических характеристик, повышению аварийной безопасности за счёт лучших теплофизических свойств топлива и отсутствию пароциркониевой реакции.

Результатом такого перехода также станет рост издержек на внедрение и производство нового топлива и оболочек ТВЭЛов, что будет нивелировано учитывая повышенную компанию и возможность снизить обогащение топлива за счёт ураноёмкости U_3Si_2 . Не менее важным остаётся и тот факт, что разработка предлагаемой концепции $\text{U}_3\text{Si}_2 / \text{SiC}$ ведётся давно и в настоящее время существует множественные результаты расчётов, моделирования и экспериментов как в Российской Федерации, так и за рубежом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с;
2. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов: Учеб. пособие для вузов/ Г. Г. Бартоломей, Г. А. Бать, В. Д. Байбаков, М. С. Алхутов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 512 с.: ил;
3. РБ-040-09 – Расчетные соотношения и методики расчета гидродинамических и тепловых характеристик элементов и оборудования водоохлаждаемых ядерных энергетических установок;

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, к.п.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПЕРЕХОДА ТУРБИНЫ ПТ-60-130 НА ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ

В.С. Долиный¹, О.Ю. Ромашова², Б.Г. Ринчинов¹

Томский политехнический университет^{1,2}ИШЭ, НОЦ Бутакова^{1,2}, группа 5БМ02¹

В России эксплуатируется около 300 паровых турбин мощностью 60–110 МВт, которые принципиально можно и целесообразно включить в ПГУ.

Цель работы – сравнение показателей тепловой экономичности двух вариантов ПГУ-ТЭЦ с турбиной ПТ-60-130 на базе SGT5-4000F, применяется «физический» метод разделения затрат топлива.

Рассматривается два подхода работы паровой турбины ПТ-60-130 в составе ПГУ-ТЭЦ:

1. Схема с двухконтурным котлом утилизатором (КУ). Давление пара контура низкого давления (НД) соответствует значению давления пара в производственном отборе турбины. Часть низкого давления (ЧНД) турбины модернизирована. Данная схема изображена на рисунке 1.
2. Схема с двухконтурным КУ и дополнительной теплофикационной турбиной, в которую отправляется пар контура НД котла утилизатора (давление контура низкого давления котла утилизатора оптимизировано). В схеме организован двухступенчатый подогрев сетевой воды. Пар из теплофикационного отбора дополнительной теплофикационной турбины направляется в нижний сетевой подогреватель (СП1), а пар из теплофикационного отбора турбины ПТ-60-130 направляется в верхний сетевой подогреватель (СП2).

Данная схема изображена на рисунке 2.

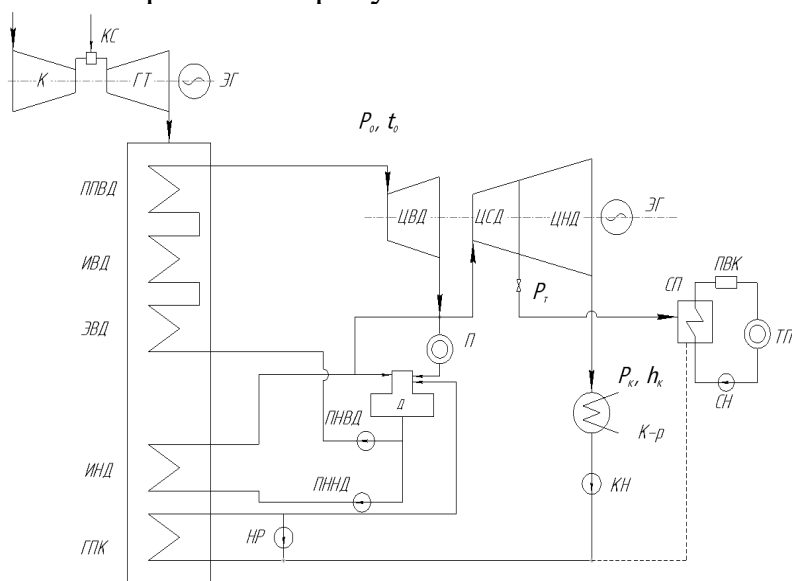


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ЦНД

Таблица 1. Результаты расчета ПГУ-ТЭЦ

Результаты расчета КУ			Показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ		
Показатель	Варианты		Показатель	Варианты	
	С модернизацией ЦНД	С дополнительной турбиной		С модернизацией ЦНД	С дополнительной турбиной
$D_0^{ВД}, \text{кг/с}$	89,63	89,63	$Q_T, \text{МВт}$	141,99	166,3
$D_0^{НД}, \text{кг/с}$	15,41	26,12	$N_3^{ПСУ}, \text{МВт}$	68,8	74,25
$I_d, \text{кДж/кг}$	602,24	602,24	$N_3^{ПГУ}, \text{МВт}$	343,69	349,25
$I_{III}^{ВД}, \text{кДж/кг}$	512,86	512,86	$B, \text{кг/с}$	15,66	15,66
$I_s^{ВД}, \text{кДж/кг}$	378,12	378,12	$B_T, \text{кг/с}$	5,38	5,92
$I_{yx}^{ВД}, \text{кДж/кг}$	265,84	263,66	$B_3, \text{кг/с}$	10,28	9,74
$I_{III}^{НД}, \text{кДж/кг}$	-	258,56	$\eta_{пгу}^3$	0,733	0,809
$I_s^{НД}, \text{кДж/кг}$	220,36	183,64	$b_3, \frac{\text{г у. т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	167,89	152,01
$I_{yx}^{КУ}, \text{кДж/кг}$	192,92	149,68	$b_T, \frac{\text{г у. т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	35,92	35,92
$\eta_{ку}$	0,6797	0,751	$\eta_{пгу}^{китт}$	0,819	0,862
$Q_{ку}, \text{кВт}$	296752	329346	$\varepsilon_{пгу}^T, \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{Гкал}}$	0,355	0,346

При переходе схемы ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ТП-60-130 к схеме с дополнительной турбиной прирост электрической мощности ПСУ $N_{псу}$ составляет 7,92% (от 68,8 до 74,25 МВт), электрической мощности ПГУ $N_{пгу}$ – 1,62% (с 343,69 до 349,25 МВт), тепловой нагрузки Q_T – 17,12% (со 141,99 до 166,3 МВт), выработки пара в контуре НД – 69,5% (с 15,41 до 26,12 кг/с), суммарного расхода пара через КУ – 10,2% (с 105,04 до 115,75 кг/с), давление в контуре НД снизилось с 1,3 до 0,6 МПа.

Вариант схемы ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной обеспечивает двухступенчатый подогрев сетевой воды паром из двух отборов. Прирост коэффициента использования теплоты топлива $K_{пгу}^{ит}$ составляет 5,25% (с 81,9 до 86,2%). КПД ПГУ по выработке электроэнергии возрастает на 10,37% (с 73,3 до 80,9%). Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии сократился на 9,46% (со 167,89 до 152,01 г у.т./кВт·ч).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Диаграмма режимов ГТУ SGT5-4000F. – Энергетические характеристики ПГУ-800 Киришской ГРЭС, 2014 – 83 с.
2. РД 34.30.711 Типовая нормативная характеристика турбоагрегата ПТ-60-130-13 ЛМЗ.

3. Цанев С.В. и др. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

МОДЕРНИЗАЦИЯ АКТИВНОЙ ЗОНЫ РЕАКТОРА ВВЭР-1200 В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ ТОЛЕРАНТНОГО ТОПЛИВА

С.В. Конончук

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ Бутакова, группа 5061

На сегодняшний день атомная энергетика развивается стремительными темпами, ключевыми аспектами которой являются энергоэффективность, экологичность и высокий уровень безопасности производства. Для соответствия все составляющие объекты на АЭС должны непрерывно совершенствоваться. Тем не менее, вероятность тяжёлых аварий на данном этапе развития техники сохраняется.

В настоящий момент каждая страна, которая занимается развитием атомной энергетике, а началось это после событий 2011 года на «Фукусиме-1», интенсивно работает над созданием толерантного топлива.

Сейчас рассматривается несколько направлений создания активной зоны, готовой к последствию тяжёлых аварий. Оболочка твэла и топливо должно быть более устойчивыми к высокотемпературному окислению. Поэтому решить данную проблему можно: доработать уже имеющийся материал оболочки – консервативное решение, или изменив материал оболочки – радикальное решение; а также использовать новые виды топлива, которые позволяют снизить энерговыделение в случае нарушения нормальных условий эксплуатации ядерного реактора, повышая его безопасность и устойчивость к аварийным ситуациям.

Консервативное решение основано на том, чтобы сохранить цирконий двумя путями: разработка защитных покрытий из металла или сплавов; изменения структурно-фазового состояния его поверхности для повышения коррозионной стойкости.

Радикальное решение основано на замещении циркония материалами, более толерантными к аварийным условиям, то есть теми, у которых реакция с паром идет с меньшим энерговыделением и нарабатывается меньше водорода. Это могут быть сплавы на основе железа, керамики, хрома, молибдена и пр.

В работе был взят проверенный хромоникелевый сплав 42ХНМ (ЭП630У). Данный тип решения был выбран не случайно, так как по данному сплаву уже имеется положительный опыт эксплуатации, он используется на атомных ледоколах, а также используется в ряде ТВС реакторов ВВЭР в качестве оболочки ПЭЛов, и его нейтронно-физические характеристики удовлетворяют условиям работы в активной зоне.

Далее для подтверждения выбора производится нейтронно-физический расчет реактора, прототипом которого берется реактор ВВЭР-1200. Затем выполняется уточненный теплогидравлический расчет для получения коэффициента запаса до кризиса теплообмена ($k_{\text{зап}}$).

После получения результатов сравниваются $k_{\text{зап}}$ для исходной активной зоны ВВЭР-1200 и модернизированной.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Карпюк Л.А., Новиков В.В., Кулаков Г.В. Сплав 42ХНМ и карбид кремния как материал оболочек ТВЭЛОВ, устойчивых к авариям // Атомная энергия. – 2021. – N 130. – С. 211-215.
2. Кулаков Г.В., Ватулин А.В., Ершов С.А. Перспективы использования сплава 42ХНМ в реакторах разного типа // Атомная энергия. – 2021. – N 130. – С. 24-27.
3. Карпюк Л.А., Лысиков А.В., Маслов А.А. Перспективное металлическое уран-молибденовое топливо, устойчивое к авариям // Атомная энергия. – 2021. – N 130. – С. 148-152.
4. Карпюк Л.А., Савченко А.М., Кулаков Г.В. Перспективы применения стальных оболочек для ТВЭЛОВ реакторов типа ВВЭР в рамках концепции топливо, устойчивого к аварийным ситуациям // Атомная энергия. – 2020. – N 128. – С. 203-208.
5. Кулаков Г.В., Коновалов Ю.В., Ватулин А.В. Исследование поведения облученных дисперсионных ТВЭЛОВ с оболочкой из сплава 42ХНМ при повышенной температуре // Атомная энергия. – 2021. – N 130. – С. 208-211.
6. Raul B. Rebak. Accident-Tolerant Materials for Light Water Reactor Fuels. – General Electric Research, Schenectady, NY, United States, 2020. – 231 p.
7. J. Hales, W. Li, R. Williamson, G. Rossiter, P. Van Uffelen. A review of fuel performance modelling. – The INL is a U.S. Department of Energy National Laboratory operated by Battelle Energy Alliance, 2019. – 42 p.
8. Mohsen Khatib-Rahbar, Alfred Krall, Zhe Yuan, and Michael Zavisca. Review of accident tolerant fuel concepts with implications to severe accident progression and radiological releases. – Work Performed under the Auspices of the United States Nuclear Regulatory Commission Office of Nuclear Regulatory Research Washington, D.C. 20555. Rockville, Maryland, 2020. – 104 p.

Научный руководитель: А.В. Кузьмин, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПРОЕКТ АСММ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 250 МВТ С РЕАКТОРОМ ТИПА РИТМ

О.Р. Крашенко

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И. Н. Бутакова, группа 5061

В настоящее время наблюдается тенденция к развитию изолированных и труднодоступных районов страны. Для этого необходим экономически эффективный, экологически чистый и компактный источник энергии, который можно эксплуатировать на этих территориях. Решением задачи может стать использование атомных станций малой и средней мощности. Одним из перспективных проектов является Атомная станция с реактором серии РИТМ. В таких реакторах применена интегральная компоновка с расположением парогенераторов внутри корпуса реактора. Именно эта особенность делает данный тип реактора компактнее своих предшественников.

Атомные станции с реакторами серии РИТМ – это многофункциональные объекты. Помимо обеспечения потребителей электроэнергией и теплом, их можно успешно применять в сочетании с установками для опреснения морской воды. Учитывая сокращенный период сооружения подобных электростанций, компактные размеры, более низкие капитальные затраты, длительную работу без перезагрузки топлива и т.д. Мы имеем конкурентоспособную альтернативу, имеющимся на сегодняшний день реакторным установкам. Также технические особенности проектов атомных станций малой мощности расширяют рынок потенциальных клиентов: от государств до частных заказчиков.

В данной работе представлен проект атомной станции малой мощности (АСММ) электрической мощностью 250 МВт с реакторной установкой типа РИТМ.

На первом этапе проектирования была составлена схема паротурбинной установки. В качестве прототипа паротурбинной установки было принято решение взять турбоустановку К-220-44, так как электрическая мощность, начальное давление близки к значениям в прототипе. При начальных параметрах пара 4,2 МПа и температуре 295 °С, были выполнены расчеты основных показателей ПТУ, которые приедены в таблице 1. Расчёт был произведен согласно методике, представленной в [1]. Также был произведен подбор основного теплового оборудования.

Далее была спроектирована реакторная установка (РУ). Основной задачей при проектировании реакторной установки малой мощности являлось уменьшение оборудования и его массогабаритных характеристик. В прототипе используется интегрированный, высокоэффективный прямотрубный парогенератор с высокой парпроизводительностью [2]. Так как парогенераторы интегрированы внутрь корпуса, от их размеров зависит и размер обечайки корпуса. В связи с этим была предложена технология компоновки теплообменных труб, которая позволила свести к минимуму размеры реактора. Парогенератор состоит из пучка витых труб, показанных на рисунке 1. При такой установке труб

обеспечивается существенная интенсификация процессов теплообмена в межтрубном пространстве аппарата и внутри витых труб, также был изменен способ обтекания парогенерирующих элементов с продольного на поперечный рисунок 2, что в совокупности привело к уменьшению площади теплообмена. В отличие от прототипа была модернизирована геометрия стандартной кассеты, которая также позволила уменьшить объем незадействованного пространства внутри корпуса. Расчетные характеристики парогенератора также представлены в таблице 1.

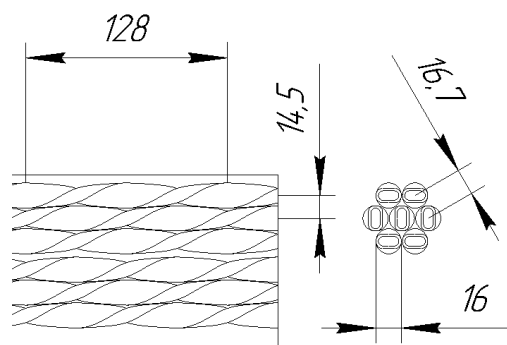


Рис. 1. Схема пучка из витых труб

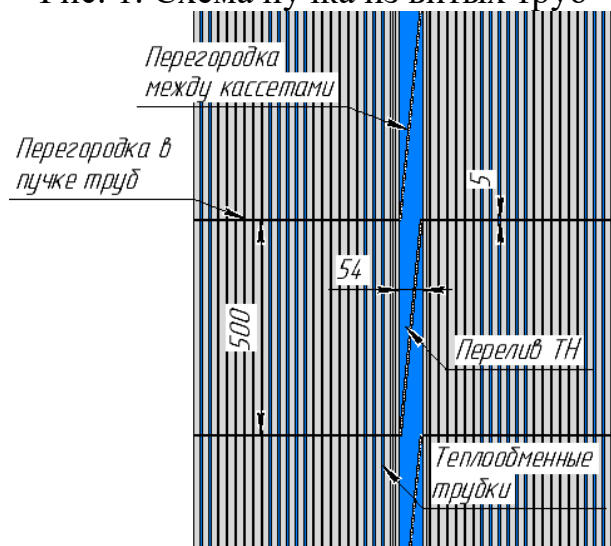


Рис. 2. Компоновка модернизированных кассет парогенератора с продольным обтеканием пучков труб

Заключительным пунктом проектирования АСММ является расчет реактора. Произведен нейтронно-физический расчет, состоящий в физическом обосновании элементов конструкции и определении совокупности физических параметров, удовлетворяющих поставленным требованиям. Результаты нейтронно-физического расчета также представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчётов проекта АСММ

Номинальные параметры	Значение
Экономические показатели ПТУ	
Электрическая мощность, МВт	250
КПД брутто, %	33,7
КПД нетто, %	32,2
Реактор	
Тепловая мощность, МВт	748

Кол-во тепловыделяющих сборок, шт	301
Высота, мм	1990
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,064
Описанный диаметр, мм	1880
Парогенератор (ПГ)	
Кол-во модулей в кассете, шт	22
Кол-во кассет, шт	12
Кол-во парогенерирующих элементов, шт	34848
Высота, мм	4650
Сопротивление рабочего тела, МПа	0,058
Сопротивление теплоносителя, МПа	0,569
Паропроизводительность, т/ч	1351,3
Нейтронно-физический расчет	
Длительность капании, суток	391
Реактивность холодного реактора, %	27,4
Реактивность горячего реактора, %	23,5
Реактивность реактора на мощности, %	23,3
Эффективность органов СУЗ, доли	-0,439

Таким образом, была спроектирована АСММ электрической мощностью 250 МВт, которая может использоваться в отдаленных или изолированных регионах, где стоимость доставки углеводородного топлива высока, а электрические сети слабо развиты или отсутствуют.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Н. Н. Галашов. Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций: учебное пособие / Н.Н. Галашов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 244 с.
2. Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.

Научный руководитель: А.И. Кудров, ст. преподаватель НИЦ И.Н. Бутанова ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАМЕРНЫХ ПВД В ТУРБОУСТАНОВКЕ АЭС С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

К.В. Нефедов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

На сегодняшний день основным типом подогревателей высокого давления (ПВД) для ТЭЦ и АЭС остаётся коллекторно-спиральный (К-С) с поверхностью нагрева из гладких труб, свитых в плоские спирали. Исторически это было обусловлено их основным преимуществом перед камерными (К) подогревателями – отсутствием водяной камеры и, как следствие, отсутствием массивной трубной доски.

Но на данный момент технологии позволяют выполнить замену ПВД К-С на ПВД К, в том числе для АЭС с реактором ВВЭР-1000 (самый распространённый в России реактор).

Целью данной работы являлся анализ целесообразности указанной замены. На рис. 1 приведены изображения данных подогревателей:

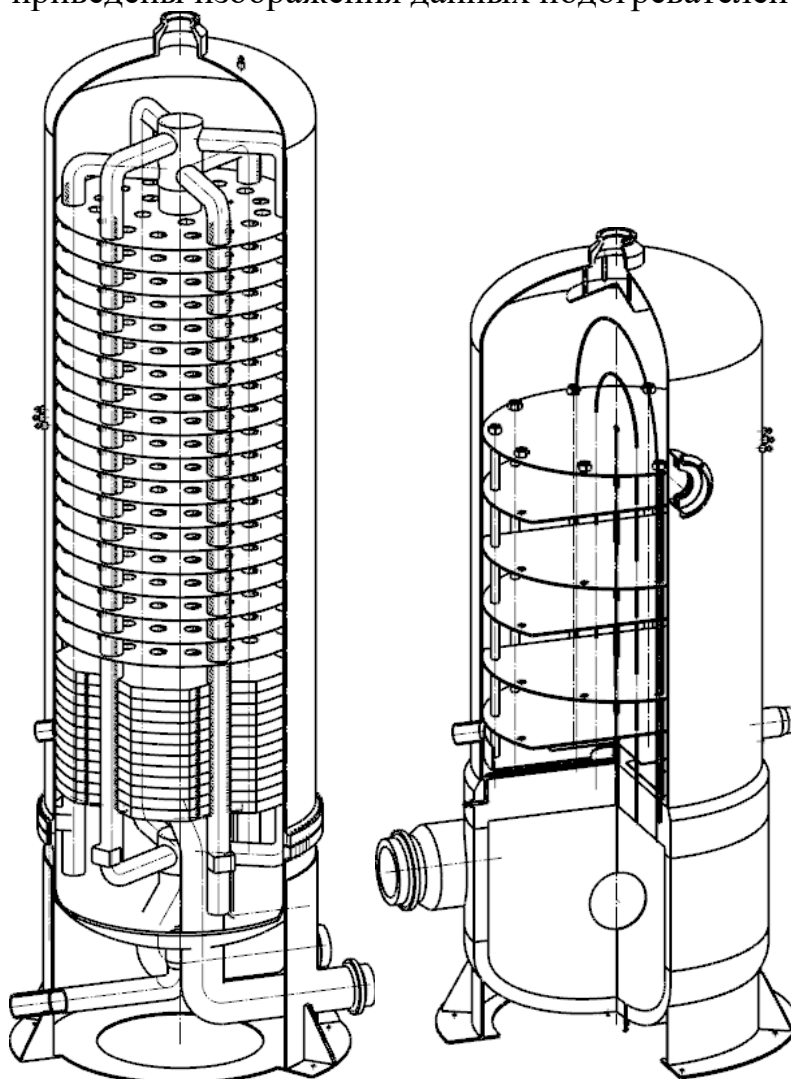


Рис. 1. Изображения коллекторно-спирального подогревателя высокого давления (слева) и камерного (справа) (соотношения размеров близки к реальным)

Для коллекторно-спиральных подогревателей основными характерными являются следующие недостатки:

1. значительное время отключения системы регенерации высокого давления при ремонте трубной системы (среднее время восстановления ~120 ч, что в 3 раза больше, чем для камерных);
2. ограничения по высоте корпуса, накладываемые высотой машзала не позволяют набрать поверхность теплообмена, необходимую для обеспечения оптимальных недогревов питательной воды в каждом ПВД;
3. высокие значения гидравлических потерь по питательной воде из-за наличия коллекторов и спиралей.

К основным недостаткам камерных же ПВД можно отнести лишь остающуюся высокой сложность изготовления трубной доски в связи с большой её толщиной и крепления труб к ней при вертикальном исполнении, а также сложность выделения зоны охладителя пара, но для большинства АЭС это и не требуется.

Для количественной оценки сравнительных характеристик альтернативных конструкций ПВД были проведены параллельные теплогидравлические расчеты этих подогревателей на примере турбоустановки конкретной АЭС.

В качестве базового объекта был взят ПВД-5 паротурбинной установки К-1000-60/1500-1 Калининской АЭС с реактором ВВЭР-1000.

Основные исходные данные, принятые для расчетов: давление питательной воды 10,4 МПа, отборного пара 1,05 МПа, температура воды на входе и выходе подогревателя 158,8 °С и 178,1 °С соответственно. Расход по питательной воде – 788 кг/с.

Расчёты были выполнены по методике, приведённой в [1].

Также для справедливого сравнения были проведены у обоих типов оптимизационные расчёты с определением наиболее эффективных с точки зрения стоимости изготовления и гидравлического сопротивления материалов теплообменных труб, их размеров и скорости питательной воды в них. Для обоих подогревателей материал труб – безникелевый сплав 08Х14МФ, скорость – минимально допустимая – 1,5 м/с, размер трубок – 22х3,5. В расчёте цены была взята стоимость материалов с учётом работы в виде.

Были получены результаты, представленные в табл. 1:

Таблица 1. Сравнение ПВД-5 обоих типов

Подогреватель	Коллекторно-спиральный	Камерный	Разница (относительно К-С), %
Высота, м	13,701	6,183	-54,8
Диаметр, м	2,862	3,381	+18,1
Потери давления, МПа	0,099	0,018	-81,8
Компактность, МВт/м ³	0,761	1,208	+58,7
Металлоёмкость, МВт/т	0,883	0,865	-2
Критерий Кирпичёва	697	3915	+461,7

Из таблицы видно, что согласно большинству критериев, преимущество имеет подогреватель камерного типа. Например, при переходе от коллекторно-спирального к камерному гидравлические потери уменьшаются на 81,8%, а высота подогревателя на 54,8%. При этом камерный подогреватель имеет меньшие размеры и металлоемкость.

Комплексный показатель Кирпичева эффективности теплообменников также свидетельствует об отношении мощности подогревателя (полезной работы) к энергозатратам на прокачку теплоносителя. Очевидно, что по этому критерию камерный подогреватель в 5 раз эффективнее.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Галашов Н.Н. Тепломеханическое и вспомогательное оборудование электростанций: учебное пособие / Н.Н. Галашов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. // Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 244 с.

Научный руководитель: А.В. Воробьёв, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ОТПУСКА ТЕПЛОТЫ ОТ ВЛАЖНОПАРОВОЙ ТУРБОУСТАНОВКИ АЭС

В.А. Веснин¹, О.Ю. Ромашова², П.А. Плаунов¹
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ Бутакова^{1,2}, группа 5Б8А¹

В России доля атомной генерации в настоящее время составляет 19% всего объема выработки электроэнергии. С использованием теплоснабжения от АЭС можно вытеснить неэкономичные ТЭЦ и котельные.

Цель работы – выбор наиболее экономичной схемы отпуска теплоты от влажнопаровой турбоустановки АЭС [1]. Подогрев сетевой воды – одноступенчатый.

Разработка схемы отпуска теплоты от АЭС на отопление решается двумя способами:

1. Подключение к одному из нерегулируемых отборов конденсационной турбины одноступенчатой сетевой установки (ПС-1). Данная схема изображена на рисунке 1.
2. Перевод конденсационной турбины в теплофикационно-конденсационную типа ТК и подключение ПС-1 к регулируемому отбору турбины. Данная схема изображена на рисунке 2.

Преимуществом отпуска теплоты из регулируемого отбора турбины является увеличение электрической мощности на тепловом потреблении при понижении давления в отопительном отборе p_t , в то время как в схеме с нерегулируемым отбором отсутствуют потери давления при дросселировании пара в

регулирующих органах теплофикационного отбора [2]. Эффективность вариантов сравнивается по годовой недовыработке электроэнергии относительно номинального конденсационного режима.

Исходные данные: параметры номинального конденсационного режима турбоустановки К-220-44-3 Кольской АЭС; начальные параметры: давление свежего пара – 4,4 МПа, степень сухости – 0,995; расход свежего пара – 404 кг/с; Степень сухости за сепаратором – 0,990; давление в деаэраторе – 0,7 МПа; Давление в конденсаторе – 0,00331 МПа; Температурный график теплосети – 150/70; коэффициент теплофикации - 0,5; Климатический район: г. Мурманск.

Выбор прототипа обусловлен тем, что данная турбина в настоящее время успешно эксплуатируется на одной из действующих атомных электростанций России (Кольская АЭС), а также наличием достоверных данных номинального конденсационного режима, принятого за расчетный при пересчете схемы на другие условия работы.

Расчеты показателей работы турбоустановки для двух вариантов тепловой схемы выполняются при изменении температуры наружного воздуха, отношение тепловой мощности отопительного отбора к номинальной электрической нагрузке турбины $Q_T/N_{ЭН}$ варьируется от 0,1 до 1.

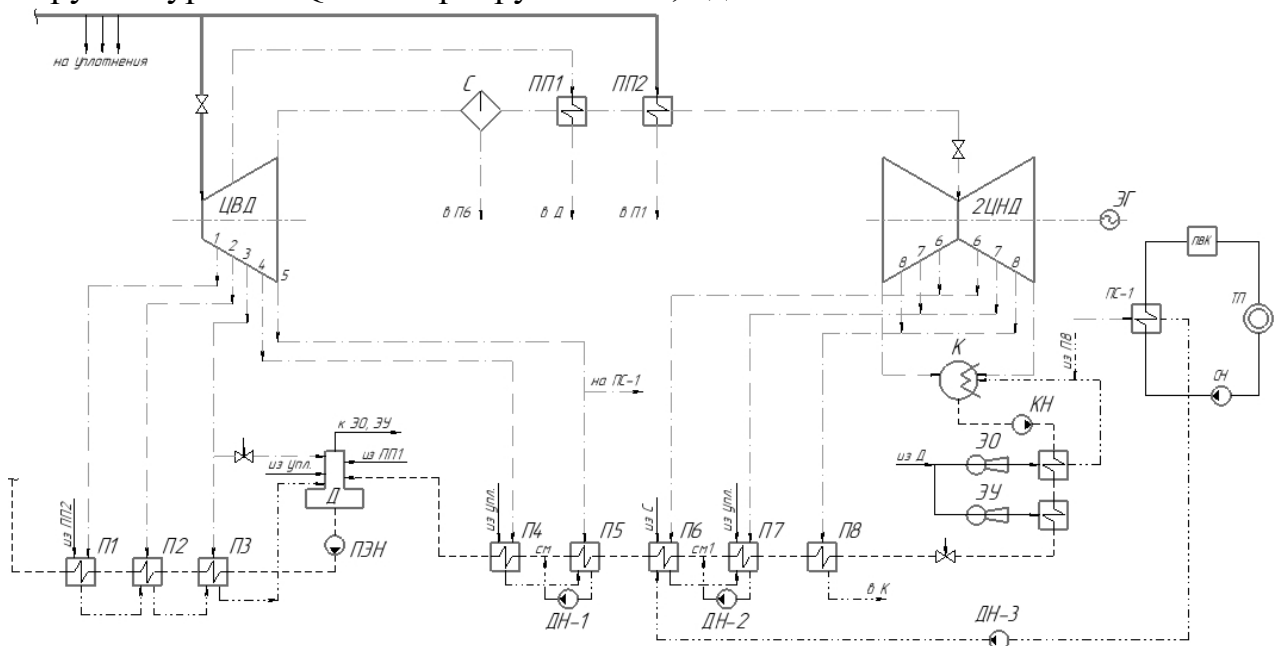


Рис. 1. Принципиальная схема турбоустановки К-220-44-3 с подогревом сетевой воды паром из нерегулируемого отбора

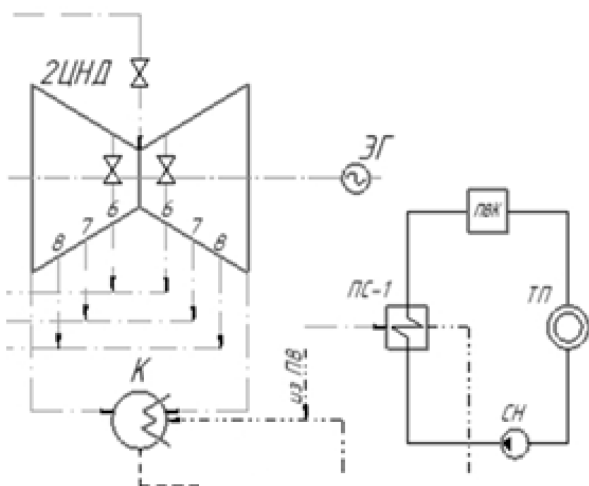


Рис.2. Схема отпуски теплоты на отопление из регулируемого отбора турбоустановки

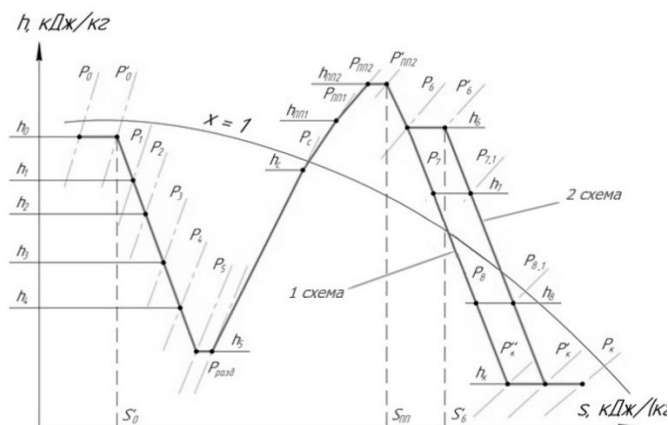


Рис.3. Процесс расширения пара в турбине в h,s-диаграмме

Расход острого пара во всех вариантах принят постоянным, параметры пара по проточной части при изменении тепловой нагрузки отборов пересчитываются по зависимости Стодоль-Флюгеля.

Процесс расширения пара в турбине для двух вариантов отпуски теплоты из отборов турбины представлен в h,s- диаграмме – рис. 3.

Результаты расчета тепловой схемы турбоустановки с регулируемым и отбором и с нерегулируемым отбором сведены в табл. 1.

Зависимость годовой недовыработки электрической энергии от доли тепловой нагрузки для двух вариантов схемы отпуски теплоты представлена в виде гистограммы – рис. 5.

Таблица 1. Результаты расчета

Показатель	$Q_T/N_{ЭН}=0,1$							
	Н/рег. отбор				Рег. отбор			
$t_{НВ}, ^\circ\text{C}$	-28	-22	-5	+8	-28	-22	-5	+8
$t_{Пс}/t_{Ос}$	110/70	103/63	84/44	60/35	110/70	103/63	84/44	60/35
$Q_T, \text{МВт}$	25,020			10,879	25,020	25,020	25,020	10,879
$P_T, \text{МПа}$	0,3150			0,07486	0,1810	0,1460	0,1370	0,1408
$G_{св}, \text{кг/с}$	149,29			102,00	149,28	149,28	149,29	102,00
$G_{обв}, \text{кг/с}$	45,829	56,658	77,961	50,459				
$G_{Пс}, \text{кг/с}$	13,703			4,727	10,767	10,760	10,760	4,679
$G_K, \text{кг/с}$	200,496			207,371	202,633	201,616	201,359	206,936
$x_{ВЫХ}^{ПВД}$	0,8583			0,8616	0,8632	0,8616	0,8612	0,8613
x_K	0,9253			0,9238	0,9308	0,9231	0,9188	0,9214

$N_{\Sigma},$ МВт	241,494				245,147	236,434	242,414	245,165	246,049
$\Delta N_{\Sigma},$ МВт	8,702				5,049	13,762	7,782	5,031	4,147
$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ МВт·ч	50165,22					35247,36			
$\delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ %	29,74								
По-каза-тель	$Q_{\text{T}}/N_{\Sigma\text{H}}=0,5$								
	Н/рег. отбор				Рег. отбор				
$t_{\text{нв}},\text{ }^{\circ}\text{C}$	-28	-22	-5	+8	-28	-22	-5	+8	
$t_{\text{пс}}/t_{\text{ос}}$	110/7 0	103/6 3	84/44	60/35	110/70	103/63	84/44	60/35	
$Q_{\text{T}},$ МВт	125,098				54,391	125,098	125,098	125,098	54,391
$P_{\text{T}},$ МПа	0,2466				0,06826	0,1810	0,1460	0,1103	0,1290
$G_{\text{св}},$ кг/с	746,43				509,98	746,41	746,39	746,43	509,98
$G_{\text{обв}},$ кг/с	144,46 6	216,8 42	351,50 3	239,339					
$G_{\text{пс}},$ кг/с	68,340				23,653	53,806	53,773	53,810	23,393
$G_{\text{к}},$ кг/с	161,025				188,119	164,765	163,316	161,873	189,742
$x_{\text{вых}}^{\text{ЦВД}}$	0,8529				0,8614	0,8632	0,8616	0,8602	0,8609
$x_{\text{к}}$	0,9308				0,9212	0,9347	0,9268	0,9166	0,9193
$N_{\Sigma},$ МВт	225,906				240,082	217,313	223,717	231,010	240,509
$\Delta N_{\Sigma},$ МВт	24,289				10,114	32,883	26,479	19,186	9,687
$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ МВт·ч	131147,01					116209,20			
$\delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ %	11,39								
По-каза-тель	$Q_{\text{T}}/N_{\Sigma\text{H}}=1$								
	Н/рег. отбор				Рег. отбор				
$t_{\text{нв}},\text{ }^{\circ}\text{C}$	-28	-22	-5	+8	-28	-22	-5	+8	
$t_{\text{пс}}/t_{\text{ос}}$	110/7 0	103/6 3	84/44	60/35	110/70	103/63	84/44	60/35	
$Q_{\text{T}},$ МВт	250,196				108,786	250,196	250,196	250,196	108,786

$P_{\text{т}},$ МПа	0,2943			0,05992	0,1810	0,1460	0,07529	0,1143
$G_{\text{св}},$ кг/с	1492,82			1020,00	1492,82	1492,77	1492,86	1020,00
$G_{\text{обв}},$ кг/с	414,58 1	532,1 61	759,10 5	438,180				
$G_{\text{пс}},$ кг/с	136,749			47,361	107,625	107,464	107,315	46,774
$G_{\text{к}},$ кг/с	115,090			165,083	118,001	116,064	111,526	168,214
$x_{\text{вых}}^{\text{ЦВД}}$	0,8450			0,8613	0,8632	0,8613	0,8579	0,8602
$x_{\text{к}}$	0,9391			0,9178	0,9424	0,9355	0,9143	0,9173
$N_{\text{э}},$ МВт	201,365			234,721	193,252	199,693	215,638	233,381
$\Delta N_{\text{э}},$ МВт	48,831			15,475	56,943	50,503	34,558	16,815
$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ МВт·ч	252815,36				210931,98			
$\delta \mathcal{E}_{\text{год}},$ %	16,57							

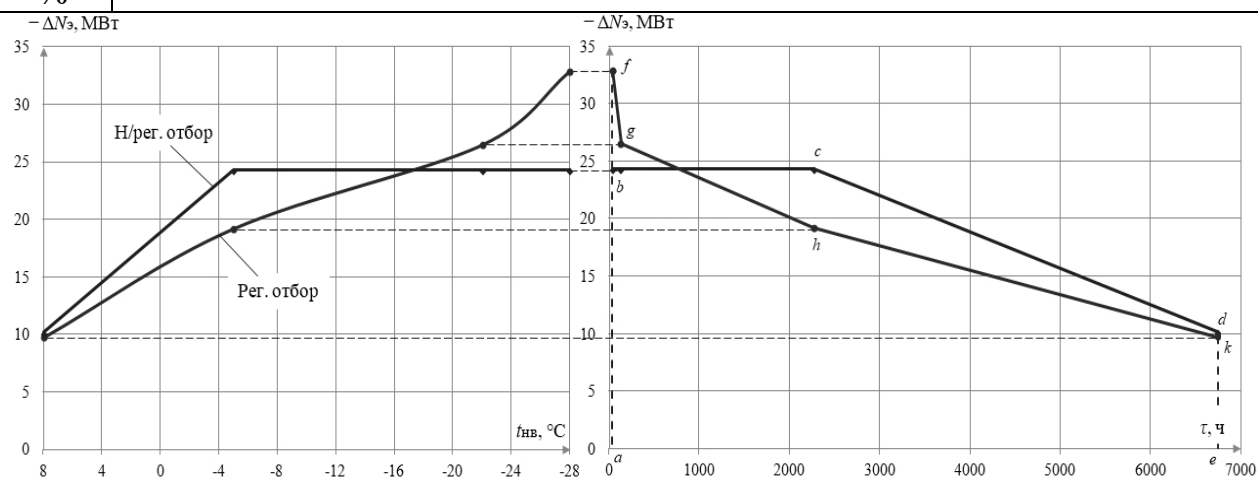


Рис.4. Годовой график недовыработки электрической энергии при $Q_T/N_{Э} = 0,5$

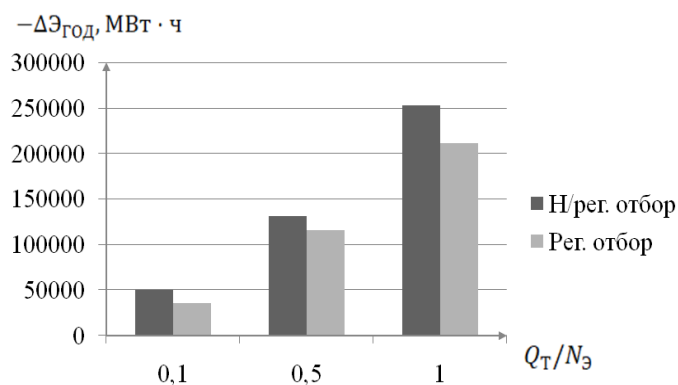


Рис. 5. Зависимость годовой недовыработки электрической энергии от доли тепловой нагрузки

Недовыработка электроэнергии турбоустановкой с нерегулируемым отбором $\Delta \dot{E}_{\text{год}}^{\text{Н/рег.отбор}}$ во всем диапазоне изменения тепловой нагрузки превышает недовыработку электрической энергии для варианта с регулируемым отбором $\Delta \dot{E}_{\text{год}}^{\text{Рег.отбор}}$ (см. табл. 1), что в условиях турбоустановки К-220-4,4 делает наиболее эффективным отпуск пара на подогрев сетевой воды из регулируемого отбора.

При значениях $Q_T/N_{\Sigma}^{\text{н}}$ выше 1 преимущества отпуска теплоты из регулируемого отбора существенно возрастают, в то время как при значениях этой доли (0,4-0,6) годовая недовыработка электроэнергии в обоих случаях практически выравнивается с небольшим преимуществом регулируемого отбора. Учитывая небольшую разницу в выработке электроэнергии по двум вариантам, а также дополнительное усложнение системы регулирования и снижение надежности турбоустановки при организации регулируемого отбора, в большинстве случаев предпочтение отдается нерегулируемым отборам.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов – 3-е изд. перераб. и доп. / Т. Х. Маргулова – М: Высш. школа, 1978. – 360с
2. Использование АЭС с ВВЭР для нужд теплоснабжения / Р.З. Аминов, М.К. Крылов // Теплоэнергетика. 2005. № 2. С. 37-42.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЕЛИЯ В ОДНОКОНТУРНОМ ЭНЕРГОБЛОКЕ С ВТГР

Н.Г. Попугаев

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

В настоящее время доля генерации электроэнергии в мире на АЭС составляет около 10,3 % по данным международного энергетического агентства за 2019 год [2]. В дальнейшем эта доля будет расти, особенно учитывая мировые тенденции «зеленой энергетики» и постепенный отказ от ископаемого топлива.

подавляющее большинство энергоблоков атомных электростанций, находящихся в эксплуатации, имеют водоохлаждаемые реакторы, но на сегодняшний день такие энергоблоки практически достигли своего предела по экономическим показателям. Ведутся интенсивные исследовательские работы по созданию реакторов четвертого поколения с другими видами теплоносителей.

Одним из перспективных направлений является создание одноконтурной энергетической установки с гелийохлаждаемым реактором. Такой выбор

обусловлен рядом его преимуществ и особенностей, таких как модульное исполнение, высокая тепловая экономичность, возможность выработки высоко- и низкпотенциальной энергии, упрощенная технологическая схема энергоустановки, высокие маневренность энергоблока и надежность.

Целью работы является обоснование параметров гелия в одноконтурном энергоблоке электрической мощностью 200 МВт с гелийохлаждаемым реактором. В схеме энергоблока применена регенерация и промежуточное охлаждение гелия при сжатии (рис. 1).

Значение начальной температуры теплоносителя принято сравнительно невысоким – 850 °С [1]. Несмотря на то, что с увеличением начальной температуры термический КПД увеличивается, выбор меньшего значения температуры обусловлен отсутствием необходимости охлаждения лопаток турбины, что упрощает схему ГТУ и повышает ее тепловую экономичность за счет отсутствия расхода гелия на охлаждение.

Для определения значения оптимальной степени повышения давления в компрессоре проведены варианты расчеты тепловой схемы установки в диапазоне степени повышения давления от 1,5 до 5. Температура гелия на выходе из реактора, температурный напор регенератора и температура гелия после предохладителя и промежуточного охладителя не изменяются [2].

Давление на выходе из активной зоны реактора 7,1 МПа [2], так как при более низких значениях давления ухудшается теплоотдача в активной зоне реактора и возникает необходимость в увеличении площади теплопередающей поверхности, а также за счет большего удельного объема рабочего тела увеличиваются габариты установки. С учетом аэродинамических потерь в реакторе давление на входе в реактор составляет 7,15 МПа. Температура гелия после охладителей, определяемая температурой охлаждающей воды и температурным напором в теплообменнике, составляет 26 °С. В расчете тепловой схемы тепловыми потерями можно пренебречь. Также, ввиду малых значений, утечками гелия из контура пренебрегаем. Влияние потерь давления особенно важно для рабочих сред с высокими отношениями теплоемкостей, таких как гелий, поэтому, по предварительной оценке, относительные потери давления для трактов высокого и низкого давлений равны, соответственно, 0,5 и 0,3 %.

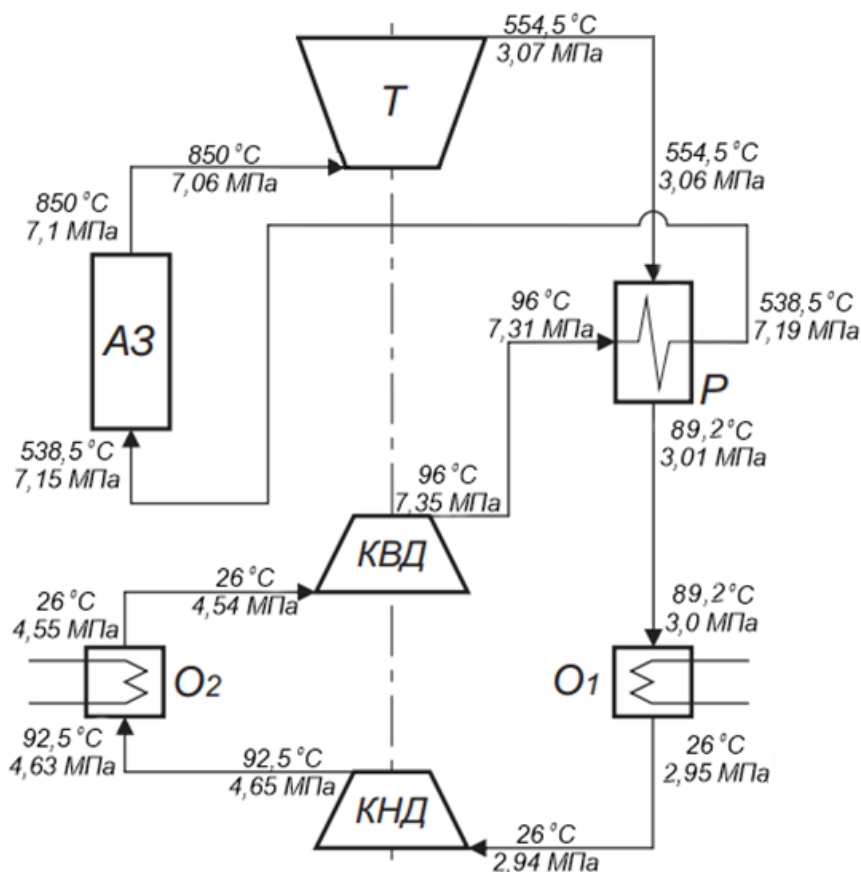


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема энергоблока: АЗ – активная зона реактора; Т – турбина; Р – рекуператор; КНД – компрессор низкого давления; КВД – компрессор высокого давления; О₁ и О₂ – предохладитель и промежуточный охладитель соответственно (определение параметров гелия приведено ниже)

В результате расчетов определено, что в рассматриваемом диапазоне изменения степени повышения давления при постоянной электрической мощности энергоблока, потребляемая компрессором мощность изменяется от 169 МВт до 237 МВт. При этом мощность реактора изменяется от 395 до 450 МВт; диапазон изменения КПД составляет 0,448...0,508.

По полученным результатам построены графические зависимости (рис. 2, 3). На рисунке 2 представлены графики зависимостей мощности турбины N_T , мощности компрессора N_K , тепловой мощности реакторной установки Q_{py} и тепловая мощность регенератора $Q_{рег}$ от полной степени повышения давления в компрессоре β . На рисунке 3 изображены графические зависимости электрического КПД $\eta_{э}$ и коэффициента полезной работы φ от полной степени повышения давления в компрессоре β .

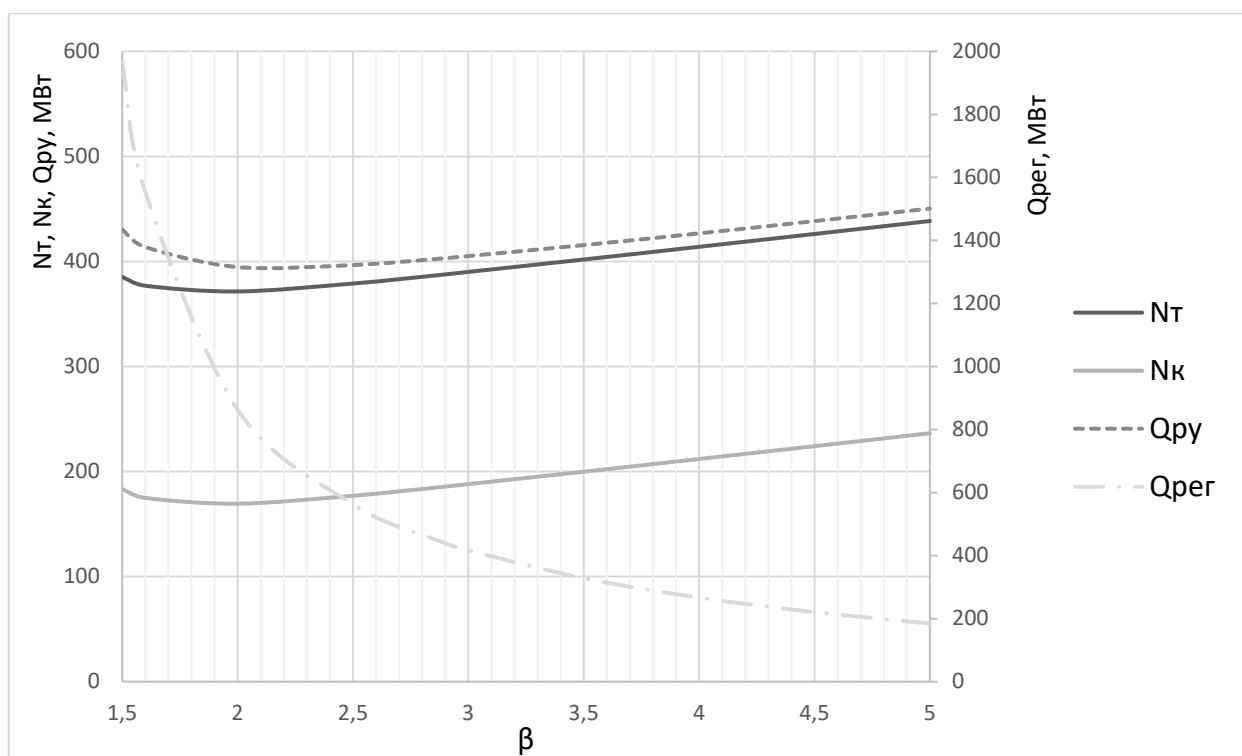


Рис. 2. Графики зависимостей мощностей от степени повышения давления

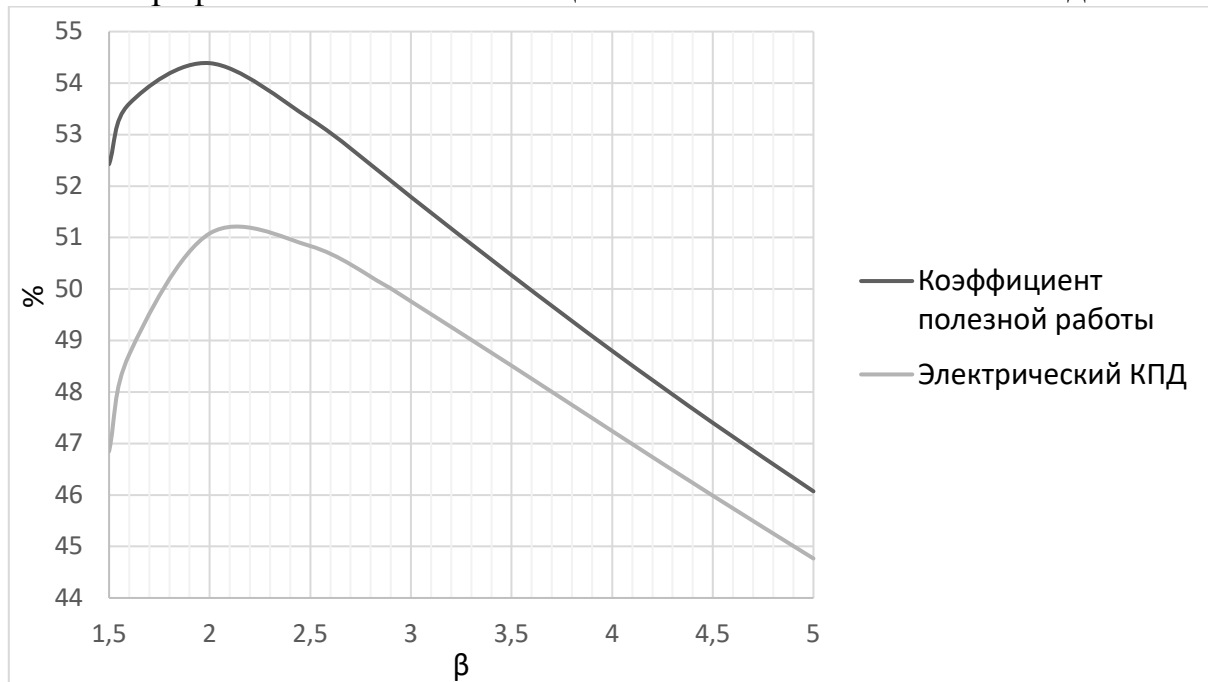


Рис. 3. Графики зависимостей КПД установки и коэффициента полезной работы от степени повышения давления

По полученным результатам, коэффициент полезной работы установки имеет параболическую зависимость от полной степени повышения давления в компрессоре с максимумом при $\beta = 2$. Аналогично выглядит график электрического КПД $\eta_e = f(\beta)$, имея максимум при $\beta = 2,1$.

В современном анализе и проектировании ГТУ при оптимизации цикла ориентируются на максимум КПД установки, либо на максимум удельной полезной работы ГТУ. Увеличение степени повышения давления в значительной мере влияет на стоимость турбины и компрессора за счет увеличения их мощности.

При замкнутом газотурбинном цикле необходим учет других характеристик для достижения большей экономичности.

Наличие в цикле регенерации влияет на характер кривых, и необходимо обращать внимание на количество передаваемого в рекуператоре тепла $Q_{\text{рег}}$, которое уменьшается с ростом степени повышения давления, а значит, уменьшаются массогабаритные характеристики регенератора и увеличиваются капиталовложения.

По величине коэффициента полезной работы можно судить о габаритах и стоимости турбины и компрессора. Так, максимум коэффициента полезной работы соответствует минимально возможным капитальным затратам на турбину и компрессор.

Таким образом, при выборе оптимальной полной степени повышения давления в компрессоре необходимо учитывать несколько важных факторов, чтобы достичь высокой тепловой экономичности, малых капиталовложений и габаритов установки. Для принятого к проектированию варианта полная степень повышения давления составляет 2,5. При этом значении имеем высокий КПД установки с близким к максимуму коэффициенту полезной работы, тепловая мощность имеет среднее значение, при котором габариты теплообменника будут приемлемыми.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Colin F. McDonald Power conversion system considerations for a high efficiency small modular nuclear gas turbine combined cycle power plant concept (NGTCC) // Applied Thermal Engineering, - 2014.- №. 73, - P. 82-103.
2. IAEA Library Cataloguing in Publication Data: Design features to achieve defence in depth in small and medium sized reactors. - Vienna: International Atomic Energy Agency, 2009. - 264 p.
3. International Energy Agency. Data and statistics [Electronic resource]. - Access mode: <https://www.iea.org/data-and-statistics>
4. Комаров О.В. и др. Тепловые и газодинамические расчеты газотурбинных установок: Учебно-методическое пособие / О.В. Комаров, В.Л. Блинов, А.С. Шемякинский. - Екатеринбург: Издательство УрФУ, 2018. - 163 с.
5. Паровые и газовые турбины для электростанций: Учебник для вузов // А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний. - М.: МЭИ, 2016.- 556 с.

Научный руководитель: А.М. Антонова, к.т.н., доцент, НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПЕРЕВОДА ЭНЕРГООБЛОКОВ АЭС С УТВС НА ТВС-2М

А.А. Рехтина

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова группа 5061

Экономическая эффективность АЭС в основном определяется топливными и капитальными затратами. Один из наиболее перспективных вариантов снижения топливных затрат – увеличение продолжительности кампании реактора. В настоящее время на отечественных энергоблоках АЭС с реакторами ВВЭР активно ведется работа по переходу с двенадцатимесячного топливного цикла на восемнадцатимесячный. Увеличение продолжительности кампании достигается путем перехода с УТВС на ТВС-2М.

Тепловыделяющая сборка ТВС-2М является усовершенствованным вариантом предыдущей бесчехловой ТВС (УТВС). Конструктивные особенности ТВС-2М и УТВС приведены в таблице 1.

Таблица 1. Конструктивные характеристики УТВС и ТВС-2М [2]

Отличия в конструкции	УТВС	ТВС-2М
Длина топливного столба, мм	3530	3680
Диаметр топливной таблетки, мм	7,57	7,60
Диаметр центрального отверстия в топливной таблетке, мм	1,4	1,2
Обогащение топлива, %	3,77	4,95
Толщина дистанцирующей решетки, мм	20	30 Оптимизирован профиль ячеек
Толщина нижней опорной решетки, мм	18	16
Диаметр пружинной проволоки в головке пружин, мм	5,6	5,1

В ТВС-2М по сравнению с УТВС применены новые конструкторские решения:

1. Использование нижней унифицированной цанговой заглушки твэла;
2. Введение в нижнюю обечайку головки ребер, связывающих нижнюю обечайку с плитой.

Данные конструкторские решения позволяют увеличить глубину выгорания топлива до $56,5 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{сут}}{\text{кгУ}}$, вместо $43 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{сут}}{\text{кгУ}}$ [3]. Что в свою очередь увеличивает фактическое количество дней работы на номинальной мощности (для первого топливного цикла) – не менее 332 эфф. сут. Когда на блоках с УТВС работа реактора на номинальной мощности между перегрузками составляет около $7000 \text{ эфф. ч} \approx 292 \text{ эфф. сут.}$ [1]. Так же наблюдается уменьшение относительной себестоимостью электроэнергии до 0,883 отн.ед. и увеличение КИУМа на 10,4% до 91,4% [3]. Но увеличение глубины выгорания влечет за собой –

увеличенный потенциал мощности разрушения топлива в случае аварийных ситуаций и рост пика мощности.

В ТВС-2М применены положительно зарекомендовавшие себя в эксплуатации решения, усовершенствованы конструкции отдельных элементов. Конструкция ТВС-2М отличается высокой геометрической стабильностью и качеством конструкторско-технологических решений. За счет уменьшения вероятности разрушения ($\approx 1 \cdot 10^{-5}$) оболочки твэла и нарушение химического состава теплоносителя первого контура [4].

Внедрение ТВС-2М позволило освоить мощность 104% $N_{\text{ном}}$ для энергоблоков ВВЭР – 1000. На сегодняшний день на 4 блоке Балаковской АЭС ведется корректировка документации по обоснованию безопасности и проведение модернизаций (генератор, турбина, оборудование 2-го контура, парогенераторы, АСУ ТП РУ и др.) для проведения испытаний на мощности 107-110% $N_{\text{ном}}$ [5]. Для этих целей устанавливается партия топливных сборок в объеме полной подпитки с перемешивающими решетками.

Перемешивающие решетки вносят гидродинамическую нестабильность, что возможно приведет к фреттинг-износу оболочек и уменьшение запаса до кризиса. Стоит отметить, что в проектах АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ перемешивающие решетки не требуются, так как в этих проектах достаточный запас до кризиса.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Куракин К.Ю. и др. Перспективы повышения эффективности использования топлива в рамках проекта АЭС-2006. ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС», г.Подольск;
2. Васильченко И.Н. Опыт эксплуатации топлива на основе конструкции ТВС-2М. ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС»;
3. Бессонов В.Н. Эксплуатация энергоблоков Балаковской АЭС с использованием 18-ти месячного топливного цикла. Филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»;
4. Васильченко И.Н. ТВС-2М и далее. Интервью электронному изданию AtomInfo.Ru. ОКБ «Гидропресс»;
5. Шутников А.В. Работа энергоблоков АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 107-110%.

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, к.пед.н., доцент НОЦ И.Н. Бутанова ИШЭ ТПУ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СТУПЕНИ ТУРБИНЫ

Д.В. Теплов, В.С. Кутепов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5БМ02

Компетенции проектирования турбоустановок тепловых и атомных электростанций очень востребованы в энергетической отрасли России. Образовательная программа подготовки магистров «Тепловые и атомные электрические станции» содержит две дисциплины, направленные на развитие этих компетенций. В курсе «Компьютерное моделирование объектов проектирования» финальной задачей является моделирование ступени турбины по результатам расчетов курсового проектирования турбины, выполненного в рамках бакалаврской дисциплины «Турбины ТЭС и АЭС». Исходные данные представлены на рисунке 1.

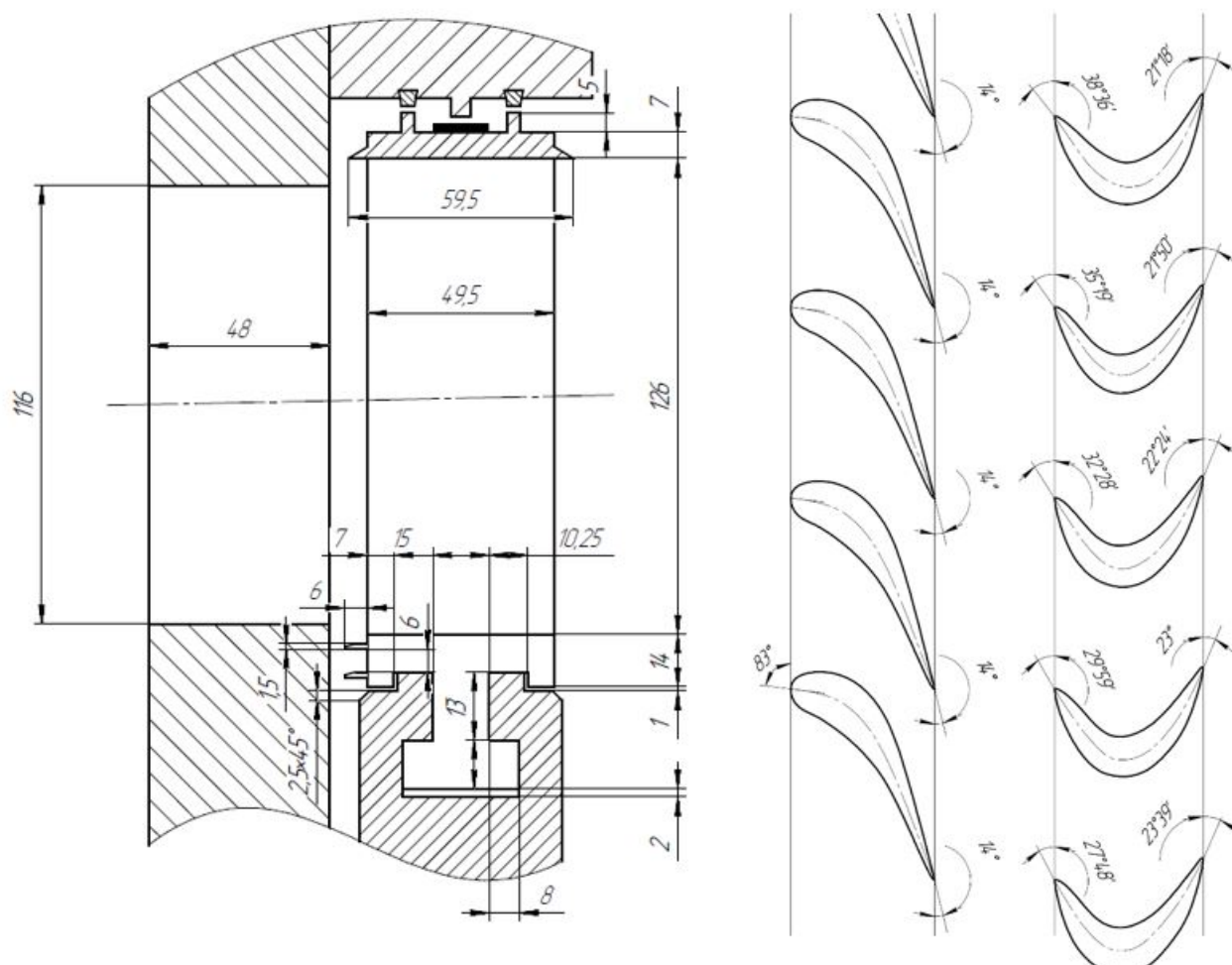


Рис. 1. Чертеж проточной части ступени турбины и профили лопаток.

По исходным параметрам строятся 3D модели рабочей и сопловой лопаток, а также дополнительных деталей. Затем моделируется сборка рабочей решетки, сопловой решетки и всей ступени в целом (рис. 2.). Для моделирования использован программный продукт Siemens NX, используемый ведущими российскими производителями энергетического оборудования. Подробнее о работе в этом продукте изложено в [1].

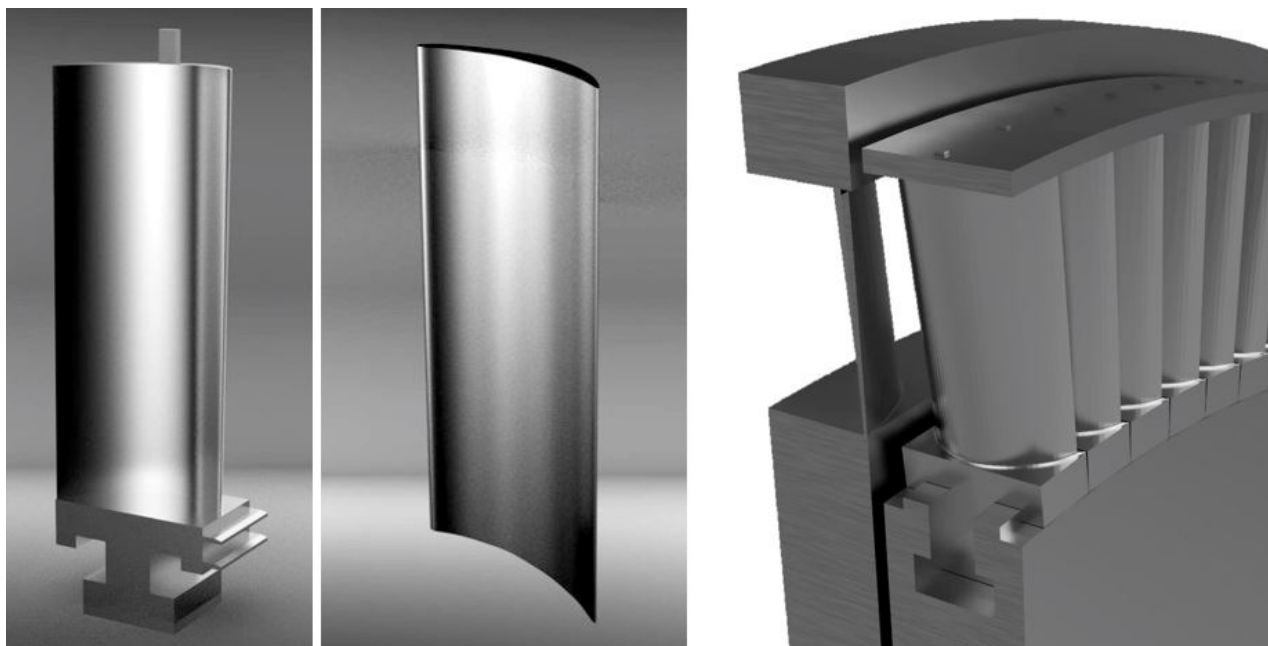


Рис. 2. Результат создания 3D моделей лопаток и разрез фрагмента общей сборки ступени турбины.

Для моделирования потока пара в ступени построена упрощенная геометрия проточной части. Далее в оболочке «Расширенная симуляция» создается новая конечно-элементная модель и симуляция. Для работы с расширенной симуляцией рекомендуется [2,3]. В качестве решателя выбран NX Thermal/Flow, тип анализа Coupled Thermal/Flow. В сеточной модели использована тетраэдральная сетка, размер элемента подбирается исходя из потребностей детальности решения (рис. 1б). Материал среды – водяной пар. В расчетной модели определяются граничные условия потока. Для входного потока скорость и температура. С противоположной стороны указывается давление для граничного условия потока типа «Открытие». В данном случае были применены граничные условия первого рода. Таким образом постановка задачи завершена. Длительность расчета зависит от производительности компьютера и плотности сеточной модели и может занимать довольно много времени. Результаты расчета отображаются в «Навигаторе постпроцессора» (рис. 3.).

По результатам расчетов найдены давления с обеих сторон рабочей лопатки (рис. 4.), что позволяет далее провести ее расчеты на прочность. Механические расчеты проводились на сеточной модели рабочей лопатки с использованием решателя Nastran.

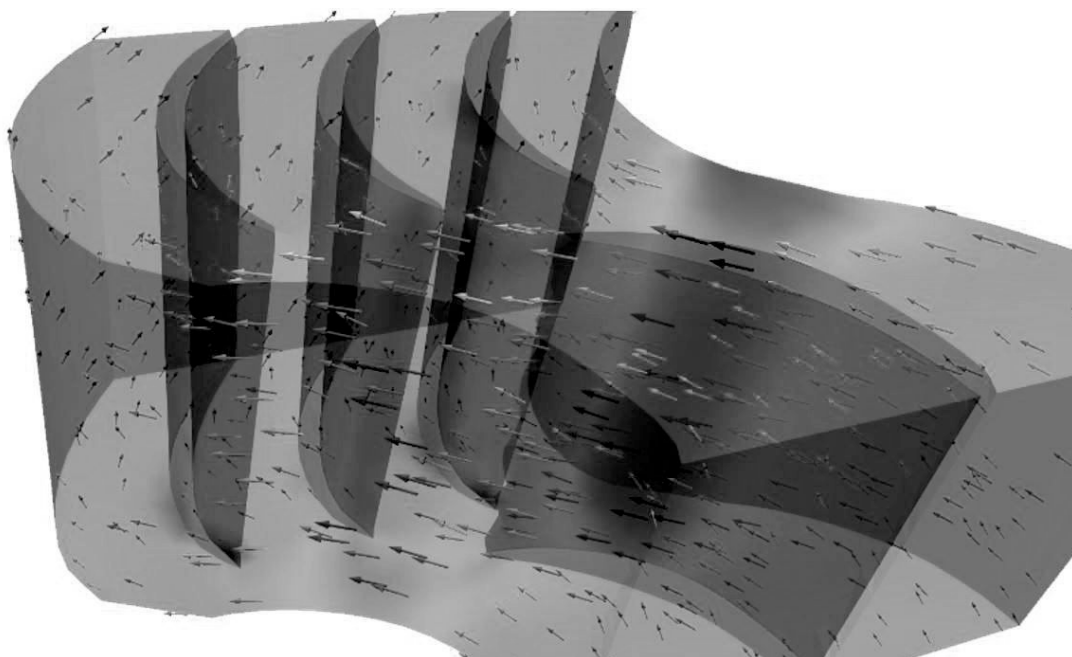


Рис. 3. Визуализация результата моделирования потока пара через ступень турбины.

Potok_sim1 : Solution 1 Результат
 Случай нагружения 1, Статический шаг 1
 Общее давление - По элементам/узлам, Неусредненный, Скаляр
 Мин. : -0.0053, Макс. : 0.0402, Единицы = МПа

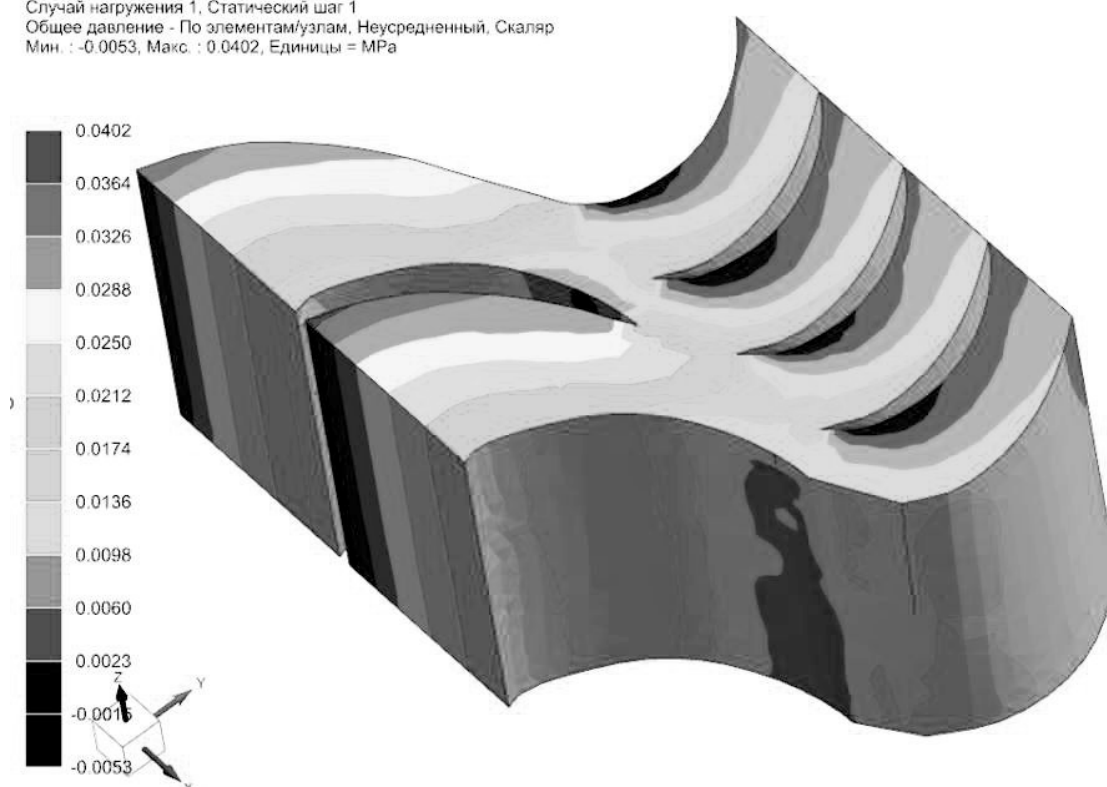


Рис. 4. Визуализация распределения давлений в потоке пара.

Моделирование основных элементов и процессов в турбоустановках при помощи специализированных программных комплексов CAD позволяют не только закрепить изученный теоретический материал, но и получить необходимые компетенции работы с программным обеспечением для проектирования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Данилов Ю., Артамонов И. Практическое использование NX. – М.: ДМК Пресс, 2011. – 332 с.
2. Гончаров П.С., Артамонов И.А., Халитов Т.Ф. NX Advanced Simulation. Инженерный анализ. – М.: ДМК Пресс, 2012. – 504 с.
3. Гончаров П.С., Артамонов И.А., Халитов Т.Ф., Денисихин С.В., Сотник Д.Е. NX Advanced Simulation. Практическое пособие. – М.: ДМК Пресс, 2014. – 112 с.

Научный руководитель: В.В. Беспалов, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПОВЫШЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Ю.Ю. Титов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Введение

В современном мире установилась тенденция перехода к зеленой энергетике. Большинство стремится переходить от углеродных к более экологическим источникам энергии. Также постепенный рост процента электрификации жизни современного человека, вызывает необходимость наращивания мощности производства электроэнергии.

Ни один из альтернативных источников несравним с методом получения энергии, основанный на делении ядра урана. Самым простой примером может служить, что при делении 1 кг урана-235 выделяется $2 \cdot 10^7$ кВт · ч энергии, которая эквивалентна сжиганию 2500 тонн каменного угля, однако выделения углекислого газа CO_2 сравнительно минимальны по отношению к тепловым атомным станциям.

Таким образом, наращивание атомной энергетики – экологически и экономически выгодной ход, хотя не только строительства АЭС следует предпринять, но и модернизация ныне действующих станций. В наших реалиях, когда точности измерительных приборов и скорость компьютерных вычислений вышли на совершенно новый уровень, возможно, повысить мощность энергоблока без глобальных модернизаций. В настоящее время на всех российских АЭС реализуется план краткосрочных мероприятий по модернизации. Концерн «Росэнергоатом», являющийся эксплуатантом станций, потратит в ближайшие пять лет на модернизацию и переоснащение всех блоков российских АЭС порядка 20 миллиардов рублей. Данная модернизация проводится в рамках общероссийской энергетической стратегии на период до 2025 года, предусматривающей максимальное увеличение выработки электроэнергии на всех АЭС страны [1].

Повышение номинальной мощности действующих энергоблоков

Важным направлением деятельности в мировой энергетике является улучшение эксплуатационных показателей и повышение безопасности действующих АЭС. Улучшение эксплуатационных показателей и в целом повышение конкурентоспособности АЭС достигается путём внедрения удлиненных циклов облучения топлива, сокращение плановых простоев, увеличение номинальной мощности энергоблоков и продления их срока службы. Использование любого из перечисленных способов совершенствования эксплуатации ядерного энергоблока связано с модификацией проекта и с пересмотром условий безопасности.

Measurement uncertainty recapture power uprates (MU) – достигаются за счет внедрения усовершенствованных методов расчета мощности реактора и использования современных устройств измерения расхода питательной воды, что уменьшают степень неопределенности в уровне мощности и обеспечивает прирост производительности энергоустановки, как правило, не более чем на 2% [3, с. 80].

Stretch power uprates (S) – повышения мощности, при которых используется первоначальный избыточный запас завода-изготовителя для увеличения тепловой мощности реактора. В США NRC определила прирост мощности Stretch менее 7% от OLTP (originally licensed thermal power – первоначальной лицензированной тепловой мощности) энергоблока [3, с. 80].

Extended power uprates (E) – предполагается модернизация или замена основного оборудования АЭС (часть турбины высокого давления, конденсатные насосы, генераторы, трансформаторы) и обеспечивается повышение электрической мощности на величину до 20% [3, с. 80-81].

Повышение номинальной мощности при небольших капитальных затратах (по некоторым оценкам, удельные затраты по вариантам MU и S составляет около 38 дол./кВт [3, с.78]) приводит к улучшения экономических показателей АЭС. Экономическая целесообразная более дорогостоящего увеличения установленной мощности по варианту E должна быть проверена практикой в ближайшем будущем.

Методы повышения номинальной мощности ВВЭР-1000

В дипломном исследовании рассматриваются три возможных метода модернизации активной зоны. Повышение мощности рассматривается в пределах 10%, дабы не осуществлять глобальную модернизацию, как турбогенератора, так и активной зоны. Первый рассматриваемый вариант с заменой ТВС на квадратную форму, производится расчёт только как возможный вариант, так как данный способ ведет к глобальным изменениям органов управления.

1. Замена шестигранной ТВС на квадратную. При данном варианте рассматривается полное изменение компоновки активной зоны, в конечном варианте получается, что активная зона будет состоять из 163 ТВС, в которой размещается 289 стержней, из которых 270 твэлы. Как говорилось ранее, данный вариант рассматривается как теоретически возможный. Геометрические параметры твэлов аналогичны твэлам шестигранной ТВС.

2. Увеличение топливного столба. Данный метод один из самых популярных и рабочих, который используется на практике по отношению к реакторам ВВЭР-1000. Такая модернизация уже используется на Балаковской АЭС, Калининской АЭС и других АЭС с аналогичными типами реакторов. Геометрия и параметры ТВЭлов используются такие же, как до модернизации ТВС.
3. Внедрения МОКС топлива. Один из самых инновационных методов, потому что МОКС топливо - смесь урана и плутония в пропорциях, позволяющих использовать ее как топливо в ядерных реакторах, первоначально рассчитанных исключительно на урановое топливо. Плутоний вводят в ядерное топливо, чтобы использовать запасенную в нем энергию. МОКС сжигают (облучают) в ядерных реакторах, образуя тем самым «закрытый 8 топливный цикл», в котором плутоний облучают, повторно обрабатывают и многократно используют. Облучение МОКС в реакторах дает большее количество плутония реакторного сорта, чем исходное МОКС топливо, т.к. часть окиси урана в МОКС переходит в плутоний [2, с.7]. Таким образом, при данном нововведении не только повышается номинальная мощность реактора, но и осуществляется переход к переработки ранее отработанного топлива.

Заключение

В ходе исследования были подняты такие вопросы как повышение номинальной мощности энергоблоков ВВЭР-1000. Была рассмотрена актуальность данной темы, по итогу которой повышение мощности уже работающих энергоблоков не только экономически выгодно, но и повышает экологический потенциал атомных станций, особенно в реалиях того, что на повышение общего энергетического потенциала страны строились бы новые станции, а не осуществлялось повышение ныне работающих энергоблоков. Объясняется это тем, что при возведении новых станций выделяется много количество углекислого газа, заложенное в производстве металлических и железобетонных конструкций станции.

Анализируя рассмотренные способы повышения номинальной мощности, стоит выделить удлинение топливного столба и загрузку МОКС топлива, они уже показали свою эффективность и надежность на ряде энергоблоков ВВЭР-1000, а МОКС топливо, позволяет осуществить переработку остатков оружейного плутония, что позволяет решить вопрос с отходами, для хранения которых требуются немалые ресурсы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Алешин В. С. Судовые ядерные реакторы: учебное пособие / В. С. Алешин, Н. М. Кузнецов, А. А. Саркисов. — Л.: Судостроение, 1968. — 491 с.: ил. — Библиогр.: с. 486-489.
2. Бекман И.Н., Ядерная индустрия. Спецкурс. Лекция 24. Утилизация оружейных нуклидов.

3. Хрусталеv В. А., Гaриевский М. В., Пoвышeниe мoщнoсти дeйстви-
ющих энepгoблoкoв с вoдo-вoдьяными рeaктoрaми: сoстoяниe, прoблeмы
и пepспeктивы. // Труды Aкaдeмэнepгo. 2017.-N4.- С. 77-88.

Научный руководитель: Д.В. Гвоздяков, к.т.н., доцент, НОЦ И.Н. Бутакова
ИШЭ ТПУ.

DESIGN OF A POWER UNIT OF A NUCLEAR POWER PLANT WITH A VVER REACTOR WITH AN ELECTRICAL CAPACITY OF 1300 MW

Ahmed Elsayed Abdelsatar Elsayed
Tomsk Polytechnic University
School School of Energy and Power Engineering
Department the Butakov Research Center, Group: 506И

The tasks of work

- Design of a steam generator;
- Determined the main feature of turbine instillation;
- Design of a condenser;
- Make a financial management of the project;

1. Design of a steam generator.

Table 1. Initial data.

Parameter	Denomination, units	Value
Coolant		Water
Thermal power of SG	Q_{sg} , MW	$3718 / 4 = 929.62$
Mass flow of steam	D_2 kg/s	506.61
Coolant flow	G_1 kg/s	5062.54
Coolant pressure at the inlet to the SG	p_1 MPa	17
Coolant temperature at the inlet to the SG	t'_1 , °C	329.1
Coolant temperature at the outlet of the SG	t''_1 , °C	297.6
Steam pressure at the SG	p_{st} or p_2 MPa	7
Steam temperature at the outlet of the SG	t_{st} or t_s °C	286.8
Feed water temperature	t_{fw} , °C	225
Blowdown flow rate, % (as a percentage of mass flow of steam)	α_{bd} , %	0.5

- **Determination of Steam Flow Rate,**

$$D_2 = 506.61 \frac{\text{kg}}{\text{s}};$$

- **The Number of Tubes,**

$$N_{\text{tube}} = 11654 \text{ pcs};$$

- The average length of one tube of the steam generator,

$$l_{avr} = 14.15 \text{ m};$$

- The Wall Thickness of the Collector,

$$\delta_{coll} = 0.145 \text{ m};$$

- Diameter of the Steam Generator Vessel,

$$D_{ves.in} = 4.76 \text{ m};$$

- The Wall Thickness of the Central Shell,

$$\delta_{vcs} = 0.142 \text{ m};$$

- The pressure losses,

$$\Delta p_{total} = 276275 + 13134 = 289409 \text{ Pa};$$

2. Determined the main feature of turbine instillation.

For calculations of NPP with a VVER-1300 and saturated steam turbine with low speed that was divided into high pressure part and low-pressure part which drives an electrical generator of 25Hz, and by following steam flow after condensing and the stages of reheating the water before reaching the NPP steam generator, we obtained the

Table 2. Initial Data.

Ne, MW	1300	electrical power
p ₂ , MPa	7	Steam pressure at the SG
p ₀ , MPa	6.65	Initial pressure
t ₀ , °C	282.4	Initial temperature
p _c , kPa	4.5	Pressure of condenser
superheater	1	Number of stages of superheater
t _{fw} , °C	225	Temperature of feedwater
p _d , MPa	0.6	Pressure of deaerator

- steam flow to a turbine

$$G_0 = \frac{1300 \cdot 10^3}{971 \cdot 0.98 \cdot 0.99 \cdot (1 - 0.1975 - 0.0761)} = 1898.9 \frac{\text{kg}}{\text{s}};$$

- Thermal loading of a steam generating unit, Q_{SG} , kW (MW).

$$Q_{SG} = 1898.9 \cdot ((1.0602 + 0.002 + 0.005) \cdot (2777 - 975) + 0.005(1249 - 975)) = 3655 \text{ MW};$$

- Thermal loading of turbine Q_{ts} , kW (MW).

$$Q_{ts} = 1898.9 \cdot ((1.0602 + 0.005) \cdot (2777 - 975) + 0.002 \cdot (147 - 975) + 0.005(1249 - 975)) = 3644 \text{ MW}.$$

- Electrical efficiency of turbo-generator.

$$\eta_e = \eta_{ts} = \frac{N_e}{Q_{ts}} = \frac{1300}{3644} = 0.357;$$

- NPP efficiency.

$$\eta_{npp} = \eta_{rs} \cdot \eta_{pip}^I \cdot \eta_{pip}^{II} \cdot \eta_{sg} \cdot \eta_e ;$$

$$\eta_{npp} = 0.99 \cdot 0.995 \cdot 0.996 \cdot 0.99 \cdot 0.357 = 0.345 = 34.7\% ;$$

3. Design of a condenser

Table 3. Results of variant calculations of the condenser.

	Option 1	Option 2
	d _{out} = 28 mm δ _{wall} =1 mm	d _{out} =28 mm δ _{wall} =2 mm
G _{c1} , kg/s	574.763	574.763
W ₁ , kg/s	27388.125	27388.125
M _{tube} , kg	341817.5	654850.38
C _{tube} , million rubles	119.64	229.20
C _{cond} , million rubles	209.36	401.10
N _p , kW	1918	1779.667
E _p , kW·h	12467343	1156841
C _{el} , million rubles	174.54	161.94

4. Make a financial management of the project

Table 4. Research cost budgeting

Name	Cost, RUB.	Cost, %
Costs for materials and other products	1290	0,51
Costs for specialized equipment	2245,2	0,88
Supervisor salary costs	91042,1	35,71
Design engineer salary costs	75917,4	29,77
Contributions to social funds	50421,8	19,77
Overheads	34065,7	13,36
Research budget	254982,2	100

REFERENCES:

1. Fyza, N., Hossain, A., & Sarkar, R. (2019). Analysis of the thermal-hydraulic parameters of VVER-1200 due to loss of coolant accident concurrent with loss of offsite power. *Energy Procedia*, 160, 155-161.
2. Dwiddar, M. S., Badawi, A. A., Abou-Gabal, H. H., & El-Osery, I. A. (2014, May). From VVER-1000 to VVER-1200: investigation of the effect of the changes in core. In the third international conference on physics and technology of reactors and applications, Tetuan, Morocco.

3. Le Dai Dien, D. N. D. (2017). Verification of VVER-1200 NPP simulator in normal operation and reactor coolant pump coast-down transient. World Journal of Engineering and Technology, 5, 507-519.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЯМОТОЧНЫХ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ ЭНЕРГОБЛОКА БН-800

А.Г. Алюнин

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Применение на АЭС жидкометаллических теплоносителей в настоящее время обуславливается необходимостью внедрения в ядерную энергетику реакторов на быстрых нейтронах, требующих высоких удельных теплосъемов в активной зоне.

Как показал опыт эксплуатации парогенератора (ПГ) для реакторной установки (РУ) БН-600, сталь марки 10Х2М подвергается язвенной коррозии со стороны испаряемой воды. При этом наиболее глубокие коррозионные язвы развиваются в зонах ухудшенного теплообмена и перегрева пара. Образование коррозионных язв приводит к местному утонению стенки, соответственно, к снижению прочности парогенерирующих труб. Кроме того, при температурах выше 505 - 510°C, характерных для ПГ натриевого реактора большой мощности, длительная прочность стали типа 10Х2М резко снижается. [1]

Опыт эксплуатации трубных систем и трубных досок пароперегревательных модулей парогенераторов РУ БН-600, изготовленных из стали марки 09Х18Н9 (10Х18Н9), показывает, что эта сталь обладает высокой длительной прочностью и коррозионной стойкостью в среде перегретого пара при температурах до 515°C при условии исключения заброса влажного пара из испарительных модулей. В случае таких забросов, возможных при нестационарных режимах работы РУ, металл труб и трубных досок в зоне досыхания пара может подвергаться хлоридному коррозионному растрескиванию. [1]

Проект парогенератора (Н-272) для БН-800 был разработан на базе конструкции ПГ РУ БН-600, при этом учтен опыт пуска и эксплуатации ПГ РУ БН-600. В целях сокращения поверхности, разделяющей воду и натрий, и уменьшения количества швов приварки теплообменных труб к трубным доскам исключен натриевый перегрев пара промежуточного давления, и следовательно, модули-промперегреватели (30 штук). В качестве конструкционного материала модулей-перегревателей использована сталь марки 10Х2М вместо стали марки 09Х18Н9. Для удовлетворения требований по обеспечению условий длительной прочности температура острого пара была снижена до 490 °С. Ресурс модулей парогенератора составляет 150000 часов, что потребует их замены в процессе эксплуатации.

В работе рассмотрена возможность использования более совершенных конструкционных материалов при производстве замещающих модулей, что позволит значительно увеличить их срок службы.

В качестве конструкционного материала была выбрана сталь марки 07X12НМФБ разработки ЦНИИ КМ «Прометей». Даная сталь превосходит сталь марки 10X2М по длительной прочности, имеет лучшее сопротивление обезуглероживанию в натрии, а ее технологические свойства не требуют существенных изменений в принятом технологическом процессе изготовления парогенераторов. Кроме того, скорость коррозии стали марки 07X12НМФБ в несколько раз ниже скорости коррозии стали марки 10X2М. Сталь марки 07X12НМФБ не склонна к коррозионному растрескиванию в водных средах с повышенной концентрацией хлоридов и при этом имеет лучшее по сравнению со сталью марки 10X2М сопротивление питтинговой и язвенной коррозии, что также важно для обеспечения увеличения ресурса. Основным недостатком стали марки 07X12НМФБ в сравнении со сталью марки 10X2М являются меньшие значения коэффициента теплопроводности. Сравнение сталей приведено в таблице 1. [2]

Таблица 1. Сравнение сталей

Параметры	Марка стали	
	10X2М	07X12НМФБ
Предел прочности R_m^{500} , МПа	255	412
Предел текучести $R_{p0.2}^{500}$, МПа	142	352
Предел длительной прочности $R_{m200000}^{500}$, МПа	86	174
Назначенный ресурс модуля парогенератора, тыс. часов	150	240

На основании расчета на прочность, проведенного по методике [3] в качестве теплообменных труб для модулей испарителя и пароперегревателя были выбраны трубы толщиной 1,5 и 2,0 мм вместо 2,5 и 3,0 мм для труб из стали марки 10X2М соответственно.

Для обоснования возможности сохранения тех же габаритных размеров и существующей обвязки по методике, описанной в [4] был проведен теплогидравлический расчет, результаты которого представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты теплогидравлического расчета

Параметры	Марка стали	
	10X2М	07X12НМФБ
Суммарная площадь теплообмена модуля испарителя, м ²	222,8	231,8
Длина одной трубы теплопередающей поверхности модуля испарителя, м	15,1	14,6
Суммарная площадь теплообмена модуля пароперегревателя, м ²	132,9	142,6
Длина одной трубы теплопередающей модуля пароперегревателя, м	13,6	13,6
Гидравлические потери по пароводяному тракту (модули испаритель и пароперегреватель), кПа	949,8	479,7

Несмотря на несколько меньшие значения коэффициента теплопроводности стали марки 07X12НМФБ по сравнению со сталью марки 10Х2М за счет снижения толщины теплообменных труб значения длины теплообменных труб получилось одинаковым, кроме того, из-за уменьшения скорости рабочего тела сократились гидравлические потери по пароводяному тракту.

В работе обоснована возможность применения стали марки 07X12НМФБ при производстве замещающих модулей парогенератора для РУ БН-800, что позволит в 1,6 раз увеличить их срок службы. Такая замена является возможной, так как сохраняются длины теплообменных труб и габаритные размеры модулей, следовательно отсутствует необходимость в существенном изменении обвязки и компоновки парогенераторов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Артемьева Д.А., Карзов Г.П., Кудрявцев А.С., Марков В.Г., Суворов С.А., Брыков С.И., Денисов В.В., Королев С.Ю., Метальников М.С. Выбор конструкционного материала для парогенератора по критериям обеспечения коррозионной стойкости в различных условиях эксплуатации натриевого реактора большой мощности // «Вопросы атомной науки и техники». Серия «Обеспечение безопасности АЭС» – 2014. Вып. 34. – С. 53-59.
2. Лякишев С.Л., Денисов В.В., Лякишева М.Д., Чабан В.А., Халутин А.А., Блохина А.Н., Жаров Н.В., Усачев В.А. Расчетное обоснование парогенератора РУ БН-1200// «Вопросы атомной науки и техники». Серия «Обеспечение безопасности АЭС» – 2014. Вып. 34. – С. 113-125.
3. Нормы расчета на прочность оборудования и Н83 трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-002-86) / Госатомэнергонадзор СССР. - М.: Энергоатомиздат, 1989.— 525 с.
4. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций: Учебник для вузов. - 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 384 с: ил.

Научный руководитель: А.В. Воробьев, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ВЛИЯНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ СО СТАНДАРТНОЙ СТРУКТУРОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.Б. Аскаров, А.А. Суворов, В.Е. Рудник
Томский политехнический университет
ОЭЭ ИШЭ

Внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ), которые используют в своей структуре силовой преобразователь (СП) для подключения к электрической сети, в настоящий момент является одним из основных направлений развития современных электроэнергетических систем (ЭЭС) [1]. При этом применение подобного типа генерирующих установок (ГУ) оказывает существенное влияние на режимы и процессы в ЭЭС. Данный факт определяется динамикой функционирования ГУ на базе ВИЭ с СП, которая значительно отличается от свойств и характеристик традиционной синхронной генерации.

Одним из основных элементов в составе ГУ с СП, определяющим их динамический отклик и в целом работу при определенных условиях режима ЭЭС, является система автоматического управления (САУ) СП. В настоящее время во многих исследованиях отмечается, что «стандартная» структура САУ СП, включающая использование замкнутого контура регулирования фазы (ЗКРФ) для формирования фазового угла напряжения сети в точке подключения ГУ и, соответственно, управления СП в синхронно вращающейся системе координат, становится причиной возникновения колебаний режимных параметров в широком диапазоне частот и нарушения устойчивости ЭЭС в целом, в частности, при увеличении внедряемой мощности ВИЭ [2, 3]. Подобное связано с принципом управления ВИЭ, в котором СП является ведомым сетью. Таким образом в работе рассмотрено влияние различных структур ЗКРФ в составе стандартной САУ ВИЭ на устойчивость ГУ и ЭЭС в целом, а также приведены некоторые подходы, направленные на улучшение функционирования ГУ на базе ВИЭ с СП в составе современных ЭЭС.

В литературе встречаются различные структуры реализации ЗКРФ, наиболее распространенные из которых приведены на рис. 1 [4]. При этом рассматриваются ЗКРФ «стандартного» типа (ЗКРФ1 – рис. 1а), трансекторного типа (ЗКРФ2 – рис. 1б) и на основе функции atan2 (ЗКРФ3 – рис. 1в). Каждая структура ЗКРФ состоит из трех основных частей:

1. Фазового детектора (ФД), который измеряет вектор трехфазного напряжения в месте подключения ВИЭ. Затем осуществляется преобразование напряжения из трехфазной системы координат abc в неподвижную двухфазную систему координат $\alpha\beta$ или вращающуюся систему координат dq .
2. Контурного фильтра (КФ), который обычно представляется в виде пропорционально-интегрального регулятора (ПИ-регулятор), являющегося наиболее распространенным на практике в связи с простотой

настройки, возможностью обеспечения нулевой статической ошибки регулирования, а также малой чувствительностью к шумам.

3. Генератора, управляемого напряжением (ГУН), который формирует выходной сигнал в виде угла $\theta_{ЗКРФ}$ на основе получаемой частоты сигнала $\omega_{ЗКРФ}$. ГУН обычно реализуется в виде идеального интегрального звена с ограничениями и сбросом, на выходе которого образуется пилообразный сигнал угла $\theta_{ЗКРФ}$.

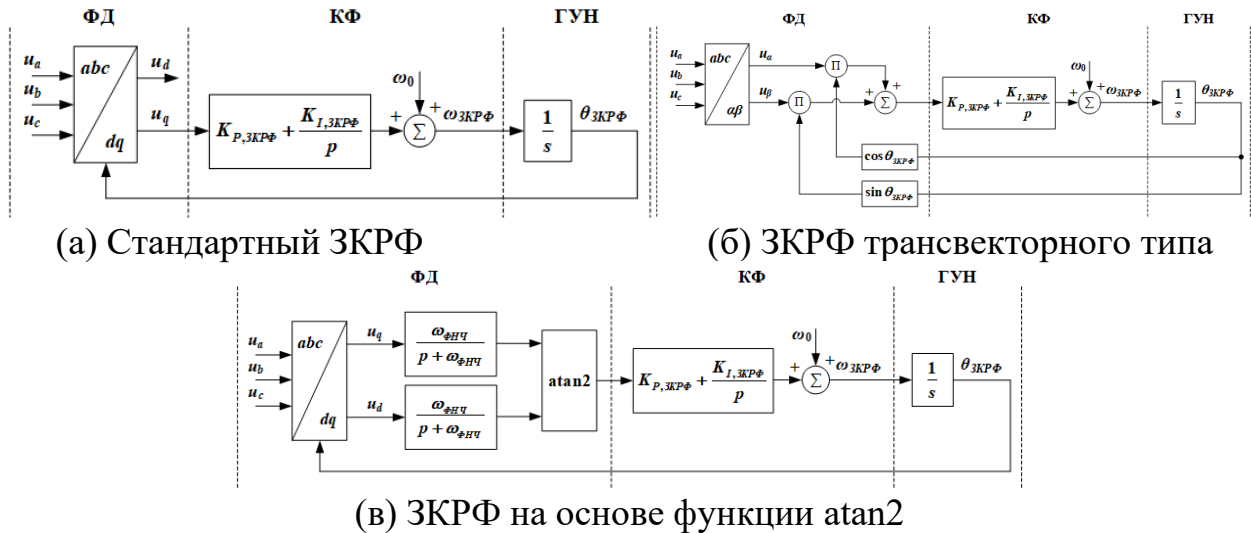


Рис. 1. Рассматриваемые структуры ЗКРФ

Как видно из рис. 1, структуры КФ и ГУН для каждого рассматриваемого типа ЗКРФ являются одинаковыми. Основные различия заключаются в структуре ФД и, соответственно, используемых в КФ входных сигналов. Параметрами настройки ЗКРФ являются коэффициенты усиления ПИ-регулятора ($K_{P,ЗКРФ}$ и $K_{I,ЗКРФ}$), а также частота среза $\omega_{ФНЧ}$ фильтра нижних частот (ФНЧ) в составе ЗКРФ3. Добавление фильтра перед ПИ-регулятором позволяет дополнительно уменьшить чувствительность ЗКРФ к шумам и снизить вероятность возникновения численной неустойчивости при расчете $\omega_{ЗКРФ}$. Параметры настройки ЗКРФ разного типа приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры настройки ЗКРФ

Тип ЗКРФ	$K_{P,ЗКРФ}$	$K_{I,ЗКРФ}$	$\omega_{ФНЧ}$
ЗКРФ1	0,2659 о.е.	10,9988 о.е./с	—
ЗКРФ2	0,2659 о.е.	10,9988 о.е./с	—
ЗКРФ3	0,2659 о.е.	10,9988 о.е./с	600 рад/с

Исследования выполнялись на тестовой двухмашинной схеме [5]. Суть экспериментов заключалась в постепенном увеличении внедряемой мощности ВИЭ при разных структурах ЗКРФ в составе их САУ. Полученные результаты приведены на рис. 2.

Как видно каждая структура ЗКРФ позволяет внедрить примерно одинаковую мощность ВИЭ (около 16 МВт) без нарушения устойчивости. При этом дальнейшее увеличение внедряемой мощности приводит к возникновению колебаний (в диапазоне 88–90 Гц) с увеличивающейся амплитудой, что свидетельствует о нарушении устойчивости функционирования ГУ на базе ВИЭ с СП. Для

модели САУ с ЗКРФ2 характерна большая амплитуда колебаний ($\Delta P = 2,5$ МВт), чем для случаев с ЗКРФ1 и ЗКРФ2, у которых она примерно одинакова ($\Delta P = 1,7$ МВт). Дальнейшее увеличение мощности ВИЭ приводит к потере синхронизма ЗКРФ и, соответственно, всей ГУ в целом.

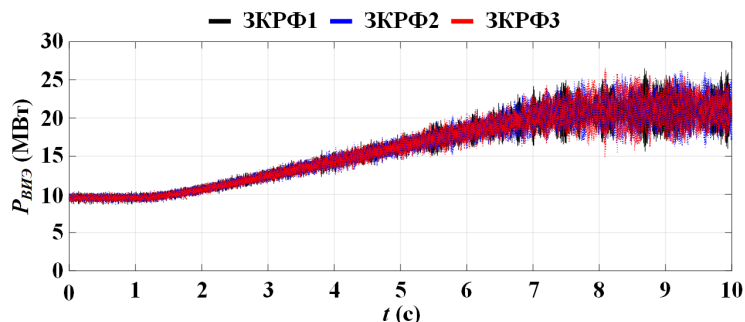


Рис. 2. Активная мощность ВИЭ

За счет увеличения коэффициентов ЗКРФ и, соответственно, его полосы пропускания можно добиться большего значения внедряемой мощности ВИЭ, при котором не наблюдается нарушение устойчивости функционирования ЭЭС. При $K_{P,ЗКРФ} = 5$ о.е. и $K_{I,ЗКРФ} = 100$ о.е./с значение $P_{внед,мах} = 18,5$ МВт, что на 15% больше, чем при изначальной настройке ЗКРФ. Однако увеличение коэффициентов усиления приводит к закономерному уменьшению запасов динамической устойчивости ВИЭ, которые косвенно можно оценить с помощью предельного времени отключения трехфазного короткого замыкания (ПВКЗ). В табл. 2 приведены получившиеся значения ПВКЗ при изначальных и измененных в большую сторону коэффициентах ЗКРФ различной структуры. Из представленных результатов видно заметное снижение ПВКЗ и, соответственно, запасов динамической устойчивости ГУ на базе ВИЭ с СП.

Таблица 2. Результаты анализа ПВКЗ

Тип ЗКРФ	ПВКЗ (мс)	
	Настройка 1	Настройка 2
ЗКРФ1	230	160
ЗКРФ2	240	160
ЗКРФ3	220	170

Таким образом, комплексное решение проблемы обеспечения устойчивости функционирования ГУ на базе ВИЭ с СП, как это отмечается во многих работах, возможно за счет использования дополнительных звеньев или контуров в структуре САУ, которые обеспечивают более устойчивое функционирование ЗКРФ [6], или с помощью разработки и применения новых подходов к управлению ВИЭ, в которых исключается необходимость использования ЗКРФ, например, концепции виртуального синхронного генератора [7].

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00129.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Рубан Н.Ю., Аскарлов А.Б., Андреев М.В., Киевец А.В., Рудник В.Е. Анализ влияния возобновляемых источников энергии с силовыми преобразователями на процессы в современных энергосистемах // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2020. – № 36. – С. 7–30.
2. Zuo Y., Yuan Z., Sossan F., Zecchino A., Cherkaoui R., Paolone M. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids // Sustainable Energy, Grids and Networks. – 2021. – № 27. – 100496.
3. Hatziaargyriou N. и др. Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – № 36(4). – P. 3271–3281.
4. Guo X.-Q., Wu W.-Y., Gu H.-R. Phase locked loop and synchronization methods for grid-interfaced converters: A review // Przegląd Elektrotechniczny. – 2011. – № 87(4). – P. 182–187.
5. Танфильев О.В., Филиппова Т.А., Танфильева Д.В. Особенности параметрирования автоматики ликвидации асинхронного хода в неополнофазных режимах // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2018. – № 2 (71). – С. 175–187.
6. Li Y., Fan L., Miao Z. Wind in Weak Grids: Low-Frequency Oscillations, Subsynchronous Oscillations, and Torsional Interactions // IEEE Transactions on Power Systems. – 2020. – № 35(1). – P. 109–118.
7. Cheema K.M. A comprehensive review of virtual synchronous generator // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2020. – № 120. – 106006.

Научный руководитель: А.А. Суворов, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ФОРМИРОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВЕТРОГЕНЕРАТОРНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Ю.Д. Бай¹, И.А. Разживин¹, Я.Ю. Малькова²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, ОЭЭ^{1,2}, группа 5AM11²

В связи с тенденцией увеличения потребления электроэнергии, сложившейся за последние 15-20 лет, модернизация современных электроэнергетических систем (ЭЭС) является актуальной [6]. Принимая во внимание стремление ведущих стран к сохранению окружающей среды, они постепенно переходят на использование возобновляемых источников энергии.

Одной из основных проблем, связанных с использованием ветроэнергетических установок (ВЭУ), является стохастический характер выработки электроэнергии и её зависимость от конкретного места установки [5]. Также, возникают проблемы неравномерности и труднопрогнозируемости режимов работы ВЭУ, что в свою очередь влияет на оценки их влияния на режимы и процессы в ЭЭС.

Для определения оптимальных объемов и мест внедрения ВЭУ с минимально возможными потерями мощности необходимо определить строгий и адекватный метод устранения неопределенностей режима.

Введение

В теории вероятностей установлено, что, зная плотность распределения вероятностей (ПРВ) и функцию распределения вероятностей (ФРВ) [1] можно определить все возможные состояния, которые будет принимать исследуемая величина. Однако, рассмотрение соответствующих задач связано с решением многомерных функциональных зависимостей (ФЗ), где трудности возникают, начиная с четвертого порядка. Поэтому, активно используются различные численные методы, такие как: методы Монте-Карло, метод Грамма-Шарлье, и т.д. [7]. Тем не менее, в вышеперечисленных методах для многомерных зависимостей требуется в геометрической прогрессии увеличивать необходимое минимальное число испытаний для сохранения статистической репрезентативности результатов. Решить проблему возрастания минимально-допустимого количества требуемых испытаний позволяет разработка метода прямого преобразования входных вероятностно-определенных данных исходных параметров режима в выходные полные вероятностные характеристики исследуемых величин.

Используемый метод определения вероятностных параметров

Алгоритм получения ПРВ многомерной ФЗ в обобщенном упрощенном виде можно представить в виде следующих процедур:

1. Подготовка видов и параметров одномерных ФРВ и ПРВ случайных аргументов:

$$\begin{aligned} &\mu_1, \dots, \mu_2, \dots, \mu_3, \sigma_1, \dots, \sigma_2, \dots, \sigma_3; \\ &X_1, \dots, X_i, \dots, X_n, \text{ т.е. } f_1(x_1), \dots, f_i(x_i), \dots, f_n(x_n); \\ &c_1(x_1), \dots, c_i(x_i), \dots, c_n(x_n); \end{aligned} \quad (1)$$

где μ – МО, σ – СКО, f – ФРВ, c – ПРВ.

2. Выбор количества и самих значений порядков квантилей ФРВ: $0, p_1, \dots, p_j, \dots, 1$.
3. Формирование значений СА, функциональной зависимости как квантилей каждого выбранного одного порядка ФРВ и одномерных ПРВ аргументов от этих квантилей (для порядка p_j):

$$\begin{aligned} &x_{1p_j} = f_1^{-1}(p_j), \dots, x_{ip_j} = f_i^{-1}(p_j), \dots, x_{np_j} = f_n^{-1}(p_j); \\ &y_{p_j} = \varphi(x_{1p_j}, \dots, x_{ip_j}, \dots, x_{np_j}); \\ &c_1(x_{1p_j}), \dots, c_i(x_{ip_j}), \dots, c_n(x_{np_j}); \end{aligned} \quad (2)$$

4. Базовые составляющие совместных ФРВ и ПРВ случайных аргументов ФЗ или порядки квантилей ФЗ как совмещений значений всех независимых СА (для порядка p_j):

$$p_j \cdots p_j \cdots p_j = f_{1\dots i\dots n}(x_{1p_j}, \dots, x_{ip_j}, \dots, x_{np_j}) = f_1(x_{1p_j}) \cdots f_i(x_{ip_j}) \cdots f_n(x_{np_j}); \quad (3)$$

$$c_{1\dots i\dots n}(x_{1p_j}, \dots, x_{ip_j}, \dots, x_{np_j}) = c_1(x_{1p_j}) \cdots c_i(x_{ip_j}) \cdots c_n(x_{np_j}).$$

5. Формирование и обработка квантилей порядков независимых СА функциональной зависимости. Вычисление значений ФЗ, совместных ПРВ случайных аргументов, а также выбор и суммирование последних как составляющих ПРВ по принципу равенства ФЗ.

Эксперименты

Для моделирования ЭЭС с ВЭУ в вероятностном формате используется Matpower [9]. Эксперименты проводятся для тестовой схемы IEEE-57. Подробная информация о параметрах сети изложена в технической документации [3]. Исходные параметры узлов и их ЗРВ устанавливаются в соответствии со статистическими данными. Формирование перечня контролируемых параметров и заданных предельных требований проводится согласно регламентирующим нормативно-техническим документам [2].

В первую очередь рассчитывается установившийся режим. Первым этапом происходит определение вероятностных характеристик узлов и ветвей. Вторым этапом вычисляются вероятностные характеристики потерь мощности в ветвях. Для рассмотрения дальнейшего внедрения объектов ВЭУ были выделены ветви № 27, 8 и 15, а именно узлы № 9, 12 и 15.

Таблица 1. Вероятностные данные потерь мощности выборки ветвей

Величина	Минимум ФЗ	Максимум ФЗ	ФЗ (ФРВ > 0,99)	ФЗ (%) от максимума ФЗ	Мода
$S_{л15}$, МВА	0,0685	79,4	6,691	8,65	5,3812
$S_{л8}$, МВА	1,860	45,431	13,122	30,11	11,301
$S_{л27}$, МВА	0,0036	30,482	1,508	4,62	2,2541

Далее в рассматриваемые узлы внедряется ВЭУ в качестве P-V агрегата. Для экспериментов были взяты три временных ряда ветра с неизвестными законами распределения. Каждая выборка аппроксимировалась с последующей проверкой на соответствие выбранным законам критериями согласия Пирсона и Колмогорова-Смирнова [4]. Первым данным максимально соответствует распределение Вейбулла, вторым – Рэлея, а третьим – нормальное. Модель кривой мощности для моделирования ВЭУ выбрана параметрическая квадратичная. Механические данные взяты из данных об оригинальной NREL 5.0 МВт турбине [8].

Планируемая мощность внедрения – 10, 20, и 50 МВт. При увеличении внедряемой мощности объект ВЭУ рассматривается с теми же вероятностными характеристиками, что и единичный агрегат.

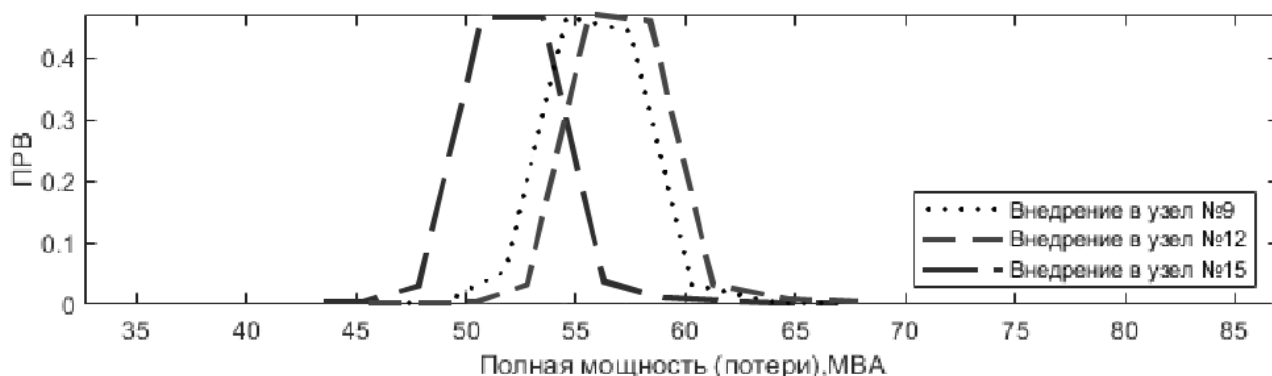


Рис. 1. Изменение ПРВ потерь мощности при внедрении ВЭУ с ЗРВ Вейбулла на примере внедрения 20 МВт в перечень узлов

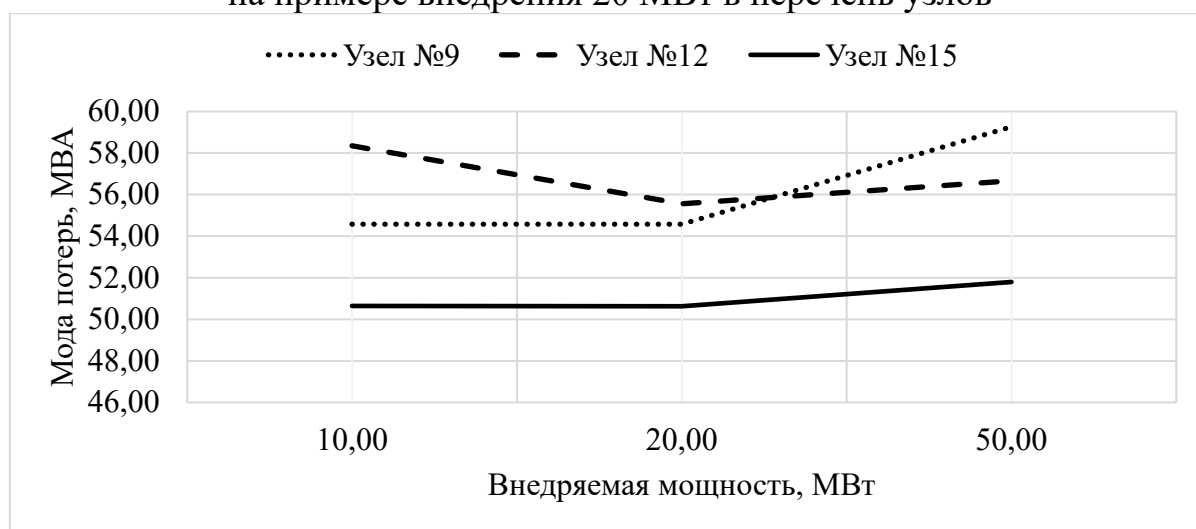


Рис. 2. Изменение ПРВ потерь мощности при внедрении ВЭУ с ЗРВ Рэлея на примере внедрения 10 МВт в перечень узлов

В соответствии с полученными данными:

- для внедрения 10 МВт оптимальными узлами являются: № 15, 9, 12;
- для внедрения 20 МВт оптимальными узлами являются: № 15, 9, 12;
- для внедрения 50 МВт оптимальными узлами являются: № 15 и 12. По контролируемым параметрам не проходит внедрение 50 МВт в узел №9.

Выводы

В данной работе представлена методика вероятностного определения оптимальных узлов и объемов внедрения объектов ВЭУ в сеть. Из представленных результатов экспериментальных исследований следует, что разработанные метод и алгоритм его реализации позволяют определять оптимальные узлы и объемы внедрения ВЭУ с помощью формирования и анализа законов распределения вероятностей параметров режимов. Разработанный алгоритм позволил рассчитать наиболее повторяемые значения потерь мощности и токов в ветвях, что, в рамках заданных предельных требований способствовало определению наилучшего сценария внедрения ВЭУ, в том числе с учетом прогнозирования увеличения внедряемой мощности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей: Учебник для вузов. - М.: Высш. шк., 1999.- 576 с.
2. Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. Конспект лекций. - Новосибирск: Наука, 2006.- 205с.
3. Anand R., Balaji. V. Power Flow Analysis of Simulink IEEE 57 Bus Test System Model using PSAT // Indian Journal of Science and Technology. - 2015. - V 8.- N 23.- P. 1-9.
4. Гафарова Л.М., Завьялова И.Г., Мустафин Н.Н. Об особенностях применения критерия согласия Пирсона χ^2 // ЭСГИ. - 2015.- N 4 (8).- С. 63-67.
5. Wang J., Hu J., Ma K. Wind Speed Probability Distribution Estimation and Wind Energy Assessment // Renewable & Sustainable Energy Reviews. - 2016. - V 60.- P. 881–899.
6. Ahmed S.D., Al-Ismail F.SM., Shafiullah M., Al-Sulaiman F.A., El-Amin I.M. Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review // IEEE Access. - 2020. - V 2.- P. 10857-10878.
7. Karimishad A., Nguyen T. Probabilistic Transient Stability Assessment Using Two-Point Estimate Method // 8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009), IET. - 2019.- P. 1-6.
8. Jonkman J., Butterfield S., Musial W., Scott G. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development [Электронный ресурс] // NREL, Colorado, USA, Tech. Rep. NREL/TP-500-38060.- 2009.- 75 p. Режим доступа: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>.
9. Zimmerman R.D., Murillo-S'anchez C.E. Matpower Documentation [Электронный ресурс] // Power Systems Engineering Research Center (PSerc). - 2020.- 249 p. Режим доступа: <https://matpower.org/doc>.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4

Научный руководитель: М.В. Андреев, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМЕ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Г.Р. Валеева

Казанский государственный энергетический университет

Накопителями электроэнергии называются устройства, способные аккумулировать электрическую энергию для ее дальнейшего использования. Наиболее удобными для эксплуатации являются химические накопители электроэнергии,

так как они удобны в эксплуатации, в том числе при транспортировке и установке на потребляющий объект.

Наиболее перспективным видом химических накопителей электроэнергии являются литий ионные накопители электроэнергии. Данный вид накопителей имеет следующие преимущества:

Преимущества:

- Высокая энергетическая плотность (ёмкость).
- Низкий саморазряд.
- Высокая токоотдача.
- Большое число циклов заряд-разряд.
- Простота обслуживания.

Недостатки:

- Опасность возгорания.
- Потеря работоспособности при перезаряде.
- Потеря емкости при низких температурах.

На сегодняшний день, большую часть массового производства литий-ионных аккумуляторов занимают следующие виды:

- Литий-кобальтовые LiCoO_2 .
- Литий-марганцевые LiMn_2O_4 .
- Литий-феррофосфатные LiFePO_4 .

Таблица 2. Сравнение видов литий-ионных накопителей

Параметр	Литий-кобальтовые	LiMn_2O_4	LiFePO_4
Уд. плотность энергии, Втч/кг	150-190	100-135	90-120
Жизненный цикл	500-1000	500-1000	1000-2000
Время быстрой зарядки, ч	2-4	Менее 1	Менее 1
Терпимость к перезарядке	отсутствует	отсутствует	отсутствует
Номинальное напряжение V	3,6	3,8	3,3
Максимальное V	4,2	4,2	3,6
Минимальное V	2,5-3,0	2,5-3,0	2,5-2,8
Миним. t работы	-10	-10	-30

Кобальтовые накопители энергии в большей степени склонны к возгоранию. При этом, при температуре $+10^\circ\text{C}$ снижается емкость батарей.

Самым удобным для эксплуатации являются ферритные литий-ионные накопители. Они обладают высокой взрывобезопасностью, способны при температуре -30°C . Также данный вариант является наиболее бюджетным в связи с относительной дешевизной составных элементов.

Накопители электроэнергии являются перспективным направлением развития энергетической системы. При рациональном выборе моделей, они позволяют сэкономить большое количество денежных средств, а также обеспечить надежную и безопасную работу системы собственных нужд электрической станции.

Для обеспечения надежности снабжения ответственных накопителей электрической энергии, предлагается применение накопителей электроэнергии в

системе собственных нужд электрических станций, поскольку именно система собственных нужд обеспечивает бесперебойность функционирования агрегатов основного технологического процесса.

В качестве экономичного решения предлагается принять накопители электроэнергии, отработавшие в сфере электротранспорта и спецтехники. Решение является наиболее экономически целесообразным, а также экологичным, поскольку увеличивается срок полезной эксплуатации.

Накопители, считающиеся отработавшими в сфере электротранспорта и спецтехники, если держат 80% заряда, и меньше, что делает их наиболее пригодными для стационарного использования в системе собственных нужд.

Целесообразнее всего применение накопителей электроэнергии на крупных генерирующих объектах, например, КЭС, поскольку они располагаются вдали от населенных пунктов, и, соответственно, имеют большую площадь под размещение накопителей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Чудновец С.П., Харитонов С.А./Накопители электрической энергии для систем генерирования электрической энергии (аналитический обзор)
2. ГОСТ Р 58092.3.1-2020. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Проектирование и оценка рабочих параметров
3. Савина Н.В., Лисогурская Л.Н., Лисогурский И.А.//Накопители электрической энергии как средство повышения надёжности и экономичности функционирования электрической сети
4. ГОСТ Р 58092.5.1-2018. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети
5. Бахтеев К.Р. / Повышение эффективности функционирования систем централизованного и автономного электроснабжения путем комплексного применения электрохимических накопителей энергии, малой генерации и форсировки возбуждения синхронных машин/дис. к.н.

Научный руководитель: Ю.Н. Зацаринная, к.т.н., доцент КГЭУ.

АКТУАЛЬНОСТЬ КОРРЕКТИРОВКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОСНОВНОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

В.А. Веснин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Введение

Нормативные энергетические характеристики генерирующего оборудования являются базовой частью нормативно-технической документации (НТД) по топливоиспользованию (ТИ). Основой для разработки энергетических

характеристик служат результаты тепловых испытаний оборудования [1], а также типовые энергетические характеристики данной группы агрегатов.

Согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 323 [2], срок действия НТД по ТИ не может превышать 5 лет, следовательно, энергетические характеристики генерирующего оборудования должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет. В течение данного срока состояние технологического оборудования станции, например, проточной части турбины, поверхностей нагрева парового котла, трубок сетевых и регенеративных подогревателей может подвергаться значительному износу. Также в течение 5 лет с момента утверждения актуальной НТД по ТИ могут проводиться ремонты генерирующего оборудования ТЭЦ, как плановые, так и аварийные, а также реконструкции и модернизации котлов и турбин, направленные, к примеру, на увеличение располагаемой мощности турбоустановки. Вследствие перечисленных мероприятий эффективность производства электрической и тепловой энергии на станции может как снизиться, так и увеличиться.

Таким образом, важной оптимизационной задачей с точки зрения корректного планирования производства, а именно оценки расхода теплоты и топлива, затрачиваемого на выработку электрической и тепловой энергии, является корректировка энергетических характеристик основного генерирующего оборудования ТЭЦ.

Методы корректировки энергетических характеристик

Основанием для пересмотра утвержденных энергетических характеристик (ЭХ) оборудования вне установленного срока может служить значительное отклонение фактических параметров работы энергетического оборудования станции от плановых.

Актуализация НТД по ТИ и, в частности, энергетических характеристик генерирующего оборудования ТЭЦ производится, как правило, по результатам тепловых испытаний исследуемых агрегатов. Также корректировка энергетических характеристик может производиться на основании предыдущих данных из НТД по ТИ с их пересчетом на изменившиеся параметры работы котлов и турбин, например, пониженные параметры пара, но в таком случае может быть не учтен ряд факторов, связанных с фактическими эксплуатационными особенностями работы того или иного оборудования, из-за чего результаты могут оказаться некорректными.

Для проведения тепловых испытаний генерирующего оборудования электростанцией привлекаются аккредитованные подрядчики, которые в определенные сроки в соответствии с Приказ Минэнерго России от 11.02.2019 № 90 [3] проводят комплексное обследование генерирующего оборудования и готовят актуальную версию нормативно-технической документации. В процессе испытаний ТЭЦ вынуждена отклоняться от планируемого режима работы, а также заявлять технические ограничения, что приводит к большим затратам на обслуживание испытаний и потерям на рынке электроэнергии.

Таким образом, метод тепловых испытаний оборудования для оперативной корректировки энергетических характеристик сопряжен с большими затратами

на их проведение, а использование типовых характеристик агрегатов не позволяет добиться требуемой точности построения ЭХ.

Методика исследования

Для корректировки энергетических характеристик предлагается применять методы имитационного моделирования паротурбинных установок ТЭЦ на основании мониторинга фактических параметров работы оборудования. Объектом исследования выбрана паротурбинная установка Т-50-74, работающая в составе парогазового блока ПГУ-180Т Первомайской ТЭЦ-14, г. Санкт-Петербург, расчетная модель которой приведена на рисунке 1.

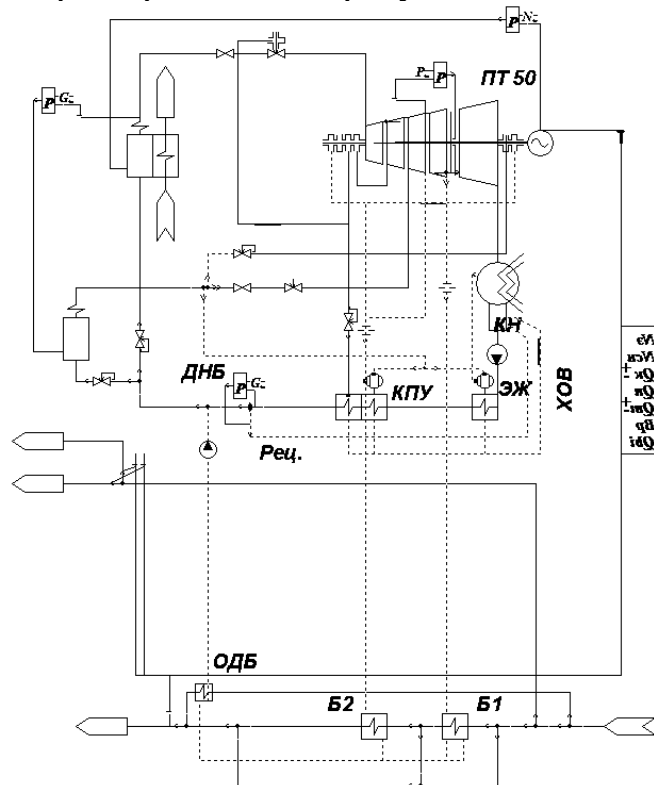


Рис.1.Имитационная модель паротурбинной установки Т-50-74 [4]

Результатом расчета модели является получение параметров работы ПТУ, необходимых для построения зависимости удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии от электрической мощности турбоустановки для различных значений теплофикационной нагрузки отборов. Расчет удельного расхода тепла брутто на выработку электрической энергии производится из соотношения:

$$q_T^{бр} = \frac{Q_{ту}^э}{N_э}, \quad (1)$$

где $N_э$ – электрическая мощность турбины, кВт;

$Q_{ту}^э$ – расход теплоты на выработку электроэнергии, ккал/ч [5].

Результаты исследования

На рисунке 2 представлено сравнение ЭХ, рассчитанных с помощью имитационной модели (РХ) с учетом фактических параметров работы, с нормативными характеристиками (НТХ) Т-50-74 [6].

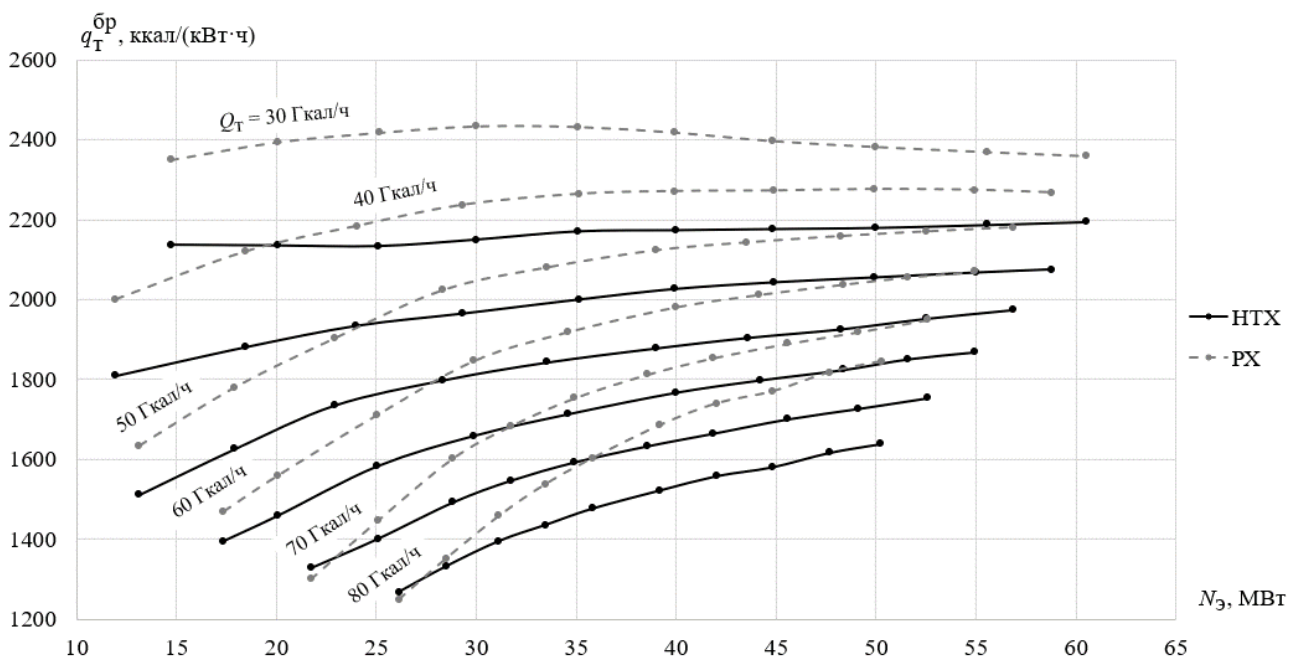


Рис. 2. Сравнение НТХ и РХ Т-50-74 при одноступенчатом теплофикационном режиме с давлением в регулируемом отборе 1,6 кг/см²

Из рисунка 2 видно, что рассчитанные с помощью математической модели удельные расходы тепла брутто на производство электроэнергии во всем диапазоне электрических и теплофикационных нагрузок выше соответствующих нормативно-технических значений. Повышенный расход теплоты объясняется работой сетевого подогревателя с завышенным фактическим значением недогрева сетевой воды до температуры насыщения относительно норматива.

Таким образом, использование скорректированных энергетических характеристик, полученных методом имитационного моделирования, приводит к более корректному расчету удельных расходов топлива на ТЭЦ, а также приростов условного топлива при изменении нагрузки турбоустановки, которые непосредственно используются при формировании ценовой заявки и планировании работы станции на рынке на сутки вперед.

Заключение

Регулярная корректировка энергетических характеристик генерирующего оборудования ТЭЦ является актуальной и необходимой задачей для правильного планирования и определения оптимальных режимов работы станции как с технической, так и с экономической точки зрения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. МУ 34-70-093-84 (СО 34.30.740). Методические указания по тепловым испытаниям паровых турбин: разраб. ПО «Союзтехэнерго»; утв. ПО «Союзтехэнерго» 21.12.84; ввод. в действие с 01.01.85 г.
2. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 (ред. от 30.11.2015) «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» // Доступ из справочной правовой системы КонсультантПлюс.

3. Приказ Минэнерго России от 11.02.2019 № 90 (ред. от 20.10.2020) «Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» // Доступ из справочной правовой системы КонсультантПлюс.
4. Sergei N. Romanov, Anatoly G. Kutakhov, Konstantin S. Romanov. (2002). Software united cycle for simulation of static operation modes of power plants. In Proceedings of SPIE. SPIE Press.
5. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учеб. для вузов / Рыжкин В.Я. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. – 327 с.
6. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Книга 1. Энергетические характеристики оборудования. – 2017. – 182 с.

Научный руководитель: И.Д. Аникина, к.т.н., доцент СПбПУ.

ОСОБЕННОСТИ ДЕФЕКТОВ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИЗОЛЯТОРАХ

Т.Г. Галиева, А.Д. Назарова, Д.А. Иванов
Казанский государственный энергетический университет

Электрические изоляторы предназначены для крепления шин, проводов, троллей и прочих токоведущих элементов к корпусу электроустановки, консолям опор и прочим конструкциям. Помимо этого, они изолируют проводники при прохождении через стены, позволяют отделить электроустановки друг от друга и прочие несущие функции.

В зависимости от места установки их подразделяют на внутренней и наружной. Также немаловажное значение играет класс напряжения, на который рассчитан тот или иной изолятор. Из-за чего будет отличаться его конструктивное исполнение и определенные технические характеристики, определяющие возможность их применения в тех или иных электроустановках.

В зависимости от способа крепления бывают: штыревого типа, подвесные и стержневые.

В зависимости от применяемого диэлектрика выделяют такие виды изоляторов: с фарфоровым корпусом, полимерные изоляторы, стеклянные электрические изоляторы.

Применяемые в настоящее время композитные полимерные изоляторы конструктивно представляют собой стеклопластиковый стержень или трубу, имеющий внешнюю полимерную изоляцию, и заделанные по торцам оконцеватели (опорные фланцы). Стеклопластиковый стержень или труба, выполняющий механические функции, обычно изготавливается из эпоксидных смол различных рецептур, армированных длинными стеклянными нитями. Внешняя полимерная

изоляция, выполненная в виде кремнийорганической оболочки, защищает стеклопластиковый стержень или трубу от влияния внешних климатических факторов.

В большинстве полимерных изоляторов между компонентами присутствуют несколько поверхностей раздела. Поверхности раздела должны обеспечивать перенос механических нагрузок с одного материала на другой и быть устойчивыми к электрическому напряжению. Наиболее важной считается поверхность, на которой необходимо создать химическое соединение с запланированной надежностью в зоне оконцевателя, в которой происходит соприкосновение металлической арматуры, оболочки и воздуха (так называемая тройная точка).

В настоящее время на воздушных линиях и на подстанциях применяются следующие виды композитных полимерных изоляторов (рис.1):

- линейные;
- линейные опорные;
- опорные.

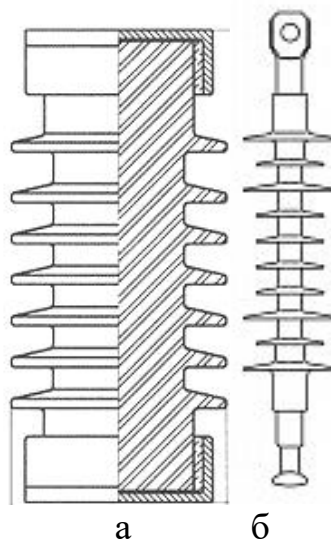


Рис. 1. Полимерные изоляторы: а – опорный, б – подвесной

С началом применения композитных полимерных изоляторов в электроэнергетических компаниях, естественно, возникли вопросы их надежности в условиях эксплуатации.

Высоковольтные изоляционные элементы – изоляторы – эксплуатируются в условиях высоких электрических полей, механических нагрузок, перепада температур и влажности. Естественно, в них в процессе эксплуатации возникают различные дефекты. Широко распространенным способом диагностики дефектов в высоковольтных изоляторах является метод частичных разрядов. Виды встречающихся типовых дефектов в изоляторах представлены на рис. 2.

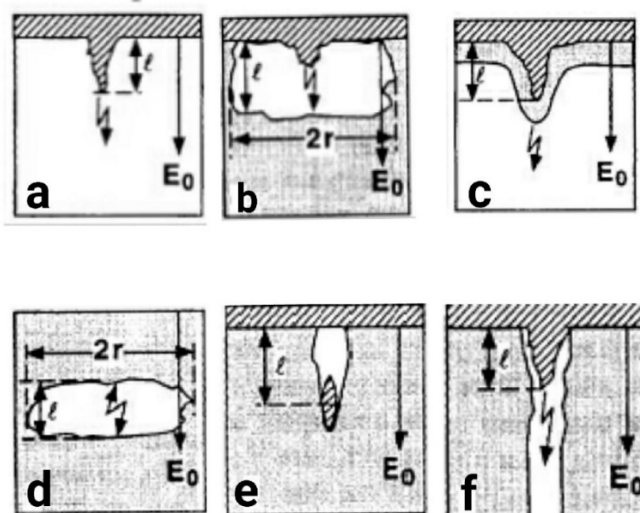


Рис. 2. Типовые дефекты высоковольтных изоляторов: l – длина дефекта, r – ширина дефекта, E_0 – напряженность внешнего высокого электрического поля.

Схема классификации дефектов, описанная в этой статье, основана на характере двух основных границ, ограничивающих разряд. Первая граница ограничивает ЧР в направлении электрического поля и представлена в горизонтальном. Он варьируется от обеих границ, являющихся проводниками, до обеих границ, являющихся диэлектриками. Вторым критерием классификации является степень, в которой поверхности твердого диэлектрика, параллельные электрическому фоновому полю E , способствуют процессам разряда. Он представлен вдоль вертикальной оси и варьируется от незначительного (т. е. разряд развивается в основном через газ без поверхностного вклада) до доминирующего (т. е. в газовом разряде преобладают поверхностные явления). Любая конкретная система изоляции может содержать подмножество матрицы дефектов, изображенных на рис. 2, которая определяется такими факторами, как проектирование, производство, сборка и история эксплуатационных нагрузок.

Дефект на рис. 2 а представляет собой остроконечный выступ на металлических электродах изолятора, на конце которого возникают концентрация напряженности электрического поля, тем самым способствуя возникновению стримеров и коронных разрядов.

Дефект на рис. 2 б представляет собой возникновение газонаполненного зазора между стержнем или оболочкой изолятора и металлическими оконцевателями. В таком дефекте под действием внешнего высокого напряжения поляризуется диэлектрическая поверхность дефекта, генерируя разряд лишь в один из полупериодов высокого напряжения.

Дефект на рис. 2 с представляет собой разновидность дефекта на рис. 2 а. Отличительной особенностью дефекта такого типа является наличие локальной области изолятора, подверженной излишней поляризации под действием высокого напряжения.

Дефект на рис. 2 d представляет собой полость в теле диэлектрика. Противоположные поверхности полости под действием внешнего высокого

напряжения поляризуются, на них образуются ионы и электроны, которые при смене полярности вызывают генерацию разряда.

Дефект на рис. 2 е представляет собой отслоение металлических частиц от оконцевателя. Механизм генерации разрядов в таком дефекте подобен дефекту на рис. 2 в.

Дефект на рис. 2 f представляет собой развитие дефекта, изображенного на рис. 2 в, диэлектрическая поверхность которого очень сильно деградировала и разрушилась под действием возникающих разрядов и могут привести к полному перекрытию изоляции.

Параметры, характеризующие дефект, должны выбираться с учетом количественного определения основных масштабов дефекта, чтобы локальная напряженность поля E в месте расположения дефекта учитывалось количественно; и чтобы материалы, участвующие в процессе генерации ЧР, т. е. газ, твердые вещества и границы раздела между ними характеризовались минимальным количеством адекватно выбранных физических параметров. Набор параметров целесообразно разделить на геометрические - они характеризуют расположение дефекта в системе изоляции и его размер, физические - объемные свойства твердых и газообразных материалов, участвующих в разряде, и параметры взаимодействия при генерации разряда - изменение характеристик ионизации газа за счет поверхностных вкладов, эмиссии заряда с поверхностей дефекта и переноса заряда вдоль поверхностей.

Генерация частичного разряда, вызванная различными дефектами изоляции, в значительной степени обосновывается аналогичными физическими процессами. Это обеспечивает эффективный унифицированный подход к моделированию. Сложность модели может быть значительно снижена за счет введения упрощающих приближений без ущерба для физического содержания. Моделирование процессов генерации ЧР позволяет оценить его измеряемые характеристики - начальное напряжение, фазы генерации, интенсивность заряда, распределение количества ЧР по фазе внешнего высокого напряжения. Кроме того, модель позволяет получить эмпирические соотношения для оценки количественной информации о дефектах из измеренных экспериментальных данных. При наличии количественной оценки параметров ЧР и динамике их изменений можно судить о развитии дефекта, деградации диэлектрического материала и ресурсе высоковольтного изолятора.

Благодарности:

Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках госзадания на выполнение НИР по теме "Распределенные автоматизированные системы мониторинга и диагностики технического состояния воздушных линий электропередачи и подстанций на основе технологии широкополосной передачи данных через линии электропередач и промышленного интернета вещей" (номер темы 075-00063-20-02).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Т.Г. Галиева, Д.А. Иванов, М.Ф. Садыков [и др.]. Лабораторный стенд для разработки метода и системы непрерывного бесконтактного неразрушающего контроля технического состояния изоляционного оборудования // Омский научный вестник. 2021. № 5 (179). С. 80–87.
2. А.В. Голенищев-Кутузов, В.А. Голенищев-Кутузов, Д.А. Иванов [и др.]. Дистанционная диагностика дефектов в высоковольтных изоляторах в процессе эксплуатации // Дефектоскопия. – 2018. – № 10. – С. 10-14.
3. А.В. Голенищев-Кутузов, В.А. Голенищев-Кутузов, Д.А. Иванов [и др.]. Комплексная бесконтактная диагностика работоспособности высоковольтных изоляторов // Дефектоскопия. – 2019. – № 8. – С. 34-40.
4. А.В. Голенищев-Кутузов, Д.А. Иванов, Р.И. Калимуллин, А.В. Семенов. Дистанционно измеряемые диагностические параметры, позволяющие оценивать остаточный ресурс высоковольтных изоляторов // Известия Российской академии наук. Серия физическая. – 2020. – Т. 84. – № 12. – С. 1763-1766.
5. Ivanov D.A., Sadykov M.F., Yaroslavsky D.A., Golenishchev-Kutuzov A.V., Galieva T.G. Non-contact methods for high-voltage insulation equipment diagnosis during operation. // Energies. - 2021. - №14

Научный руководитель: Д.А. Иванов, к.т.н., доцент КГЭУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕЛИЧИН НЕБАЛАНСОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ, ВЫЗВАННЫХ НЕСТАЦИОНАРНОЙ РАБОТОЙ ВЕТРОВЫХ И СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЕЭС РОССИИ

А.А. Савосина

Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина

В России с 2009 года действует государственная программа стимулирования развития генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Единой энергетической системе России (ЕЭС России) по договору о предоставлении мощности на оптовый рынок электрической энергии (ДПМ ВИЭ). Ввод в работу ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) в ЕЭС России начался с 2014 года. Всего за 7 лет, за период с 01.01.2014 по 01.01.2021 в ЕЭС России введено в эксплуатацию 84 электростанции на основе ВИЭ, в т.ч. 19 ВЭС и 65 СЭС суммарной установленной мощностью 1032,97 МВт и 1726,01 МВт соответственно [1, 3]. Также по программе ДПМ ВИЭ за период с 2022 по 2024 год запланирован ввод в работу ещё до 1500 МВт ВЭС и СЭС дополнительно [2].

По итогам технологического функционирования ЕЭС России в течение 2020 календарного года, все электростанции суммарной установленной мощностью 245 313,25 МВт выработали 1047,030 млрд кВт·ч электроэнергии, а ВЭС и СЭС выработали 1,384 млрд кВт·ч и 1,982 млрд кВт·ч, т.е. доля ВЭС и СЭС в

структуре баланса электроэнергии составила 0,1% и 0,2% соответственно. Время работы ВЭС и СЭС в 2020-м году составило 2413 и 1324 часа соответственно.

Ранее, в [3] были опубликованы сведения о численности и установленной мощности электростанций России по состоянию на 01.01.2019. С учётом [1] и [3], на 01.01.2021 ВЭС и СЭС функционируют в 4-х объединённых энергосистемах (ОЭС), ВЭС функционируют в 8-ми регионах, СЭС функционируют в 16-ти регионах. В ЕЭС России наибольшая концентрация ВЭС и СЭС зафиксирована:

- На уровне ОЭС – в ОЭС Юга, на территории которой функционируют 16 ВЭС и 26 СЭС суммарной установленной мощностью 941,22 и 781,81 МВт соответственно, а доля ВИЭ в структуре установленной мощности и выработке электроэнергии электростанций составляет 7% и 2% соответственно.
- На уровне региональной энергосистемы наибольшие объёмы ВЭС зафиксированы в Ростовской области – 4 ВЭС суммарной мощностью 346,80 МВт, наибольшие объёмы СЭС – в Оренбургской области – 13 СЭС суммарной мощностью 330,00 МВт.

Также, по состоянию на 01.01.2021 самая мощная ВЭС в ЕЭС России – Адыгейская ВЭС установленной мощностью 150 МВт функционирует в республике Адыгея (ОЭС Юга), а средняя установленная мощность ВЭС в ЕЭС России составляет ≈ 55 МВт. Самая мощная СЭС в ЕЭС России – Перово СЭС, функционирует в республике Крым (ОЭС Юга), средняя установленная мощность СЭС в ЕЭС России составляет ≈ 25 МВт. Общие сведения о составе ВЭС и СЭС в ЕЭС России по состоянию на 01.01.2021 приведены на рис. 1 и 2:

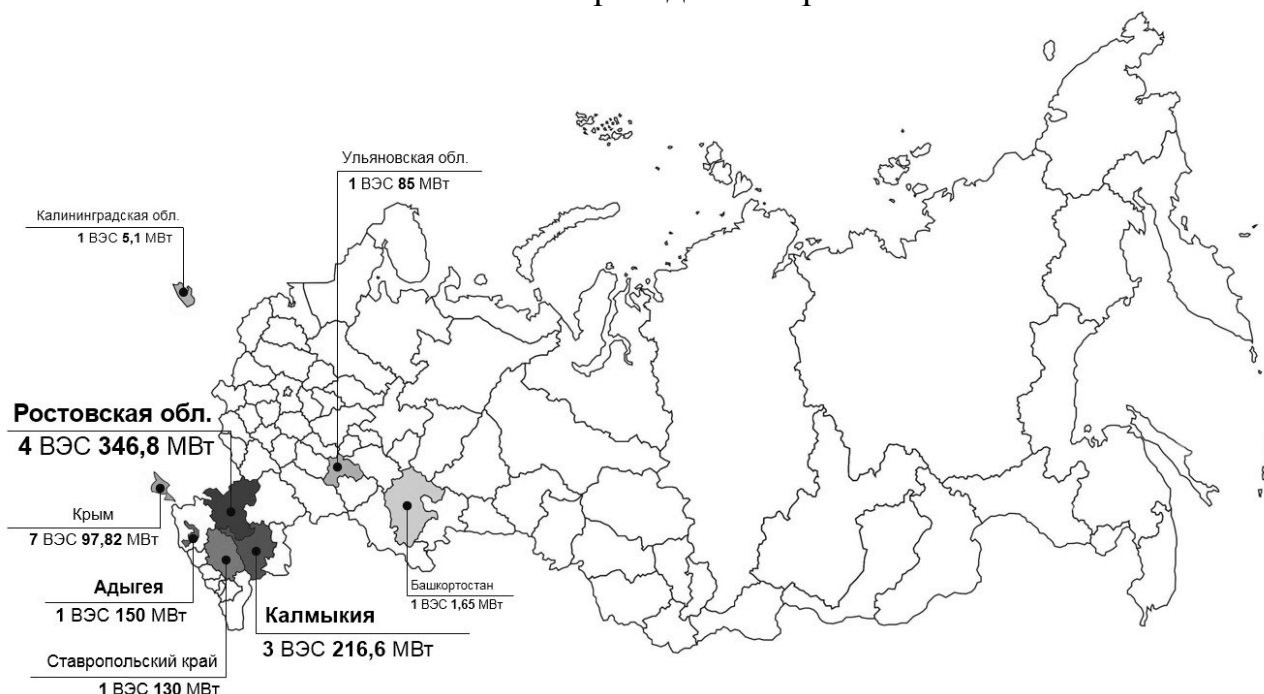


Рис. 1. Численность и установленная мощность ветровых электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2021

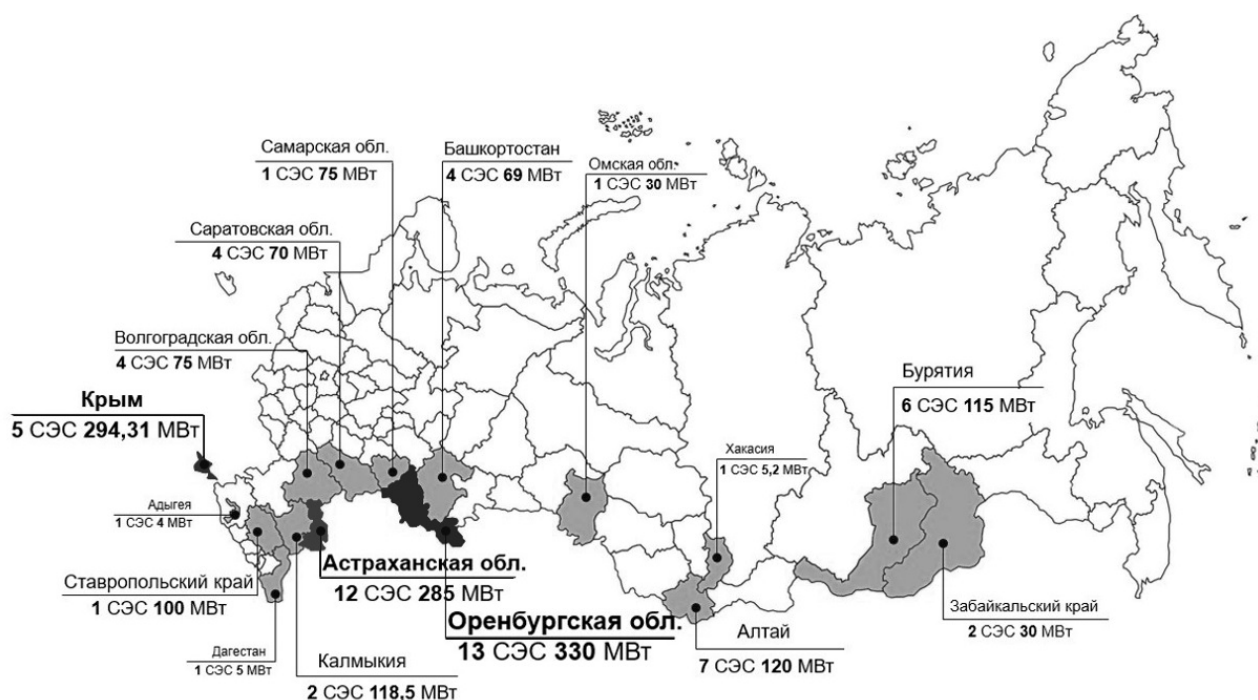


Рис. 2. Численность и установленная мощность солнечных электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2021

В ходе изысканий, которые проводились в течение 2021 года в части мониторинга ввода в работу в ЕЭС России новых ВЭС и СЭС также установлено, что за период с 01.01.2021 по 01.09.2021 в ЕЭС России были введены в эксплуатацию дополнительные мощности ВЭС и СЭС и в соответствии с [4] по состоянию на 01.09.2021 в ЕЭС России функционируют:

- 24 ВЭС суммарной установленной мощностью 1497,6 МВт (+464,63 МВт).
- 68 СЭС суммарной установленной мощностью 1787,72 МВт (+61 МВт).

Режимы работы ВЭС и СЭС сильно зависят от погодных условий и в соответствии с [5], их нестационарная работа является нормативным возмущением – «отказом», который приводит к снижению выдачи активной мощности электростанций, а также к значительным небалансам активной мощности в энергосистеме. По [5] одновременный отказ ВЭС и СЭС при планировании балансов мощности и электроэнергии, а также при расчёте статической и динамической устойчивости энергосистем не рассматривается, поэтому максимальный небаланс в ОЭС или в региональной энергосистеме может быть не более чем суммарная установленная мощность всех ВЭС или СЭС в энергосистеме. Такая численность и установленная мощность ВЭС и СЭС, а также величина максимально возможного небаланса активной мощности в энергосистемах $\Delta P_{\text{НБ max}}$, приведены в Таблице 1:

Таблица 1. Численность и установленная мощность ветровых и солнечных электростанций в объединённых энергосистемах ЕЭС России на 01.01.2021

№	Энергосистема	$N_{ВЭС}$, ед.	$P_{уст ВЭС}$, МВт	$N_{СЭС}$, ед.	$P_{уст СЭС}$, МВт	$\Delta P_{НБ max}$, МВт
	ЕЭС России	19	1032,97–	65	1726,98	$\leq 941,22$
1.	ОЭС Северо-Запада	1	5,10	–	–	$\leq 5,10$
2.	ОЭС Центра	–	–	–	–	–
3.	ОЭС Средней Волги	1	85,00	5	145,00	$\leq 145,00$
4.	ОЭС Юга	16	941,22	26	781,81	$\leq 941,22$
5.	ОЭС Урала	1	1,65	17	399,00	$\leq 399,00$
6.	ОЭС Сибири	–	–	17	300,2	$\leq 300,2$
7.	ОЭС Востока	–	–	–	–	–

Таким образом, по [5] максимально возможная величина небаланса активной мощности в ЕЭС России, вызванного отказом ВИЭ, по состоянию на 01.01.2021, может составлять до 941,22 МВт, что сопоставимо с отказом энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт или отказом крупнейшего энергоблока в ЕЭС России (Костромская ГРЭС, энергоблок №9, мощность 1200 МВт). Кроме отказов ВЭС и СЭС и вызванных ими небалансов активной мощности, для предотвращения небалансов активной мощности и сверхнормативных колебаний частоты (до $\pm 0,050$ Гц) требуется размещать резервы активной мощности на энергоблоках гидро- или тепловых электростанций.

Также по [1, 2, 4], коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС и СЭС в течение года составляет 27% и 13% соответственно, что намного ниже, чем у классических тепловых электростанций с КИУМ 42%. Поэтому ВЭС и СЭС значительный промежуток времени в течение срока эксплуатации простаивают, и в случае их работы при «внезапном» появлении и исчезновении нормальных ветра и солнечной активности, приводят к небалансам активной мощности и колебаниям частоты в энергосистеме. В этой связи ввод ВЭС и СЭС в ЕЭС России неизбежно приводит к снижению эффективности технологического и экономического функционирования всей энергосистемы, и как следствие, к росту тарифов на мощность и электроэнергию. Одним из многих примеров такой ситуации является региональная энергосистема республики Калмыкия, на территории которой функционируют 3 ВЭС и 2 СЭС суммарной установленной мощностью 216,6 МВт и 118,5 МВт соответственно. Абсолютный максимум электрической нагрузки в регионе в 2020 г. составил 132 МВт, а ВЭС и СЭС Калмыкии способны покрывать электрическую нагрузку региона на 250%. Однако тарифы на электроэнергию для конечных потребителей в Калмыкии выросли с 4,38 Р/кВт·ч в 2018 году (до ввода в работу ВЭС и СЭС) до 5,31 Р/кВт·ч в 2021 году, рост за 3 года составил +21% или +7% ежегодно.

Таким образом, по итогам исследований установлено, что наибольшая величина небаланса активной мощности, вызванного нестационарной работой ВЭС и/или СЭС в ЕЭС России и ОЭС Юга может составить до 941 МВт. Для ОЭС Урала и региональной энергосистемы Оренбургской области величина небаланса активной мощности может составить до 399 МВт. В остальных

энергосистемах, включая ОЭС Сибири, влияние ВЭС и СЭС является несущественным и величина небаланса активной мощности, как правило, не превышает величину нерегулярных колебаний нагрузки в энергосистеме.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Годовые отчеты о функционировании ЕЭС России АО «СО ЕЭС» https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2019ups.
2. Схемы и программы развития ЕЭС России https://so-ups.ru/index.php?id=dev_sch
3. Research of the composition and structure of the Russian power system power plants. Egorov A.O., Kulikova V.S., Petrushin D.E., Sadokhina M.A. Proceedengs of the 2021 IEEE Conference of Russian Young Researches in Electrical and Engineering, ElConRus 2021, Moscow, 26-28 January 2021, pages 1399 – 1404, DOI 10.1109/ElConRus51938.2021.9396417.
4. Ежемесячные информационные обзоры АО «СО ЕЭС» о функционировании ЕЭС <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups-review/ups-review21>
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 №630 https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Metod_uk_ust_2018.pdf

Научный руководитель: А.О. Егоров, к.т.н., доцент УрФУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА ПРИ НОМИНАЛЬНОЙ, ПОВЫШЕННОЙ И ПОНИЖЕННЫХ НАГРУЗКАХ

Д.А. Спивак

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5ВМ01

В зависимости от времени года или требований к рабочему телу на выходе изменяется нагрузка котельного агрегата. Однако, перемена нагрузки напрямую влияет на характеристики котла, что следует учитывать при эксплуатации [1].

Данное влияние рассмотрим на примере теплового расчета водогрейного котла-утилизатора КУВ-Д-29,0(25,0)-130 теплопроизводительностью 29,0 МВт (25,0 Гкал/ч) с блоком дожигающих устройств (БДУ) в составе газотурбинной теплоэлектроцентрали ГТ ТЭЦ-009 МЭ предназначенного для подогрева воды в системе теплоснабжения путем утилизации тепла газов после газотурбинного двигателя ГТ-009МЭ. Диапазон нагрузок котла от 0 до 140% [2].

Основные технические характеристики котла приведены в таблице 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики котла-утилизатора

Наименование	Значение
1	2
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	29(25)
Температура воды на входе в котел, °С	80
Температура воды на выходе из котла, °С	130
Расчетная температура газов на входе в котел, °С	377
Температура уходящих газов за котлом, °С	115
Номинальный расход воды через котел, т/ч	500
Рабочее давление воды на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)
Гидравлическое сопротивление котла, не более, МПа (кгс/см ²)	0,11 (1,1)
Аэродинамическое сопротивление газового тракта котла, не более, кПа (мм вод. ст.)	1,5 (150)
Номинальный расход топлива, нм ³ /ч	1500
Габаритные размеры котла, мм	
Глубина	5250
Ширина	7150
Высота (на опорах)	9840
Вес котла (без БДУ, изоляции и обшивки), т	58,64

Тепловой расчет был выполнен в программе Boiler designer.

Программа Boiler designer предназначена для конструирования котлов и их последующего статического и динамического расчетов [3].

Согласно исследованию, необходимо произвести четыре расчёта на номинальную, повышенную и две пониженные нагрузки. Исходя из требований к утилизатору, диапазон его нагрузок составляет от 0 до 140%. Поэтому принято решение провести расчёт при нагрузках: 100% (номинальная), 140% (максимальная), 0% (минимальная) и 50% (промежуточная).

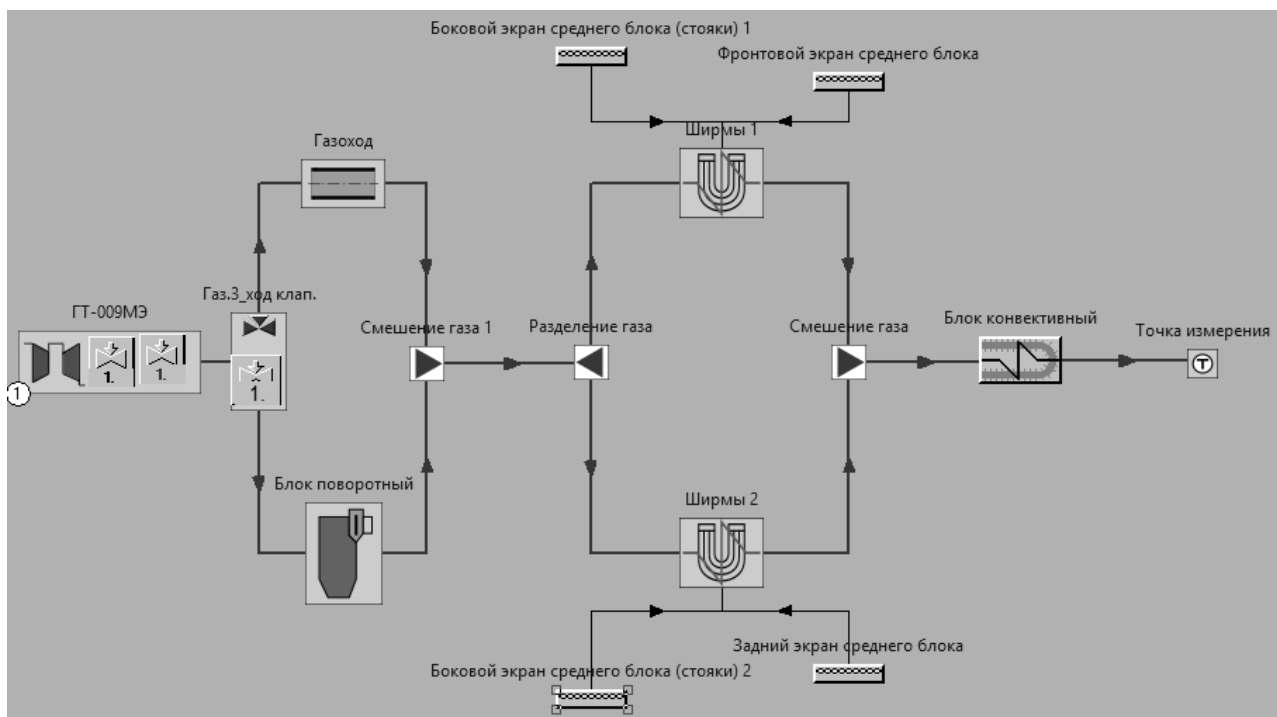


Рис. 1. Схема газового тракта котла-утилизатора в Boiler designer

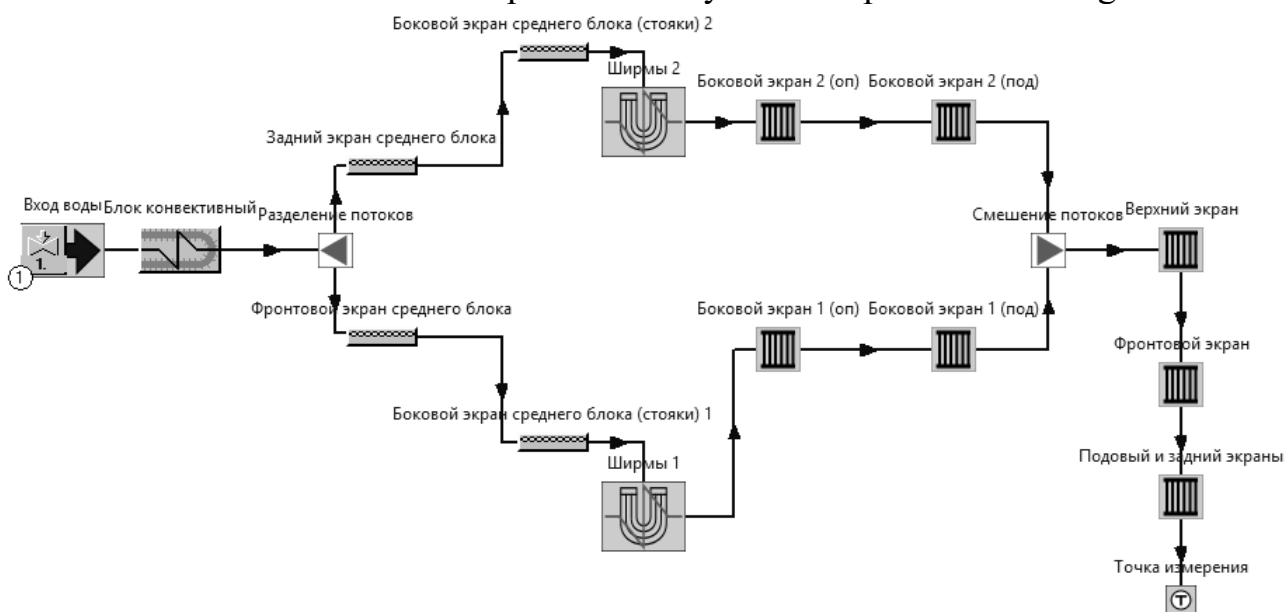
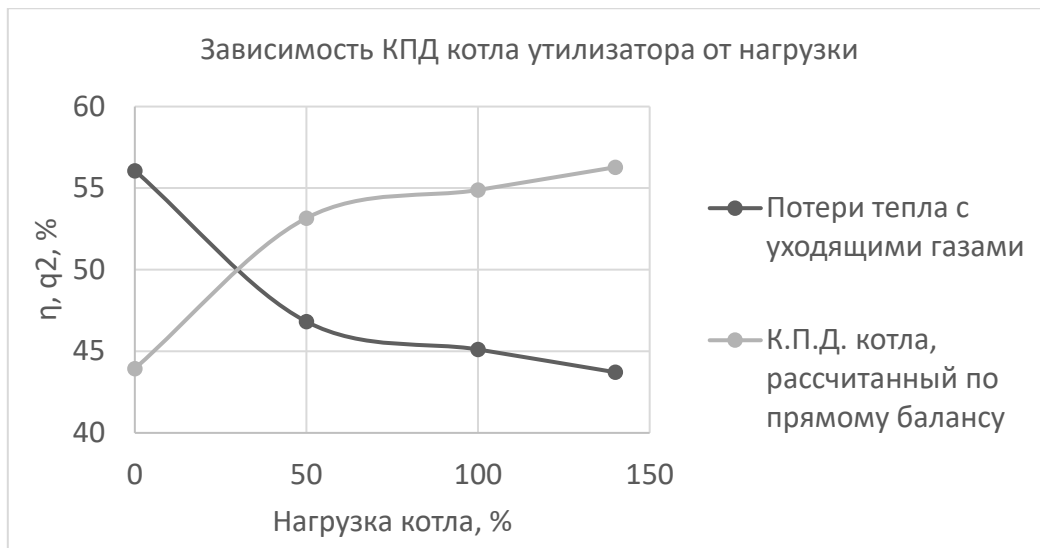
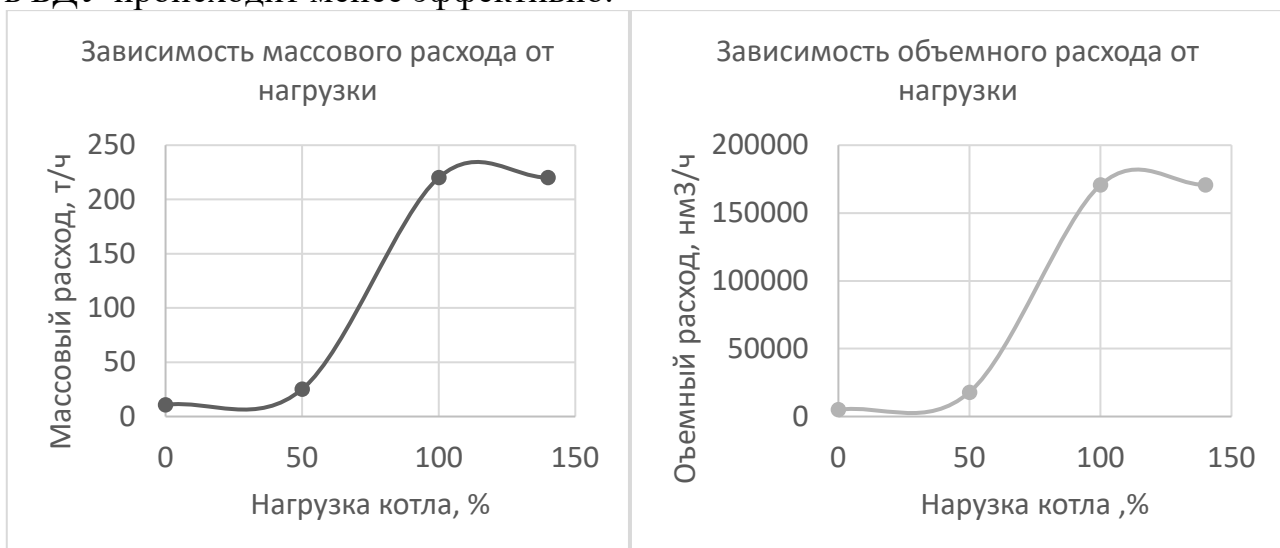


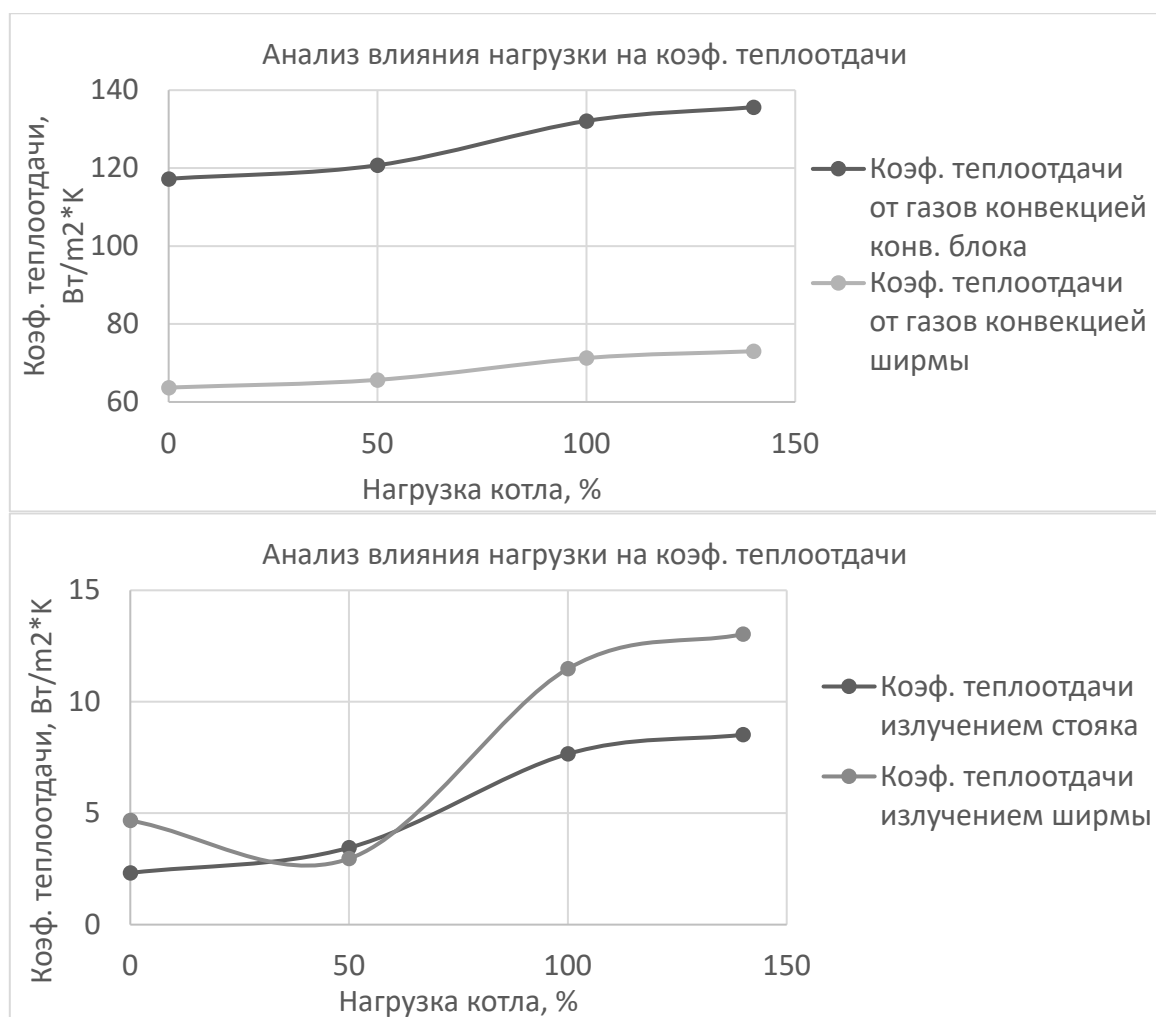
Рис. 2. Схема пароводяного тракта котла-утилизатора в Boiler designer



В результате теплового расчета, можно сделать вывод, что с уменьшением нагрузки КПД котла существенно снижается, а с повышением – растет. Снижение происходит из-за значительно возрастающих потерь с уходящими газами. Потери с уходящими газами растут из-за того, что на пониженных нагрузках большая часть выхлопных газов пропускается мимо топки, и сжигание топлива в БДУ происходит менее эффективно.



С понижением нагрузки уменьшается массовый и объёмный расходы выхлопных газов, коэффициенты теплоотдачи. Из-за уменьшения расхода газов уменьшается и тепло, воспринятое от них, и, соответственно, уменьшается температура воды, прошедшей через поверхности нагрева, так как её расход не меняется. Таким образом, уменьшается и тепловая мощность котла-утилизатора.



При повышенной нагрузке температура выхлопных газов турбины растет, следовательно, растет тепловосприятие. Температура воды на выходе из котла начинает превышать требуемые параметры, поэтому был увеличен расход воды через котел, из-за которого увеличивается гидравлическое сопротивление.

В заключении можно сказать, что программу Boiler designer можно использовать для теплового расчета котла при различных нагрузках при проектировании энергетических установок и проведении численных экспериментов, т.к. программа и используемые в ней методики расчета обладают высокой точностью.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Тепловой расчет котлов: нормативный метод. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: 1998. – 256 с.: ил.
2. Газотурбинная ТЭЦ нового поколения с агрегатами ГТЭ-009МЭ. Группа предприятий «Энергомаш» Компания «Энергомаш (ЮК) Лимитед», 2005. – 2-е изд. – 20 с.
3. Сопроводительная документация пакета «Boiler designer». Тома 1,2.

Научный руководитель: А.С. Заворин, д.т.н., профессор, зав. кафедрой – руководитель НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

К ВОПРОСУ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТОПЛИВНЫХ ЗАТРАТ ПРИ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЭЦ

Е.А. Бойко, А.В. Страшников
Сибирский федеральный университет

В законодательстве большинства стран мира (США, Европа, РФ и др.) закреплён приоритет использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях [1,2]. Комбинированная выработка является способом экономии топлива и, соответственно, улучшения экономических и экологических показателей. Для разделения общего используемого топлива между выработанной электрической и тепловой энергией в разных странах, а также и между различными группами специалистов, нет единого подхода к решению данного вопроса. Это привело к появлению более 10 методов разделения топлива, некоторые из которых находят свое применение в теплоэнергетике, а некоторые находятся в статусе альтернативных. В Российской Федерации с 1996 г. и по сей день де-юре закреплено 2 официальных метода: Физический метод и метод «ОАО Фирма ОРГРЭС», а де-факто, начиная с 2017 г., практическое применение получает обратно Физический метод. Связано это с тем, что ФЗ №190 от 27 июля 2010 г. «О теплоснабжении» закрепил приоритет использования тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме, а расчет с теплогенерирующими компаниями ведется по методу тарифообразования «Альтернативная котельная». Удельные расходы топлива для расчета по такому методу соответствуют данным получаемым при расчете Физическим методом. Получается, что из ситуации 1950 г., когда был принят Физический метод и политической волей закреплено развитие комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для энергоснабжения Потребителей, в текущей рыночной ситуации пришли к тому же самому, законодательно закреплённым Физическим методом и расчетом за тепловую энергию по цене «Альтернативной котельной». В современных рыночных условиях такое положение вещей нарушает права Потребителей на получение эффекта от экономии топлива при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии в виде более низких тарифов по сравнению с тарифами от энергогенераторов с отдельной выработкой энергии: котельные, КЭС и др. Нарушает условия развития конкурентной среды между энергогенерирующими компаниями и имеет ряд других негативных явлений.

Для приведения в соответствие требованиям рыночных взаимоотношений всех участников предлагается к внедрению единый компромиссный метод разделения топлива, разработанный на кафедре ТЭС СФУ, метод СФУ, который призван заместить как официальные методы: Физический метод и метод ОАО «Фирма ОРГРЭС», так и все альтернативные, в первую очередь эксергетический метод [3].

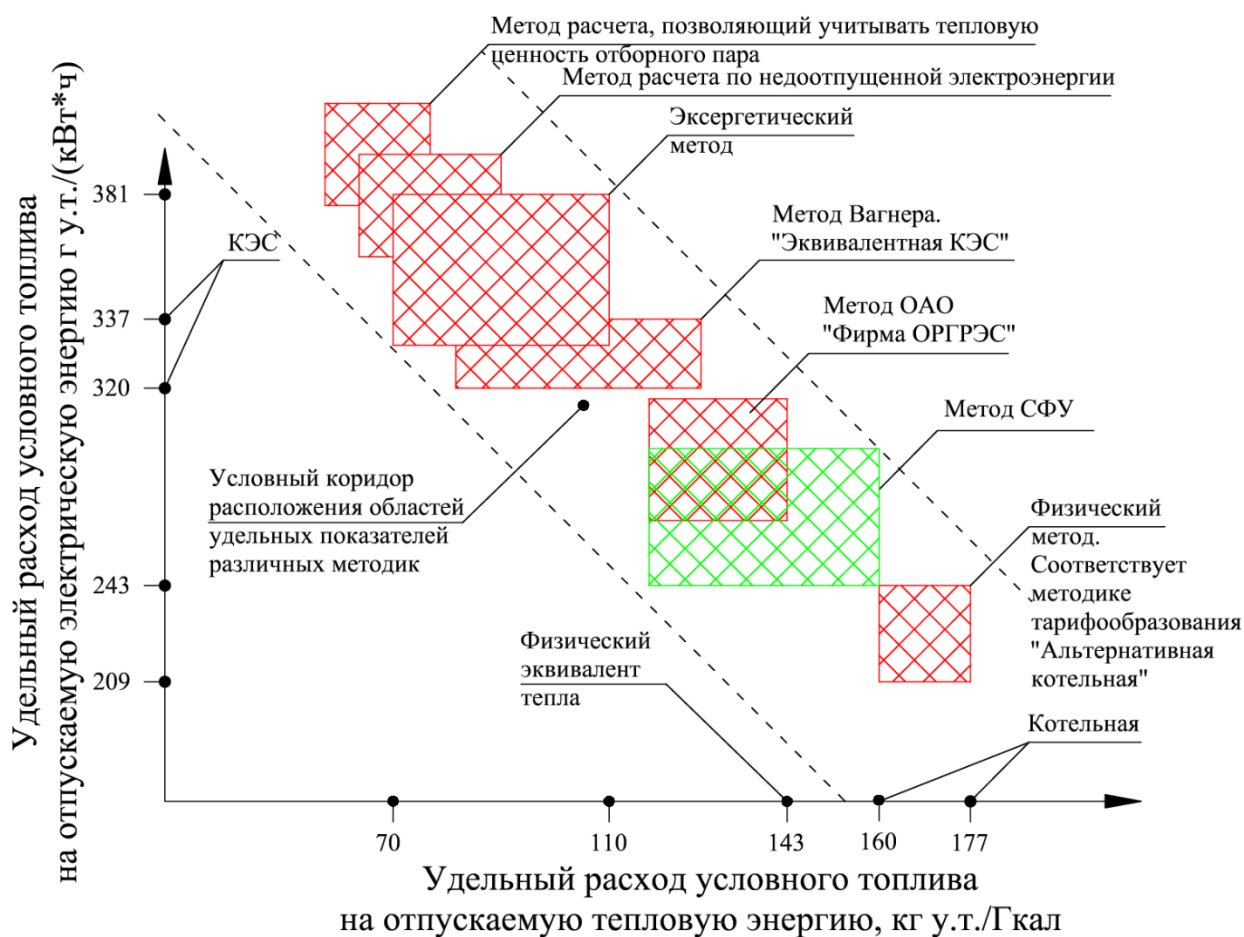


Рис. 1. Распределение областей удельных показателей наиболее известных существующих методов в сравнении с перспективным методом СФУ

Особенностью метода СФУ является также и то, что он не имеет большинства недостатков известных методов. Это подтверждается результатами проведенного SWOT – анализа. Для выполнения SWOT – анализа были рассмотрены 4 наиболее известных метода в сравнении с методом СФУ:

1. Физический метод;
2. Метод СФУ;
3. Метод ОАО «Фирма ОРГРЭС»;
4. Метод Вагнера;
5. Эксергетический метод.

Таблица 1. SWOT – анализ методов расчета УРУТ

	Положительные факторы	Отрицательные факторы
Внутренние	1. Соответствие логическому требованию иметь для комбинированного производства энергии удельные показатели ниже, чем при их раздельном производстве – 2,3	1. Несоответствие логическому требованию иметь для комбинированного производства энергии удельные показатели ниже, чем при их раздельном производстве – 1,4,5
	2. Соответствие физическим принципам комбинированного производства энергии на ТЭЦ – 5	2. Несоответствие физическим принципам комбинированного производства энергии на ТЭЦ – 1,2,3,4

	3. Соответствие экономическим принципам комбинированного производства энергии на ТЭЦ – 2,3,4	3. Несоответствие экономическим принципам комбинированного производства энергии на ТЭЦ – 1,5
	4. Снижение удельных показателей как для тепловой, так и для электрической энергии при развитии теплофикации – 2,3,5	4. Снижение только одного удельного показателя либо тепловой, либо электрической энергии при развитии теплофикации – 1,4
Внешние	1. Создание условий для развития теплофикации – 2,3,4,5	1. Отсутствие условий для развития теплофикации – 1
	2. Создание условий для усиления конкурентных преимуществ ТЭЦ на рынках тепла и электроэнергии – 2,3	2. Ослабление конкурентных преимуществ ТЭЦ на рынках тепла и электроэнергии – 1,4,5
	3. Создание условий для инвестиционной привлекательности проведения модернизации, реконструкции существующих и строительства новых энергоэффективных электростанций – 2	3. Отсутствие условий для инвестиционной привлекательности проведения модернизации, реконструкции существующих и строительства новых энергоэффективных электростанций – 1,3,4,5
	4. Соблюдение экономических интересов всех участников (потребителей электрической и тепловой энергии, генерирующих компаний, регулирующих органов и пр.) – 2	4. Нарушение экономических интересов отдельных участников (потребителей электрической и тепловой энергии, генерирующих компаний, регулирующих органов и пр.) – 1,3,4,5

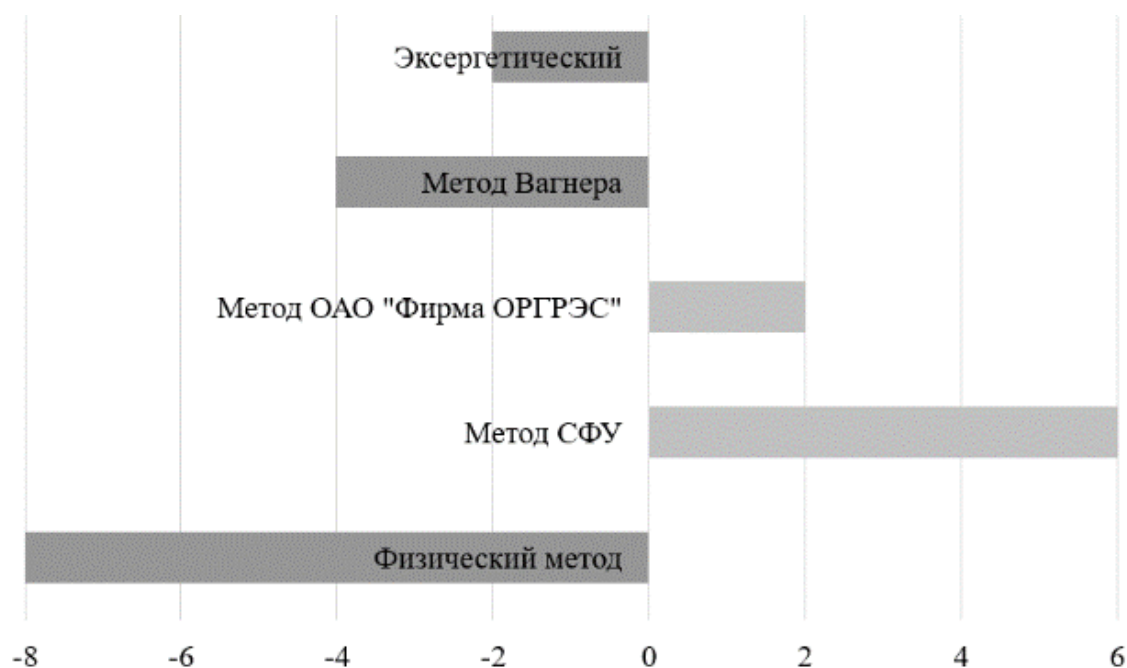


Рис. 2. Результаты SWOT – анализа

В настоящее время метод СФУ проходит апробирование на моделях реальных ТЭЦ [4].

Метод СФУ, по отношению к известным методам, не имеет большинства присущих им недостатков и обеспечивает оптимальное распределение удельных показателей и может являться компромиссным вариантом соблюдения экономических интересов всех участников (генерирующих компаний, потребителей электрической и тепловой энергии, регулирующих органов и пр.).

ЛИТЕРАТУРА:

1. USA National Action Plan for Energy Efficiency.
2. DIRECTIVE 2012/27/EU on energy efficiency.
3. E.A. Boiko, A.V. Strashnikov Analysis of existing methods of distribution of fuel costs in the combined generation of electric and thermal energy. Energy Systems Research 2021. E3S Web of Conferences 289, 01012 (2021). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128901012>
4. Бойко Е.А., Дидичин Д.Г., Шишмарев П.В. Математическое моделирование теплоэнергетических задач на ЭВМ: Методические указания по лабораторным работам для студентов специальностей 1005 – «Тепловые электрические станции», 1007 – «Промышленная теплоэнергетика». – КГТУ. Красноярск, 2001. – 127 с.

Научный руководитель: Е.А. Бойко, д.т.н., профессор СФУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ БАШЕННЫХ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Л.А. Токарева

Казанский государственный энергетический университет

На сегодняшний день проблема энергосбережения в России стоит остро в связи с быстрым развитием промышленности и ростом потребления электроэнергии.

Одним из решений данного вопроса является увеличение энергоэффективности отдельных производств, использование конструктивных решений, обеспечивающих надежность в эксплуатации, а также являющимися энергоресурсоэффективными.

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) представляет собой комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования кинетической энергии воздушных масс в атмосфере в другие виды энергии (механическую, тепловую) [1].

В последние годы в России применение ВЭУ развивается большими темпами. Так, в 2018 г. суммарная установленная мощность ВЭУ составляла всего 134 МВт, в 2020 г. – 945 МВт, а в июне 2021 г. – 1378 МВт, т.е. за три года мощность выросла в 10 раз [5].

Ветроустановка включает в себя следующие основные элементы и узлы: ротор, кабину, генератор, электрическое оборудование, стальную башню в виде конической трубы, которая поддерживает ротор и кабину [2].

Одним из элементов ВЭУ является башня, на которую действует горизонтальная ветровая нагрузка и вертикальная, состоящая из массы самой башни и массы элементов установи. Устойчивость башни обеспечивается за счет элементов конструкции ствола, закрепленного в основании.

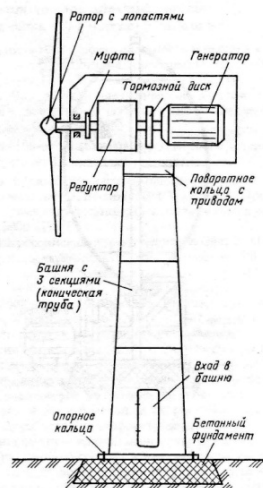


Рис.1. ВЭУ с горизонтальной осью вращения

По конструктивному решению башенные сооружения могут быть сплошностенчатыми, решетчатыми и комбинированными. Сплошностенчатые конструкции проектируют в виде круговой цилиндрической оболочки, подкрепляемой ребрами жесткости. Такие башни обладают простотой конструкцией, но имеют большой вес. Решетчатые конструкции состоят из прямолинейных стержней, которые скреплены узловыми соединениями. Их выполняют из профилей хорошо обтекаемого круглого сечения, но также возможно использование уголков, швеллеров и сварных крестообразных профилей.

На рисунке 2 представлены конструкции башни ВЭУ различных типов: решетчатые и сплошностенчатые металлические.

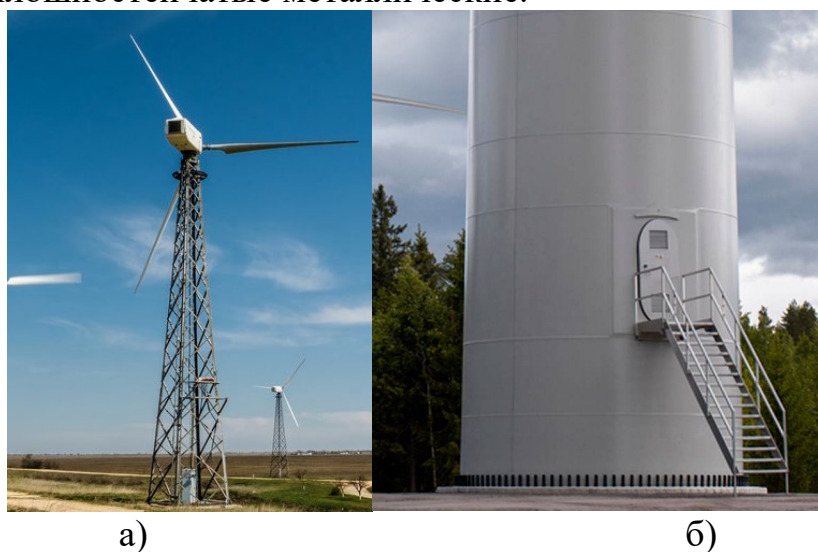


Рис.2. Конструкции башен ветроэнергетических установок: а) решетчатая
б) сплошностенчатая металлическая

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ясон Р.А. Ветроустановки: Учеб.пособие по курсам «Ветроэнергетика», «Энергетика нетрадиционных и возобновляемых источников энергии», «Введение в специальность»/ Под ред. М.И. Осштова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007.- 36 с.
2. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочнометодическое издание / Под общей редакцией П.П. Безруких. — М.: «ИнтехэнергоИздат», «Теплоэнергетик», 2014. — 304 с.
3. Броверман Г.Б. Строительство мачтовых и башенных сооружений. М.: Стройиздат, 1984. – 256 с.
4. Сабитов Л.С., Кузнецов И.Л., Хамидуллин И.Н. Способ изготовления стальной опоры многогранного сечения. Патент на изобретение RU 2556603 C1, 10.07.2015. Заявка № 2012121172/03 от 26.05.2014
5. Ветроэнергетика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%8D%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0> (дата обращения: 01.11.2021)
6. Кузнецов И.Л., Сабитов Л.С., Исаев А.В. Конструкции с соединениями стальных труб разного диаметра. Монография. М-во образования и науки Российской Федерации. Казанский гос. архитектурно-строительный ун-т. Казань, 2012

Научный руководитель: Л.С. Сабитов, к.т.н., доцент КГЭУ.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕПЛООБМЕНА

А.А. Аверьянова

Казанский государственный энергетический университет

Теплообменное оборудование на тепловых электрических станциях предназначено для осуществления передачи теплоты от более нагретого теплоносителя к более холодному. Повышение их эффективности является важной задачей, поскольку влияет на показатели экономичности всей станции.

Основными критериями, позволяющими судить о качестве работы теплообменника, являются коэффициент теплопередачи и недогрев (разность между греющей средой на входе и нагреваемым теплоносителем на выходе).

Для повышения теплоотдачи и снижение температурного напора применяют различные способы. Одним из наиболее известным и часто применяемым является интенсификация теплообмена путем применения различных специальных поверхностей нагрева: с турбулизаторами потока; с шероховатостями; с различными оребрениями; с закрутками потока спиральными ребрами, шнековыми устройствами, завихрителями установленными на входе в канал [1].

При однофазном течении жидкости и газа в каналах или при внешнем обтекании тел около поверхности теплообмена формируется пограничный слой, являющийся основным термическим сопротивлением на пути теплового потока. Известно, что чем тоньше пограничный слой и чем больше коэффициент теплопроводности теплоносителя, тем выше интенсивность теплоотдачи. Интенсивность теплоотдачи возрастает и при переходе от ламинарного к турбулентному механизму переноса тепла. Таким образом, основным принципом интенсификации теплообмена является достижение возможно меньшей толщины пограничного слоя или в полном его разрушении [2].

Конечной целью применения какого-либо метода интенсификации теплообмена является построение аппарата с наименьшей площадью поверхности теплопередачи или с минимальным температурным напором при наименьших затратах мощности на прокачку жидкости. Так как применение любого из известных методов сопровождается ростом гидравлического сопротивления, увеличивающих затраты мощности на прокачку жидкости, то одним из основных показателей аппарата является эффективность его конвективных поверхностей.

Для сопоставления тепловой эффективности различных по конструкции интенсификаторов на основании экспериментов, проведенных разными авторами при различных средних температурах потока среды и диапазонах чисел Рейнольдса и Прандтля, возможно использование соотношения [2]:

$$\overline{Nu}/Nu_0 = f(Re) \quad (1)$$

где индекс “0” означает гладкую поверхность теплообмена. Зависимость (1) характеризует увеличение коэффициента теплоотдачи в трубе с интенсификатором по сравнению с коэффициентом теплоотдачи в гладкой трубе.

Для сопоставления полной теплогидродинамической эффективности является применение известного соотношения

$$(\overline{Nu}/Nu_0) / (\xi / \xi_0) = f(Re) \quad (2)$$

характеризующего относительное увеличение интенсивности теплообмена с интенсификатором на единицу дополнительно затраченной энергии.

Оценка теплогидродинамической эффективности при помощи (2) позволяет производить сравнение конструкций завихрителей, причем не только для турбулентного течения, но и для случаев ламинарного течения и слаборазвитой турбулентности. Параллельно выявляется предпочтительная область чисел Рейнольдса. К недостаткам зависимости (2) можно отнести тот факт, что обработка должна производиться при одинаковых определяющих размерах каналов.

Следующий метод оценки эффективности интенсификации конвективного теплообмена основан на использовании трех критериев эффективности: по тепловому потоку K_Q ; по мощности K_N ; по площади теплообмена K_F . Для определения области применения интенсификации строятся зависимости:

$$K_Q = f(Re); K_N = f(Re); K_F = f(Re) \quad (3)$$

При сравнении эффективность метода интенсификации тем выше, чем больше K_Q и меньше K_F и K_N .

Таким образом, можно сделать вывод, что методы оценки эффективности способов интенсификации теплообмена основаны на сопоставлении коэффициента теплопередачи и гидравлического сопротивления гладких трубок и трубок со специальной оребренной или шероховатой поверхностью. Увеличение тепловой эффективности теплообменников на ТЭС приводит к повышению экономичности работы цикла турбоустановки и всей станции в целом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Гортышов Ю.Ф. Теплогидравлический расчет и проектирование оборудования с интенсифицированным теплообменом / Гортышов Ю.Ф., Олимпиев В.В., Б.Е. Байгалиев / Казань: Изд-во Казан. гос. техн. ун-та, 2004. – 432 с.
2. Калинин Э.К. Эффективные поверхности теплообмена / Калинин Э.К., Дрейцер Г.А., Копп И.З., Мякочин А.С. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 408 с.: ил.

Научный руководитель: Ю.В. Абасев, к.т.н., доцент КГЭУ.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ИЗНОСООБРАЗУЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТЯХ НАГРЕВА КОТЛОВ

Р.Е. Гречкосей
Сибирский федеральный университет

Введение

В наше время одной из существенных проблем в теплоэнергетике является загрязнение оборудования паровых котлов в процессе их эксплуатации. Её суть заключается в сложности удаления золы на поверхностях нагрева, так как возможность устранения золовых отложений, образующихся на поверхностях нагрева в процессе сжигания топлива, обеспечена только для котлов, оборудованных системой паровой (водяной) обработки поверхностей или дробеочистки.

Корнем проблемы является то, что в нашей стране теплоэнергетика становится ориентированной на использование дешевых и легкодоступных низкосортных местных топлив. Это приводит к тому, что теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), спроектированные при СССР на использование конкретных сортов угля, используют топливо, реальные характеристики которого не соответствует качеству проектного топлива.

Золовой износ происходит в элементах, расположенных на пути прохождения дымовых газов, температура которых может достигать 1000-1200 °С. Конвективные пароперегреватели, экономайзеры воздухоподогреватели, трубы в топке котла подвергаются разрушению, в том числе из-за абразивного воздействия золы и несгоревших частиц продуктов сгорания топлива, ускоряя выход из

строю оборудования. Это приводит к вынужденным ремонтам конвективных поверхностей нагрева.

Следствием этого является увеличение экономических потерь ТЭС, а также времени простоя оборудования в ремонте. [1]

Существующие способы очистки: дробеочистка, водяная обмывка, обдувка имеют ряд недостатков. Высокие энергозатраты на их применение, воздействие высоких параметров воды (пара) или дробы, что может вызывать повреждения поверхностного слоя металла труб [2], а также то, что они дают относительно кратковременный эффект [3]. В связи с этим возрастает потребность в поиске более эффективных, а главное - безопасных для оборудования методов удаления или предотвращения загрязнений поверхностей нагрева.

Современные методы удаления и защиты поверхностей нагрева

Удаление золовых отложений поверхностей нагрева котельного оборудования с одновременным повышением коррозионной стойкости

Данный способ очистки предлагает удаление золовых отложений металла с последующим повышением коррозионной стойкости поверхностей нагрева. Он заключается в обработке поверхностей котельного оборудования, покрытых золовыми отложениями, аэрозольными композициями, которые содержат ацетат аммония. При этом ацетат аммония, попадающий на золовые отложения, способствует их разрыхлению и освобождению от них поверхности металла. Одновременно на поверхности очищенного от отложений металла образуется пленка ацетатного раствора, содержащего растворившееся в нем железо.

В результате термического разложения комплекса на поверхности стали формируется магнетитная защитная пленка, а из остатков ацетата аммония образуются газообразные продукты.

Для полного удаления золовых отложений достаточно трех–пяти циклов нагрева–орошения. При обработке не образуются термоусталостные трещины, а также продлевается срок эксплуатации котла, благодаря сокращению количества плановых остановов для удаления золовых отложений. [3]

Недостатком данного способа является необходимость приготовления раствора нужной концентрации, что может быть нецелесообразно относительно выполняемых очисткой задач в плане экономичности. Также не каждая станция может быть оснащена устройством для повышения температур стенок поверхностей нагрева до необходимых значений.

Газоимпульсная очистка поверхностей нагрева

Принцип работы газоимпульсной очистки (ГИО) заключается в воздействии на отложения, образующиеся на поверхностях нагрева направленной ударной акустической волны, генерируемой за счёт взрывного горения ограниченного объёма газозооушной смеси в импульсной камере (ИК). За счёт истечения из ИК продуктов сгорания происходит комплексное волновое и термогазодинамическое воздействие на наружные отложения, теплообменные и ограждающие поверхности. Данный способ примечателен тем, что позволяет удалять отложения в процессе эксплуатации котла, что позволяет не прерывать цикл его работы и поддерживать необходимые параметры на станции.

Применение ГИО взамен штатных средств очистки, кроме экономии электроэнергии за счёт улучшения аэродинамики газохода и сокращения затрат ручной очистки, позволяет значительно повысить эффективность работы конвективных поверхностей нагрева котлов и камер конвекции.

Газоимпульсная очистка имеет ряд преимуществ. Безопасность - ГИО не вызывает вредных воздействий на обслуживающий персонал и конструктивные элементы котла. Благодаря самой природе происходящих реакций, способ универсален для очистки любых золовых отложений. Высокая технологичность - система очистки проста в изготовлении и монтаже её можно устанавливать не только на сооружаемых котлах, но и на котлах, находящихся в эксплуатации. [2]

Недостатком является высокая стоимость основного компонента, необходимого для работы установки – газа, а также невозможность отдельных станций получить его в достаточном объеме, из-за их географического положения относительно газопроводов.

Повышение износостойкости поверхностей нагрева перед вводом в эксплуатацию

Существует множество способов повышения срока службы труб перед началом их эксплуатации на станции. Эти методы стали известны ещё в 20 веке, путём проведения многочисленных экспериментов с применением защитных покрытий на трубах. Добавление наплавки хрома, цементирование, а также добавление на них шипов и других элементов действительно приводят к повышению износостойкости, однако данные операции не всегда экономически обоснованы или же просто нецелесообразны для большого количества труб. [4] В настоящее время развитие науки позволяет использовать для защиты поверхностей нагрева композиционные износостойкие покрытия на основе никеля, обработка которыми более экономична и эффективна.

Не только наплавка является способом защиты оборудования от износа. Эрозийный и коррозионный износ также имеет место быть в циклах работы поверхностей нагрева паровых котлов, причём в ряде случаев приходится проводить их ремонт или даже полностью заменять панели и трубы. Замена панелей сопряжена как с длительными простоями котла, так и с рядом рисков, связанных со сварочными и такелажными работами внутри котла. Эффективным способом продления ресурса экранов котлов стало применение термически напыляемых металлических покрытий. Этот способ пока не распространён в России, но существенная часть котлов в других странах, от США до Индонезии, периодически подвергается превентивному напылению покрытий из износостойких сплавов. [5]

Вывод

Приведенные в статье способы удаления отложений на поверхностях нагрева, а также их защиты от износа объединяет то, что они направлены на повышение износостойкости элементов котла. Данный подход позволяет исключить многие существующие способы очистки, которые являются весьма затратными и малоэффективными. Переход к новым способам позволяет повысить не только энергоэффективность всего цикла, но и безопасность самого оборудования. Наиболее актуально это для нашей страны с тенденцией к использованию

дешевых местных топлив, так как это влечёт за собой увеличение нагрузок, вызываемых дымовыми газами на пути их движения, что ускоряет износ поверхностей нагрева. В связи с этим повышение износостойкости энергетического оборудования действительно необходимо для безотказной работы всей ТЭЦ. [1]

ЛИТЕРАТУРА:

1. Герасимова Н.П. Золовой износ поверхностей нагрева котлоагрегатов // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2020.- Т 24.- N 3.- С. 596–605.
2. Погребняк А.П., Воеводин С.И., Кокорев В.Л., Кокорев А.Л. Опыт внедрения газо-импульсной очистки на энерготехнологических котлах и котлах промышленной и коммунальной энергетики // Новости теплоснабжения. - 2007.- N 9.- С. 85.
3. Москвин Л.Н., Ефимов А.А., Гусев Б.А. Защитное оксидирование поверхностей нагрева котельного оборудования с одновременным удалением золовых отложений // Теплоэнергетика .- 2020.- N 3.- С. 33–38.
4. Бугай Н.В. и др. Работоспособность и долговечность металла энергетического оборудования / Н.В. Бугай Т.В. Березина И.И. Трунин. - М.: Энергоатомиздат, 1994. – 242 с.
5. Гераськин В.В. Опыт применения напыляемых металлических покрытий для защиты поверхностей нагрева паровых котлов от высокотемпературной коррозии // Энергетик. - 2019.- N 7. - С. 44-46.

Научный руководитель: Д.И. Карабарин, к.т.н., доцент СФУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ЗАЩИТЫ ВЫТЯЖНОЙ БАШНИ ГРАДИРНИ ОТ ОБРАЗОВАНИЯ НАЛЕДИ В ЗИМНИЙ ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ю.Э. Демина, А.А. Кудинов
Самарский государственный технический университет

Одним из ключевых объектов в системе тепловых электрических станций являются градирни с естественной тягой [1, 2]. Однако в холодный период года данное оборудование обладает пониженной надежностью при эксплуатации. При отрицательных температурах окружающей среды на выходе из вытяжной башни градирни подогретый влажный воздух, взаимодействуя с ее холодными стенками охлаждается ниже точки росы, при этом водяные пары конденсируются, конденсат намерзает на стенках вытяжной башни градирни, образуется наледь. При положительных температурах окружающей среды крупные ледяные фрагменты отделяются от стенок вытяжной башни, падают на расположенные ниже элементы градирни, что может привести к их разрушению.

Для предотвращения данного эффекта в верхней части вытяжной башни градирни по ее периметру предлагается установить воздухораспределительное

устройство, состоящее из кольцевого коллектора постоянного сечения с щелевыми отверстиями равномерной раздачи воздуха. Предусмотрена подача сухого атмосферного воздуха настилающими струями [3, 4].

Для проверки возможности применения такой схемы выполнено численное моделирование процесса в среде OpenFOAM с использованием оболочки SimScale. Моделирование было выполнено в стационарной постановке для сплошной среды в Эйлеровой формулировке с помощью усредненных по Рейнольдсу уравнений Навье-Стокса [5]. Система уравнений была замкнута моделью турбулентности сдвигового транспорта $k-\omega$ SST [6]. Данная модель выбрана из соображений необходимости описания пристеночного гидродинамического пограничного слоя и конвективного теплообмена в нем [7].

В качестве геометрической модели принята башенная градирня БГ-2300, установленная на ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ.

Предлагается в вытяжной башне градирни установить кольцевой коллектор круглого сечения диаметром 1,6 м и расположить его на расстоянии 10 м от верхней кромки градирни. Для создания неизотермического гидродинамического воздушного защитного слоя в кольцевом коллекторе предусмотрены щелевые отверстия шириной 0,1 м.

В соответствии со схемой размещения воздуховода расчетная область была ограничена верхней частью градирни (рисунок 1) и представляла собой усеченный конус высотой 12 м, с диаметрами нижнего и верхнего оснований 39,77 м и 35,85 м соответственно. На отметке -10 м в конусе выполнена круговая проточка круглым профилем диаметром 1,6 м по осевому диаметру 37,32 м с открытым выходом на 0,6 м. По верхнему очерку круговой проточки выполнено условное разделение поверхности для формирования сплошной круговой щели шириной 0,1 м.

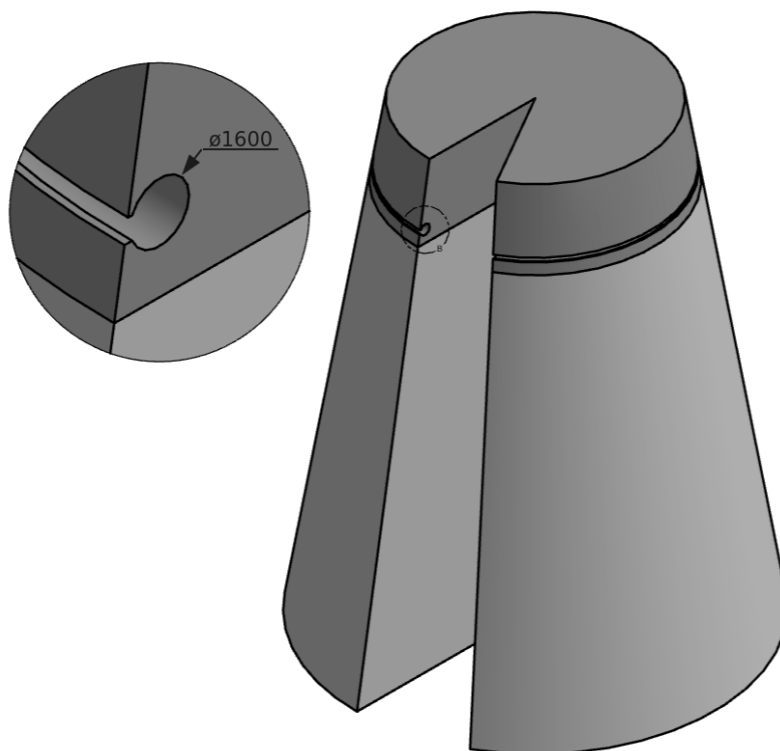


Рис. 1. Геометрия расчетной области градирни

Расчетная область была дискретизирована четырьмя комбинированными сетками. Сетки содержали тетраэдральные и гексагональные ячейки со средним линейным размером $\Delta x = 216,8 - 415,1$ мм.

Поскольку рассматриваемый процесс протекает в пристеночной зоне, то в объеме расчетной области предусматриваются ячейки преимущественно гексагональные и максимального размера (рисунок 2). Это позволяет снизить вычислительную нагрузку за счет сокращения количества расчетных узлов. В пристеночной зоне выполнено измельчение сетки. Ячейки в этой зоне тетраэдральные (кроме призматических слоев) для заполнения криволинейных поверхностей.

В неизотермическом гидродинамическом пограничном слое (вблизи поверхности стенки) ячейки формируют призматические слои для обеспечения достаточного разрешения на границе с поверхностью теплообмена.

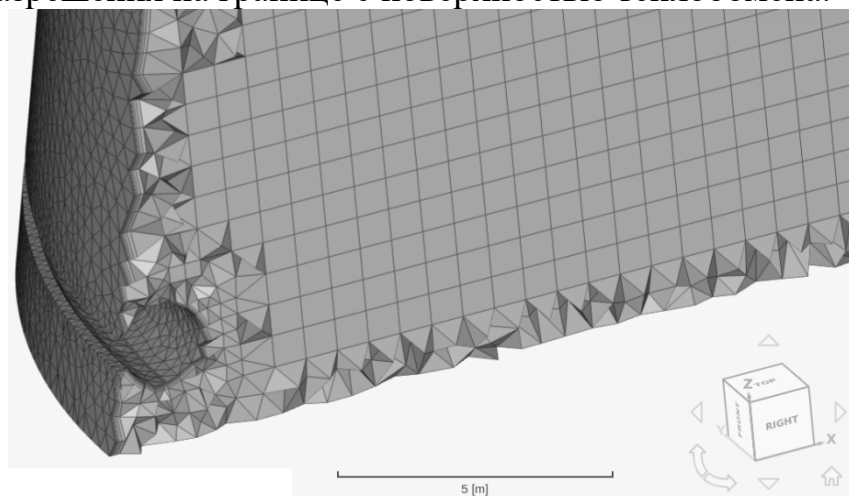


Рис. 2. Разрез расчетной сетки

Начальные и граничные условия были заданы из соображений наибольшего соответствия расчетной области моделируемому объекту. В качестве начальных условий были использованы значения на входе в расчетную область, т.е. параметры подогретого влажного воздуха градирни после каплеуловителя.

В расчетную область поступает подогретый влажный воздух градирни и холодный атмосферный воздух. Качественный состав обеих смесей одинаков (сухой воздух и водяной пар). При этом соотношение массовых долей компонентов определяется влагосодержанием воздуха, подогретого и увлажненного в вытяжной башне градирни, и дутьевого атмосферного воздуха.

В результате моделирования башенной градирни были получены пространственные распределения скорости, давления, температуры и других термодинамических параметров в рассматриваемом объеме гидродинамического пограничного слоя.

На рисунке 3 показаны поперечные сечения защитного (гидродинамического) слоя для серии вариантов расчетов вытяжной башни градирни. Видно, что все рассмотренные расчетные варианты обеспечивают полное покрытие внутренней поверхности стенки градирни защитным слоем холодного атмосферного воздуха с температурой на $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже температуры насыщения.

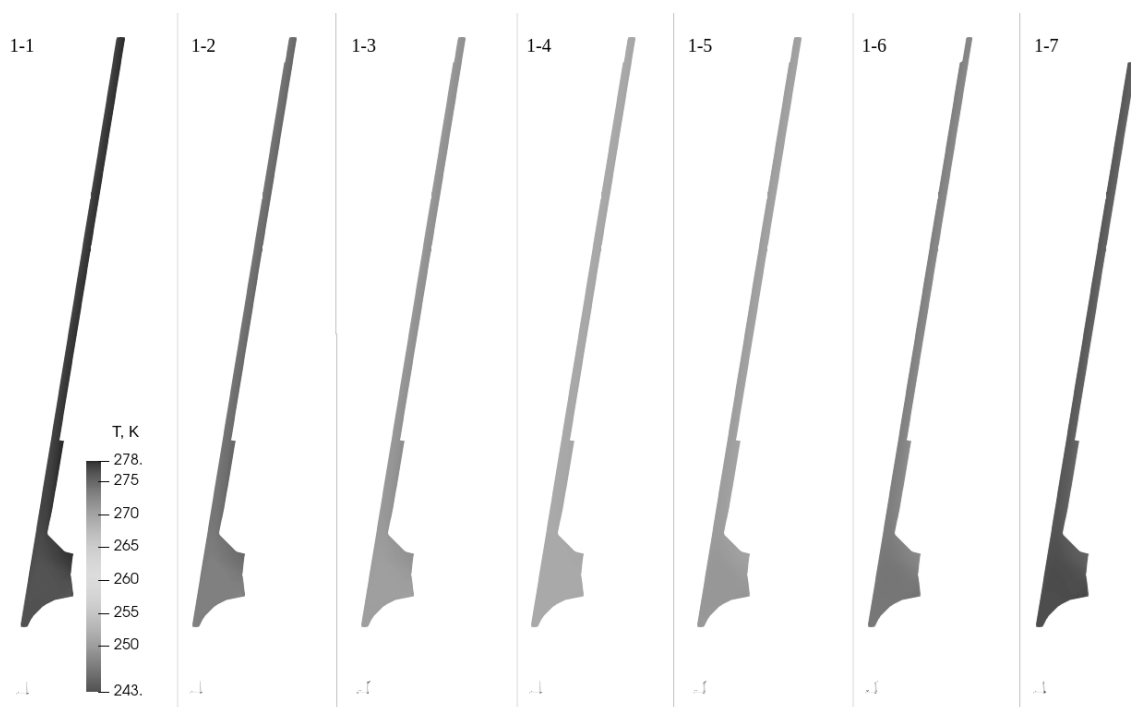


Рис. 3. Защитные слои в сечении вытяжной башни градирни

Среднее значение толщины защитного слоя для всех расчетов первой серии составляет $\delta_{\text{зс}} = 254,3 \text{ мм}$. Отклонения от среднего значения находятся в пределах $-1,2 \dots +4,4 \text{ мм}$ ($-0,47 \dots +1,72\%$). Толщина защитного слоя в нижней четверти в 1,5-1,6 раз больше, чем в остальной части (рисунок 3). Это объясняется близостью расположения воздуховода дополнительного нагнетания воздуха (поддува), а также движением восходящего потока влажного воздуха градирни, омывающего кольцевой коллектор.

Средняя температура защитного слоя была близка к среднему значению температур наружного воздуха и влажного воздуха градирни с флуктуациями $\pm 1^\circ\text{C}$, которые были приняты за погрешность расчета по пространственному и временному усреднению.

Численное моделирование системы защиты градирни от образования наледи показало, что наличие неизотермического гидродинамического пограничного слоя предотвращает конденсацию водяных паров на внутренней поверхности стенки вытяжной башни градирни. Таким образом, осуществляется защита внутренней поверхности стенки градирни от намерзания льда и от конденсатной коррозии.

Результаты моделирования показали в целом удовлетворительную работу системы дополнительного нагнетания воздуха во всех рассмотренных случаях.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Буров В.Д. и др. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: МЭИ, 2005. – 454 с.
2. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учеб. пособие для вузов. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 325 с. – ISBN 978-5-16-004731-7.

3. Пат. 2704364 РФ, МПК F01K23/10. Парогазовая установка электростанции / Кудинов А.А., Зиганшина С.К., Демина Ю.Э.; заявл. 09.07.18; опубл. 28.10.19, Бюл. N 31. 5 с.
4. Демина Ю.Э. Повышение эффективности работы ТЭС за счет использования тепла оборотной воды // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Строительство и строительные технологии: сборник статей 78-ой всероссийской научно-технической конференции. – Самара: СамГТУ, 2021. – С. 728-733.
5. Кудинов А.А. Техническая гидромеханика: учеб. пособие для вузов. – М.: Машиностроение, 2008. - 368 с.
6. Wilcox D. Turbulens modeling for CFD. - San Diego: DWC Industries, 2006. - 515 p.
7. Schlichting H., Gersten K. Boundary-Layer Theory. - Luxembourg: Springer, 2017. - 805 p.

Научный руководитель: А.А. Кудинов, д.т.н., профессор СамГТУ.

ОБЗОР ЧИСЛЕННОСТИ И УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ГРУЗИИ

О.А. Пичугова

Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина

Энергосистема Грузии расположена на Кавказе, работает в составе Энергообъединения стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС), а также входит в состав Европейской сети системных операторов передачи электроэнергии (ENTSO-E). Технологическим оператором энергосистемы Грузии является АО «Государственная Грузинская электросистема» (АО «ГГЭ», www.gse.com.ge). Согласно годовым отчетам АО «ГГЭ» [1, 2] по состоянию на 01.01.2020 общая установленная мощность всех электростанций Грузии составляет 4246,7 МВт, максимум нагрузки – 2035 МВт. В течение 2019 календарного года электростанции Грузии выработали ~11,86 млрд кВт·ч электроэнергии, потребление электроэнергии составило ~13,25 млрд кВт·ч.

На конец 2020 г. в Грузии работали 53 электростанции, из них 47 - гидроэлектростанции (ГЭС) установленной мощностью 3282 МВт. Отличительной особенностью энергосистемы Грузии является тот факт, что Грузия вырабатывает более 70% всей необходимой стране электроэнергии, на ГЭС. По итогам 2020 года ГЭС Грузии выработали 8,94 млрд кВт·ч электроэнергии.

С 2017 года в Грузии действует программа развития национальной энергосистемы на период 2017-2027 г.г. [3]. Согласно [3], потенциал установленной мощности ГЭС Грузии составляет 15 ГВт с выработкой 50 млрд кВт·ч в год. К концу 2027 года, установленная мощность ГЭС Грузии должна составить 6419 МВт, которые должны вырабатывать 223 млрд кВт·ч электроэнергии в год,

а доля ГЭС в структуре баланса выработки электроэнергии должна превысить 85%.

До 1991 года энергосистема Грузии развивалась как часть Единой энергетической системы СССР по Советским техническим стандартам. После обретения суверенитета в 1991 году, в Грузии начали строить новые ГЭС, на которых стали монтировать гидроагрегаты западноевропейского производства. Таким образом, сегодня энергосистема Грузии является уникальной технологической площадкой, на которой становится возможным изучить:

1. Влияние расположения ГЭС в горах на их электрические режимы работы.
2. Отличие и особенности конструкции и работы гидроагрегатов производства СССР и европейских машиностроительных предприятий, в том числе с учетом их расположения на высоте $\sim 500 \div 3000$ метров в горах Кавказа.
3. Особенности механизма регулирования частоты в энергосистеме, включая размещение резервов активной мощности на гидроагрегатах ГЭС.

Для исследования указанных особенностей, инициированы изыскания по установлению численности и установленной мощности парка гидроагрегатов ГЭС Грузии и параметров их технологического функционирования. В течение 2020-2021 г.г. были изучены отчётные документы [2-3] и другие, произведена рекогносцировка местности Грузии по спутниковым и панорамным снимкам. По итогам изысканий установлено, что по состоянию на 01.11.2021 в Грузии функционирует **59 ГЭС** установленной мощностью 1 МВт и выше, их суммарная установленная мощность составляет **3398,6 МВт**. Технологические площадки ГЭС Грузии расположены на территории 9 регионов, высота которых находится в диапазоне от 100 до 4000 метров над уровнем моря:

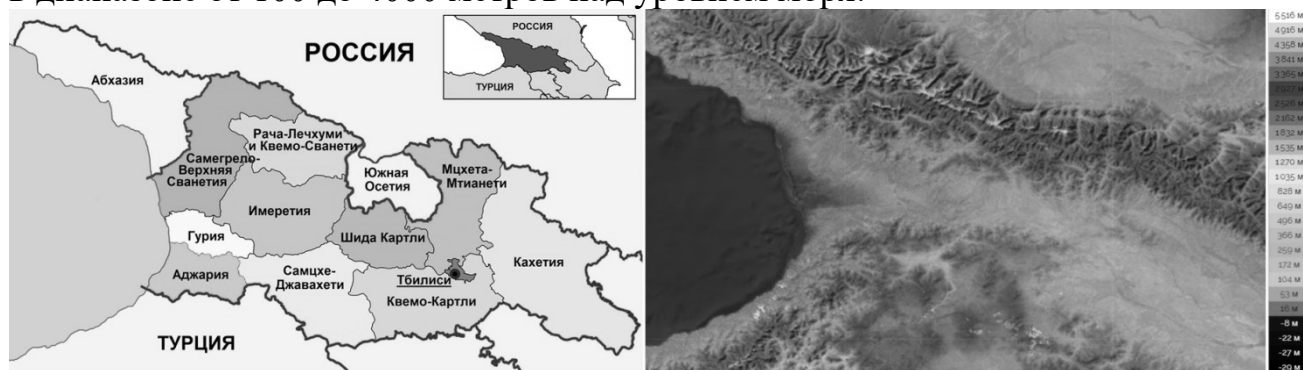


Рис. 1. Регионы и карта высот Грузии

Также по итогам изысканий установлены все находящиеся в эксплуатации и в стадии строительства электростанции, определены их наименования, GPS-координаты, установленная мощность. Для ГЭС Грузии, находящихся в эксплуатации, дополнительно определены установленная мощность, количество гидроагрегатов, объёмы выработки электроэнергии и коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Укрупнённые результаты изысканий по ГЭС Грузии за 2020-й год приведены в таблице 1:

Таблица 1. Укрупнённые показатели ГЭС в регионах Грузии на 01.01.2021

№	Регион	N _{ЭС} , ед.	N _{ГА} , ед.	P _{уст} , МВт	Вес, %	W _{выр} , млн кВт·ч	Вес, %
1.	Абхазия	7	20	1 668,7	49,1%	4 179,6	47,4%
2.	Имеретия	9	27	416,0	12,2%	1691,5	19,2%
3.	Мцхета-Мтианети	9	27	354,5	10,4%	856,2	9,7%
4.	Квемо-Картли	6	14	269,7	7,9%	642,8	7,3%
5.	Самцхе-Джавахети	3	7	110,1	3,2%	497,9	5,6%
6.	Рача-Лечхуми	6	12	175,3	5,2%	402,8	4,6%
7.	Аджария	6	18	300,3	8,8%	278,4	3,2%
8.	Кахетия	11	17	82,0	2,4%	261,2	3,0%
9.	Гурия	2	2	22,0	0,6%	9,4	0,1%
	ГЭС Грузии (итого)	59	144	3 398,6	100%	8 819,8	100%

Парк численности и установленной мощности гидроагрегатов ГЭС Грузии по состоянию на 01.11.2021 изображён на рис. 2:

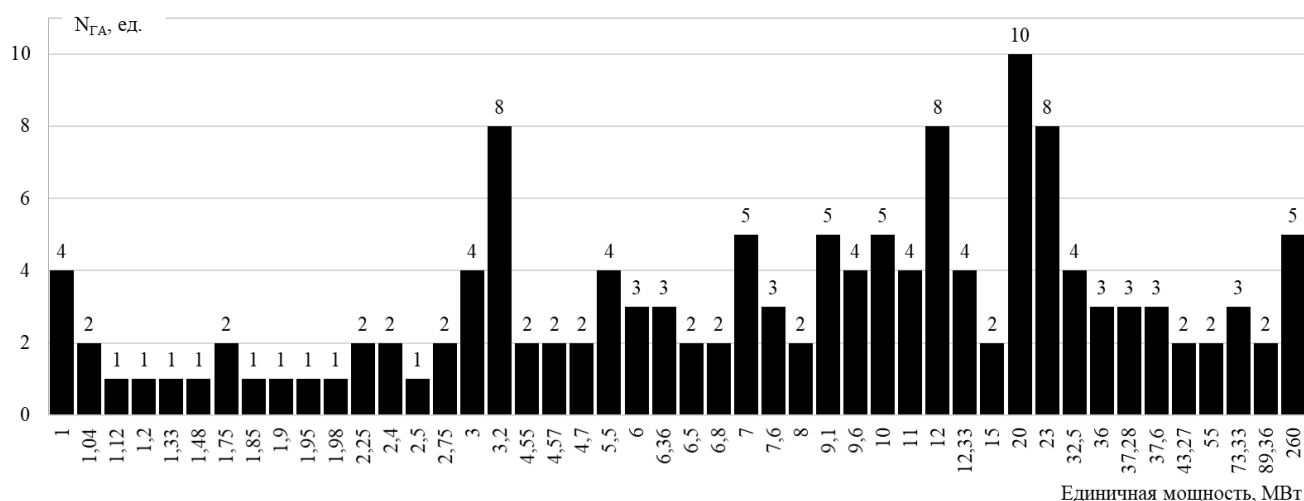


Рис. 2. Парк гидроагрегатов ГЭС Грузии на 01.11.2021

Всего на площадках ГЭС Грузии действуют **144** гидроагрегата, их установленная мощность находится в диапазоне **1 ÷ 260 МВт**. Самые мощные гидроагрегаты, которые обеспечивают до 50% выработки всего объёма электроэнергии Грузии, установлены на Ингури ГЭС (Абхазия, $5 \times 260 = 1300$ МВт), самые мало-мощные гидроагрегаты мощностью 1 МВт установлены на Набеглави ГЭС (Гурия, $2 \times 1 = 2$ МВт) и Хадори ГЭС-1 (Кахетия, $2 \times 12 + 2 \times 1 = 26$ МВт).

Дальнейшие изыскания по параметрам гидроагрегатов будут проводиться для каждой ГЭС и их гидроагрегатов по отдельности с учётом их привязки к высоте над уровнем моря, напору, расходу воды, дате ввода в эксплуатацию, КИУМ и иным параметрам и условиям технологического функционирования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Отчёты АО «Грузинская государственная электрокомпания» [Электронный ресурс]. – URL: www.gse.com.ge

2. Ten Year Network Development Plan of Georgia for 2017-2027. Operator JSC «Georgian State Electrosystem Tbilisi 09.12.2019» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gse.com.ge/communication/Publications>
3. Министерство энергетики Грузии [Электронный ресурс]. – URL: www.energy.gov.ge

Научный руководитель: А.О. Егоров, к.т.н., доцент УрФУ.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАБЕЛЯ ИЗ СПЭ ИЗОЛЯЦИИ

Т. Салихов¹, О.В. Васильева²

Томский политехнический университет^{1,2}

ИШЭ, ОЭЭ, ¹группа 5АМ18¹

Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) своими уникальными свойствами обязан в должной мере материалу, из которого изготавливается. В нынешние дни полиэтилен – это один из самых применяемых изоляционных материалов при производстве кабельной продукции [1].

Доля кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на российском рынке кабельной продукции в настоящее время увеличивается, таким образом, наблюдается рост производства и потребления СПЭ-кабеля.

При производстве кабеля из СПЭ наибольший интерес уделяется изоляционным материалам. Изоляция токопроводящих экранов наносится путем тройного покрытия с использованием процесса экструзии, сшивка слоев происходит в одно время. Благодаря этому увеличивается сцепление изоляции экрана. Полиэтилен, сшитый химически, состоит из тех же самых молекул, что и обычный полиэтилен. Между ними образуются связи из атомов углерода.

В данной работе будет представлен кабель марки АПвВ 3х120/16-35 (рис.1)

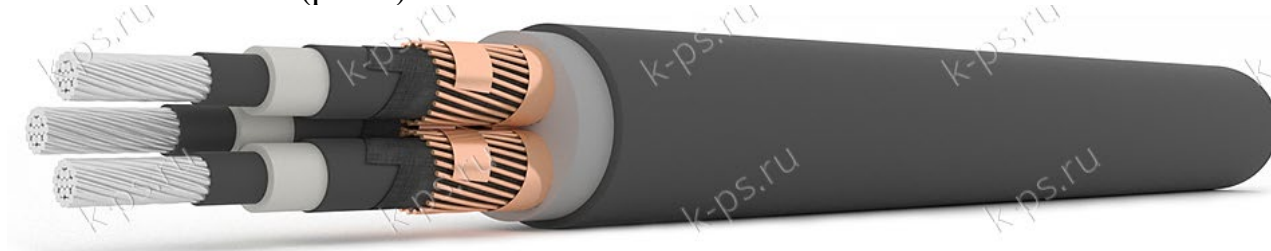


Рис. 1. Кабель АПвВ 3х120/16-35

Расшифровка кабеля:

А - алюминиевая токопроводящая жила,

Пв – изоляция жилы из сшитого полиэтилена,

В - оболочка из поливинилхлоридного пластиката

3 – количество жил

120 - площадь поперечного сечения жилы

16 – сечение экрана

35 – рабочее напряжение

В наше время силовые кабели из СПЭ изоляции широко используются для распределения и передачи электроэнергии, особенно на различных промышленных предприятиях и в крупных городах. На промышленных предприятиях очень высокий уровень энергопотребления и плотность нагрузки очень высока.

Достоинства кабелей из СПЭ изоляции:

- хорошие электрические и механические свойства;
- хороший срок службы и долговечность (в том числе за счет технологического изготовления конструкции высокого и среднего напряжений);
- большая пропускная способность (чем они и лидируют среди кабелей с бумажной и маслonaполненной изоляцией).

В нашем СПЭ-кабеле марки АПвВ 3х120/16-35 наружная оболочка изготовлена из ПВХ пластика с пониженной пожароопасностью. Кабель имеет экран с полупроводящей жилой, предназначенный для выравнивания скачка напряженности электрического поля на границе проводящей жилы и изоляционного слоя путем создания промежуточного полупроводящего слоя между проводящей жилой и изоляцией из сшитого полиэтилена. Он также сглаживает поверхность ТПЖ.

Полупроводящий изоляционный экран позволяет получить плавное изменение напряженности электрического поля между изоляцией, где напряженность электрического поля не равна нулю, и проводником (металлическим экраном кабеля), где напряженность электрического поля равна нулю.

Основное назначение металлического экрана - устранить электрическое поле на поверхности кабеля. Экран образует второй электрод конденсатора, образованного кабелем (первый является проводником кабеля). Сечение экрана подбирается исходя из наиболее оптимального соотношения сечения жилы и экрана [2].

Для оптимизации параметров кабеля марки АПвВ 3х120/16-35 (рис.1) предлагается заменить материал экрана медных проволок и спирально наложенной медной ленты на сплав алюминия ТАС. Данное решение поспособствует не только уменьшению массы и снижению стоимости кабеля, но и будет иметь дополнительные теплопроводные свойства. Сам по себе алюминий имеет один большой недостаток, а именно разрушение при температуре 150 градусов и выше. Добавка же циркония, как показывали опыты ученых лишь только 0,6% циркония, уже способна увеличить теплопроводности до 400 градусов и не разрушаться.

Рассчитаем массу кабеля при использовании алюминиевого сплава ТАС экрана:

$$m_{\text{эк}} = p_{\text{Al}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot k_y \cdot l \quad (1)$$

$$m_{\text{эк}} = p_{\text{Al}} \cdot S_{\text{эк}} \cdot k_y \cdot l = 2800 \cdot 16 \cdot 10^{-6} \cdot 1,02 \cdot 1 = 0,0456 \text{ кг/м}$$

Масса алюминиевой ленты:

$$m_{\text{м.л.}} = b \cdot \Delta_{\text{м.л.}} \cdot p_{\text{Al}} \cdot k_{\text{ул}} \quad (2)$$

b — ширина алюминиевой ленты ТАС, мм;

$\Delta_{\text{м.л.}}$ — толщина алюминиевой ленты ТАС, мм;

$k_{у.л.}$ – коэффициент укрути алюминиевой ленты ТАС

$$m_{м.л.} = 8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} \cdot 2800 \cdot 7,21 = 0,0161 \text{ кг/м.}$$

Общая масса кабеля:

Масса кабеля:

$$M = 3 \cdot (m_{жс} \cdot m_{э.жс.} + m_{из} + m_{э.и.} + m_{в.л1} + m_{эк} + m_{м.л.} + m_{в.л2}) + m_{э.и.} \quad (3)$$

$$M = 3 \cdot (0,33 \cdot 0,022 + 0,29 + 0,061 + 0,049 + 0,0456 + 0,0161 + 0,103) + 0,396 = 3,146$$

Масса кабеля при использовании меди для изготовления экрана составляет

$$M = 3,534 \text{ кг/м.}$$

Таким образом, использование алюминия из сплава ТАС для изготовления экрана кабеля позволяет уменьшить массу кабеля на 12,33%, что подтверждено формулами (1-3).

Цена циркония 7800 рублей за 1 кг, для прокладки в кабеле достаточно 0,6% от процентного соотношения с алюминием.

То есть на 1 кг алюминиевого сплава нам понадобится 0,6% от 1 кг циркония, итого 46,8 рублей к цене алюминия.

Стоимость алюминия электротехнического из сплава составляет 160 руб/кг, меди – 660 руб/кг. Стоимость алюминиевого сплава ТАС будет составлять 207 рублей

Для ТАС требуется:

$$(m_{эк} + m_{м.л.}) \cdot 1 \text{ км} \quad (4)$$

При производстве экрана из алюминиевого сплава ТАС требуется $(0,044 + 0,0161) \cdot 1000 = 60$ кг металла на каждый километр кабеля.

Из меди требуется:

$$(m_{эк} + m_{м.л.}) \cdot 1 \text{ км} \quad (5)$$

При производстве экрана из меди требуется $(0,145 + 0,0161) \cdot 1000 = 161,1$ кг металла на каждый километр кабеля.

Далее умножаем вес сплава для 1 километра со стоимостью для руб/км, чтобы получить числовые значения сплава ТАС и меди.

Стоимость производства экрана из сплава ТАС для одного километра кабеля составляет $60 \cdot 207 = 12420$ руб, для меди - $161,1 \cdot 660 = 106260$ руб.

Таким образом, производство экрана из сплава ТАС для кабеля обходится дешевле в 8,55 раз по сравнению с кабелем, в котором применяется медный экран.

Заключение

Представлена оптимизация конструктивных параметров кабеля из СПЭ изоляции и найден наиболее экономичный вариант с улучшением механических свойств. Таким образом, при замене медных экранов силовых кабелей на экраны из электротехнического алюминия или его сплавов, помимо экономической целесообразности, необходимо учитывать их эксплуатационные характеристики. Существенным преимуществом сплава ТАС по отношению к электротехническому алюминию является высокая стабильность его механических характеристик после термического воздействия в аварийных ситуациях. При этом разница

удельных электрических сопротивлений сплава ТАС и электротехнического алюминия не превышает 3 %.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ларина Э. Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии. - М.: Энергоатомиздат, 1996.- 464 с.
2. Ковригин Л.А. Основы кабельной техники. - П.: ПГТУ, 2006.- 94 с.

Научный руководитель: О.В. Васильева, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ПЬЕЗОГЕНЕРАТОРЫ КАК СРЕДСТВО ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Л.Р. Шайхутдинова

Казанский национальный исследовательский технический университет
имени А.Н. Туполева – КАИ

Актуальной проблемой современности является производство электроэнергии экологически чистым путем, ведь строительство и размещение гидроэлектростанций (ГЭС) не только требует больших капиталовложений, но и наносит непоправимый вред водной акватории. Решить данную проблему можно путем внедрения гидроэнергетической установки (ГЭУ), в которой механическая энергия воды преобразуется в электрическую энергию посредством пьезогенераторов [1].

Был произведен патентно-реферативный поиск, благодаря чему выяснилось, что подобных установок нет. Это подтверждает новизну предлагаемой установки.

Рассмотрим существующие способы получения электроэнергии для сравнения с предложенным решением насущной проблемы с экологией с помощью схемы, отображенной на рис.1.

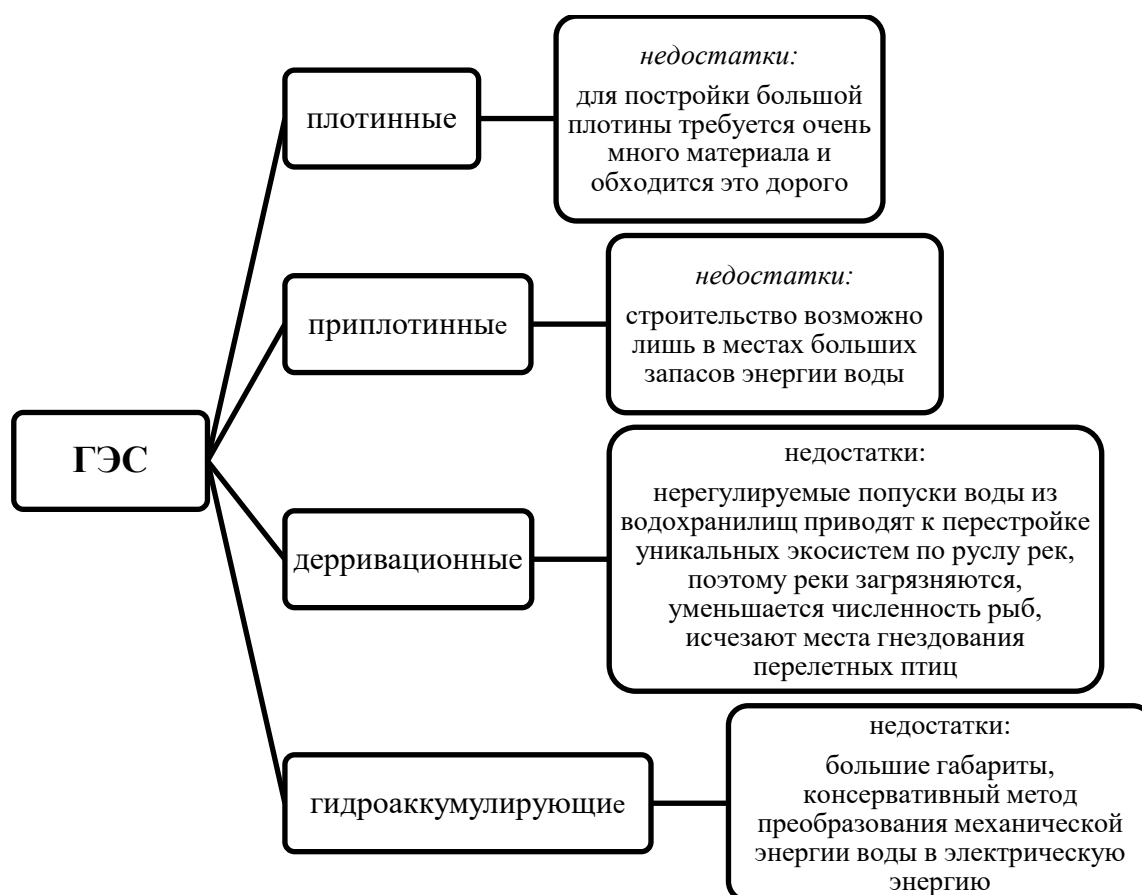


Рис. 1. Виды ГЭС и их недостатки.

По сравнению с рассмотренными видами получения электроэнергии преимущества предложенного проекта очевидны. Гидроэнергетическая установка, выбранная мною за прототип, имеет другой принцип преобразования механической энергии. Так как данная установка имеет малые габариты по сравнению с большинством ГЭС, она не будет оказывать негативного влияния на фауну рек. Также в выбранной ГЭУ имеет место не турбинный метод, который нередко наносит вред состоянию рек и становится причиной пагубного действия на рыб, а пьезоэлектрический метод преобразования энергии воды в электрическую энергию, а значит и вред от ее использования будет наименьший.

Для более детального понимания принципа функционирования предложенной ГЭУ, рассмотрим рис. 2 [2]:

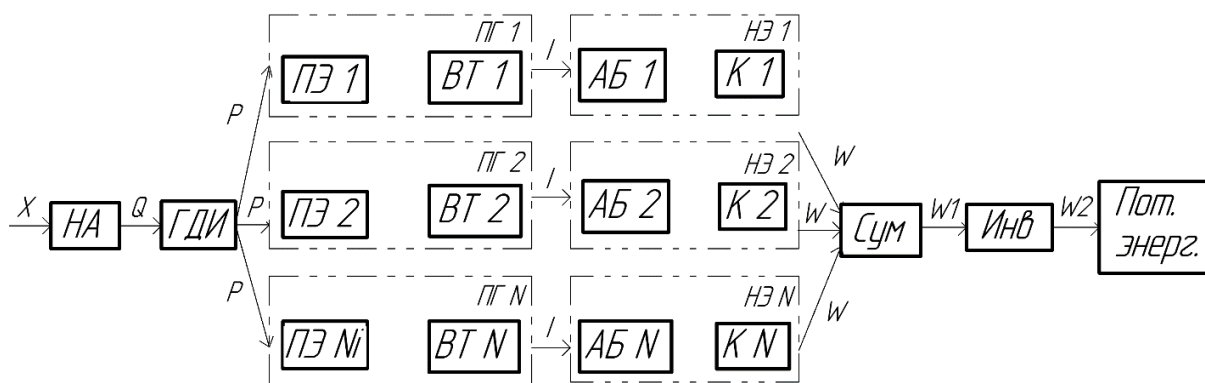


Рис. 2. Структурная схема ГЭУ с пьезогенераторами НА – накопительный аппарат; ГДИ – гидродинамический излучатель; ПЭ – пьезоэлемент; ВТ – выпрямитель тока; ПГ – пьезогенератор; АБ – аккумуляторная батарея; К – контроллер заряда; НЭ – накопительный элемент; Сум. – сумматор заряда; Инв. – инвертор; Пот. энерг. – потребитель энергии.

Гидроэнергетическая установка содержит водяной накопительный резервуар, от которого отходит наклонный напорный водовод, в котором организован сток воды X в целевой направляющий аппарат (НА). В НА усиливается скорость потока воды Q за счет сужающих каналов, откуда он поступает на гидродинамический излучатель (ГДИ) пластинчатого типа. Попадая на лезвие излучателя, струя жидкости срывается и образует кавитационные вихри, которые, пульсируя, движутся вниз по течению водовода. Они схлопываются и образуют в жидкости импульсы звуковых давлений или же, другими словами, силовые воздействия P . Эти импульсы воздействуют на расставленные вдоль водовода пьезоэлементы (ПЭ), с которых и за счет прямого пьезоэлектрического эффекта можно снимать электрический потенциал, в последствии преобразуемый в электрический ток I за счет содержащихся в структуре пьезоизлучателей выпрямителей тока (ВТ). В совокупности ПЭ и ВТ представляют собой пьезогенератор (ПГ), представленный на рис. 3. Данный блок преобразует дискретные силовые воздействия P в электродвижущую силу E , которая поступает на ВТ. По сравнению с традиционными электрическими батареями срок службы таких устройств существенно выше (не менее 20 лет), поскольку, в отличие от батарей, они не хранят электрическую энергию, а вырабатывают ее в момент перегрузки. Что в очередной раз показывает преимущество ПД в сравнении с другими устройствами.

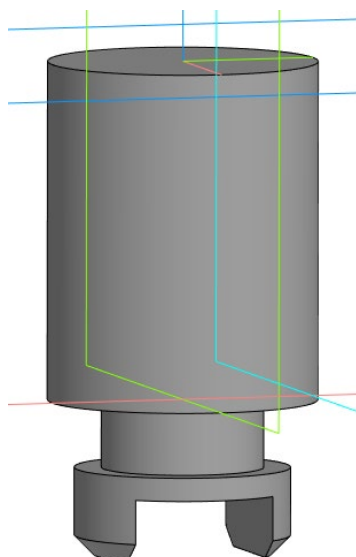


Рис. 3. Общий вид пьезогенератора (корпус)

Нужно иметь в виду, что поток воды оказывает разное влияние на каждый из пьезодатчиков, так как они отличаются расположением на гидроэнергетической установке. Следовательно, величины, преобразуемые разными каналами, имеют различные значения. Но все они поступают на накопитель энергии (НЭ). НЭ обычно в совокупности с контроллером (К) представляет собой некий аккумулятор или же батарею, которые накапливают энергию W , полученную от электрического тока, вырабатываемого ПГ для дальнейшего ее использования. В блоке аккумулятора / батареи применяется обратная связь между самим НЭ и К для стабилизации величин полученной и требуемой энергии. После блока аккумулятора согласованная энергия поступает сначала к сумматору, после к инвертору – импульсному преобразователю энергии – который, собственно, преобразует накапливаемые в аккумуляторе 12В в 220В привычные для потребителя (ПЭ).

В роли потребителя могут выступать:

- фермерские хозяйства, расположенные вблизи небольших водоемов;
- небольшие населенные пункты, на территории которых генерация и трансферт электричества затруднены;
- садовые общества и др.

Таким образом, предложенная ГЭУ на основе пьезогенераторов будет иметь не только наименьшее негативное влияние на водные объекты, но и будет удобен для внедрения в потребительские круги. Единственным недостатком устройства на данный момент выступает тот факт, что установку придется изымать из воды на зимний период для предотвращения поломок.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Немецкое энергетическое агентство Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) Regenerative Energien (Сектор возобновляемых видов энергии), ««Зелёная энергетика» – уже сегодня, но с расчётом на завтра» // URL: www.renewables-made-in-germany.com

2. Шайхутдинова Л.Р., Смирнова С.В. Структурное построение гидро-энергетической установки и конструкция пьезодатчика / Сборник материалов III всероссийской молодежной научно-практической конференции «Энергостарт», 12-14 ноября 2020 г., Кемерово [Электронный ресурс] / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева»; редкол.: Р.В. Беляеский (отв. редактор) [и др.]. – Кемерово, 2021.

Научный руководитель: С.В. Смирнова, к.т.н., доцент КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева.

СЕКЦИЯ 4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

МАГНИТНАЯ СЕПАРАЦИЯ ОТХОДОВ НА ОСНОВЕ УГОЛЬНОГО ШЛАКА ДЛЯ ПОСЛЕДУЮЩЕЙ УТИЛИЗАЦИИ

Ж. Болатова¹, А.В. Филимоненко², А.Я. Пак³
Томский политехнический университет^{1,2,3}
ИШЭ^{2,3}, группа 5А93²
ИШИТР, группа А0-08¹

Угольные шлаки – это разновидность твёрдых отходов, образующихся в результате сжигания угля. Размеры частиц широко варьируются от менее 0,1 мкм до более нескольких десятков сантиметров – в зависимости от режима работы котла. Основными компонентами угольных шлаков являются диоксид кремния (SiO_2), оксид алюминия (Al_2O_3), оксид железа (Fe_2O_3), оксид кальция (CaO) и оксид магния (MgO) [1]. Также в угольных шлаках присутствует множество химических соединений в малых количествах (порядка 1 % и менее).

В течение многих лет зола и шлак широко использовалась в качестве минеральной добавки при производстве цемента, многокомпонентных вяжущих веществ и бетона [2]. Эти отходы также могут использоваться для строительства дорог, мелиорации земель и подземных горных работ [3]. Возможность обращения с золой в первую очередь определяется их химическим составом. Присутствие в золе ряда металлов было продемонстрировано во многих исследованиях [4]. Особый интерес представляют включения редкоземельных элементов [5].

Разделение золошлаковых компонентов по гранулометрическому и морфологическому составу, по химическому составу и другим признакам является важной частью перспективных технологий глубокой переработки отходов. Одним из направлений переработки золошлаковых отходов может быть извлечение магнитных материалов. Основными компонентами магнитной фракции золошлаковых отходов являются магнетит и гематит [7].

При процессе горения угля количество кислорода в камере сгорания определяет степень окисления железа. Поскольку оксид железа Fe_2O_3 (гематит) – это слабомагнитное соединение, для извлечения магнитной фракции процесс сжигания в котле должен осуществляться таким образом, чтобы получить более высокое содержание Fe_3O_4 (магнетит). Согласно литературным данным, самое высокое содержание магнитных соединений железа (около 10 %) содержится в золе силикатного типа, меньшее – в золе с высоким содержанием алюминия и самое низкое – в золе, богатой кальцием [8].

В данной работе для извлечения магнитной фракции из золошлаковых отходов проводилась магнитная сепарация материалов с использованием статического магнитного поля.

Угольный шлак был собран после процесса газификации угля. Исходный материал измельчался и просеивался в сите с размером ячеек не более 160 мкм, затем просеянный шлак перемалывался в шаровой мельнице в течение 45 минут

(MixerMill8000M). Перемолотый шлак подвергался магнитной сепарации под действием статического магнитного поля. Ферромагнитные соединения, присутствующие в золошлаковых отходах под действием магнита статического магнитного поля выделялись из общей массы. Исходный материал и очищенный магнитной сепарацией шлаки анализировались методом рентгенофазового анализа (XRD 7000s, CuK α -излучение; Shimadzu, Япония).

По результатам рентгенофазового анализа можно увидеть (рис. 1), что исходный шлак и очищенный от ферромагнитных фракций содержат оксидные кристаллические фазы $Al_xSi_yO_z$, SiO_2 , Fe_2O_3 . При этом на картине рентгеновской дифракции материала после процесса магнитной сепарации относительная интенсивность дифракционных максимумов Fe_2O_3 снизилась на дифрактограмме.

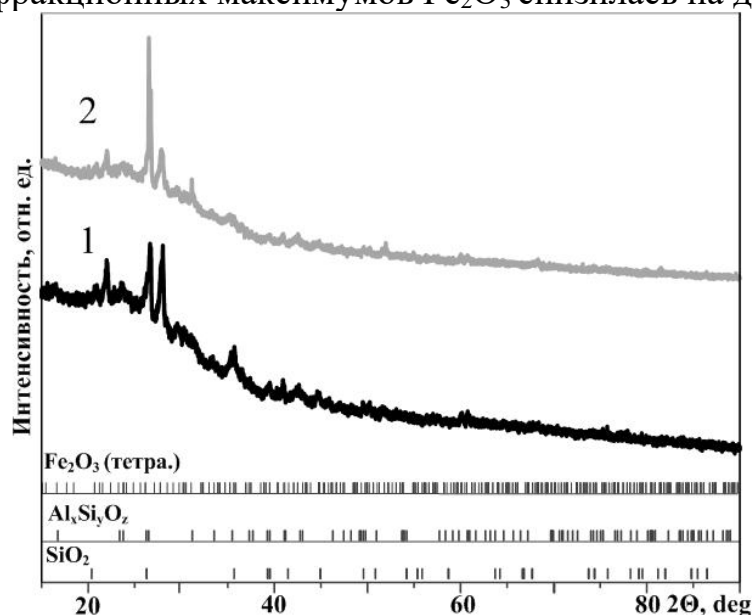


Рис. 1. Типичные рентгеновские дифрактограммы: исходного угольного шлака (1) и шлака после магнитной сепарации (2)

Таким образом, статическое магнитное поле может быть использовано на одном из этапов технологий глубокой переработки золошлаковых отходов. В дальнейшем выделенная из шлака магнитная фракция планируется для использования в других исследованиях. Очищенная от магнитной фракции часть материала будет переработана с применением плазменных электродуговых технологий.

Благодарности: Работа выполнена при поддержке программы Государственного задания ВУЗам (проект № FSWW-2020-0022).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Giergiczny Z., Garbacik A., Ostrowski M. Pozzolanic and hydraulic activity of calcareous fly ash // Roads and Bridges–Drogi i Mosty. – 2013.– V. 12. – P. 71-81.
2. Vassilev S.V., Vassileva C.G. Geochemistry of coals, coal ashes and combustion wastes from coal-fired power stations // Fuel Processing Technology. –1997. – V. 51 (1–2). – P. 19-45.

3. Cao Sh., Zhou Ch., Pan J., Liu C., Tang M., Ji W., Hu T., Zhang N. Study on Influence Factors of Leaching of Rare Earth Elements from Coal Fly Ash // *Energy Fuels*. – 2018. – V. 32 (7). – P. 8000–8005.
4. Kolker A., Scott C., Hower J.C., Vazquez J.A., Lopano C.L., Dai S. Distribution of rare earth elements in coal combustion fly ash, determined by SHRIMP-RG ion microprobe // *International Journal of Coal Geology*. – 2017. – V. 184 (1). – P. 1-10.
5. Wei Y., Mei X., Shi D., Liu G., Li L., Shimaoka T. Separation and characterization of magnetic fractions from waste-to-energy bottom ash with an emphasis on the leachability of heavy metals // *Environmental Science and Pollution Research*. – 2017. – V. 17. – P. 14970-14979.
6. Hycnar J.J., Kochański B., Tora B. Manufacture and properties of magnetite dust from by-products of carbon combustion // *Inżynieria Materiałowa Journal of the Polish Mineral Engineering Society*. – 2012. – V.2. – P. 1-10.
7. Lee S., Park S., Kim T. Review on investment direction of green technology R&D in Korea // *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – V. 50. – P. 186-193.

Научный руководитель: Г.Я. Мамонтов, д.ф.-м.н., профессор ИШИТР ТПУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТРИЛЕММЫ НА ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИКИ

М.Н. Велитченко

Белорусский национальный технический университет

Термин «энергетическая безопасность» подразумевает бесперебойное обеспечение потребителей энергетическими ресурсами по приемлемым ценам. Она является составляющей экономической и, следовательно, национальной безопасности. Поэтому поддержание энергетической безопасности на высоком уровне является одним из приоритетных направлений государства.

Существуют различные методы оценки энергетической безопасности. В данной работе будет описано применение индекса энергетической трилеммы как на предприятии энергетики, так и в сфере в целом.

Энергетическая трилемма подразумевает создание и поддержание баланса между тремя основными направлениями работы энергосистемы: безопасность, доступность и экологическая устойчивость [1].

Показатели группы безопасности подразумевают под собой эффективную организацию поставок топливных ресурсов, надежность передачи и распределения энергии, постоянное бесперебойное удовлетворение спроса как самой энергосистемы в топливе, так и потребителей в энергетических ресурсах. Энергетическая доступность (равенство) характеризует наличие топливно-энергетических ресурсов для потребителей по приемлемой цене. Экологическая устойчивость оценивает безопасность процессов генерации, процесс диверсификации

генерирующих объектов за счёт применения возобновляемых источников энергии. При расчёте индекса энергетической трилеммы возникает четвёртая характеристика – особенности страны [2].

Перед государством стоит множество задач, основная из которых – поддержание баланса между измерениями энергетической трилеммы. Уровень энергетической безопасности Республики Беларусь находится на уровне 15%, что связано в первую очередь с географическим положением и историей развития энергетического комплекса. С начала развития энергетики Беларуси и до наших дней преобладают тепловые станции, вырабатывающие 99,9% электроэнергии (по данным за 2019 год). Основными видами топлива на ТЭС являются мазут и природный газ. В последние годы наблюдается тенденция к переходу на собственные виды топливных ресурсов: торф и торфопродукты, древесная щепа, сланцы. Преимуществом внедрения местных видов топлива является снижение зависимости от импортируемого топлива, разработка собственных видов ресурсов и увеличение добывающей промышленности, снижение зависимости от поставок соседних государств.

Для снижения уровня энергетической зависимости, который имеет первоочередное влияние на энергетическую безопасность региона, стоит начать с совершенствования существующих предприятий. Значительное влияние на показатели энергетической трилеммы оказывает состояние оборудования. Следует проводить оценку не только степени «бухгалтерского» износа, но также и фактического: провести испытания эффективности оборудования в реальных режимах работы, качество ремонтов и их периодичность, условия эксплуатации и уровень квалификации персонала. Оценка этих показателей важна для всей энергосистемы и должна быть реализована в рамках отдельных генерирующих предприятий. Также охарактеризовать показатели безопасности помогут следующие данные: частота осмотров тепловых линий, оценка потерь в линиях электропередачи и тепловых сетях, стоимость ремонтов и модернизации оборудования, частота перебоев в электроснабжении.

Энергетическая доступность на уровне государства характеризуется доступностью экологически чистых видов топлива и энергии, возможностью государства стабильно обеспечивать производственный сектор и население энергоресурсами по приемлемой цене. Повышение энергетической доступности на уровне предприятия можно проследить по таким параметрам как темп роста тарифов на энергию, динамика цен на топливные ресурсы, составляющие более половины себестоимости энергии.

Энергетическая безопасность обеспечивается внедрением ВИЭ, а также совершенствованием воздействия действующих предприятий на окружающую среду. Государством предусмотрен экологический налог на выбросы загрязняющих веществ, т.к. декарбонизация является одним из основных направлений повышения экологической безопасности. Благодаря регулярной оценке объёма выбросов на самих электрических станциях, есть возможность наблюдать за эффективностью работы систем фильтрации, изменением объёма и состава выбросов в зависимости от применяемого топлива, выработки и др.

Качество работы отдельных объектов генерации формирует общую энергобезопасность региона, следовательно, расчёт индекса энергетической трилеммы для отдельных объектов энергосистемы позволяет эффективно повышать общие показатели за счёт внесения точных изменений на микроуровне.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Шилец Е.С, Энергетическая трилемма – основа устойчивого развития ТЭК. / Е.С. Шилец, В.А. Кравченко, Т.В. Лукьяненко // Вестник института экономических исследований 2017 №3. – 2017. – стр. 27-34
2. Велитченко, М. Н. Индекс энергетической трилеммы = World energy trilemma index / М. Н. Велитченко; науч. рук. Е. П. Корсак // Актуальные проблемы энергетики [Электронный ресурс]: материалы 77-й научно-технической конференции студентов и аспирантов, апрель 2021 г. / редкол.: Е. Г. Пономаренко [и др.]; сост. Т. Е. Жуковская. – Минск: БНТУ, 2021. – С. 191-193.

Научный руководитель: Е.П. Корсак, м.э.н., ст. преподаватель БНТУ.

ПЛАЗМЕННО-ПИРОЛИТЕЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

А.С. Горшков

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5061

Наступила новая веха в атомной отрасли, сменяются поколения энергетических реакторных установок (РУ), на смену отслужившим верой и правдой, давшим специалистам отрасли бесценные опыт и знания для дальнейшей деятельности установкам, приходят новые и перспективные установки, как «консервативных» типов, так и «прогрессивных». Если учитывать только РБМК, то к 2035 году будет выведено из эксплуатации 17 блоков с РУ такого типа [1]. Все установки независимо от их типа и возраста объединяет в общих чертах одинаковый жизненный цикл.

Если оценивать средние величины, то при демонтаже одной атомной станции (АС) количество отходов составляет 100 000 тонн (бетон), 5000 тонн (сталь) и 500 тонн других (несгораемых) радиоактивных отходов (РАО). Причем более 90% объема составляют низкоактивные отходы [2].

На состоянии 2012 г. в России [3] на территории хранилищ РАО находится около 541 млн. м³ РАО, причем 406 млн. м³ из них находится на территории ФГУП «ПО МАЯК» и лишь 0,248 млн. м³ на территории хранилищ расположенных при АЭС. Разумеется, в деталях эта статистика переменялась, это связано с тем, что в РФ по договоренностям с нашими западными коллегами ввозятся ОЯТ и РАО [4], а также с тем, что наметилась тенденция распространения пристанционных хранилищ РАО. Этим хотелось подчеркнуть, что проблема обращения с

РАО во время вывода из эксплуатации лишь обостряется, но и в любое другое время является серьезным вызовом, стоящим перед всеми странами-эксплуаторами.

Перед окончательным захоронением РАО должны пройти длительный путь, одним из этих этапов которого является кондиционирование. Если выбрать для рассмотрения из широкого спектра способов обращения с РАО термические методы, то можно выделить сжигание и плазменную обработку.

Плазма из-за высокой температуры (до 10 000 °С) является перспективным направлением для обращения с РАО. В тоже время, использование плазменных установок позволяет сжигать отходы без дополнительной сортировки и фрагментации, что значительно упрощает технологический процесс. Тугоплавкие неорганические отходы плавятся в стеклообразный шлак, концентрирующий в себе большую часть радиоизотопов. Этот шлаковый компаунд чрезвычайно устойчив к агрессивным воздействиям. Органические же отходы переходят в синтез-газ, который дожигается в камере дожигания.

Среди преимуществ термической переработки перед прочими методами обращения с РАО стоит отметить: очень высокий коэффициент уменьшения объема (до 100), конечный продукт на выходе из установок – стабилен, химически инертен и подходит для длительного хранения и утилизации. Кроме того, накоплен опыт по эксплуатации систем отводящих газов, которые не отличаются для установок термической конверсии, установки обладают высокой производительностью, есть возможность организовать непрерывный и длительный процесс.

В тоже время необходимо понимать, что установки данных типов требуют больших капитальных затрат и являются рентабельными только в случае полного и постоянного использования своего ресурса на протяжении всего срока эксплуатации. Также существуют некоторые юридические трудности для строительства и эксплуатации установок сжигания в некоторых странах, связанные с особенностями местного законодательства в области радиоактивных материалов и экологии. Так как установки работают при высоких температурах, необходим серьезный подход к обеспечению безопасной и надежной работы, с учетом различных режимов работы по характеристикам отходов.

Если говорить обособленно о сжигании, как о способе обработки РАО, то нельзя упускать того факта, что это наиболее часто применяемый метод, который характеризуется обширным и длительным эксплуатационным опытом в обращении с отходами. Кроме того, сжигание подходит для широкого спектра отходов, в том числе сухих твердых радиоактивных отходов (ТРО), жидких радиоактивных отходов (ЖРО) и смол. Но при этом для сжигания зачастую требуется сортировка, разделение и измельчение, также важно отсутствие металлических предметов, которые могут вызвать механические повреждения оборудования. Требуются надежные и проверенные системы удаления золы, которые не требуют ручного вмешательства, так как в этом случае не удастся избежать воздействия радиоактивного загрязнения на персонал.

Плазменно-пиролитические установки обладают обширным рядом преимуществ. Данный способ обработки позволяет работать с РАО «как есть», то есть не требуются вложения для сортировки и очистки негорючих отходов.

Благодаря этому фактору минимизируются риски, связанные с облучением персонала. На выходе данных установок получается прочный продукт, аналогичный процессу остекловывания. Сам процесс безвреден для окружающей среды, так как источником тепла является плазма, а не газ или топливо, и, следовательно, снижается образование дымовых газов и CO_2 . Но если необходимо получить однородный шлак, то для организации технологического процесса требуются дополнительные затраты. На данный момент опыт промышленной эксплуатации установок данного типа ограничен, первая установка для обращения с низкоактивными отходами (НАО) была введена в эксплуатацию в 2004 году, однако другие плазменные установки уже эксплуатируются или планируются, что ведет к накоплению опыта работы по данному направлению. [5]

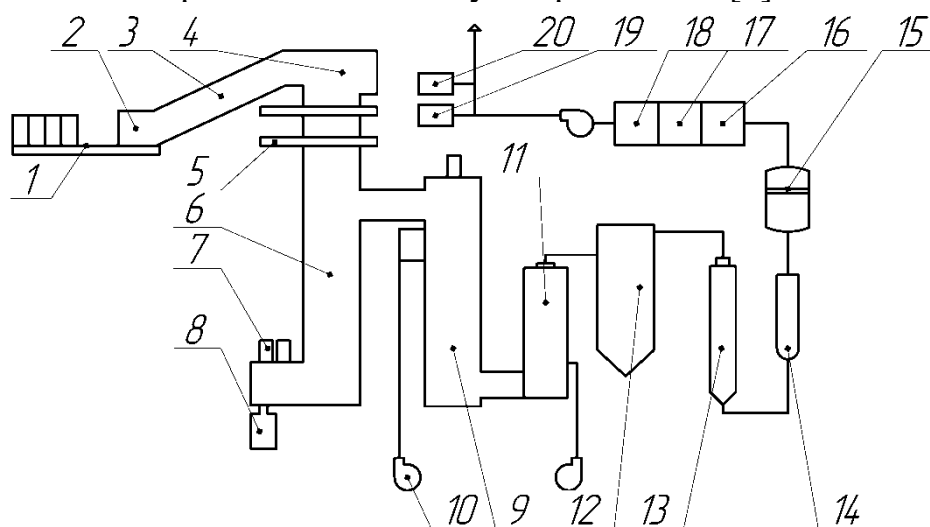


Рис. 1. Принципиальная схема установки плазменно-пиролитической переработки: 1 – склад РАО; 2 – приемный бункер; 3 – герметичный конвейер; 4 – загрузочный бункер; 5 – шиббер; 6 – печь шахтная; 7 – плазматрон; 8 – прием компаунда; 9 – камера дожигания; 10 – вентилятор дутьевой; 11 – холодильник; 12 – фильтр рукавный; 13 – скруббер; 14 – холодильник; 15 – газовый сепаратор; 16 – фильтр предварительной очистки; 17 – аэрозольный фильтр грубой очистки; 18 – аэрозольный фильтр тонкой очистки; 19 – потоковый газовый анализ; 20 – радиационный контроль

На качественный и количественный состав компаунда и отходящих газов влияет множество факторов [6]. В первую очередь, это состав перерабатываемых отходов, их размер, температурный режим и газовый агент. Таким образом, необходимо дополнительное изучение влияния всех вышеуказанных факторов на плазменную переработку НАО. То есть необходимо выяснить, как влияет температура, инертность среды, размер фракции бетонных отходов, графита, стали или других отходов на уменьшение объема (являющимся важным показателем качества обращения с РАО), уровень выброса газов, устойчивость структуры компаунда и т.д.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Вознесенская Д.Д. Сравнительная экономическая оценка комплекса мероприятий по обращению с радиационно-загрязненным графитом при выводе АЭС из эксплуатации // Неделя науки СПбПУ, 2019 г. – 762 с.
2. Былкин Б.К., Енговатов И.А. Вывод из эксплуатации реакторных установок / Б.К. Былкин, И.А. Енговатов. – М-во образования и науки Росс. Федерации, Моск. гос. строит. ун-т. Москва: МГСУ, 2014. 228 с.
3. Проблемы ядерного наследия и пути их решения. — Под общей редакцией Е.В. Евстратова, А.М. Агапова, Н.П. Лаверова, Л.А. Большова, И.И. Линге. — 2012 г. — 356 с. — Т1.
4. "Росатом" объяснил важность для экологии проекта по урану с Францией (электронный ресурс) // РИА Новости 13.10.2021. URL: <https://ria.ru/20211013/rosatom-1754417339.html> [Дата обращения 15.11.2021]
5. Handbook of advanced radioactive waste conditioning technologies ed Michael I. Ojovan (Sawston, Cambridge: Woodhead Publishing), 2010 г. – 488 с., ил.
6. Hee-Chul Yang, Joon-Hyung Kim. Characteristics of dioxins and metals emission from radwaste plasma arc melter system. Chemosphere 57 (2004) 421 – 428.

Научный руководитель: В.Е. Губин, к.т.н., доцент, НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

СИНТЕЗ КАРБИДА ТИТАНА ИЗ ДРЕВЕСНОГО УГЛЯ ЭЛЕКТРОДУГОВЫМ МЕТОДОМ

А.А. Гумовская¹, А.Я. Пак²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5БМ11¹
ИШЭ, НИЦ «Экоэнергетика 4.0»²

Ультратугоплавкие материалы являются основой сырьевой базы аэрокосмической отрасли и ряда технологий металлургической отрасли [1]. В частности, карбид титана (TiC) известен благодаря своим ценным свойствам: высокая температура плавления, относительно низкая плотность, высокая твердость, хорошая износостойкость [2]. В последние несколько лет также рассматриваются возможности использования карбидов титана в накопителях электрической энергии сверхвысокой емкости. Обычно для синтеза карбида титана используется технически чистый титан или оксид титана, а также углерод различного происхождения. В качестве источника углерода может быть использован древесный уголь. Древесный уголь сочетает в себе высокую прочность, жёсткость и вязкость при низкой плотности, благодаря его уникальной микроструктуре [3]. Кроме того, древесина, как и любая биомасса, является потенциально возобновляемым

ресурсом для производства карбидов [4]. В данной работе представлены результаты экспериментальных исследований, в ходе которых показана возможность синтеза карбида титана в плазме дугового разряда с использованием в качестве исходного сырья древесных опилок, т.е. отходов деревообрабатывающего предприятия.

В качестве источника углерода был взят древесный уголь, полученный с помощью процесса пиролиза измельченной древесины, а именно сосны (ООО Дзержинский ЛПК г. Томск). Суть процесса пиролиза заключается в необратимом химическом изменении древесных отходов под действием температуры без доступа кислорода. Паровой пиролиз проводился при температуре 400 °С в течение 1 часа.

Экспериментальные исследования проводились на экспериментальном лабораторном электродуговом стенде [5]. Основные элементы стенда – графитовые электроды, подключенные к источнику питания. Катод выполнен полым, в него засыпается смесь порошков титана или диоксида титана и углерода, которые предварительно были перемолоты и смешаны. На анод и катод подается разность потенциалов, и в разрядном промежутке в полости катода формируется разряд. Под действием дугового разряда (при силе тока до 200 А, напряжении на разряде до 35 В) в системе поднимается температура, и происходит синтез карбида титана. Полученные материалы анализируются методом рентгеновской дифрактометрии (Shimadzu XRD 7000s, длина волны излучения 1,54060 Å), а также методом растровой электронной микроскопии (Hitachi TM3000, Tescan Vega 3 SBU).

На рисунке 1 представлены микрофотографии исходных древесных опилок после операции пиролиза, используемые в качестве исходного сырья. Видны характерные каналы и капилляры в структуре частиц. Размеры полученных частиц составляют приблизительно от 100 мкм до 500 мкм.

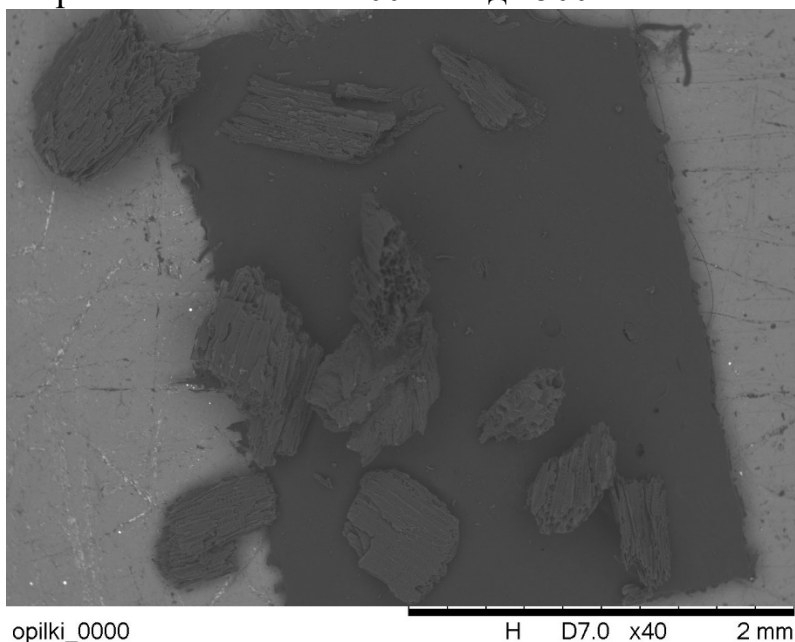


Рис. 1. Типичные результаты растровой электронной микроскопии продукта электродугового синтеза в системе с титаном и углеродом
На рисунке 2 изображена типичная картина рентгеновской дифракции.

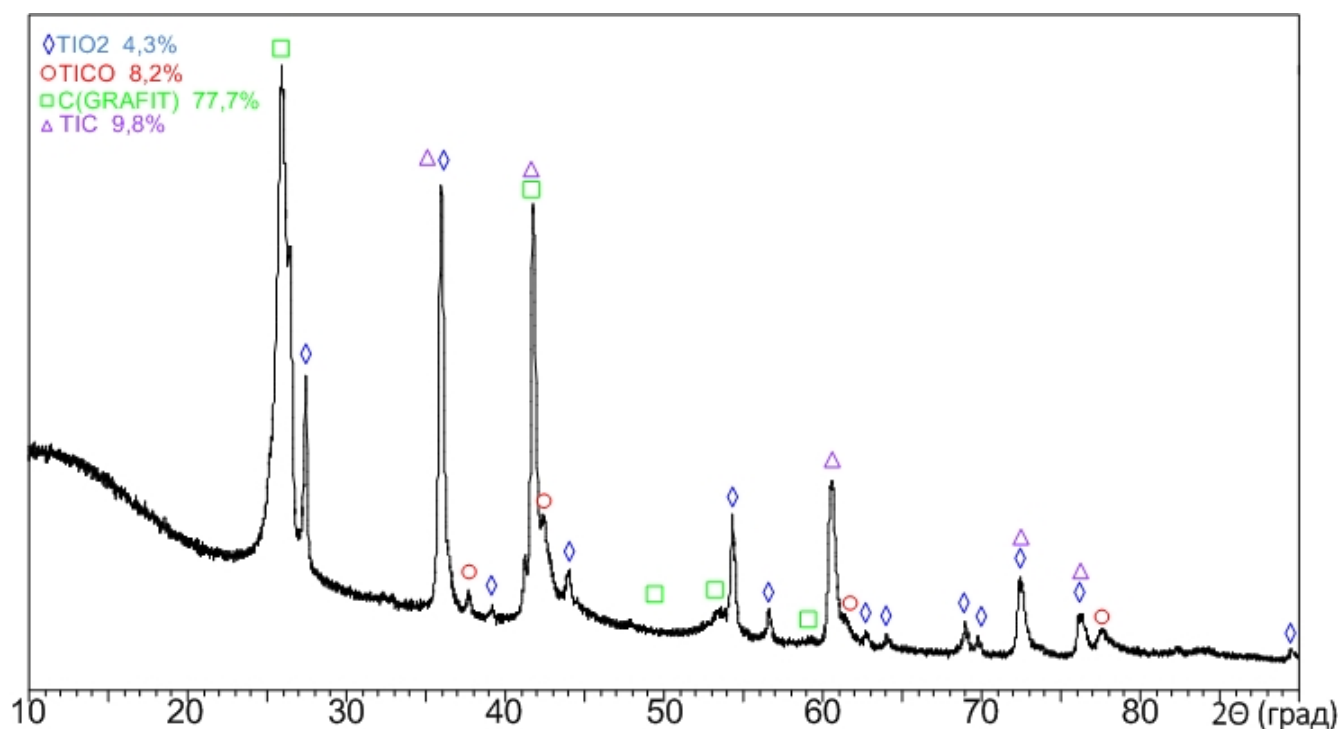


Рис. 2. Типичная картина рентгеновской дифракции продуктов электродугового синтеза.

По положениям дифракционных максимумов определено присутствие трех основных кристаллических фаз: графит С, оксид титана TiO_2 (рутил), кубический карбид титана TiC . Оксид титана является остатками непрореагировавшего исходного сырья. Фаза графита сформировалась из исходного рентгено-аморфного углерода под действием высоких температур плазмы дугового разряда постоянного тока. Карбид титана сформировался в результате взаимодействия углерода и диоксида титана с выделением углекислого газа и в соответствии с известной диаграммой состояний «титан-углерод».

По совокупности представленных данных можно сделать вывод о пригодности использования древесного угля в процессах получения кристаллических фаз карбидов титана электродуговым методом. В дальнейших исследованиях требуется установление зависимостей для управления фазовым составом продукта, а также еще предстоит определить возможность получения особого морфологического типа карбида титана, представляющего собой микроструктуру схожую со строением древесины, т.е. так называемого биоморфного карбида титана.

Финансирование: Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда (Грант № 21-79-10030).

Благодарности: Работа выполнена при поддержке программы Государственного задания ВУЗам (проект № FSWW-2020-0022) в части получения древесного угля.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Li F. Porous ultra-high temperature ceramics: preparation, Structure and properties // Chin. Ceram. Soc. – 2018 N 46 C. 1669-1684.
2. Pierson HO. Handbook of refractory carbides and nitrides. - Westwood and New Jersey: Noyes Publications, 1996.
3. MinYu. Wood-derived ultra-high temperature carbides and their composites: A review Author links open overlay panel. // Ceramics International – 2020. V 46, N 5, C. 5536-5547.
4. M. Luo. Biomorphic TiN/C ceramics prepared by reduction–nitridation of charcoal/titania composite. // Mater. Sci. – 2007. V 42. N 11. C. 3761-37661.
5. Pak A. Ya., Grinchuk P. S., Mamontov G. Ya., Yakich T. Yu., and Gumovskaya A. A. Production of HfTaTiNbZrC₅ high-entropy carbide micropowder in the plasma of an atmospheric pressure arc discharge // Eng. Phys. & Thermophys – 2021.- V 94, N 1.

Научный руководитель: А.Я. Пак, к.т.н., научный сотрудник НИЦ «Эко-энергетика 4.0» ИШЭ ТПУ.

МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ КОМПОНОВКИ МОРСКИХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Д.Ю. Давыдов

Томский политехнический университет
ИШЭ, ОЭЭ

Приоритетным направлением развития ветроэнергетики может стать построение морских ветроэлектростанций (МВЭС) в шельфовых зонах акваторий морей северных регионов России, применение которых позволит обеспечить 30-50% снижение потребностей в органическом топливе [1]. Сдерживающим фактором является большая капиталоемкость подобных проектов и, как следствие, высокий показатель нормированной себестоимости электроэнергии (LCOE). Следовательно, для обеспечения рентабельности необходимо достижение высокой производительности МВЭС при минимуме экономических затрат на ее сооружение (CAPEX). Для достижения общей высокой эффективности МВЭС требуется решение комплексной задачи оптимизации компоновки, включающей в себя выбор схемы размещения ветроустановок (ВЭУ) и проектирование электрической системы. Высокая сложность решения поставленной задачи обусловлена большим разнообразием состава и типов оборудования МВЭС, множеством технических ограничений, что вызывает необходимость разработки эффективных средств оптимизации, позволяющих выполнять сравнение множества различных вариантов построения МВЭС за адекватное время.

Взаимосвязи между задачами оптимизации расстановки ВЭУ и оптимизации электрической системы, а также факторы и ограничения показаны на рисунке 1.



Рис. 1. Схема взаимосвязей между задачами оптимизации МВЭС: AED – среднегодовое количество электроэнергии, переданное в сеть

В результате проведенных исследований была реализована методика одновременного поиска оптимальной схемы расстановки ВЭУ и синтеза конфигурации электрической системы, включающего в себя построение схемы кабельных соединений, выбор месторасположения морской подстанции (МТП), а также выполнение поиска путей прокладки экспортирующих кабельных линий, соединяющих МТП с береговой подстанцией. Особенностью методики является возможность задания в процессе оптимизации нестандартных схем расстановки ВЭУ - круговых или криволинейных с обеспечением их симметричности, что является необходимым из соображений безопасности навигации, а также ввиду простоты монтажа и обслуживания по сравнению с несимметричными схемами [2].

Блок-схема методики оптимизации и варианты реализуемых схем продемонстрированы на рисунке 2.

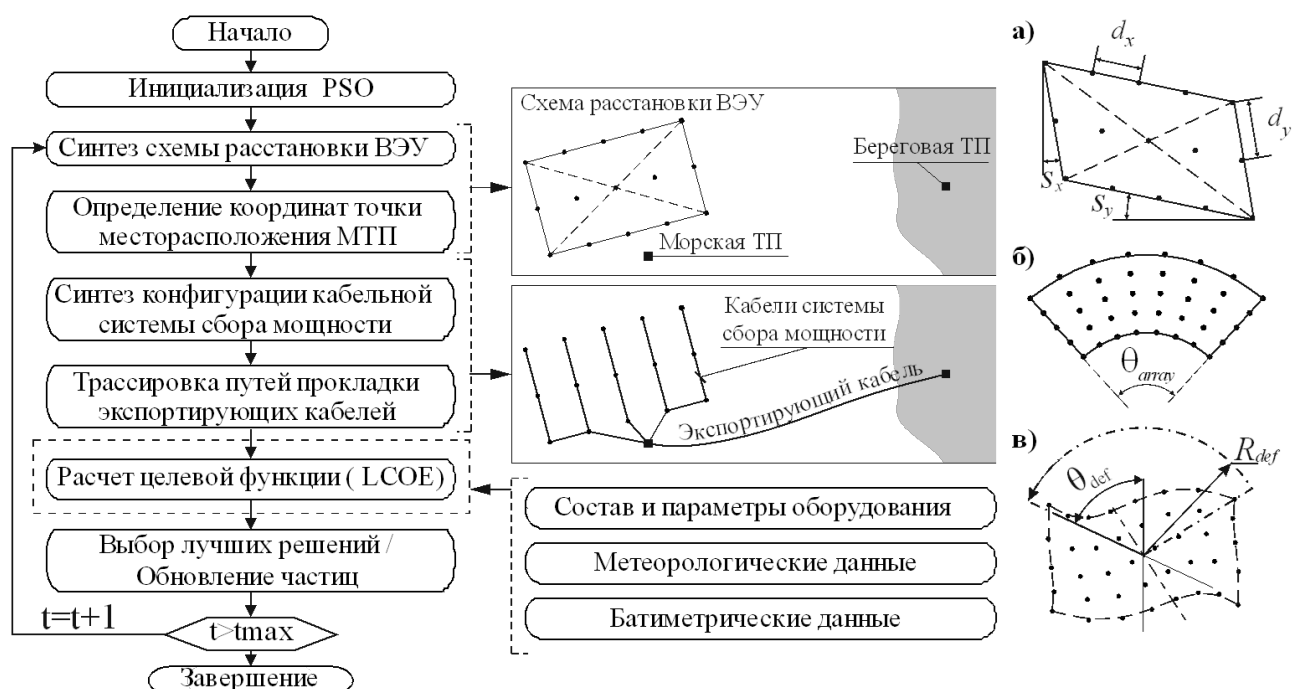


Рис. 2. Блок-схема алгоритма комплексной оптимизации компоновки оборудования МВЭС: а – прямолинейная схема компоновки; б – круговая схема компоновки; в – криволинейная схема компоновки

В качестве алгоритма оптимизации используется алгоритм роя частиц (PSO) посредством которого выполняется поиск параметров определяющих геометрические размеры, форму и пространственное ориентирование массива ВЭУ, а также поиск координат точки расположения МТП и параметров алгоритма выполняющего построение схемы кабельных соединений системы сбора мощности ВЭС с минимизацией затрат на кабели и распределительные устройства, описание которого дано в статье [3]. Способ трассировки путей прокладки экспортных кабелей реализован посредством триангуляции расчетной сетки покрывающей координатную плоскость участка акватории размещения МВЭС, а затем поиска дерева кратчайших путей от точки сбора мощности (МТП) до точки размещения береговой подстанции посредством алгоритма Дейкстры (Dijkstra).

В качестве целевой функции для минимизации используется показатель нормированной себестоимости производства электроэнергии:

$$LCOE \rightarrow \min \left[\sum_{t=0}^T \frac{CAPEX(t) + OPEX(t)}{(1+r)^t} \right] / \left[\sum_{t=0}^T \frac{AED(t)}{(1+r)^t} \right], \quad (1)$$

где $CAPEX(t)$, $OPEX(t)$ – капитальные и эксплуатационные затраты; r – норма дисконта; T – срок эксплуатации МВЭС, лет.

Расчет целевого показателя выполняется с использованием разработанной модели оценки производительности и инвестиционных затрат на компоненты МВЭС с различной конфигурацией компоновки и составом оборудования с учетом зависимости стоимости опорных конструкций (фундаментов) ВЭУ от глубины на участке акватории, потерь мощности от аэродинамического эффекта и потерь в компонентах электрической системы. Для моделирования скорости и направления ветра используется модель на основе стохастического процесса Орнштейна-Уленбека дробного типа, исследование которой проведено в работе [4].

В качестве тестового примера выполнялся поиск оптимальной компоновки ветроэлектростанции, эквивалентной по составу оборудования МВЭС «Horns Rev 1» на участке с исходного географического расположения. Общий вид фактической схемы компоновки МВЭС и оптимизированные схемы показаны на рисунке 3.

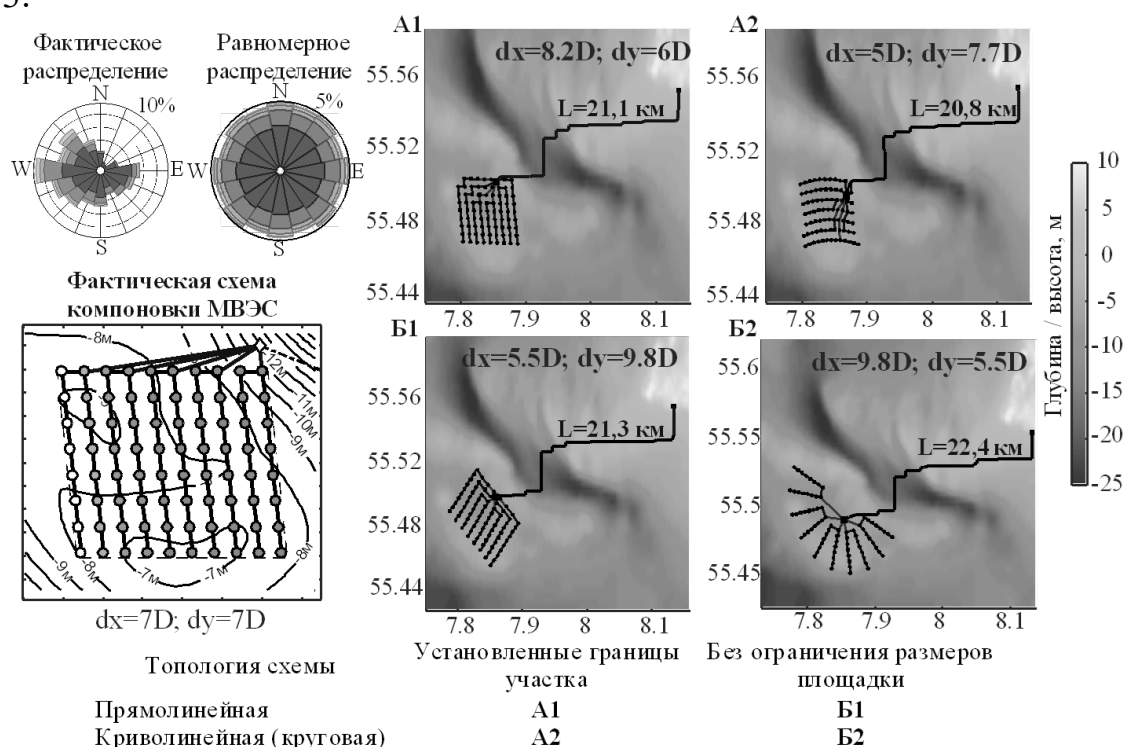


Рис. 3. Оптимизированные компоновки МВЭС «Horns Rev 1»

В первом случае поиск схемы расстановки турбин выполнялся в пределах установленных границ площадки фактической компоновки МВЭС (A1, A2). Во втором случае, ограничения площади участка размещения турбин не задается (B1, B2). Результаты сравнения стоимостных показателей, производительности и нормированной стоимости электроэнергии показаны на рисунке 4.

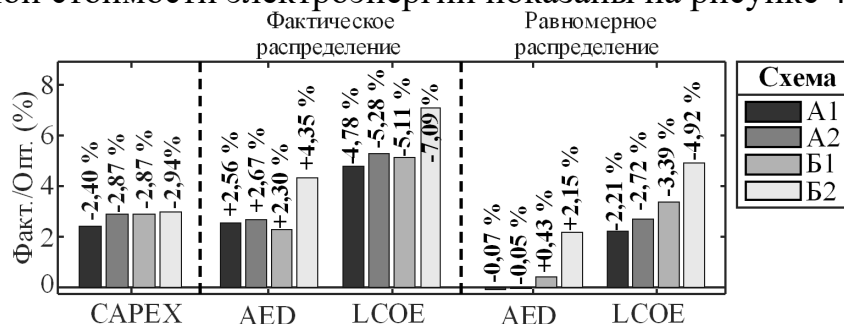


Рис. 4. Сравнение технико-экономических показателей полученных решений

Согласно полученным результатам, предложенный алгоритм позволяет улучшить исходную схему и снизить расчетный показатель LCOE в среднем на 3,5-3,8 % при размещении ветроустановок в пределах участка заданной формы (A1, A2) и 4-6 % при выполнении оптимизации без ограничения на размеры и форму участка размещения ВЭУ (B1, B2), что достигается за счет варьирования угла поворота массива ветроустановок с учетом преобладающего направления ветра с сокращением дистанции между рядами турбин до 5,5D, что в свою очередь позволяет снизить CAPEX за счет снижения протяженности кабелей. При

этом повышение производительности для вариантов (Б1, Б2) наблюдается как при фактическом распределении, так и равномерном распределении ветра по направлениям, что свидетельствует о надежности полученных решений в условиях неопределенности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Таровик В.И. Развитие морских электростанций использующих возобновляемые источники энергии / В.И. Таровик, Н.А. Вальдман, М.С. Труб, Л.Л. Озерова // Арктика: экология и экономика. - 2013.- N 2 (10).- С. 34-47.
2. González J.S. Optimal wind-turbine micro-siting of offshore wind farms: A grid-like layout approach / J.S. González, A.L. Trigo-García, M.B. Payán, J.R. Santos, A.G. González-Rodríguez // Applied Energy. - 2017.- V. 200.- P. 28-38.
3. Давыдов Д.Ю. Оптимизация кабельной сети сбора мощности морских ветроэлектростанций с применением параметризованного эвристического алгоритма / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: «Энергетика». - 2021.- Т. 21.- N 3.- С. 66-75.
4. Давыдов Д.Ю. Модель скорости ветра на основе дробного стохастического процесса / Д.Ю. Давыдов, С.Г. Обухов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2021.- Т. 332.- N 5.- С. 39-48.

Научный руководитель: С.Г. Обухов, д.т.н., профессор ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

УТИЛИЗАЦИЯ НЕГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА В СОСТАВЕ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ РЕКУПЕРАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ТЕПЛА

А.Ж. Калтаев¹, К.Б. Ларионов², В.Е. Губин²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова^{1,2}, группа А1-46¹

Лигниноцеллюлозная биомасса в настоящее время является пригодным энергетическим ресурсом для уменьшения антропогенных выбросов [1]. Однако её прямое сжигание неэффективно ввиду малой насыпной и энергетической плотности [2]. Для повышения этих характеристик применяют различные методы термической конверсии, например, пиролиз. Пиролиз как правило проходит при относительно низких температурах 300-800 °С [3]. Несмотря на значительный коммерческий потенциал данных технологий и существующий объем научных исследований в этой области [4], внедрение подобных технологий в промышленность в настоящее время ограничено [5]. Это связано, в том числе и с тем, что в процессе пиролиза возникают множество побочных материальных

потоков, требующих специального обращения ввиду их свойств и составов. Так в процессе пиролиза образуется пирогенетическая вода, которая конденсируется вместе с пиролизным маслом [6]. Выход этой воды в значительной степени зависит от исходной влажности и варьируется в диапазоне от 15 до 30 мас.% [6]. Наличие водорастворимых компонентов в биомасле таких как уксусная кислота [7], фенолы [8], кетоны [9], затрудняют утилизацию пирогенетической воды. Существующие способы её утилизации такие как биосорбенты [10], ультразвуковое воздействие [11] и выпаривание [12], являются крайне энерго- и ресурсозатратными.

Сжигание пирогенетической воды представляется эффективным решением ввиду относительной простоты и отсутствию токсичных и/или загрязняющих жидких веществ [13]. Однако её прямое сжигание невозможно ввиду малой теплотворной способности, поэтому для данных целей она используется в смеси либо с твердым [13], либо с жидким топливом [14]. Однако сжигание всей воды, полученной в ходе пиролиза, выглядит нецелесообразно ввиду возможности извлечения ценных компонент для последующей переработки. Данные по характеристикам зажигания и горения отдельных фракций пирогенетической воды в составе ВУТ, необходимых для создания комплексной технологии пиролиза, в литературе не представлены.

В настоящей работе были исследованы процессы воспламенения и горения капель водоугольного топлива (ВУТ) на основе пирогенетической воды и ее фракций, полученных в температурных диапазонах – менее 100, 100-150 и 150-200 °С. Пирогенетическую воду получали путем осаждения биомасла полученного на промышленном предприятии Биоуголь. В качестве твердой фазы использовали отходы углеобогащения – фильтр-кек. Твердая и жидкая фаза замешивались в соотношении 50/50. Изменение реакционной способности выражалось в уменьшении времени задержки зажигания и минимальной температуры зажигания в среднем на 39,7 и 6,9 % соответственно. Низшая теплота сгорания увеличилась от 0,1 до 1,4 МДж/кг в зависимости от используемой фракции пирогенетической воды.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Zhou C.-H., Xia X., Lin C.-X., Tong D.-S., Beltramini J. Catalytic conversion of lignocellulosic biomass to fine chemicals and fuels // *Chem. Soc. Rev.*– 2011.– Vol. 40 (11).– P. 5588.
2. Shen X., Kommalapati R., Huque Z. The Comparative Life Cycle Assessment of Power Generation from Lignocellulosic Biomass // *Sustainability.*– 2015.– Vol. 7 (10).– P. 12974–12987.
3. Ghosh P., Sengupta S., Singh L., Sahay A. Life cycle assessment of waste-to-bioenergy processes: a review // *Bioreactors. Elsevier.*–2020.– P. 105–122.
4. Jiao Y., Li D., Wang M., Gong T., Sun M., Yang T. A scientometric review of biochar preparation research from 2006 to 2019 // *Biochar.*– 2021.– Vol. 3 (3).– P. 283–298.

5. Dayton D.C., Mante O.D., Weiner J. Effect of Temperature on the Pilot-Scale Catalytic Pyrolysis of Loblolly Pine // *Energy & Fuels*.– 2021.– Vol. 35 (16).– P. 13181–13190.
6. Vitasari C.R., Meindersma G.W., de Haan A.B. Water extraction of pyrolysis oil: The first step for the recovery of renewable chemicals // *Bioresour. Technol.*– 2011.– Vol. 102 (14).– P. 7204–7210.
7. Lange J., Müller F., Bernecker K., Dahmen N., Takors R., Blombach B. Valorization of pyrolysis water: a biorefinery side stream, for 1,2-propanediol production with engineered *Corynebacterium glutamicum* // *Biotechnol. Biofuels* – 2017.– Vol. 10 (1).– P. 277.
8. Nunes L.J.R., Godina R., Matias J.C.O., Catalao J.P.S. Characterization of the effect of pyrolysis in torrefied wood chips // *Renew. Energy Power Qual. J.*.– 2018.– Vol. 1.– P. 516–521.
9. Chanaka Udayanga W.D., Veksha A., Giannis A., Lisak G., Lim T.-T. Effects of sewage sludge organic and inorganic constituents on the properties of pyrolysis products // *Energy Convers. Manag.*– 2019.– Vol. 196.– P. 1410–1419.
10. de Caprariis B., De Filippis P., Hernandez A.D., Petrucci E., Petrullo A., Scarsella M., Turchi M. Pyrolysis wastewater treatment by adsorption on biochars produced by poplar biomass // *J. Environ. Manage.*– 2017.– Vol. 197.– P. 231–238.
11. Lu X., Qiu W., Peng J., Xu H., Wang D., Cao Y., Zhang W., Ma J. A Review on Additives-assisted Ultrasound for Organic Pollutants Degradation // *J. Hazard. Mater.*– 2021.– Vol. 403.– P. 123915.
12. Yang H., Yao J., Chen G., Ma W., Yan B., Qi Y. Overview of Upgrading of Pyrolysis Oil of Biomass // *Energy Procedia* – 2014.– Vol. 61.– P. 1306–1309.
13. Larionov K.B., Gvozdyakov D. V., Zenkov A. V., Kaltaev A.Z., Ulko A.A., Gubin V.E. Energy recycling of pyrolysis water as a part of coal-water fuel // *Int. J. Energy Res.*.– John Wiley and Sons Ltd – 2021.– Vol. 45 (10).– P. 14895–14909.
14. Kittipoomwong P., Narasingha M. Emulsification of water and pyrolysis oil by sorbitol derivative surfactants // *Appl. Mech. Mater.*– 2014.– Vol. 633–634.– P. 537–540.

Научный руководитель: В.Е. Губин, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПРОБЛЕМА ВЫБРОСОВ РАДИОАКТИВНЫХ ГАЗОВ ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ МОЩНОСТИ АЭС

О.В. Кульбида

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5072

На сегодняшний день существующая проблема возрастания потребления электроэнергии, вынуждает атомные станции выходить на новые мощности, в том числе увеличивать номинальную мощности уже работающих энергоблоков. Что, в свою очередь, приводит к увеличению объемов выбросов. Например, при переходе на 104% мощности от номинальной на третьем энергоблоке Ростовской АЭС выбросы инертных радиоактивных газов выросли более чем в восемь раз и составили 14,15% от годового допустимого выброса. Отсюда перед нами встает вопрос о рисках останова энергоблоков по причине превышения допустимых объемов выбросов инертных радиоактивных газов (ИРГ) и изотопов йода.

Целью данного исследования является анализ состава газообразных отходов и системы газоочистки АЭС, сравнение существующих наполнителей газоочистительных фильтров.

МАГАТЭ рекомендует рассматривать 12 радиоактивных изотопов инертных газов, как важный фактор воздействия на окружающую среду при производстве электроэнергии на АЭС [1]: ^{41}Ar , ^{85}Kr , $^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{87}Kr , ^{88}Kr , $^{131\text{m}}\text{Xe}$, ^{133}Xe , $^{133\text{m}}\text{Xe}$, ^{135}Xe , $^{135\text{m}}\text{Xe}$, ^{137}Xe , ^{138}Xe . В России «перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» содержит 13 изотопов инертных газов [2]: ^{41}Ar , ^{85}Kr , $^{85\text{m}}\text{Kr}$, ^{87}Kr , ^{88}Kr , ^{89}Kr , ^{127}Xe , ^{133}Xe , $^{133\text{m}}\text{Xe}$, ^{135}Xe , $^{135\text{m}}\text{Xe}$, ^{137}Xe , ^{138}Xe . Кроме, изотопов инертных газов контролю подлежат изотопы йода: ^{131}I , ^{133}I , ^{135}I .

В табл. 1 представлен вклад отдельных изотопов в суммарную активность выброса ИРГ и йода по типам реакторных установок: отечественных (ВВЭР, РБМК) и зарубежных водо-водяных реакторов с кипящей водой и водой под давлением (BWR, PWR).

Таблица 1. Состав радиоактивных благородных газов и йода в газообразных отходах АЭС [3]

Нуклид	Период полураспада нуклида	Относительное содержание, %			
		ВВЭР	PWR	РБМК	BWP
^{41}Ar	1,85 ч.	0,2	0,03	0,3	—
^{85}Kr	10,7 лет	6	1	0,7	2
$^{85\text{m}}\text{Kr}$	4,5 ч.	5,4	0,6	6,6	5
^{87}Kr	1,3 ч.	1	0,4	13,4	12
^{88}Kr	2,8 ч.	2,2	0,9	18,6	14
^{133}Xe	5,2 суток	72	90	35,2	14
$^{133\text{m}}\text{Xe}$	2,2 суток	—	0,5	—	0,6
^{135}Xe	9,1 суток	13,2	3,2	25,4	26
$^{135\text{m}}\text{Xe}$	15,7 суток	—	0,8	—	4

Другие изотопы Xe	—	—	2,5	—	22,4
Всего ИРГ	—	100	100	100	100
¹³¹ I	8,0 суток	59,8	98	23,8	12,7
¹³³ I	21,0 ч.	31,9	1	43,5	39,7
¹³⁵ I	6,6 года	8,3	1	32,7	47,6
Всего	—	100	100	100	100

Данные по объемам выбросов инертных радиоактивных газов (в сумме) от АЭС представлены на рис. 1.

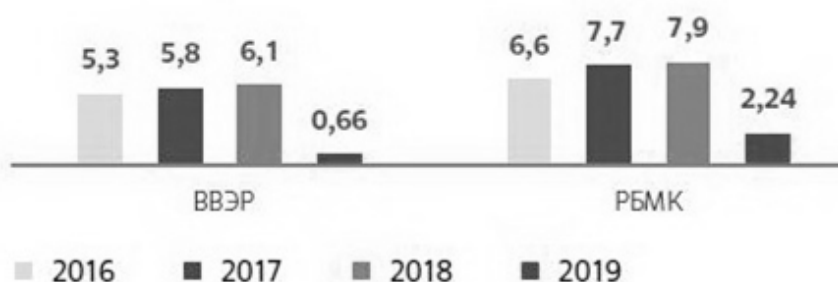


Рис. 1. Выбросы инертных радиоактивных газов от АЭС по типам реакторов, % от допустимого норматива [4]

В настоящее время достаточно хорошо проработаны с научной и технологической точек зрения такие методы разделения газовых смесей, как адсорбция, абсорбция, криогенная дистилляция и мембранные методы. Для атомной энергетики характерным является выдержка для естественного распада радиоактивной примеси (в течение времени, сравнимого с десятью периодами распада радионуклида). Выдержке подвергают непосредственно отходящий газ на протоке или в газгольдерах, либо после предварительной подготовки: сжатия, сжигания, разделения, а также в адсорбционных колоннах.

Отходящие газы реакторов с кипящей водой и водой под давлением содержат, кроме долгоживущего изотопа ⁸⁵Kr (период полураспада 10,77 лет), в основном короткоживущие изотопы криптона и ксенона. Длительное удерживание этих благородных газов на адсорбентах в больших концентрациях не представляется возможным. Однако, если время удерживания в одном адсорбере, снаряженном активным углем, достаточно велико по сравнению с периодом полураспада изотопа, то на угле накапливаются твердые продукты, образованные из этих короткоживущих изотопов благородных газов. Чтобы обеспечить достаточно продолжительные времена удерживания, используется система из нескольких адсорберов. Срок службы активных углей в таких системах практически неограничен.

Долгоживущий изотоп ⁸⁵Kr, который присутствует в отходящем воздухе только в очень малых количествах, невозможно уловить с помощью обычных очистных устройств. Для этой цели разработан специальный процесс, в котором в качестве адсорбента используется активный кокс. Поток поступающего на очистку воздуха очищается в одном из сдвоенных аппаратов почти до проскока криптона, а затем переключается на второй аппарат. Первый адсорбер

откачивается в направлении воздушного потока и небольшой объем содержащего криптон газа, выделяющегося из слоя адсорбента при откачивании, также направляется во второй адсорбер. Основной объем радиоактивного благородного газа можно удалить из слоя угля откачиванием и вытеснением небольшим количеством водяного пара. После конденсации воды криптон можно выделить в довольно высоких концентрациях. Откачанный реактор снова приводится к нормальному давлению подачей воздуха. [5].

На рис. 2. представлена схема обработки газообразных отходов на отечественных АЭС.

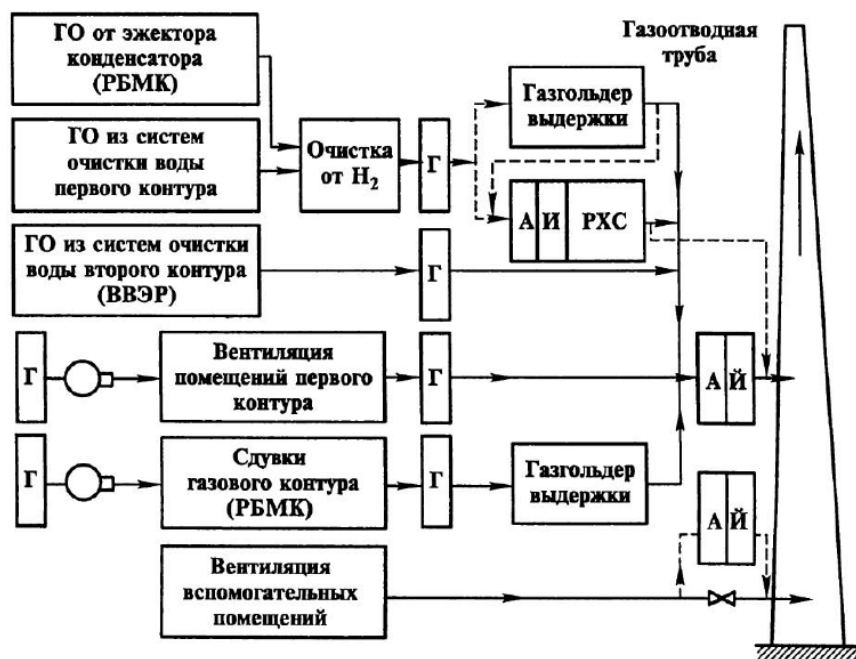


Рис. 2. Схема обработки и удаления газообразных продуктов на АЭС с реактором типа ВВЭР или РБМК: Г – фильтр грубой очистки; А (И) – аэрозольный (йодный) фильтр; РХС – радиохроматографическая система очистки газов [3]

Для уменьшения активности выбрасываемых газов их либо на определенное время закачивают в газгольдеры, о чем говорилось выше, либо пропускают через радиохроматографическую систему (РХС) очистки газов. Основным элементом данной системы – фильтр-адсорбер, заполненный активированным углем. Благодаря динамической адсорбции на угле происходит временная задержка газов при их прохождении через РХС в течение времени, зависящего от конструкции РХС, условий эксплуатации, массового числа радионуклида. Так адсорбер с рабочим объемом 20 м³ обеспечивает задержку ксенона на 42 суток и криптона на 3,5 суток. Временная задержка газообразных отходов во много раз уменьшает их активность, что эквивалентно улавливанию значительной части радионуклидов [3]. Следовательно, чем лучшей прочностью на истирание, большей насыпной плотностью и меньшим размером частиц будет обладать угольный адсорбент, тем лучше будет производиться очистка. Для этого проанализируем несколько сайтов поставщиков (АО «ЭНПО «Неорганика»», ООО «КОФИЛЬТРСОРБОСГРУП» и др.) активного угля и сравним существующие адсорбенты, пригодные для систем газоочистки АЭС.

Таблица 2. Адсорбционные и прочностные свойства сорбентов

Тип сорбента	Размер частиц, мм	Насыпная плотность, г/см ³	Динамическая активность по стабильному молекулярному йоду, г/дм ³	Адсорбционная активность по ¹³¹ I, %	Прочность на истирание (ГОСТ 16188-70), %
208C 5TEDA	1,18-2,36	0,57-0,62	-	94,00	95
207B 5TEDA	1,7-3,35	0,50-0,63	-	99,68	95
ВСК-5И	1,5-2,8	0,456	35	99,92	88
ВСК-5ИК	1,7-3,4	0,458	35	99,99	88
КДС-А	1,0-2,8	0,600	-	30,00	60
СКТ-3И	1,5-3,6	0,442	10	99,80	71
СКТ-3ИК	1,5-2,8	0,442	10	99,99	68

Заключение. По результатам данного исследования было установлено, что основной вклад в активность газообразных выбросов вносят ¹³³Xe, ¹³⁵Xe, ¹³¹I. Для уменьшения активности данных изотопов на АЭС предусматривается задержка радиоактивных газов в газгольдерах или пропуск через РХС очистки газов. Лучшим наполнителем для адсорберов данной системы является активированный уголь марки ВСК-5ИК.

ЛИТЕРАТУРА:

1. INPRO Methodology for Sustainability Assessment of Nuclear Energy Systems: Environmental Impact. – Vienna: IAEA, 2016. – Vol. 12/13. – P. 40–44. – (IAEA Nuclear Energy Series; № NG-T-3.15).
2. Пыркова А.А. и др. Поступление инертных радиоактивных газов в атмосферу при нормальной эксплуатации АЭС // Физика. Технологии. Инновации. – Екатеринбург: Изд-во УФУ им. Б.Н. Ельцина, 2019. – С. 279-287.
3. Техника и технология защиты воздушной среды: Учеб. пособие для вузов/ В.В. Юшин, В.М. Попов, П.П. Кукин и др. – М.: Высш.шк., 2005. – 391 с.: ил.
4. Итоги деятельности государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за 2019 год [Электронный ресурс] // Сайт Росатома. – Режим доступа: <https://report.rosatom.ru>, свободный. – Загл. с экрана. (12.11.2021).

5. В.М. Мухин Активные угли и углеродные сорбенты для эффективного поглощения радионуклидов [Электронный ресурс] // neorganika.ru. - Режим доступа: <https://neorganika.ru/2013-02-18-14-13-23/180-2013-02-19-14-21-34>

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, к.п.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РЕЦИРКУЛЯЦИИ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ НА ЭМИССИЮ ОКСИДОВ АЗОТА

М.И. Лушников, Н.В. Абрамов
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5ВМ01

Актуальность. Тепловые электрические станции являются одними из крупнейших источников загрязнения окружающей среды. Среди вредных газообразных примесей в продуктах сгорания любых энергетических топлив значительную долю составляют оксиды азота. Поэтому задача уменьшения выхода оксидов азота в процессе сжигания топлив на ТЭС весьма актуальна и важна. Ее решение возможно, как на стадии проектирования новых котлов, так и в процессе эксплуатации действующих агрегатов.

Целью работы является оценка влияния рециркуляции дымовых газов на образование оксидов азота при сжигании газообразного топлива.

Тепловой расчет будет производиться на примере парового котла Е–100–3,9–400 Г. Паровой котел Е–100–3,9–400 Г – водотрубный, с естественной циркуляцией. Котел представляет собой вертикальную трехходовую конструкцию, которую составляют по ходу газов: топка, поворотный газоход, в котором расположен пароперегреватель, конвективный газоход, в котором расположены котельный пучок и две ступени водяного экономайзера. Затем дымовые газы направляются в отдельно расположенный воздухоподогреватель. Котел газоплотный. Топка и конвективный газоход ограждены мембранными панелями.

Основные параметры парового котла приведены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры парового котла

Наименование	Величина
Номинальная паропроизводительность, т/ч	100
Давление пара, МПа	3,9
Температура перегретого пара, °С	400
Температура питательной воды, °С	104
КПД, %	94
Габаритные размеры котла с площадками обслуживания, мм	
длина	16 650
глубина	14 400
высота	19 850

Тепловой расчет парового котла проведен при помощи прикладной программы Boiler Designer. В качестве мероприятия по снижению выбросов оксидов азота, на исследуемом котле, применена рециркуляция дымовых газов [1]. Доля рециркуляции, при которой будет производиться расчет, составляет 20%.

Схемы газового и пароводяного тракта парового котла, построенные в прикладной программе Boiler Designer, представлены на рисунках 1 и 2.

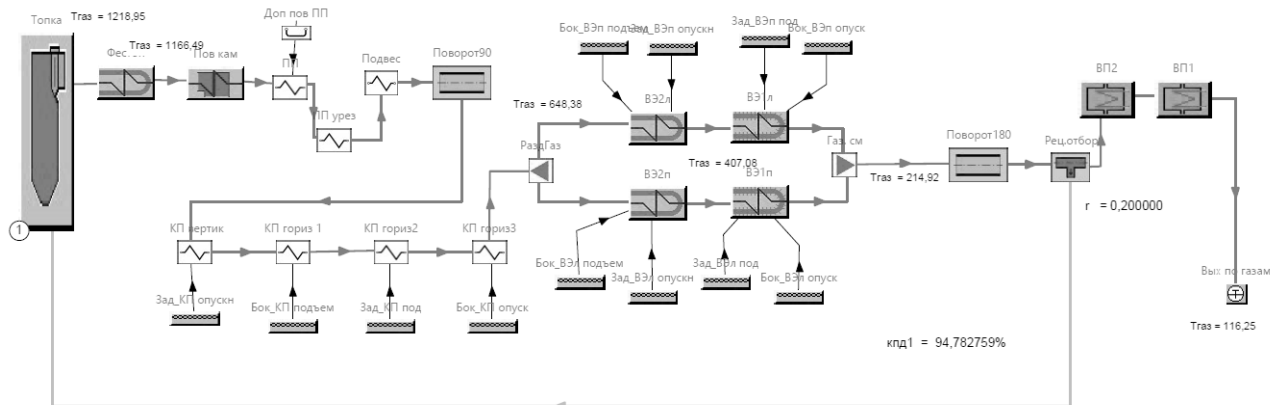


Рис.1. Схема газового тракта парового котла

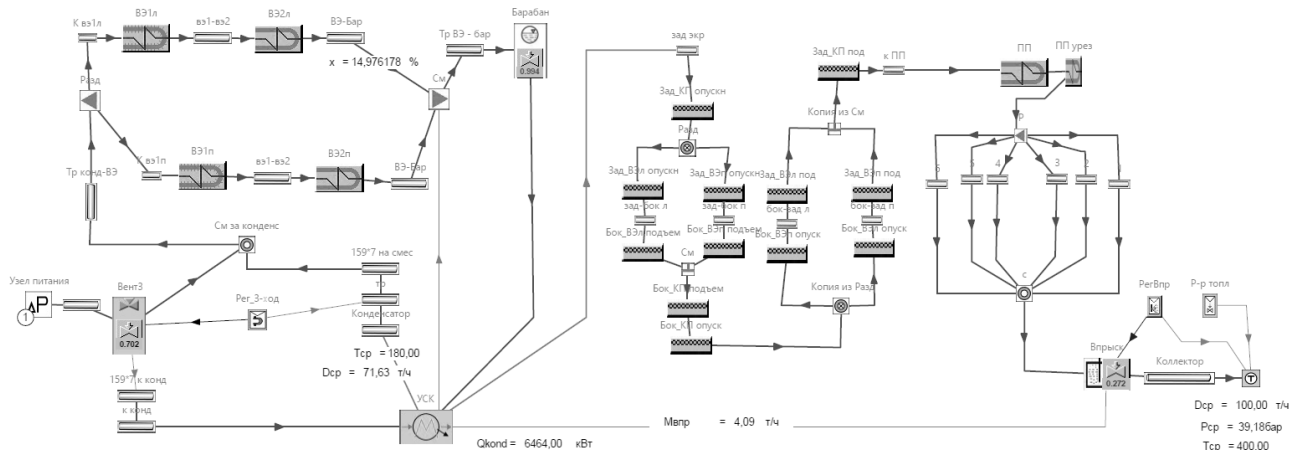


Рис. 2. Схема пароводяного тракта парового котла

Результатом теплового расчета парового котла Е–100–3,9–400 Г являются выходные параметры перегретого пара, а именно паропроизводительность составляет 100 т/ч, давление перегретого пара – 3,93 МПа, температура перегретого пара составила 400,08 °С. КПД парового котла составляет 94,78%. Температура на выходе из топки – $\vartheta_T = 1218,93^\circ\text{C}$, температура уходящих газов – $\vartheta_{yx} = 116,25^\circ\text{C}$. Полученные параметры соответствуют номинальным характеристикам парового котла.

Ввод газов рециркуляции в топочную камеру обеспечивает снижение температуры факела и выравнивание температурных полей. Так, согласно проведенному тепловому расчету, ввод газов рециркуляции в топочную камеру со степенью рециркуляции в 20%, снижает адиабатную температуру горения факела на 200 °С. Исходя из структуры образования термических оксидов азота [2] можно сделать вывод, что понижение температуры в ядре факела, при применении рециркуляции дымовых газов, способствует снижению выбросов в атмосферу оксидов азота.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Росляков П.В., Егорова Л.Е., Ионкин И.Л. Технологические мероприятия по снижению вредных выбросов ТЭС в атмосферу. / Под ред. П.В. Рослякова. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 52 с.
2. Визгавлюст, Н.В. Моделирование образования оксидов азота в пылеугольных топках при сжигании органического топлива / Н.В. Визгавлюст // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 4. – С. 57–61.

Научный руководитель: А.В. Гиль, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ СОВМЕСТНО С ОБЪЕКТОМ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Я.Ю. Малькова¹, Н.Ю. Рубан²
Томский политехнический университет^{1,2}
ОЭЭ ИШЭ^{1,2}, группа 5АМ11¹

Планирование размещения вновь вводимых объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) необходимо осуществлять с учетом их влияния на режим работы энергосистемы. Кроме того, непостоянство выработки электроэнергии объектами ВИЭ и сложность ее точного прогнозирования ввиду причин природного характера определяют необходимость реализации ввода возобновляемой генерации совместно с системой накопления энергии (СНЭ). Актуальная экологическая повестка предполагает осуществление выбора типа СНЭ в пользу водородных накопителей.

На примере типовой радиальной сети 15-узловой IEEE схемы (рис. 1) представим вариант возможного решения оптимизационной задачи выбора оптимальных параметров совместно вводимых ВИЭ и СНЭ. Для проведения непосредственно расчетного эксперимента авторами был разработан алгоритм и выполнена его программная реализация, описание которых представлено в [1].

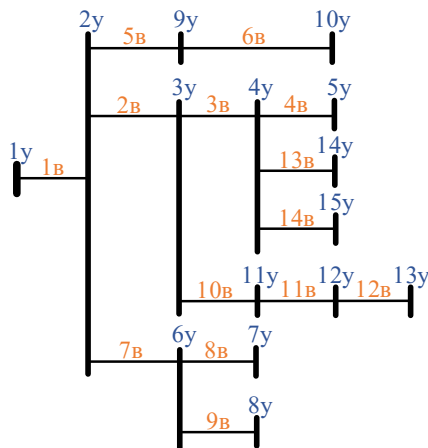


Рис. 1. Радиальная сеть 15-ти узловой IEEE схемы: 1в, 2в...14в – номер ветви, 1у, 2у...15у – номер узла

Сценарий исследования предполагает задание верхней границы диапазона допустимых мощностей внедряемого объекта ВИЭ, равной суммарной нагрузке, расположенной за данным узлом в направлении от источника питания. При этом, введено ограничение на уровень напряжения узлов исследуемой схемы (0,95...1,05) о.е.

Согласно результатам работы выполненной программной реализации, оптимальным местом установки возобновляемой генерации является узел 3, мощность объекта 718 кВт. Оптимум соответствует минимальному значению суммарных потерь мощности в схеме.

Для оценки параметров СНЭ необходимо рассмотреть суточный график суммарной нагрузки и генерации выбранного объекта ВИЭ. Ввиду того, что исследуемая схема является типовой, и отсутствуют данные о характере представленной в ней нагрузки, суточный график суммарной нагрузки строим по данным для обобщенной нагрузки, представленным, например в [2].

Для определения требуемой мощности СНЭ для каждого расчетного часа следует из суммы текущих значений суммарной нагрузки и потерь мощности в схеме вычесть текущую генерацию объекта ВИЭ. Таким образом, максимальная избыточная генерация имеет место в дневное время, а именно в 14 часов, и составляет 322 кВт.

После чего в программной реализации приводим исходные данные в соответствие с параметрами расчетного часа максимальной избыточной генерации, а именно:

- текущая нагрузка соответствует 30% от максимальной нагрузки для каждого узла;
- текущая генерация ВИЭ – 97% от выбранной установленной мощности, равной 718 кВт.

Установим дополнительное ограничение на величину обратного перетока мощности на головном участке: 0, 5, 25, 50, 100, 200, 500, 1000 и 1500 кВт. Последнее значение обусловлено величиной суммарной нагрузки исследуемой схемы. Полученные результаты исследования представлены далее в таблице 1.

Таблица 1. Определение оптимальных параметров СНЭ

Обрат- ный пере- ток мощ- ности на головном участке, кВт	Ограниче- ние на уро- вень напря- жения узлов схемы, о.е.	Оптималь- ный узел раз- мещения СНЭ	Оптималь- ная мощ- ность СНЭ, кВт	Потери мощно- сти после уста- новки СНЭ, кВт	Потери мощно- сти в ис- ходной схеме, кВт
0	0,95	-	-	-	6,530
5		3	321,3	3,383	
25					
50					
100					
200					
500					
1000					
1500					

Как видим, отсутствует вариант размещения СНЭ при обеспечении отсутствия обратного перетока мощности на головном участке. Также в ходе проведения исследования, результаты которого представлены в таблице 1, установлено, что увеличение допустимого обратного перетока мощности на головном участке исследуемой схемы не приводит к изменению оптимального места размещения СНЭ и его мощности.

Исключим из числа возможных мест размещения СНЭ узел установки объекта ВИЭ, а именно узел 3, и повторим исследование. Результаты данного расчетного эксперимента сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Определение оптимальных параметров СНЭ (без узла 3)

Обрат- ный пере- ток мощ- ности на головном участке, кВт	Ограниче- ние на уро- вень напря- жения узлов схемы, о.е.	Оптималь- ный узел раз- мещения СНЭ	Оптималь- ная мощ- ность СНЭ, кВт	Потери мощно- сти после уста- новки СНЭ, кВт	Потери мощно- сти в ис- ходной схеме, кВт
0	0,95	-	-	-	6,530
5		4	319,2	4,658	
25			302,4	4,613	
50			277,2	4,577	
100			264,6	4,572	
200					
500					
1000					
1500					

Согласно данным таблицы 2, при увеличении допустимого обратного перетока мощности на головном участке наблюдается уменьшение оптимальной мощности СНЭ и со значения обратного перетока мощности, равного 100 кВт, оптимальным является размещение СНЭ в 4 узле, при этом мощность накопителя составляет 265 кВт. Стоит отметить, что в проведенных экспериментах моделируется режим хранения (запасания) СНЭ.

В результате проведения данной работы установлена необходимость совместной установки объекта ВИЭ и СНЭ. Оптимальная конфигурация данного ввода определяется заданными ограничительными и расчетными условиями в соответствии со спецификой конкретной решаемой задачи.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ufa R.A., Malkova Y.Y., Gusev A.L., Ruban N.Y., Vasilev A.S. Algorithm for optimal pairing of res and hydrogen energy storage systems // International Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – V. 46. – P. 33659-33669.
2. Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.

Научный руководитель: Р.А. Уфа, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОТЛА ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 220 Т/Ч

К.И. Мальцев¹, А.В. Гиль², Е.С. Воронцова²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова^{1,2}, группа А0-46¹

На долю угольной энергетики приходится значительная доля выбросов вредных веществ в атмосферу, таких как оксиды азота, двуокись серы и твердые частицы (зола, сажа, пыль). Большая часть котельного оборудования ТЭС спроектирована и введена в эксплуатацию более 40 лет назад. В то время, основной задачей проектировщиков и эксплуатационного персонала считалось обеспечение эффективного сжигания (высокий КПД, долгосрочная безаварийная работа) [1]. В настоящее время к котельным установкам предъявляются новые требования в области защиты окружающей среды от выбросов вредных веществ в атмосферу.

На сегодняшний день в России для действующих не реконструируемых котельных установок нормативы выбросов вредных веществ в атмосферу не разработаны и не закреплены в нормативных документах. Для реконструируемых котельных установок нормативы удельных выбросов регламентируются в зависимости от даты ввода в эксплуатацию и тепловой мощности согласно [2].

С каждым годом ужесточаются требования к выбросам вредных веществ в атмосферу. Например, в 2019 году Россией было ратифицировано Парижское соглашение, в котором установлена цель по снижению выбросов парниковых газов до 70-75 % уровня относительно показателей 1990 года. При этом в отечественной энергетике не решена проблема нулевых выбросов оксидов азота и серы.

Источником оксидов азота является молекулярный азот воздуха или азото-содержащие компоненты топлива. Принято разделять оксиды азота на воздушные и топливные. Воздушные в свою очередь подразделяются на термические, образующиеся при высоких температурах, и «быстрые», образующиеся в процессе горения в результате химических реакций [3,4].

При сжигании твердого топлива доля «быстрых» оксидов азота составляет менее 15 %, поэтому целесообразнее подавлять топливные и термические оксиды [5].

Причинами повышенного образования оксидов азота являются высокие температуры в топочной камере, повышенный избыток воздуха, подаваемый в топку через горелочные устройства.

Целью данного исследования является оценка возможности снижения генерации оксидов азота в топке котла БКЗ-220-100 Томской ГРЭС-2 на основе внутритопочных мероприятий.

Объектом исследования является паровой котел БКЗ-220-100, предназначенный для сжигания каменных углей в пылевидном состоянии, а также природного газа. Котлоагрегат имеет П-образную компоновку. Топка, размером 6656х9536 мм, расположена в первом восходящем газоходе. В верхнем газоходе расположен пароперегреватель, в нисходящем газоходе расположены низкотемпературные поверхности нагрева – воздухоподогреватель и экономайзер, размещенные в «рассечку».

Топочная камера оборудована шестью вихревыми горелками, расположенными на боковых стенах топки треугольником вершиной вниз.

Численные исследования выполнялись с использованием пакета прикладных программ FIRE-3D [6].

В результате численных исследований получены данные распределения температур, концентраций кислорода, оксидов азота и оксидов углерода по всему объему топочной камеры.

С целью снижения образования оксидов азота рассматривается вариант установки сопел третичного дутья (схема OFA) выше основных горелочных устройств. Воздух, в количестве 15 % от теоретически необходимого, подается через сопла третичного дутья, которые установлены на отметке +15,1 м на боковых стенах топки. Схема расположения сопел третичного дутья представлена на рис. 1. В работе по количеству сопел рассматриваются два варианта – 4 сопла и 6 сопел.

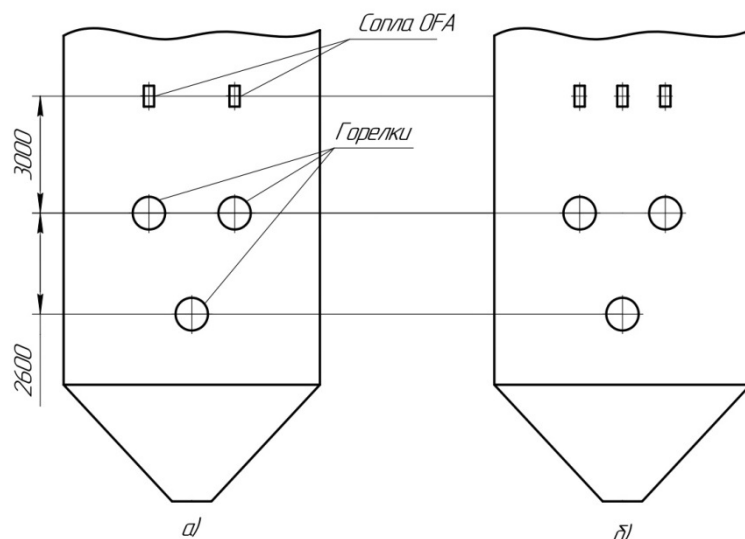


Рис. 7. Схема расположения сопел третичного воздуха: а) 4 сопла, б) 6 сопел

На основании результатов численного моделирования выявлено, что при базовой компоновке котельного агрегата температура газов в ядре горения составляет порядка $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$, на выходе из топки $1100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Оксиды азота на выходе из топки составляют 937 мг/м^3 при $\alpha=1,2$. Использование четырех сопел третичного дутья не оказывает существенного изменения на температуру в ядре горения, на выходе из топки температура составляет $1070\text{ }^{\circ}\text{C}$. Концентрация оксидов азота равна 858 мг/м^3 при $\alpha=1,2$. Установка шести сопел третичного дутья дает следующие показатели температуры, в ядре горения $1480\text{ }^{\circ}\text{C}$, на выходе из топки $1060\text{ }^{\circ}\text{C}$. А концентрация оксидов азота на выходе из топки снижается до 634 мг/м^3 .

Вариант с четырьмя соплами третичного дутья менее эффективен по сравнению с установкой шести сопел. Данный факт обусловлен тем, что площадь поверхностного контакта воздушного потока из сопел третичного воздуха недостаточна для воздействия на физико-химические процессы в ядре горения.

Численные исследования позволили рассмотреть варианты модернизации парового котла БКЗ-220-100 с целью повышения экологических параметров котла, в частности уменьшение выбросов оксидов азота. Предложенный вариант с установкой шести сопел третичного дутья позволяет снизить температуру дымовых газов в топочной камере, тем самым подавляя образования оксидов азота на 32 % по сравнению с заводской компоновкой горелочных устройств.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бабий В.И. Механизм образования и способы подавления оксидов азота в пылеугольных котлах / В.И. Бабий, В.Р. Котлер, Э.Х. Верболецкий // Энергетик. – 1996. – № 6. – С. 8-13
2. ГОСТ Р 50831-95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1996. – 24 с.

3. Прохоров В.Б. и др. Образование и методы снижения выбросов оксидов азота при сжигании топлив на ТЭС: Учебное пособие по курсу «Природоохранные технологии» / В.Б. Прохоров, Н.Д. Рогалев, М.Г. Лысков. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 32 с.
4. Зельдович Я.Б. Теория горения и детонации в газах. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 144 с.
5. Белоусов В.Н. и др. Топливо и теория горения. Ч.1. Топливо: учебное пособие / В.Н. Белоусов, С.Н. Смородин, О.С. Смирнова. – СПб.: СПбГТУРП, 2011. – 84 с.
6. Визгавлюст Н.В. Численное моделирование образования оксидов азота при ступенчатой подаче топлива в топку котла БКЗ-320-140 / А.А. Васильев, С.П. Дубровин, Н.В. Визгавлюст // Современные техника и технологии: труды XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – Т. 3. – С. 199–200.

Научный руководитель: А.В. Гиль, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ВЛИЯНИЕ ДОЛИ ДРЕВЕСНОЙ КОМПОНЕНТЫ НА ФОРМИРОВАНИЕ СА И S В ЗОЛЕ СМЕСЕВЫХ ТОПЛИВ НА ОСНОВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УГЛЯ

А.Д. Мисюкова¹, С.А. Янковский²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова^{1,2}, группа 5Б8А¹

Аннотация

Приведены результаты экспериментальных исследований процессов термического разложения энергетического угля марки Д и древесины, выполненных с целью обоснования гипотезы о механизме секвестирования оксидов серы в продуктах сгорания таких смесей. Установлено, что при пиролизе двухкомпонентных топлив на основе каменного угля марки Д в смеси с диспергированной древесной биомассой достигается эффект снижения концентрации оксидов серы в газообразных продуктах термического разложения таких смесей за счет образования сульфатов кальция и алюминия в золе смесевых топлив вследствие комплекса реакций между продуктами пиролиза угля и древесины при концентрации древесной компоненты в смеси от 10 % до 50 %.

Введение

Решение проблемы загрязнения атмосферы земли оксидами серы, азота и углерода образующимися при работе угольных тепловых электрических станций, является актуальной задачей современной энергетики всех развитых государств [1,2].

Наиболее привлекательным решением этой экологической проблемы энергетики является сжигание углей совместно с биомассой [5 – 6]. Установлено [6],

что добавление биомассы к углям приводит к снижению выбросов оксидов серы и азота из-за низкого содержания этих компонент в биомассе. Также эксперименты [7] показали, что биомасса при термическом разложении способствует секвестированию этих оксидов.

Кроме того, отходы лесопиления наиболее перспективны как вторая компонента смеси с углем [10, 11]. Исследования [11] показали, что при термическом разложении смесей двух бурых углей и опилок сосны существенно (более чем в два раза при концентрации древесины в смеси 25 %) снижается доля оксидов серы в газообразных

Цель настоящей работы – анализ закономерностей формирования кальция и серы в золе смесей длиннопламенного угля и древесины после полного завершения процессов термического разложения обеих компонент смесей этих двух твердых топлив.

Методика экспериментальных исследований и материалы

Исходным углем для последующего формирования смесевых топлив был выбран уголь марки длиннопламенный (Д) (месторождение «Листвяжное» Кузбасс, Россия). К углю при подготовке смесевых топлив добавлялась мелкодисперсная древесина (опилки), остающаяся после пиления сосны.

На первой стадии подготовки уголь размалывался в шаровой барабанной до порошкообразного состояния. После размола через сита, соответствующие ISO 3310-1-90, угольная пыль просеивалась (средний размер частиц менее 80 мкм).

В экспериментах использовалась древесина одной смены лесопиления со средним размером частиц от 60 до 200 мкм.

После измельчения и фракционного отбора уголь и древесина смешивались. Объемные концентрации древесины и угля в смесях составляли 10% / 90%; 25% / 75%; 50% / 50%, соответственно. Затем определялись технические характеристики полученных смесей (калорийность, влажность, зольность, выход летучих)

Результаты технических характеристик приведены в табл. 1. В этой же таблице приведены элементные составы исследованного угля и древесины, установленные в анализаторе элементного состава Euro EA 3000 (на горючую массу).

Таблица 1. Технические характеристики топливных компонент и их элементный состав.

Топливо (Древесина / Уголь (Д), %	Теп- лота сго- ра- ния, Q , МД ж/кг		Вла жнос ть W^a	Золь- ность, A^d	Вы- ход ле- ту- чих V^{daf}	Элементный состав				
						C	H	N	S	O
			$wt. \%$			$wt, \%$				
0 % / 100 %	26,20		5,83	15,76	12,36	74,20	3,60	1,60	0,1000	20,50
10 % / 90 %	24,92		5,42	14,00	14,55	63,20	4,50	1,80	0,1034	30,40
25 % / 75 %	24,31		5,23	11,91	38,89	60,60	4,70	1,50	0,1079	33,09
50 % / 50 %	23,84		5,35	10,44	40,96	56,20	5,20	1	0,1179	37,48
100 % / 0 %	21,70		5,40	0,30	80,30	58,90	6,90	-	-	34,20

Результаты экспериментальных исследований

Навеска топливной смеси после смешения в определенной пропорции компонент помещалась в тигель, расположенный в продуваемой инертным газом специализированной камере. Камера с навеской продувалась непрерывно инертным газом при атмосферном давлении. Нагрев каждой навески топлива осуществлялся от температуры равной окружающей среды 20 °С до 400 °С. После достижения требуемой температуры выдержка по времени составляла 60 мин, после окончания выдержки при заданной температуре нагрев останавливался. Продувка инертным газом выполнялась до полного охлаждения (20 °С) исследуемой топливной навески.

Исследовались процессы термического разложения навесок массой 15 грамм. Смеси измельченного угля марки Д и мелкодисперсных сосновых отходов лесопиления исследовались при температурах 400 °С, 600 °С, 800 °С.

Проведен анализ содержания серы в золе угля марки Д и смесей угля Д и древесины при температурах 400 °С, 600 °С, 800 °С.

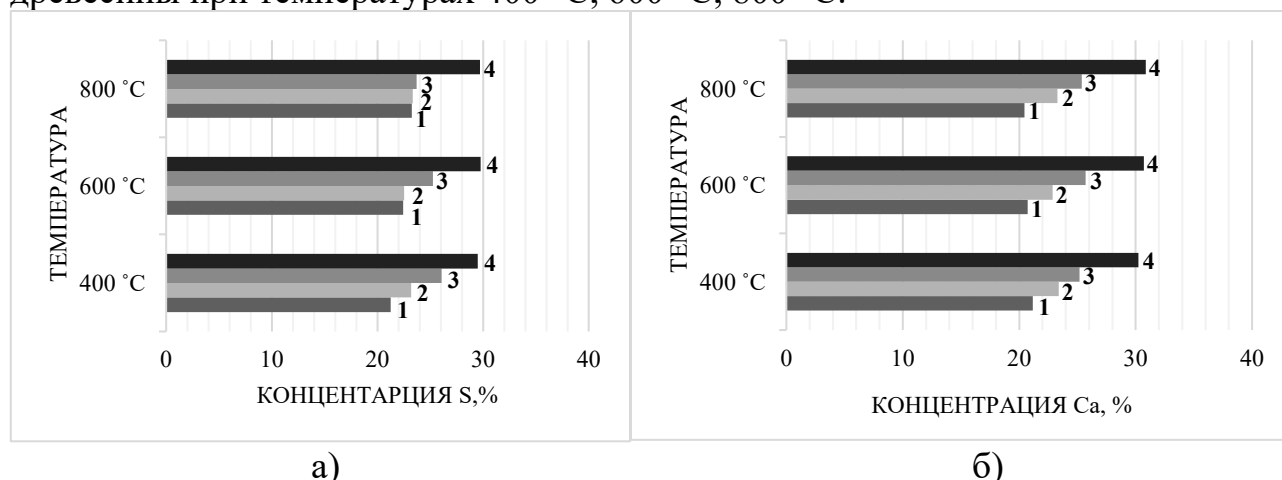


Рис. 1. Изменение формирования концентрации кальция и серы в золе угля марки Д и смесях из угля и древесины при термическом их разложении в широком диапазоне температур в инертной среде:

а) Концентрации серы в золе угля марки Д и смесях из угля и древесины при температурах 400, 600, 800 °С в среде аргона: 1. Уголь - 100%; 2. Уголь - 90% - Древесина - 10%; 3. Уголь - 75% - Древесина - 25%; 4. Уголь - 50% - Древесина - 50%. б) Концентрации кальция в золе угля марки Д и смесях угля и древесины при температурах 400, 600, 800 °С в среде аргона.

Из анализа рисунка 1а можно установить, что увеличение концентрации древесной компоненты до 50 % в смеси приводит к существенному росту содержания серы в золе по сравнению с содержанием последней в однородном угле, при температуре 400 °С на 27 %, при 800 °С на 22 %.

Анализ изменений доли Са в золе (рис. 1б) позволяет установить, что с увеличением концентрации древесной компоненты от 10 % до 50 % растет и концентрация Са в золе смесового топлива на 30 % при температуре до 400 °С, и на 34 % при температуре 800 °С по отношению к содержанию кальция в единице массы золы однородного угля марки Д. Содержание кальция в твердых продуктах термического разложения древесины значительно больше чем у угля, поэтому и при термическом разложении смесевых топлив с увеличением древесной компоненты соответственно увеличивается и доля кальция в золе.

На основании результатов выполненных экспериментальных исследований на примере смеси типичного энергетического угля и древесины можно сделать вывод об обоснованности гипотезы [11] по механизму секвестирования оксидов серы при совместном термическом разложении измельченных углей и древесины. При нагреве последней происходит интенсивное испарение поглощенной ею атмосферной влаги. Параллельно происходит процесс термического разложения органической части угля с образованием летучих, углерода кокса и выходом минеральной части. С ростом температуры летучих образуются оксиды серы, которые вступают в химическое взаимодействие с нагретыми до высоких температур парами воды – образуются пары серной кислоты.

Заключение

Проведенные экспериментальные исследования позволили установить, что совместное термическое разложение смесей частиц достаточно типичного энергетического угля марки Д и древесины сосны приводит к увеличению концентрации серы, кальция и алюминия в золе смесей с увеличением доли древесной компоненты по отношению к однородному углю. Кроме того, установлено существенное увеличение (по сравнению с однородным углем Д) концентрации сульфатов кальция и алюминия (на 47 %) при совместном пиролизе угля и древесины в диапазоне температур от 400 °С до 800 °С. Результаты экспериментальных исследований позволяют обосновать высокую достоверность гипотезы о механизме секвестирования оксидов серы, образующихся при пиролизе углей, в результате взаимодействия с газообразными продуктами термического разложения древесины. Результаты исследований позволили выявить наиболее эффективную концентрацию древесной компоненты, которая соответствует 50 % по отношению к каменному углю.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ грант №18-29-24099\18.

ЛИТЕРАТУРА:

1. International Energy Agency, Key World energy statistics <https://www.connaissancedesenergies.org/>; 2019 [accessed: December 6, 2019].
2. Nyashina, G.S., Vershinina, K.Y., Shlegel, N.E., Strizhak, P.A. Effective incineration of fuel-waste slurries from several related industries // Environmental Research, 2019, 176.
3. Munir, S., Nimmo, W., Gibbs, B.M., The effect of air staged, co-combustion of pulverised coal and biomass blends on NO_x emissions and combustion efficiency // Fuel, 90 (2011) pp. 126 – 135.
4. Ren X, Sun R, Meng X, Vorobiev N, Schiemann M and Levendis A. Carbon, sulfur and nitrogen oxide emissions from combustion of pulverized raw and torrefied biomass // Fuel, 188 (2017), 310–323.
5. Coal Information: Overview (2017 edition), Energy Efficiency Indicators Highlights, <https://webstore.iea.org/energy-efficiency-indicators-2017-highlights>; 2017 [accessed: January 21, 2020].
6. Jan Ilavsky, Milan Oravec Utilization of biomass in Slovakia // Ecological Engineering, 16 (2000), pp. 83 – 89.
7. Kuznetsov, G.V., Yankovskii, S.A., Conditions and Characteristics in Ignition of Composite Fuels Based on Coal with the Addition of Wood Thermal Engineering, 66 (2) (2019), pp. 133 - 137.
8. J. Riaza, Oxy-fuel combustion of coal and biomass blends Energy, 41 (2012), pp. 429 – 435.
9. Z. Gogebakan, Y. Gogebakan, N. Selçuk, Co-Firing of Olive Residue with Lignite in Bubbling FBC, Combust Sci Technol, 180 (2008), pp. 854 – 868.
10. R.B. Tabakaev, I. Kanipa, A.V. Astafev, Y.V. Dubinin, N.A. Yazykov, A.S. Zavorin, V.A. Yakovlev, Thermal enrichment of different types of biomass by low-temperature pyrolysis // Fuel, 245 (2019), pp. 29–38.
11. S.A. Yankovsky, G.V. Kuznetsov, Physicochemical Transformations of Mixed Fuels Based on Typical Coals and Wood upon Heating, Solid Fuel Chem, 53 (2019), pp. 22-28, 10.1134/S0023117719010080.

Научный руководитель: С.А. Янковский, к.т.н, доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПОФРАКЦИОННОГО СЖИГАНИЯ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА

А.К. Пронин

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа А0-44

В настоящее время порядка 40% мировой электроэнергии вырабатывается за счет сжигания пылеугольного топлива. Общественные организации и ученые во всем мире уделяют большое внимание выбросам загрязняющих веществ от

сжигания угля, а также выбросам CO_2 . Поэтому повышение эффективности и экологичности сжигания пылеугольного топлива является актуальной задачей.

Сжигание твердого топлива в реализованных на практике системах включает сложное взаимодействие физических и химических явлений, которые все влияют на эксплуатационные характеристики котельного агрегата: выбросы NO_x и SO_x , выбросы твердых частиц и сажи, шлакование поверхностей нагрева, а также потери топлива с механическим и химическим недожогом.

Для борьбы с выбросами NO_x были разработаны и широко применяются технологии со ступенчатым вводом воздуха в топку и ступенчатым вводом топлива в топку.

В основе данных технологий, и многих других, лежит принцип воздействия на параметры топочного процесса: температура, концентрация кислорода и время пребывания горящих частиц топлива в отдельных зонах [1]. Однако эти технологии имеют и свои недостатки. Применение способов снижения выбросов оксидов азота за счет уменьшения концентрации кислорода создает опасности появления продуктов химического недожога (CO также является опасным загрязнителем атмосферы), и повышения потерь топлива с химическим и механическим недожогом [2].

Известно, что размер частиц оказывает значительное влияние на все этапы процесса горения частиц твердого топлива [3]. Однако в широко применяемых технологиях сжигания твердого топлива этот факт используется очень ограниченно.

В механизме горения угольной частицы выделяют 3 основных этапа: нагревание и образование летучих веществ (1), воспламенение и сгорание летучих веществ (2), а также воспламенение и сгорание коксового остатка (3) [3, 4].

Воспламенение и сгорание коксового остатка (этап 3) обычно происходит намного медленнее, чем остальные стадии, и может составлять до 90% всего времени, необходимого для выгорания угольной частицы [5, 6].

Сгорание коксового остатка лимитируется химической кинетикой при низкой температуре ($<600^\circ\text{C}$), диффузией кислорода по порам при умеренной температуре ($600\div800^\circ\text{C}$) и диффузией кислорода из внешней среды к поверхности частицы при высокой температуре ($>800^\circ\text{C}$). Указанные температурные границы трех зон являются приблизительными и зависят как от природы угля-прекурсора, так и от размера частиц коксового остатка [5].

Эксперименты, проведенные при условиях, характерных для пылеугольных топок, показали, что кинетический режим горения наблюдается лишь для очень мелких частиц топлива. А время выгорания коксового остатка в диффузионном режиме прямо пропорционально квадрату начального диаметра частицы и обратно пропорционально концентрации кислорода в газовой фазе [3, 4].

При подготовке исходного топлива существующими методами (дробление, мельничный размол) в факеле горят частицы, размеры которых отличаются друг от друга на один-два порядка, т. е. в топочной камере сжигается полифракционная пыль. Соответственно время выгорания мелких частиц на порядки меньше, чем время выгорания крупных. Имея это в виду, можно сделать вывод о том, что при горении полидисперсной пыли сначала реагируют в основном

мелкие частицы, а крупные частицы вступают в процесс реагирования после некоторой задержки в условиях, обедненных кислородом. Этот тезис можно обосновать результатами работы [7], где было проведено экспериментальное исследование выгорания угольной пыли разных фракций в топке.

Из результатов, полученных в работе [7], следует, что для полифракционной угольной пыли:

1. чем меньше средний размер фракции пыли, тем быстрее она воспламеняется и выгорает на начальном участке факела;
2. чем меньше количество мелкой фракции пыли, тем быстрее выгорает крупная после воспламенения;
3. величина механического недожога определяется количеством крупной фракции пыли.

Таким образом сжигание полифракционной угольной пыли обладает следующим существенным недостатком. Так как в начале факела мелкие частицы топлива быстро сгорают и потребляют значительную часть кислорода, крупные частицы топлива, определяющие неполноту сгорания, горят в обедненной кислородом атмосфере (и вдобавок в области понижающейся температуры). Все это затягивает горение [6]. Устранить этот недостаток можно при помощи технологии пофракционного сжигания твердого топлива, которая заключается в разделении полифракционной пыли на фракции разного размера с последующим сжиганием их в различных условиях.

Заслуживает внимания аспекты влияния равномерности помола твердого топлива на процессы в пылеугольном факеле, так как при разделении полифракционной пыли на фракции разного размера, равномерность помола каждой будет выше, чем у исходной общей фракции. Так расчетными исследованиями установлено, что увеличение равномерности помола топлива приводит к снижению механического недожога [8].

Основываясь на принципе пофракционного сжигания, была, например, разработана технология ввода пылевидного топлива различной крупности на разных расстояниях от выходного сечения топки [9]. При такой организации топочного процесса минимизируются габариты топки и сокращаются выбросы оксидов азота. Как за счет снижения максимальной температуры в ядре горения, так и за счет снижения концентрации кислорода в зоне горелок верхних ярусов.

Таким образом применение пофракционного сжигания пылеугольного топлива имеет большой потенциал применения для снижения выбросов NO_x , уменьшения потерь топлива с механическим недожогом и минимизации габаритов топки. Также возможно и комбинирование данной технологии с другими широко применяемыми технологиями сжигания пылеугольного топлива. Наиболее перспективными для комбинирования являются технологии, в которых применяется зонирование топки, такие как: ступенчатый ввод воздуха в топку и ступенчатый ввод топлива в топку.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Kremer H., Mechenbier R., Schulz W. Staged combustion of pulverized coal // Fundamentals of the physical-chemistry of pulverized coal combustion. - Dordrecht: Martinus Nijhoff Publishers, 1987.- P. 304-320.
2. Котлер В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 144 с.
3. Jüntgen H. Coal characterization in relation to coal combustion // Fundamentals of the physical-chemistry of pulverized coal combustion. - Dordrecht: Martinus Nijhoff Publishers, 1987.- P. 4-58.
4. Бабий В.И., Куваев Ю.Ф. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела. - М.: Энергоатомиздат, 1986.- 208 с.
5. Prado G., Froelich D., Lahaye J. Heterogeneous combustion of residual coke particle // Fundamentals of the physical-chemistry of pulverized coal combustion. - Dordrecht: Martinus Nijhoff Publishers, 1987.- P. 219-244.
6. Основы практической теории горения // Померанцев В.В., Арефьев К.М., Ахмедов Д.Б. и др. - Л.: Энергоатомиздат, 1986.- 312 с.
7. Abbas T., Costa M., Costen P., Godoy S., Lockwood F.C., Ou J.J., Romo-Millares C., Zhou J. NO_x formation and reduction mechanisms in pulverized coal flames // Fuel.- 1994.- N 73.- P. 1423-1436.
8. Виленский Т.В., Хзмалян Д.М. Динамика горения пылевидного топлива. – М.: Энергия, 1977.- 248 с.
9. А.С.1580114 СССР. Пылеугольная топка / Заворин А.С., Некряч Е.Н., Курганов А.К. - № 4430006/24-06; Приоритет 25.05.88; Опубл.23.07.90.

Научный руководитель: А.С. Заворин, д.т.н., профессор НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

МОДЕРНИЗАЦИЯ УГОЛЬНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА В УСЛОВИЯХ ЧЕТВЕРТОГО ЭНЕРГОПЕРЕХОДА

А.Э. Риф, В.В. Цветкова, А.Ю. Кайдашова
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5071

В 2015 году было принято Парижское соглашение, основной целью которого является усиление глобального реагирования на угрозу изменения климата. Данное соглашение стало импульсом к снижению доли углеводородной энергетики в общем мировом энергобалансе. В рамках инициативы по достижению цели сокращения выбросов парниковых газов на 55% к 2030 году и достижения их нулевого уровня к 2050 году 14 июля 2021 года Европейская комиссия представила проект пакета климатического законодательства. В рамках проекта предлагается внедрение трансграничных углеродных налогов (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), что является серьезным вызовом для России – одного из крупнейших поставщиков нефти, газа и угля в мире.

В условиях IV-го энергоперехода для России критически важно сохранить текущую долю рынка энергоресурсов. А также обеспечить сокращение издержек на их производство. В условиях мировой тенденции к уменьшению углеродного следа это может быть достигнуто за счет создания и применения новых технологических решений.

Уголь – доминирующее стратегическое сырье, обеспечивающее дешевой энергией развивающиеся страны. Несмотря на это, он является одним из основных источников выбросов CO₂, что влечет за собой усиление парникового эффекта, таяние ледников и грунтов вечной мерзлоты. Однако, по оценкам экспертов, самые неблагоприятные прогнозы сохраняют долю угля в мировом энергобалансе 19-23% к 2040 году [1].

Таким образом, перед Россией стоит задача не только сохранения, но и преумножения потенциала угольного топлива, решить которую позволит внедрение комплексных экоэнергетических систем полного жизненного цикла топлива с возможностью утилизации небалансовых остатков CO₂.

В настоящей работе предлагается техническое решение, основанное на внедрении на существующую ГРЭС современных технологий газификации угля и цикла Аллама.

Технология горновой газификации прошла опытно-промышленные испытания на экспериментальном образце на Томской ТЭЦ-3 в условиях максимально близких к индустриальным [2]. Полученные в ходе испытания характеристики синтез-газа подтверждают возможности его эффективного энергетического применения взамен неэкологичного прямого сжигания. Однако при использовании синтез-газа в традиционном паротурбинном или газотурбинном цикле сохраняется негативное воздействие на окружающую среду в виде дымовых газов, содержащих CO₂.

Полное экологичное замыкание жизненного цикла угля в предлагаемой схеме (рис.1) достигается за счет сочетания горновой газификации с технологическими решениями цикла Аллама. А также предлагается использование выхлопных газов из котла-утилизатора и переработка золы и шлама. Сжигание синтез-газа осуществляется с кислородом, выхлопными газами и горячей рециркулируемой сверхкритической рабочей флюидом CO₂ под высоким давлением в камере сгорания.

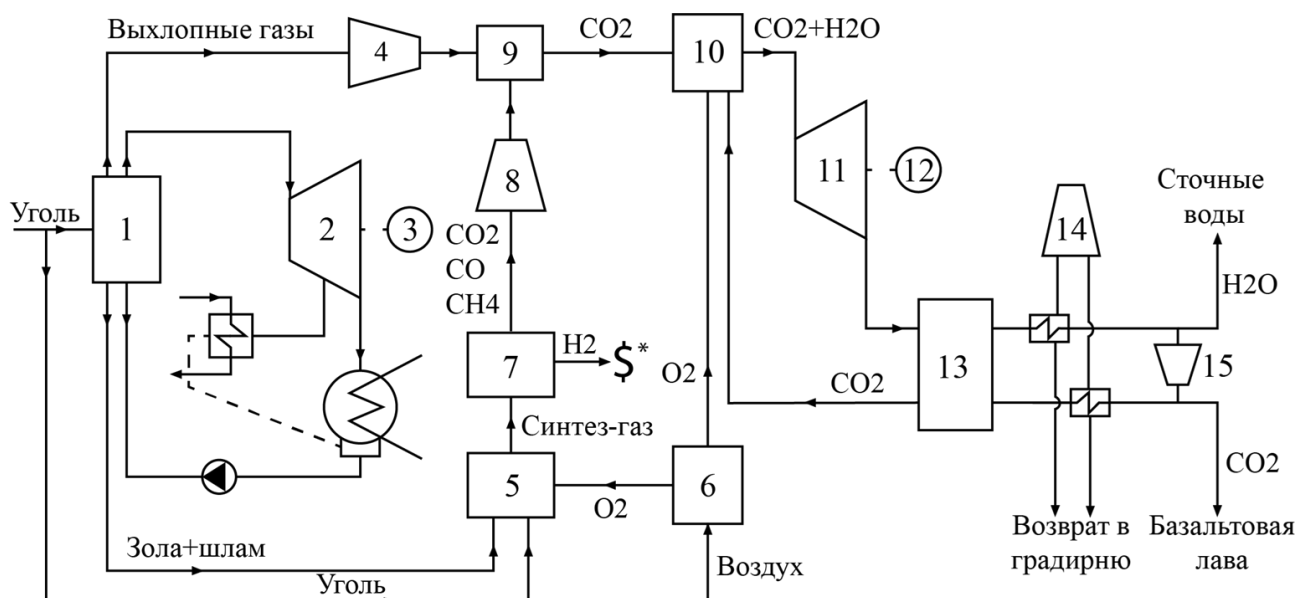


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема модернизированной ГРЭС: 1 – котел-утилизатор; 2 – паровая турбина; 3, 12 – электрогенераторы; 4, 8, 15 – компрессоры; 5 – газификатор; 6 – блок разделения воздуха; 7 – мембранный разделитель; 9 – смеситель; 10 – камера сгорания; 11 – газовая турбина; 13 – рекуператор; 14 – градирня.

Как известно, в составе синтез-газа содержится водород. Водород является высокомаржинальным продуктом, который можно направлять в водородную энергетику, заправлять водородомобили, а также использовать в производстве удобрений для сельского хозяйства. В данной работе предлагается выделение водорода с помощью мембранного разделителя и дальнейшая его продажа, выручка с которой позволит снизить срок окупаемости предлагаемого решения.

Цикл Аллама является полузамкнутым. Небалансовый CO₂ полагается закачивать в базальтовые месторождения, в которых он, реагируя с породами магния и кальция, образует известняк. Последний обладает пористой структурой, что позволяет подземным водам выходить на поверхность и кристаллизоваться, образуя снежный покров. В условиях глобального потепления и таяния ледников, данное решение позволит сохранить уровень оледенения.

В качестве примера модернизации была выбрана Кемеровская ГРЭС, так как она находится вблизи базальтовых месторождений, а топливом в котлах служит каменный уголь.

Для обоснования эффективности данного решения был проведен расчет предлагаемого добавочного цикла. В качестве исходных данных были приняты параметры, представленные в таблице 1 [3].

В результате получен электрический КПД, равный 58,9%, что согласуется с известными работами по расчету цикла Аллама [3].

Таблица 1. Исходные параметры

Параметры на входе в турбину	$p_o = 300$ бар $t_o = 1300^\circ\text{C}$
Параметры на выходе из турбины	$p_k = 30$ бар
Мощность турбины	$N = 50$ МВт
Расход угля в газификатор	$G_{\text{угля}} = 1,1$ кг/с
Расход выхлопных газов	$G_v = 0,5$ кг/с
Температура охлаждающей воды	$t_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$

По приближенным экономическим оценкам капитальные затраты на строительство дополнительного блока Кемеровской ГРЭС составят 10,3 млрд руб. Эксплуатационные затраты – 322,2 млн руб./год. За счет увеличения мощности и продажи водорода произойдет увеличение годового дохода предприятия с выручки электроэнергии от 1,46 до 3,1 млрд руб./год [4]. Таким образом, срок окупаемости предлагаемой модернизации составит 6,7 лет.

Основными рисками внедрения добавочного цикла является практическая нереализуемость какого-либо технического решения и отсутствие возможности встроиться в существующую технологическую схему.

К положительным социальным последствиям можно отнести улучшение здоровья населения, а также улучшение качества жизни населения Кузбасса – одного из самых экологически неблагоприятных регионов России. С точки зрения экологии необходимо отметить уменьшение углеродного следа, переработку отходов ГРЭС, а также увеличение площади известняковых пород.

Таким образом, предлагаемое решение является актуальным, экономически выгодным, а главное – экологичным и реальным для РФ в условиях IV-го энергоперехода. А в перспективе может стать трансфером высотехнологического оборудования в страны Азии, Африки, Южной Америки и драйвером развития отечественного среднего и тяжелого машиностроения, что позволит снизить зависимость от экспорта ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бриллиантова В.В., Галкин Ю.В., Галкина А.А. и др. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 // под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления СКОЛКОВО – Москва, 2019. – 210 с. - ISBN 978-5-91438-028-8
2. Ryzhiy, I.A., Shtegman, A.V., Tugov, A.N. et al. Pilot Tests of a Fixed-Bed Coal Gasifier//Thermal Engineering. 2021. 68, 461–472.
3. Allam R., Martin S., Forrest B. et. al. Demonstration of the Allam Cycle: An update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture//Energy Procedia. 2017.114, 5948-5966.

4. О годовой бухгалтерской отчетности. [Электронный ресурс] : Раскрытие информации в соответствии со «Стандартами раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», утвержденными постановлением Правительства РФ от 05.07.2013 № 570 – Режим доступа: <https://sibgenco.ru/about/disclosure/filter/type-is-raskrytie-informatsii-v-sootvetstvii-so-standartami-raskrytiya-informatsii-teplosnabzhayushchimi-org/>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 10.10.2021).

Научный руководитель: В.Е. Губин, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВИЭ НА РАБОТУ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Н.В. Стецов

Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н.Бутакова, группа 5091

Современное общество сталкивается с новыми проблемами [1], особо сложными на стыке наук, решение которых возможно только с учетом взаимосвязей объектов реального мира. Поэтому системность становится одним из главных аспектов практической деятельности, она обеспечивает эффективные способы преодоления проблемных ситуаций с использованием системных исследований, реализуемых на основе системного подхода.

Также, системный подход к созданию энергетических систем имеет широкое применения на практике. Авторы современных научных статей уделяют особое внимание проблемам внедрения ВИЭ в системы энергопотребления и производства электроэнергии разных стран. Таким образом, организация системного инжиниринга позволит установить долю ВИЭ в производстве электроэнергии определённого региона.

Для квалифицированной и окупаемой себя системы необходимо выявить стейкхолдеров (лиц, заинтересованных в данном проекте посредством получения какой-либо выгоды). Следовательно, при выявлении данных лиц можно найти оптимальное решение с учётом критериев для нашей системы.

Кроме того, в задачи реализации проекта входит: анализ его полезности и востребованности в течение всего жизненного цикла. Для этого требуется произвести предварительную оценку производительности, определить потребителей и их требования к качеству продукции.

Инжиниринг энергетических систем включает прогнозирование роста потребления и развития генерирующих мощностей. Определение выработки требует учета не только технической составляющей, но и экономических показателей в комплексе с нетехнологическим окружением данного объекта-системы.

Использование метода иерархии целей позволит приспособить требования общих целей к конкретным задачам, решаемым в области энергетики исследуемого региона (рис. 1.).

Основные факторы, которые позволяют выявить конфигурацию объекта:

- нужды потребителей;
- экономический прогноз;
- технические возможности выбранной площадки;
- наличие действующих энергообъектов;
- особенности системы энергопотребления;
- экологические ограничения.

Современная энергетика стремится найти оптимальный вид источников энергии и её способы получения.

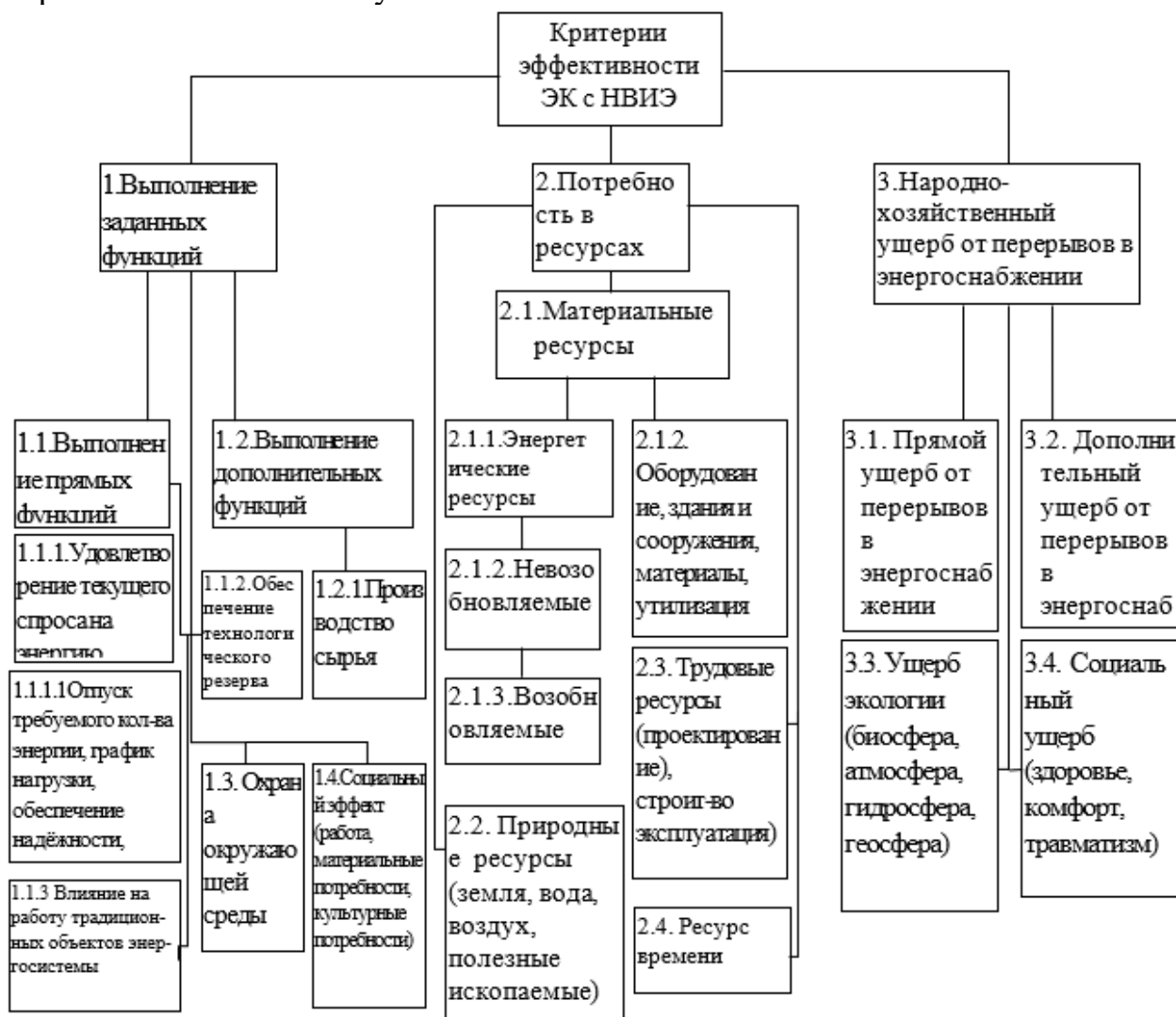


Рис. 1. Схема критериев эффективности энергосистем

Международное энергетическое агентство представило прогнозы [1] потребностей, в первичных энергоносителях в третьем десятилетии XXI - го века будут удовлетворены в следующих соотношениях, указанных на рисунке 2.

Учитывая специфику энергетики многих стран [5] – большие запасы твёрдого топлива, весомый вклад атомной энергетики в энергетический баланс и широкие компетенции в этой области, централизованную выработку

электроэнергии от блоков большой мощности, централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, активный процесс модернизации тепловых электростанций (ТЭС) с использованием ПГУ, развитая единая энергетическая система – нужно принимать во внимание влияние внедрения одних энергетических технологий на другие и прогнозировать это влияние в будущем. Основным критерий, который нуждается в детальном обзоре – 1.1.3 (рис. 1.). То есть имеет место системный анализ к решению энергетических задач, описанный выше.

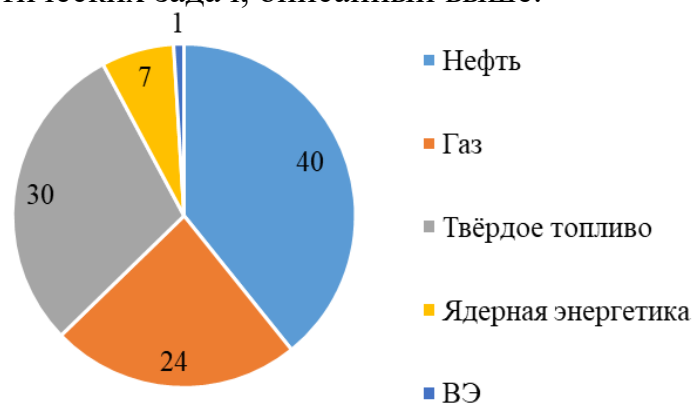


Рис. 2. Потребности в первичных энергоносителях третьего десятилетия XXI века в мире

Страны, которые активно используют ВИЭ, в последние 5-10 лет столкнулись с определёнными предсказуемыми отрицательными системными эффектами. В случае работы ВИЭ в благоприятных условиях возникает избыточная генерация, которая отрицательно скажется на режимах работы энергосистем.

В 2013 году Калифорнийские специалисты в области энергетики столкнулись с проблемой покрытия вечернего максимума производства электроэнергии [4]. На рис. 3 на графике нагрузки наложением двух линий – графика суточной потребности в электричестве, и графика суточной потребности в генерации нормального электричества (за вычетом ПВИЭ) – образуется фигура утки. Серая линия на этом рисунке отражает график потребления электроэнергии, нижние «ямочные» кривые – потребность в генерации за вычетом ВИЭ.

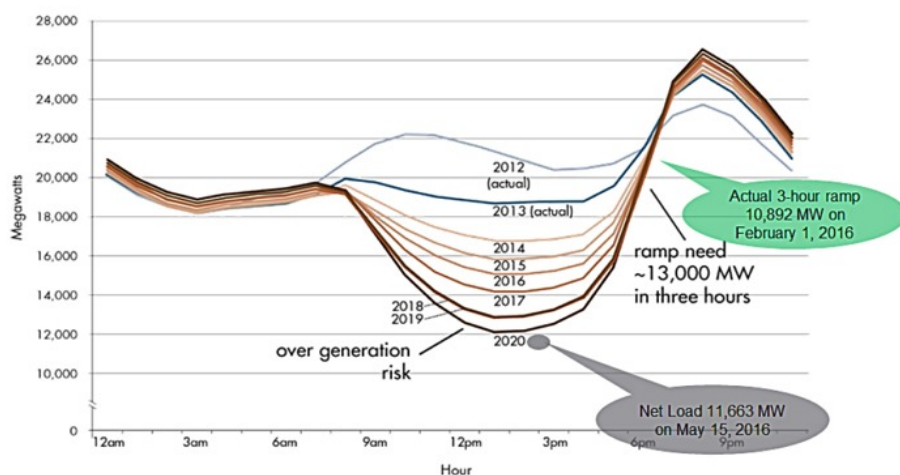


Рис. 3. Калифорнийская утка, режим энергопотребления

В российском энергетическом сообществе на сегодняшний день есть мнение [5] о пограничном значении доли ВИЭ в годовой выработке электроэнергии энергосистемы. Зависимости, полученные для юга РФ. Приведены на рис. 4.

Увеличение доли ВИЭ в годовой выработке приводит к выраженному минимуму, необходимо добавить большую мощность с 13:30 до 22:00. Такая разница не может быть скомпенсирована за счёт АЭС, ТЭЦ в следствие их мало манёвренности. Снижение мощности установок допустимо на 30% от максимального значения, что существенно недостаточно для устойчивой работы энергосистемы.

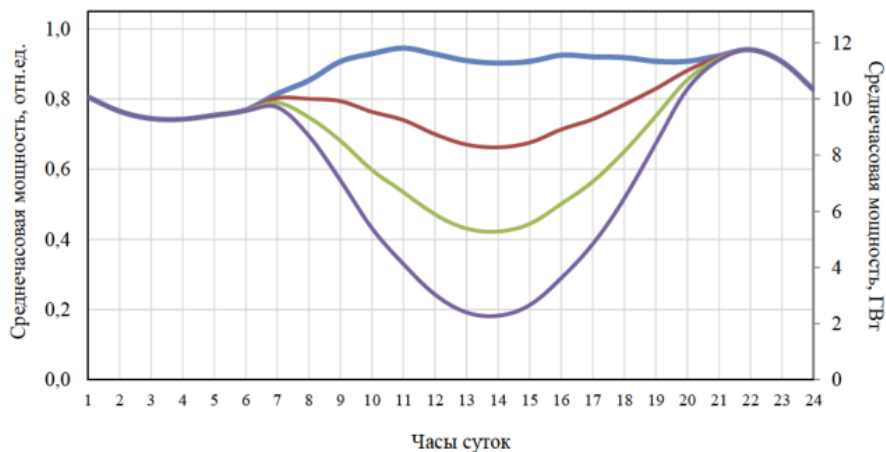


Рис. 4. «Калифорнийская утка» для ОЭС Юга РФ
Доля возобновляемых источников:

— <1% — 5% — 10% — 15%

Для использования ВИЭ в энергосистемах необходимо снизить их негативное влияние с помощью: ограничения доли ВИЭ – 5% [5], увеличения доли маневренных источников и использования аккумуляторов. Для обеспечения углеродной нейтральности энергетики, предпочтительно развитие атомной генерации на основе замкнутого ядерного топливного цикла.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бучацкий П.Ю. Разработка методов анализа и синтеза энергетических систем с нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии. – Красноярск.: 2013. – 24 с.
2. <https://cyberleninka.ru/article/n/mirovoe-potreblenie-pervichnyh-energonositeley-osnovnye-tendentsii-vo-vtorom-desyatiletii-xxi-v> – [Электронный ресурс].
3. <https://iec-energy.ru/stati/inzhiniring-energeticheskikh> – [Электронный ресурс].
4. <https://sunsayenergy.com/ru/technology/scho-podibnogo-mizh-kaliforniyskoyu-kachkoyu-ta-strimkim-zletom-vde-v-ukrayini> - [Электронный ресурс].

5. Дильман М.Д. Необходимость системного подхода к развитию традиционной и возобновляемой энергетики/Материалы IV Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность», Сколково, 5-6 ИЮНЯ 2018 г: ОИВТ РАН. 2018. - 25.

Научный руководитель: А.М. Антонова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ ТПУ.

ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

Н.А. Толмачев,¹ А.В. Филимоненко¹, М.Р. Шлапак¹, Н.М. Космынина²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, ОЭЭ^{1,2}, группа 5А93¹

На нынешний момент Единая энергетическая система России, начало которой знаменуется декабрем 1992 года [2], образует 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Данная система включает в себя семьдесят одну энергетическую систему.

Историю Сибирской энергетики, по сути, можно начать со строительства в 1895 году первой городской электростанции [1]. Примечательно, что данная электростанция была возведена в Томске и имела паровую машину мощностью 66,88 кВт. Уже в 1899 году пришлось установить вторую паровую машину с мощностью 135 кВт. В 1926 году на территории города Новониколаевск была построена первая крупная электростанция ТЭЦ № 1, мощность которой достигала в 1928 году 3000 кВт.

Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального Округа, а также частично на территории Дальневосточного Федерального Округа. По сути, данная местность включает в себя двенадцать субъектов Российской Федерации. Площадь, которую охватывает ОЭС Сибири, составляет практически пять миллионов квадратных метров, а суммарное количество человек чуть не доходит до двадцати миллионов человек.

Данная ОЭС имеет ряд своих особенностей и, очевидно, играет серьезную роль в энергетическом обеспечении государства. Примечательно, что на долю гидроэлектростанций приходится практически пятьдесят процентов общей установленной мощности ОЭС, а на долю атомных станций вовсе не приходится установленной мощности.

На сегодняшний день в работу Объединённой Энергосистемы Сибири (ОЭС Сибири) вносят вклад четыре типа электростанций: ТЭС, ГЭС, СЭС и ЭСПП [7]. Ветряные и атомные электростанции (ВЭС и АЭС соответственно) не входят в её состав. Энергия ветра не используется из-за нерентабельности сооружения ветряных установок ввиду отсутствия в данном регионе воздушных масс высокой скорости. (Рис. 1) [3]. В свою очередь, причина, по которой

не эксплуатируются АЭС, довольно закономерна: самым распространённым топливом для атомных электростанций, в основном, является уран U-235. Ядерное топливо обладает достаточно высокой теплопроводностью, ведь один килограмм U-235 заменяет 2900 тонн угля [6]. Учитывая, что на территории Сибири находится Кузнецкий угольный бассейн, который один обеспечивает 56% каменного и до 80% коксующегося угля, добываемого в России [4], размещение атомных электростанций в данном регионе является не совсем рациональным решением.

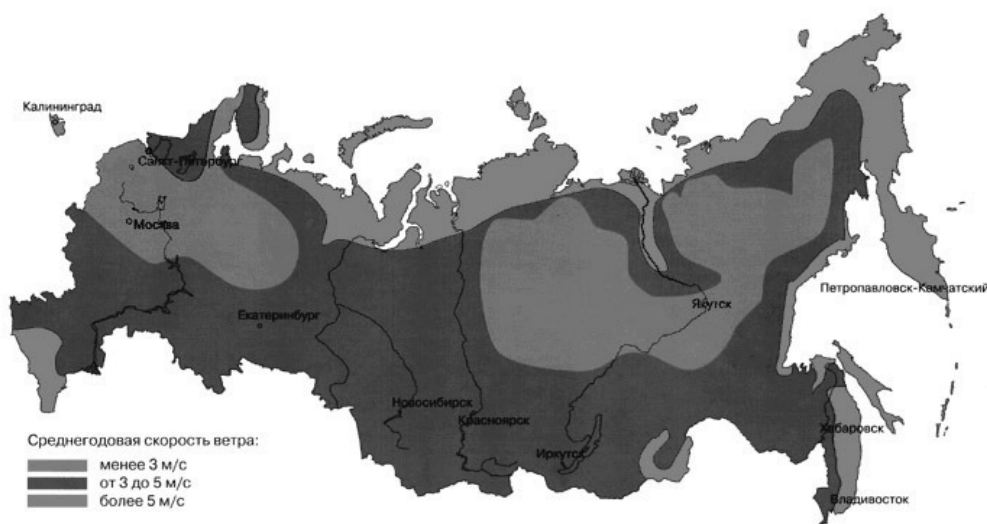


Рис. 1. «Средняя скорость ветра на территории России»

Помимо угольных запасов, на территории Сибирского края протекает множество крупнейших рек России, таких как Иртыш, Ангара, Енисей, Лена, Обь. Примечательно, что три последних входят в пятёрку самых полноводных рек нашей страны [5]. Именно поэтому на долю ГЭС приходится самый большой процент выработки электроэнергии – приблизительно 56,9 %, согласно данным на 2020й год [7]. Это связано с принципом работы гидроэлектростанции, основанном на принципе падения воды: с помощью плотины создаются верхний и нижний бьефы. Вода, падая по специальным трубам через плотину на лопасти вертикально расположенного генератора, приводит его ротор во вращение, что влечёт за собой выработку электроэнергии. Ротор генератора ГЭС достаточно широкий и имеет довольно малую, по сравнению с ротором ТЭС, частоту вращения. Такая гидроэлектростанция называется высоконапорной плотинной. Яркий пример такого сооружения - Саяно-Шушенская, расположенная на реке Енисей.

Выделяют ещё 2 вида ГЭС: русловые, в которых ротор турбогенератора устанавливается горизонтально, по течению реки, с небольшим перепадом высот, и гидроаккумулирующие электростанции, принцип работы которых похож на высоконапорные плотинные: между двумя озёрами строят плотину, по которой из нижнего озера на верхнее генераторы, раскручивая турбины, перегоняют воду. Преимущества ГАЭС в том, что для генераторов используется излишнее электричество, генерируемое электростанциями, например, в ночное время суток. Однако, когда энергия потребляется в большом количестве,

гидроаккумулирующая электростанция может сбрасывать воду и работать по принципу высоконапорной плотинной ГЭС. Таким образом, они обратимы, и позволяют запасать излишки вырабатываемой электроэнергии. Именно поэтому она и называется гидроаккумулирующими.

Второе место по количеству выработанной электроэнергии за 2020 год [7] приходится на ТЭС (около 38,5%). Теплоэлектростанция – это сооружение, которое преобразует энергию сжигания топлива (как правило, каменного угля или природного газа) в тепловую энергию горячего пара, а затем в механическую. Пар, попадая на лопасти турбины, раскручивает её, а она, в свою очередь, приводит во вращение вал генератора, в результате чего вырабатывается электроэнергия. Помимо угля и газа, в качестве топлива используются дрова, торф, горючие сланцы и даже мусор.

Тепловые электростанции бывают двух видов: конденсационные (КЭЦ) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Задача конденсационной электростанции, как правило, вырабатывать только электроэнергию. Она строится за городом, в основном рядом со скоплением топлива и воды [6]. ТЭЦ же, в отличие от КЭС, находится в городах, потому что их задача – отдать потребителям пар и горячую воду, и попутно выработать электроэнергию. Поэтому данный тип электростанций получил распространение в районах с большим потреблением электричества и тепла. Однако тепловое оборудование требует большей мощности в сравнении с электрическим. Это повышает требования к охране окружающей среды, поэтому целесообразно использовать высококачественное топливо для уменьшения выбросов в окружающую среду [6].

Меньшую долю от общего объема выработки электроэнергии составляют СЭС (1,3%) и ЭСПП (4,5%). В Сибирском округе ОЭС России на СЭС приходится 277 млн кВт·ч по данным 2020 года [7], 154 млн кВт·ч из них вырабатываются в республике Алтай, где в прошедшем году была запущена крупнейшая в Сибири солнечная электростанция мощностью 40 МВт в селе Амур Усть-Коксинского района [8]. Также были введены в эксплуатацию станции на 10 и 25 МВт в Чемале и селе Иня Онгудайского района, что свидетельствует о быстром развитии данной отрасли энергетики в отдаленных районах страны, способствуя не только обеспечению надежного электроснабжения, но и созданию новых рабочих мест.

Выработка электроэнергии от ЭСПП ежегодно колеблется около 9000 млн кВт·ч, что в отдельных регионах составляет до 10% потребления, являясь ценным участником энергосистемы Сибирского округа, в котором 7 из 10 субъектов имеют отрицательное сальдо.

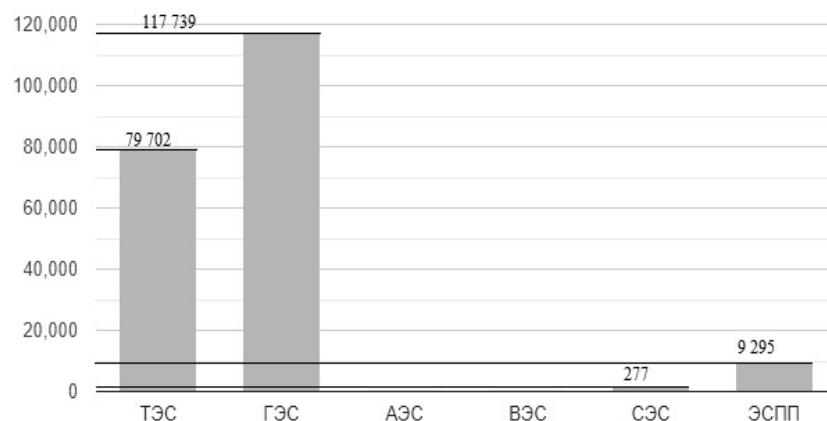


Рис. 2. «Диаграмма распределения типов станций ОЭС Сибири»

ЛИТЕРАТУРА:

1. Бутаков И.Н. К истории развития сибирской энергетики: // Известия Томского ордена трудового красного знамени Политехнического Института имени С.М. Кирова. 1957. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/k-istorii-razvitiya-sibirskoy-energetiki/viewer>. (Дата обращения: 05.11.2021)
2. Россети ФСК ЕЭС | История отрасли: [Электронный ресурс]. URL: https://www.fsk-ees.ru/about/history_industry/ (Дата обращения: 05.11.2021)
3. Карта ветров России: [Электронный ресурс] // Портал энергосберегающих технологий. URL: <http://verdit.ru/finansing/karta-vetrov-rossii.html>. (Дата обращения 05.11.2021)
4. Расположение угольных бассейнов России: [Электронный ресурс] // Мониторинг цен металлопроката и стройматериалов от сотен поставщиков в г.Москва. URL: <https://www.mcena.ru/blog/metal/ugolnye-bassejny-rossii>. (Дата обращения: 05.11.2021)
5. Самые полноводные реки России: [Электронный ресурс] // Все реки - Информационный сайт о реках России. URL: <http://vsereki.ru/interesnoe-o-rekax/samye-polnovodnye-reki-rossii>. (Дата обращения 05.11.2021)
6. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. 1987 изд. М.: Альянс, 2021. 16 с.
7. Единая энергетическая система России: [Электронный ресурс] // АО "Системный оператор Единой энергетической системы". URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2021/>. (Дата обращения: 05.11.2021)
8. Крупнейшую в Сибири солнечную электростанцию открыли в регион: [Электронный ресурс] // Республика Алтай. URL: https://altai-republic.ru/news_lent/news-archive/32071/. (Дата обращения: 05.11.2021)

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, ПРИ РАЗВИТИИ НЕРАВНОМЕРНОЙ ОСАДКИ

П.В. Чепур¹, А.А. Колядко², А.А. Тарасенко¹

Тюменский индустриальный университет¹

Сургутский институт нефти и газа (филиал ТИУ в г. Сургуте)²

Несмотря на то, что вертикальные стальные резервуары объемом более 50000 м³ относятся к сооружениям I класса опасности и требования, предъявляемые к проектным решениям и качеству строительно-монтажных работ, находятся на очень высоком уровне, известны случаи развития неравномерной осадки РВСПК-50000 [1-3]. Исследования, посвященные изучению напряженно-деформированного состояния (НДС) резервуаров при развитии осадок основания, как правило, ограничиваются прочностным анализом конструкции стенки, днища и окрайки, при этом, вводятся упрощенные модели грунтового основания, не отражающие реальный характер его деформирования при воздействии эксплуатационных и непроектных нагрузок. Такой подход, в конечном итоге, приводит к высоким погрешностям при определении НДС конструкции в целом, в особенности, нижнего уторного узла сооружения. Авторами предлагается рассмотреть совместную работу грунтового основания и резервуара РВСПК-50000 – как тонкостенной оболочечной конструкции, обладающей конечной изгибной жесткостью.

Для этого авторами было предложено воспользоваться возможностями конечно-элементного программного комплекса ANSYS и проанализировать особенности поведения конструкции РВСПК-50000 с учетом совместной работы кольцевого железобетонного фундамента, металлоконструкции резервуара и основания, имеющего зоны неоднородности, сложенные слабыми сильносжимаемыми грунтами.

Конечно-элементная модель резервуара построена в соответствии с типовым проектом РВСПК-50000 «ЦНИИПРОЕКТСТАЛЬКОНСТРУКЦИЯ» её верификация рассмотрена в работах [4, 5]. Диаметр резервуара составляет 60,7 м; высота – 17,95 м; толщины стенки для I–XII поясов варьируются от 17 до 8 мм с выравниванием по внутренней поверхности; на V и VIII поясах стенки расположены кольца жесткости из гнутого профиля – уголка 100х300 толщиной 8 мм; ветровое кольцо представляет собой L-образную конструкцию сопряженных листовых и балочных элементов, подкрепленную распорками с интервалом 2,5 м, приваренными к XII поясу стенки через промежуточные монтажные пластины; фундамент – кольцевой, железобетонный, прямоугольного профиля с размерами 1,5х0,4 м; нижние 9 поясов стенки и окрайки выполнены из стали 16Г2АФ с пределом текучести $\sigma_T = 440$ МПа, прочие конструкции – из стали 09Г2С с гарантированным пределом текучести $\sigma_T = 325$ МПа.

При моделировании осадки фундамента РВСПК-50000 в деформируемом объеме грунта использован закон Друкера-Прагера. В соответствии с критерием прочности Друкера-Прагера предполагается, что поверхность текучести не

меняется с ростом пластических деформаций, следовательно, отсутствует эффект упрочнения, а материал является идеально упругопластическим. Эквивалентное напряжение, при превышении которого в материале возникают пластические деформации, по Друкеру-Прагеру определяется с учетом гидростатического обжатия материала: чем выше среднее напряжение, тем больше прочность материала. Это условие является модификацией условия прочности Мизеса и более полно отражает работу грунтов основания.

Расчетная схема РВСПК-50000 с учетом действующих нагрузок представлена на рис. 1.

Зона неоднородности в данном исследовании задается треугольным сектором с дуговым размером L по наружному контуру РВС. Это обосновывается тем, что такая схема нагружения отражает наиболее невыгодные условия работы металлоконструкции РВС при наличии зоны неоднородности.

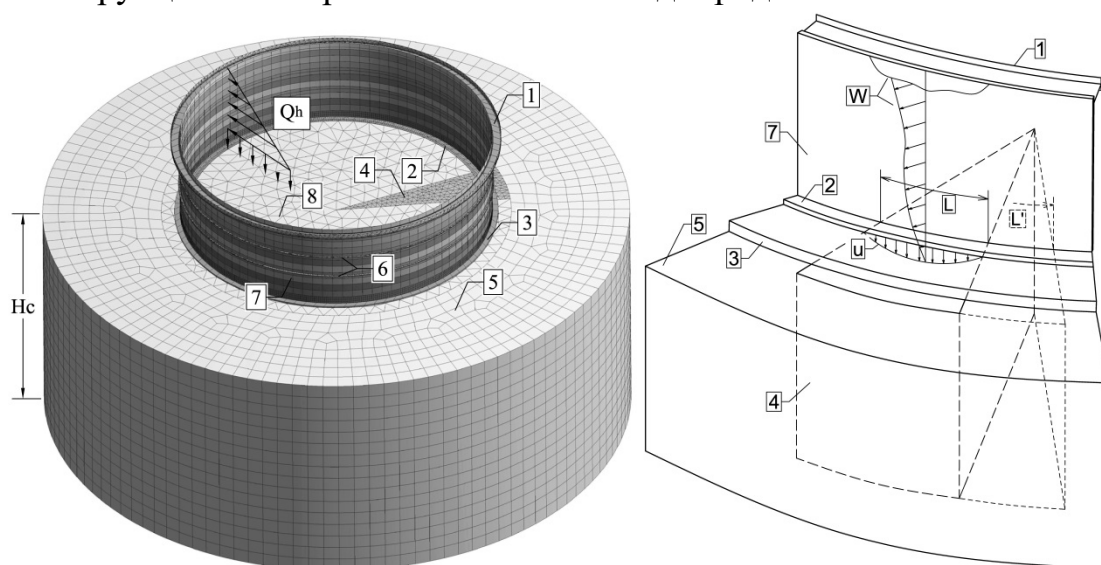


Рис. 1. Расчетная схема (а, б): 1 – ветровое кольцо; 2 – окрайка; 3 – железобетонный кольцевой фундамент; 4 – сильносжимаемый грунт зоны неоднородности; 5 – грунтовое основание с проектными характеристиками; 6 – усиливающие кольца жесткости на V и VIII поясах стенки; 7 – стенка РВСПК-50000; 8 – центральная часть днища; Q_h – гидростатическая нагрузка; R – радиус резервуара; L – длина сектора зоны неоднородности (по наружному контуру днища);

H_c – сжимаемая толщина; W – радиальные перемещения стенки; u – осадка наружного контура днища

При выполнении тестовых расчетов, а также анализе работ [6-7] и данных диагностических обследований [8] были заданы интервалы, определяющие минимальную и максимальную величину сектора зоны неоднородности основания РВСПК-50000 (по наружному контуру днища). Минимальное значение составило $L_{\min} = 10$ метров, максимальное $L_{\max} = 95,3$ метров (что соответствует крену РВСПК-50000). Авторы работы задавали свойства сильносжимаемого грунта зоны неоднородности с помощью модели Друкера-Прагера, учитывая самый невыгодный случай, из когда-либо встречавшихся по данным диагностических обследований реальных резервуаров.

Граничные условия модели определены жестким закреплением нижней грани грунтового основания на отметке «–40 м» а также запретом на боковые перемещения грунта по периметру расчетной области.

На рис. 2 представлена эпюра деформаций грунтового основания и металлоконструкций РВСПК-50000 с минимальной рассматриваемой зоной неоднородности $L = 10$ м. В расчетной схеме РВСПК-50000 с наличием зоны неоднородности учитывается гидростатическая нагрузка $Q_h = 144,2$ кПа, высота разлива нефти $H_{взл} = 17$ м (плотность нефти $\rho = 865$ кг/м³).

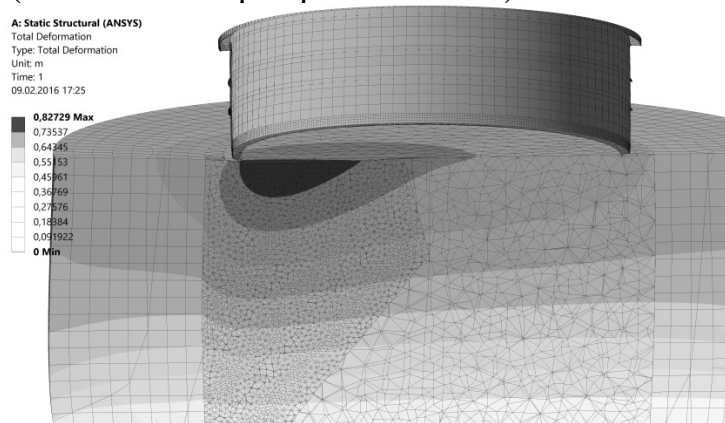


Рис. 2. Эпюра перемещений РВСПК-50000 с зоной неоднородности $L = 10$ м (в разрезе)

Авторами проведена интерпретация данных, полученных в результате конечно-элементного моделирования и установлено, что при максимальном заполнении резервуара осадка наружного контура днища над зоной неоднородности длиной $L = 95$ м (1/2 периметра РВСПК-50000) может достигать величины 325 мм. Для зоны неравномерной осадки с длиной сектора $L = 10$ м осадка наружного контура днища составляет 29 мм. Наибольшие значения осадок наружного контура днища наблюдаются посередине сектора зоны неоднородности независимо от длины сектора.

Разработанная модель с учетом контактного взаимодействия основания с сооружением позволила установить действующие напряжения в металлоконструкциях резервуара и определить наиболее неблагоприятные случаи деформирования при неравномерной осадке. Зависимости действующих эквивалентных напряжений в металлоконструкциях РВСПК-50000 от длины сектора зоны неоднородности для металлоконструкций I–XII поясов стенки, колец жесткости на V и VIII поясе, а также ветрового кольца представлены на рис. 3.

При длине сектора зоны неоднородности от 30 до 50 метров максимальные напряжения во всех несущих элементах РВСПК-50000 превышают предел текучести стали. Однако при максимальных значениях сектора зоны неоднородности (70–95,3 м) уровень НДС снижается. Это связано жесткостными характеристиками конструкции и формами возможных деформаций при неосесимметричных нагрузках. Отметим, что наибольшие напряжения возникают в трех зонах: ветровом кольце над областью неоднородности, в местах излома стенки на границе двух типов грунтов основания, а также в дополнительном кольце жесткости на V поясе стенки.

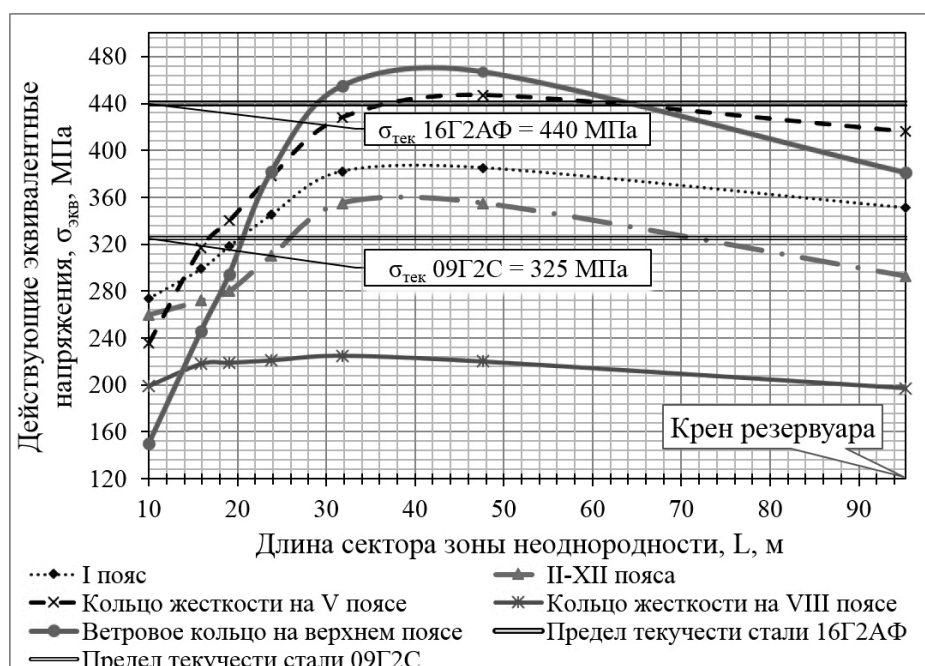


Рис. 3. Зависимости действующих эквивалентных напряжений в металлоконструкциях РВСПК-50000 от длины сектора зоны неоднородности

ЛИТЕРАТУРА:

1. Тарасенко А., Чепур П. Эволюция взглядов на вопросы определения величины допустимых осадок резервуаров // Фундаментальные исследования. - 2014. - № 12-1. - С. 67-84.
2. Васильев Г., Сальников А. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтяное хозяйство. - 2015.- N 2.- С. 106-108.
3. Горелов А.С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров. - СПб: Недра, 2009.- 216 с.
4. Чепур П., Тарасенко А. Создание и верификация численной модели резервуара РВСПК-50000 // Фундаментальные исследования. - 2015.- N 7-1.- С. 95-100.
5. Васильев Г, Тарасенко А., Чепур П., Гуань Ю. Анализ сейсмостойкости вертикального стального резервуара РВСПК-50000 с использованием линейно-спектрального метода // Нефтяное хозяйство. - 2015.- N 10.- С. 120-123.
6. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований // П.А. Коновалов, Р.А. Мангушев, С.Н. Сотников, А.А. Землянский, А.А. Тарасенко. -М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009.- 336 с.
7. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях. - М.: Недра, 1981.- 149 с.
8. Тарасенко А.А., Саяпин М.В. Результаты статистической обработки измерений неравномерных осадок наружного контура днища вертикальных стальных резервуаров // Известия вузов «Нефть и газ». - 1999.- N1.- С. 52-56.

ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР КАК АЛЬТЕРНАТИВА ТРАДИЦИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

В.С. Шабаловский
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5Б95

Традиционные преобразователи энергии – турбогенераторы, подошли к пику своего развития. Стоит задуматься о перспективе их замены на аналогичные агрегаты, и в целом о совершенствовании цикла паровых и газовых турбинных установок.

Термоэлектрический генератор (ТЭГ) – устройство, предназначенное для выработки электроэнергии, путем прямого преобразования её из тепловой. В основе работы ТЭГ лежит эффект Зеебека. Этот эффект заключен в возникновении ЭДС внутри электрической цепи, изготовленных из различных материалов, путем поддержания разницы температур между местами контактов [1].

На рисунке 1. Представлен принцип действия эффекта Зеебека [2].

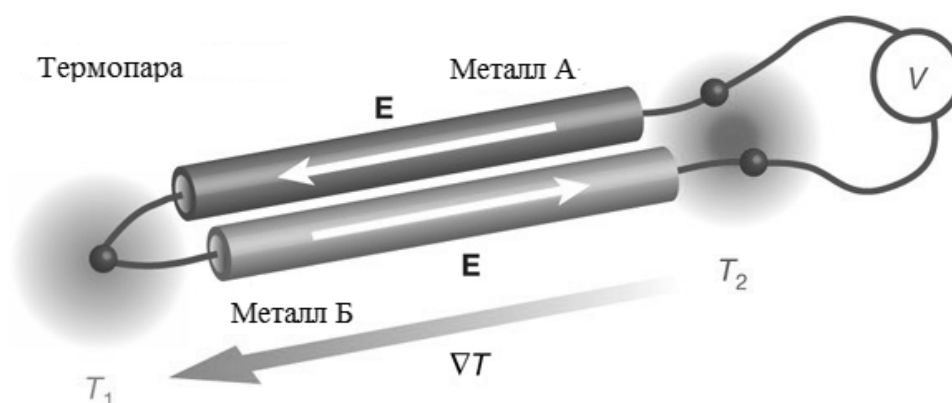


Рис. 1. Эффект Зеебека.

Схема конструкции термоэлектрического генератора представлена на рисунке 2 [3].

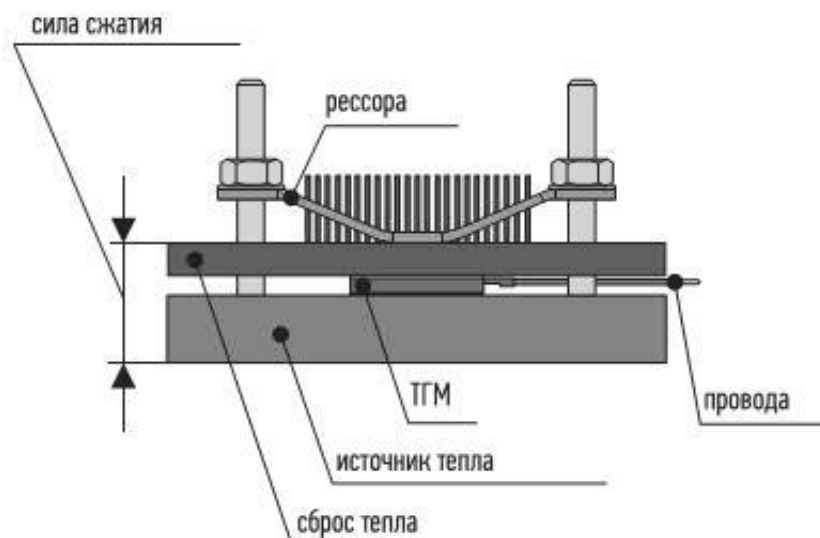


Рис. 2. Схема конструкции Термоэлектрического генератора

Классификация Термоэлектрических генераторов:

- Топливные
- Радиоизотопные
- Атомные
- Солнечные
- Утилизационные
- Градиентные
- Термосифонные

К неоспоримым достоинствам ТЭГ перед традиционными преобразователями энергии можно отнести полную автономность работы, высокую надежность, простоту эксплуатации, долговечность и отсутствие шума и вибрации. Помимо этого, стоит отметить, что в отличие от турбогенераторов, ТЭГ напрямую преобразовывает тепловую энергию в электрическую, без промежуточных этапов.

К недостаткам относятся малый КПД и невозможность использования в ряде отраслей энергетики, в частности на ветряных и гидроэлектростанциях.

Сферы применения ТЭГ обширны: тепловые, атомные, геотермальные электростанции.

Из-за малого КПД ТЭГ, замена турбин на крупных электростанциях становится не выгодным и не эффективным. В свою очередь при проектировании малых электростанций использование ТЭГ более эффективно и выгодно, из-за малых габаритов, простоте конструкции и отсутствию шума и вибрации [3].

Рассматривались варианты использования портативных ТЭГ в условиях крайнего севера. Из-за своей специфики, требовалось использование малогабаритных, автономных источников электроэнергии, обладающих простотой эксплуатации и надежностью работы [4].

Помимо этого, рассматривался вопрос использования ТЭГ в составе котельной установки, для выработки электроэнергии, при использовании теплоты дымовых газов, что способствует повышению эффективности традиционных паротурбинных циклов [5].

Стоит отметить, что ТЭГ используются в других отраслях.

На судах ТЭГ используются в качестве повышения эффективности использования теплоты отработавших газов. Тем самым повышая КПД двигательной установки. В авиации и космонавтике ТЭГ используются как портативные источники электроэнергии, питающие оборудование [6].

Подводя итог, можно сказать, что турбогенераторы являются основными преобразователями энергии в энергетике. Они обладают определенными преимуществами и недостатками, но в купе представляю собой основу.

Термоэлектрические генераторы являются аналогами турбогенераторов в преобразовании энергии. Они обладают своими преимуществами и недостатками, которые позволяют использовать их вместо турбин, но о полной замене пока говорит рано.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Лисиенко В. Г. Термоэлектрические преобразователи для измерения: учеб. пособие. – Екб.: Изд.-во Политехн. ун-та, 2007.
2. Элементы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elementy.ru/novosti_nauki/430918/Spinovyy_effekt_Zeebeka_put_k_termospintronike/ свободный. – Спиновый эффект Зеебека — путь к термоспинтронике. – (дата обращения: 11.11.2021)
3. Альтернативные источники электрической энергии промышленного применения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://controlengrussia.com/apparatnye-sredstva/alternativny-e-istochniki-e-lektricheskoy-e-nergii-promy-shlennogo-primeneniya/> свободный. – Альтернативные источники электрической энергии промышленного применения. – (дата обращения: 11.11.2021)
4. Айгумов Т.Г., Алябьев В.А., Евдулов Д.В., Миспахов И.Ш. Модель портативного термоэлектрического генератора электрической энергии для условий Крайнего Севера. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2019; 46 (2): 8-19.
5. Хабиров Ф.Ф., Вохмин В.С., Осипов Я.Д. Оценка возможности применения термоэлектрического преобразователя пельтье в котельных для нужд апк. Вестник Алтайского государственного аграрного университета № 1 (195), 2021: 115-121.
6. Семенов В. С., Бейльман А. В. Способы прямого преобразования тепловой энергии в электрическую. Актуальные проблемы авиации и космонавтики. 2015; 2: 123-126.

Научный руководитель: А.Ю. Долгих, ст. преподаватель НОЦ И.Н. Бутанова ИШЭ ТПУ.

СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

В.Д. Володина¹, В.С. Коваленко², Н.М. Космынина³

Томский политехнический университет^{1,2,3}

ИШЭ, ОЭЭ^{1,2,3}, группа 5A93¹, 5A92²

Ежегодно по всему миру количество солнечных электростанций (СЭС) возрастает на 20% в год. Популярность среди предпринимателей и населения с каждым годом набирает свою актуальность. СЭС становится достойным конкурентом традиционным видам топлива. Благодаря своей конструкции и выгоды в использовании, данный источник энергии помогает сберечь природные запасы и избежать сложной добычи ископаемого топлива.

По аналитическим данным развития выработки солнечной энергии в настоящее время доказано, что данный вид энергетического ресурса занимает небольшую часть в структуре мирового производства электроэнергии [1].

Масштабное использование солнечной энергии происходит в Германии, Италии и Великобритании.

Для производства солнечной энергии, используются полупроводниковые устройства, служащие объединением фотоэлектрических преобразователей. Различают три вида солнечных батарей [2]:

- Монокристаллические
- Поликристаллические
- -Тонкопленочные солнечные батареи

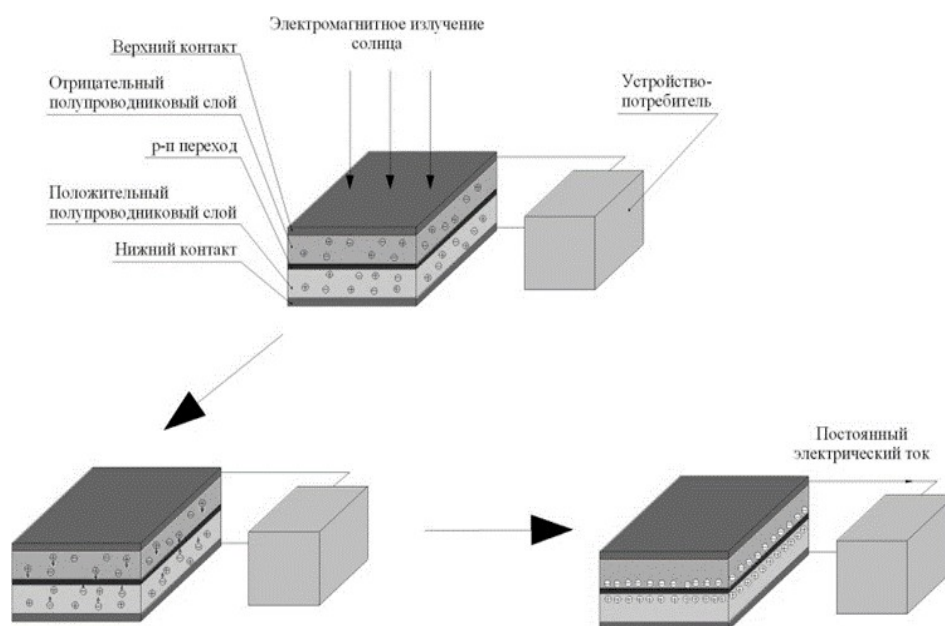


Рис. 1. Схема установки солнечной батареи

Механизм работы солнечной батареи базируется на фотоэлектрическом эффекте. При попадании солнечного света на фотоэлектрический слой, полупроводниковых пластинок из р и п слоев происходит освобождение ненужных электронов. В месте, оставшемся после освобождения электронов, встают освобожденные электроны другого слоя. Следовательно, передвижение электронов происходит посредством передвижения носителей заряда из одного слоя в другой, благодаря этому на нагруженной цепи появляется напряжение. Положительное значение принимает р слой, а отрицательное п слой. В процессе всех переходов, аккумулятор набирает заряд [3].

В случае, если заряд аккумулятора имеет низкие показатели, подключают контролёр заряда солнечной батареи и отключают, когда аккумулятор полностью заряжен. Во время отсутствия солнца, контролер не дает току протекать в обратном направлении.

Трансформатор, необходимый для работы с СЭС, должен преобразовывать постоянный ток, а переменный с напряжением равным 220 В. Такой трансформатор может быть двух видов:

Сетевой тип инверторов. Данный тип дает работу СЭС только в период дневного периода солнечного света, а также обеспечивает работу приборам, которые присоединены к нему.

Автономный тип. Этот тип часто применяют в устройстве СЭС, имеющая аккумулятор батареи, обеспечивающей бесперебойную работу системы питания [2].

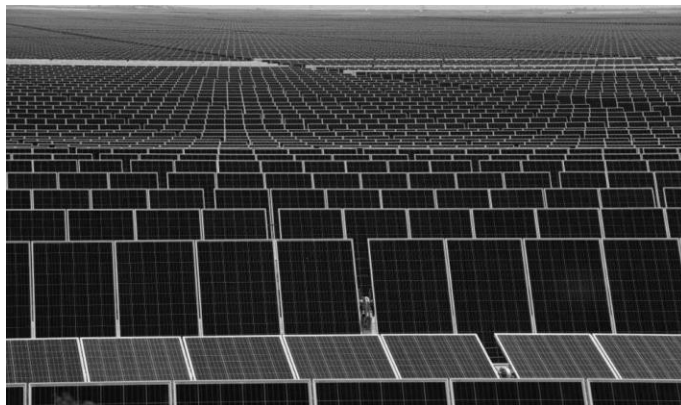


Рис. 2. Каскад солнечной электростанции

Высококачественные свойства размер солнечной панели, как правило равняется $1-2 \text{ м}^2$, а его мощность – 220-250 Вт. В основе данных все фотоэлементы разделяются на несколько категорий [4]:

- Класс А. В данном классе применяют самый чистый кремний, который имеет высочайшее качество. Модуль имеет аккуратную конструкцию однородного цвета, а трещины и разные сколы отсутствуют. КПД принимает максимальное значение, а снижение мощности происходит меньше, чем на 5%.
- Класс В. Данные фотоэлементы обладают внешними или внутренними дефектами. А также происходит снижение мощности на 30%.
- Класс С. На корпусе имеются трещины и потёртости, цвет имеет проплешины и не однотонную структуру, но зато имеет низкую стоимость. Из-за низкой производительности и короткого срока годности данный класс не рекомендуют к эксплуатации в жилых домах. Мощность снижается более чем на 30%.
- Класс D. Имеет самое плохое качество по сравнению с другими классами, также имеются большие дефекты, небольшие размеры корпуса и совсем слабая степень надежности. Даже из-за самой низкой стоимости, применение данного класса крайне нежелательно.

Чтобы достичь максимального эффекта от использования СЭС, в эксплуатацию можно вводить панели класса А и В. Так же для использования в малых производственных помещений, введённый в пользование для редкого использования можно принять класс С [5].

В стандартную сборку СЭС входит:

- Несколько модулей солнечной панели
- Стандартный аккумулятор
- Контроллер
- Клеммы
- Кабель
- Стеллаж для установки
- Счетчик

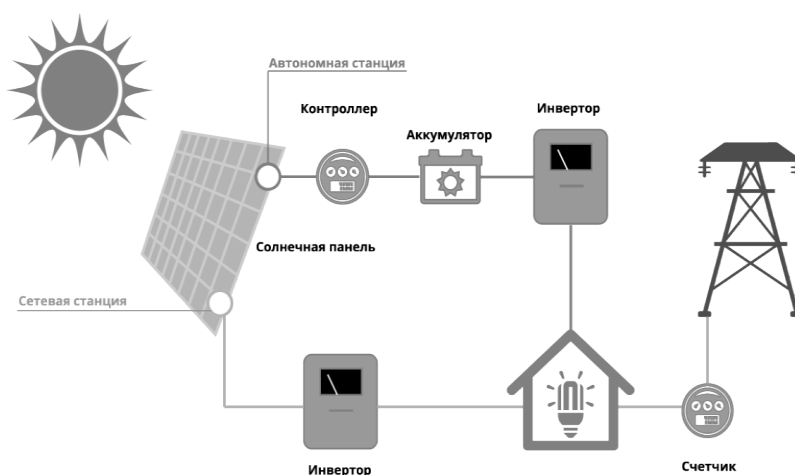


Рис. 3. Конструкция СЭС

Солнечные модули забирают в себя всю энергию, а далее преобразовывают ее в электричество. Одна из главных причин использования контроллера — это распределение тока из модуля во все приборы, находящиеся в доме и потребляемые электричество, а также он контролирует уровень температуры, режим зарядки и напряжения. Инвертор служит в СЭС для того, чтобы преобразовывать постоянный ток в переменный. Накопление энергии происходит за счёт аккумулятора, для того чтобы в несолнечную погоду или ночь можно было обеспечить электричеством дом [6].

ЛИТЕРАТУРА:

1. ГАЗПРОМНЕФТЬ | Солнечная энергетика сегодня: [Электронный ресурс]. URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/researchanddevelopment/proneft/2852/45683/> (Дата обращения: 20.11.2021)
2. Совет инженера | виды солнечных батарей: [Электронный ресурс]. URL: <https://sovet-ingenera.com/eco-energy/sun/vidy-solnechnyx-batarej.html> (Дата обращения: 20.11.2021)
3. Строим дом | устройство и принцип действия солнечной батареи: [Электронный ресурс]. URL: <https://stroim-dom-2013.ru/solnechnyj-invertor-cto-takoe-zachem-nuzhen-tipy-xarakteristiki-kak-vybrat/> (Дата обращения: 05.11.2021)
4. Bloomberg | свойства солнечных батарей: [Электронный ресурс] //. URL: <https://origin.www.bloomberg.com/opinion/articles/2021-01-19/biden-and-the-u-s-should-lead-the-world-on-climate-change>. (Дата обращения 05.11.2021)
5. HELPIKS | Устройство фотоэлемента: [Электронный ресурс] // URL: <https://helpiks.org/6-14193.html>. (Дата обращения: 05.11.2021)
6. Хабр: [Электронный ресурс] // Приборы распределения электрического тока. URL: <https://habr.com/ru/post/460457/>. (Дата обращения: 05.11.2021)

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент, ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ, СВЯЗАННЫЕ С РАБОТОЙ ТЭС, И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Ю.А. Мустахитдинова

Казанский государственный энергетический университет

Топливо-энергетический комплекс России остается главным загрязнителем окружающей среды, а в особенности гидросферы. Конечно же общество не может отказаться от использования электроэнергии, но для предотвращения трагических последствий биосферы нужно приложить максимум усилий по уменьшению негативных явлений. В данной статье рассматривается взаимосвязь теплоэнергетики и водного хозяйства, а также анализируются возможные пути решения данной проблемы.

Эксплуатация тепловых электрических станций (ТЭС) связана с использованием большого количества воды, которая используется для получения пара, для конденсации отработавшего пара, для охлаждения движущихся механизмов и др. Одной из главных проблем ТЭС являются сточные воды, являющиеся источником химического загрязнения: стоки водоподготовки, гидрозолоудаление в случае использования твердого топлива, отработавшие растворы после химических промывок теплосилового оборудования или его консервации, стоки, загрязненные нефтью и т.д. При конденсации пара имеет место тепловое загрязнение водоемов. Тепловые выбросы приводят к зарастанию водоемов водорослями и нарушению кислородного баланса, что в свою очередь может нарушить баланс их флоры и фауны.

Сточные воды очень опасны для водоемов (происходит нарушение газообмена, гибель многих водных обитателей, распространение различных заболеваний) и зачастую классические методы очищения стоков, такие как химические, биологические, механические, биохимические методы не всегда обеспечивают должную очистку. Именно поэтому так важен переход к бессточному режиму водопользования, который заключается в повторном использовании сточных вод, очищенных до конкретных норм, в новом технологическом цикле ТЭС, что позволяет отказаться от забора новой свежей воды и достигнуть большую экономию водных природных ресурсов. Одним из самых первых предприятий, которое разработало и реализовало идею бессточной системы водопользования стало ООО «ЕвроХИМ - БМУ». Если раньше производственные стоки сбрасывались в водоёмы, то с 2012 года они собираются в гидроизолированных чашах аккумулирующей емкости и в объеме до 4000 м³ в сутки возвращаются в производственный процесс. То есть, химический завод «ЕвроХИМ – БМУ» полностью прекратило загрязнение водных ресурсов. В последнее время все больше и больше предприятий стремится к использованию данной системы водоснабжения.

Еще одним важным способом решения данных экологических проблем являются следующие методы: применение новых усовершенствованных систем водоподготовки (мембранные технологии, электродиализ, термический метод), топливных элементов и использование альтернативных источников энергии.

Минэнерго России разработало программу модернизации теплоэлектростанций. Правительство Российской Федерации одобрило проект, рассчитанный на период 2022-2031 года.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Кукин П.П. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов производств (Охрана труда): Высшая школа, Москва, 2011. – 178 с.
2. Кормилицын В.И., Цицкшивили М.С., Яламов Ю.И. Основы экологии – М.: Интерстиль, 1997. – 152 с. Интеллектуальные системы [Электронный ресурс]: учебник / Л.Н. Ясницкий. Электрон. текстовые дан. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний. 2016. 224 с.

Научный руководитель: Р.С. Зарипова, к.т.н., доцент КГЭУ.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

А.А. Рогозинников¹, А.Е. Кувалдин²

Уральский институт управления — филиал Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации¹

Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина²

Растущий спрос на электроэнергию и обеспокоенность мирового сообщества относительно глобального потепления стали драйверами роста заинтересованности в «чистой, зеленой» энергии, основным ресурсом которой являются возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Рост спроса на электроэнергию в 2018 г. составил 2,3% (максимум за десять лет). По причине дополнительных затрат энергии на охлаждение и отопление. [1]. Рост мощности, производимой с помощью ВИЭ превышает увеличение спроса на электрическую энергию. Согласно статистике в 2020 году на новые источники энергии (гидро- и ветряная энергия, солнечная, геотермальная и биоэнергетика) приходилось 72 % от общего прироста мощности за год. Прирост мощности ВИЭ в 2019 году составил 176 ГВт, а в 2018 году 179 ГВт. [2] Наилучшие результаты развития демонстрируют следующие альтернативные источники энергии:

1. Энергия солнца и ветра лидирует в увеличении мощностей: в 2019-2020 году приходилось 90 % от всего прироста для экологичной энергетики. Объемы солнечной энергетики увеличились на 20 % (с 586 ГВт), а энергии ветра – на 10 % (с 623 ГВт). Китай и США продолжают доминировать в наращивании ветроэнергетики, а Индия и Вьетнам на 2020 год облают самыми высокими новыми мощностями в солнечной энергетике.

2. Большую часть в мировом объеме производства с мощностью 1190 ГВт занимает гидроэнергетика. Прирост составил 12 ГВт к 2018 году, причиной которого стали срывы сроков в крупных проектах. Самая большая доля расширения пришлась на Бразилию.

3. Биоэнергетика – мощность 124 ГВт.

Также имеется прирост 14 ГВт геотермальной и 0,5 ГВт морской энергии. В использовании геотермальной энергии лидируют Индонезия и Кения. [3]

Перспективы применения альтернативной энергетики в промышленности зависят от конкретной отрасли. Сталелитейное производство не может использовать низкотемпературное биологическое топливо, а на цементном производстве оно может конкурировать с каменным углем, используемым сейчас для выработки тепла. [8]

Возобновляемые источники энергии из перспективной концепции становятся полноценной частью энергетическо-экономической системы. Согласно статистике, 74 % электроэнергии в проектах с использованием энергии солнца будет иметь меньшую цену, чем электроэнергия, произведённая на современной угольной электростанции. [4] Соответственно, недорогие возобновляемые источники энергии позволят обеспечить электрификацию конечных потребителей. Например, таких как транспорт и здания, реализовать конкурентную косвенную электрификацию.

Однако энергетика не существует сама по себе, 70% энергии, которая вырабатывается человечеством через все доступные источники, обеспечивает работу промышленного сектора. Зелёная энергетика играет роль «усиления» текущих мощностей, но, в тоже время, не способна обеспечить производство базовых предметов: стали, текстиля, цемента, пластика. [9]. Отметим, что 15 лет назад на долю развивающихся стран приходилось лишь 20% добавленной стоимости в промышленности, сегодня уже треть и продолжают расти. В итоге, промышленные потребители могут столкнуться со следующими рисками:

1. Увеличение затрат на передачу энергии, постройка ЛЭП для передачи ветровой и солнечной энергии от разных источников для своевременного обеспечения потребителей. Так как напрямую энергия от ветра доступна от 25 % до 35% времени; солнца — от 10 % до 25 % времени, требуются дополнительные инвестиции.
2. Прерывистость способствует росту дополнительных затрат. Имеющегося количества батарей долгое время будет недостаточно для обеспечения трёхдневного резервного питания электросетей всего мира. Переход на ВИЭ ещё больше повысит требования к хранению трёхдневного запаса электроэнергии.
3. Высокая стоимость утилизации для источников зеленой энергетики.

Стоит отметить, что сторонники «зеленой энергии» не учитывают затраты на утилизацию солнечных батарей, ветряных турбин и накопителей в конце срока службы. Чаще всего показатель EROI, характеризующий отношение затрат на энергию к количеству получаемой энергии очень мал среди альтернативных источников энергии, что необходимо учитывать при анализе их реальной стоимости. [10]

Одним из направлений развития зеленой энергетики, способных удовлетворить спрос на товары и обеспечить энергией производственные мощности развивающихся стран, является атомная энергия. Атомные источники - низкоуглеродная и перспективная сфера, соответствующая Парижским соглашениям по климату.

Привлекательность развития ядерной промышленности и позитивную оценку в сфере климатической политики можно проследить в ЕС, где в рамках «Зеленой сделки – 2019» допускается использование атомной энергии, как части национального энергобаланса. [5]

В сентябре 2020 года количество действующих ядерных энергоблоков в мире составило 441 общей установленной мощностью – 391,7 ГВт. С 2021 года, запланировано строительство 106 ядерных реакторов общей мощностью 113,8 ГВт. Например, в Египте и Узбекистане, где ранее отсутствовали АЭС. Планируют также и другие страны, в их числе Казахстан, Польша, Саудовская Аравия. [6]

Если бы вся суммарная мощность АЭС генерировалась на угольных и газовых электростанциях, то в атмосферу ежегодно попадало дополнительно 2 млрд т углекислого газа. Согласно оценкам, все леса планеты ежегодно поглощают около 2,5 млрд т CO₂. Получается, влияние атомной энергетики на сохранение планеты соизмеримо с «экологической мощностью» всех лесов планеты [7]. Помимо этого, современная атомная промышленность обладает и другими преимуществами:

1. Энергоемкость: 1 кг урана с обогащением до 4 % при полном выгорании выделяет энергию, эквивалентную сжиганию примерно 100 тонн высококачественного каменного угля или 60 тонн нефти.
2. Возможность повторного использования. Уран-235 может быть отправлен на регенерацию и снова использован, в отличие от золы и шлаков органического топлива. Это обеспечивает переход на замкнутый топливный цикл, что означает практически полное отсутствие отходов.
3. Снижение «парникового эффекта». Развитие ядерной энергетики позволяет бороться с глобальным потеплением. Наличие атомных станций в Европе дает возможность избежать выброса 0,7 млрд т CO₂ в год. Атомная энергетика России позволяет уйти от выбросов 0,21 млрд т CO₂ в год.

Ожидается, что развитие ВИЭ позволит резко снизить, а в идеале устранить зависимость от газа и угля в энергетике. Переход транспорта на электричество даст возможность отказаться от нефти. Однако сравнивать стоимость энергии из традиционных и возобновляемых источников достаточно сложно. Сложность перехода на ВИЭ в том, что традиционная энергетика работает по требованию: газовые и угольные электростанции способны выдавать мощность в том объеме и в то время, когда это нужно рынку и промышленности. А вот солнечные и ветровые станции работают лишь при высоком уровне инсоляции и достаточной скорости ветра. В связи с этим могут носить только компенсационный характер.

Тем не менее, по данным консалтинговой компании KPMG, в перспективе 2030–2050 гг. возобновляемые источники энергии будут занимать значительную долю в генерации электроэнергии, поэтому участие в становлении этого рынка и энергетическом переходе является стратегически важным для развивающихся стран, в том числе для сокращения технологического отставания от мировых лидеров.

Безусловно, увеличение доли «зеленой» энергии растёт во всем мире. Увеличение выработки солнечной, ветряной и водной энергии отмечается год от года. Но это не значит, что возобновляемые источники полностью вытеснят традиционные источники энергии. Не стоит забывать, что растёт не только зеленая энергетика, но и общемировое потребление энергии в целом. Чтобы удовлетворить такой спрос, одних возобновляемых источников недостаточно, поэтому объем выработки наращивает нефтяной, газовый и даже угольный сектор. В связи с этим, необходимо комбинировать как традиционные, так и альтернативные способы выработки, не ставя их в противоборство. В настоящее время, понятие альтернативный источники энергии состоит из двух составляющих – возобновилось и экологичность, чему полностью соответствует атомная промышленность, способная обеспечить устойчивое промышленное развитие.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Основные результаты доклада REN21 о Глобальном состоянии возобновляемой энергетики 2018. Режим доступа: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2018_Highlights_Russian.pdf
2. Статистика мощности энергии от ВИЭ в 2020 году Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA). Режим доступа: <https://irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>
3. Официальный сайт Программы ООН по окружающей среде. Режим доступа: <https://www.unep.org/ru/novosti-i-istorii/istoriya/rost-proizvodstva-elektroenergii-ot-vozobnovlyaemykh-istochnikov-v-2019>
4. Отчёт международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) «Стоимость производства электроэнергии из возобновляемых источников в 2020 году». Режим доступа: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
5. Официальный сайт ЕС. Режим доступа: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_425
6. Отчет всемирной ядерной ассоциации WNA. Режим доступа: <https://www.world-nuclear.org/getmedia/3418bf4a-5891-4ba1-b6c2-d83d8907264d/performance-report-2020-v1.pdf.aspx>
7. Отчет Аналитического центра при правительстве Российской Федерации «Атомная энергетика 2020». Режим доступа: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/energo_sept_2020.pdf

8. Официальный сайт ГК «РосБизнесКонсалтинг». Откуда берет средства «зеленая» энергетика. Режим доступа: <https://trends.rbc.ru/trends/green/5d64f35a9a794733fce7791a>
9. Интернет ресурс «Our Future World». Режим доступа: <https://ourfinite-world.com/2019/10/24/how-renewable-energy-models-can-produce-misleading-indications/comment-page-9/#comments>
10. Интернет портал VC.RU. Режим доступа: <https://vc.ru/future/90256-sem-neudobnyh-faktov-o-zelenoy-energetike-o-kotoryh-molchat-smi>

Научный руководитель: В.А. Мунц, д.т.н., зав. кафедрой Теплоэнергетики и теплотехники УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина.

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

А.М. Абдукаримова¹, Д.Э. Старовойтов¹, А.А. Кирякин¹, Н.М. Космынина²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИШЭ, ОЭЭ^{1,2}, группа 5А93¹

Геотермальная электростанция — это особый тип электростанции, которая преобразует внутреннее тепло Земли в электрическую энергию. В настоящее время, геотермальная энергия является наименее используемой во всем мире. Однако ожидается, что подобное положение вещей в самом скором времени изменится. Нарастающий дефицит органических видов топлива, постоянное увеличение стоимости нефти, и, как следствие, продуктов её переработки, заставляют современный мир обращать все большее внимание на альтернативные источники энергии. [1]

В настоящее время мировыми лидерами в получении энергии из земных недр являются Соединенные Штаты Америки, Филиппины, Мексика, Индонезия, Италия, Япония, Новая Зеландия и Исландия. Но и Россия не стоит в стороне. Мутновская геотермальная электростанция на Камчатке – один из ярких примеров преобразования глубинного тепла Земли в электрическую энергию в России. [2]

Геотермальная энергетика – самая перспективная отрасль энергетики, особенно это касается России. Согласно прогнозам специалистов, объемы энергии тепла Земли, сконцентрированная под толщей земной коры в 10 км, в 50 тысяч раз превышают объемы энергии всех мировых запасов углеводородов – нефти и природного газа. [2]

По разным оценкам, ресурсы углеводородных газов в подземных водах Западной Сибири, в том числе и термальных, составляют до 1 тыс. трлн кубометров, а наиболее крупные запасы находятся в арктических районах на глубине 1-4,5 км. Термальные воды содержат в себе не только огромные запасы тепла, но и редкие химические элементы. [3]

Компания Rystad Energy опубликовала прогноз её развития на период до 2025 года. [4]

Авторы отмечают, что энергетический переход стимулирует диверсификацию энергетических, в том числе нефтегазовых компаний, что способствует расширению и геотермального сегмента. [4]

Анализ Rystad показывает, глобальные мощности геотермальных электростанций вырастут с 16 гигаватт (ГВт) в конце 2020 года до 24 ГВт в 2025 году, что потребует 25 миллиардов долларов инвестиций в следующие пять лет. [4]

Геотермальные источники [2]

Электростанции такого плана, как правило, возводятся в вулканических районах той или иной страны. При соприкосновении лавы вулканов с водными ресурсами происходит интенсивный нагрев воды, в результате чего в местах разлома тектонических плит, где земная кора наиболее тонка, горячая вода вырывается на поверхность земли в виде гейзеров, образуя горячие геотермальные озера или подводные течения.

Благодаря таким природным явлениям появилась возможность использования их свойств в качестве альтернативного, можно даже сказать, неисчерпаемого источника энергии. К сожалению, такие геотермальные источники распределены по поверхности земного шара неравномерно. Так на сегодняшний день они обнаружены и используются почти в 60-и странах, в основном, в районе Тихоокеанского вулканического кольца, а также в районе Дальнего Востока России.

Кроме открытых источников, добраться до подземной энергии возможно с помощью бурения скважин, причем через каждые 36 метров температура повышается на один градус. Получаемое таким способом тепло в виде горячей воды или пара можно использовать как для производства электрической энергии, для обогрева помещений, а также для производственных нужд, что актуально для России с холодными зимами.

Согласно типологии Международного энергетического агентства (МЭА), различают 5 типов источников геотермальной энергии: [5]

- сухой пар;
- влажный пар (горячая вода + пар);
- геотермальные воды (горячая вода или пар + вода);
- сухие горячие каменные породы, разогретые магмой;
- магма.

Существует три метода преобразования геотермальной энергии в электричество (рис. 1). И обусловлено это двумя факторами: состоянием среды (вода или пар) и температурой породы.

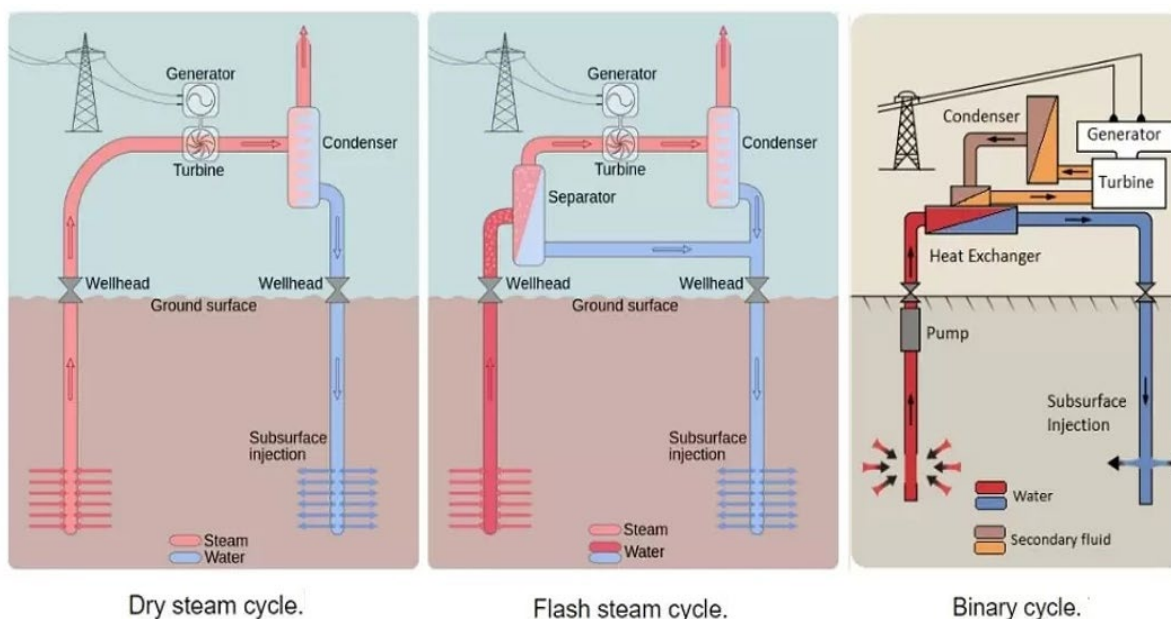


Рис. 1. методы преобразования геотермальной [5]

Упрощенная схема гидротермальной электростанции прямого цикла будет понятна даже ребенку: из земли по трубе поднимается горячий пар, который раскручивает турбину генератора, а после устремляется в атмосферу. Всё действительно так просто, если нам повезло найти подходящий источник пара. [6]

Непрямой метод – использование водяного пара. При этом температура воды должна быть выше $180\text{ }^{\circ}\text{C}$, чтобы под собственным давлением течь вверх через скважину. Хотя это более низкая температура, чем у сухих паровых установок. Когда давление уменьшается, часть воды «вспыхивает» в виде пара, который проходит через секцию турбины. Оставшаяся вода, которая не стала паром, возвращается обратно в скважину и может также использоваться для отопления. Стоимость этих систем увеличивается из-за более сложных механизмов, однако они все еще могут конкурировать с обычными источниками питания. [5]

Смешанный, или же бинарный метод – использование геотермальных вод в сочетании со вспомогательной жидкостью, цикл которого был изобретен в СССР. В нём жидкость из скважины вообще не подается на турбину ни в каком виде. Вместо этого в теплообменнике она разогревает другую рабочую жидкость с меньшей температурой кипения, которая, превращаясь в пар, раскручивает турбину, конденсируется и вновь возвращается в теплообменную камеру. В роли таких рабочих жидкостей может выступать, например, фреон, один из видов которого (фтордихлорбромметан) кипит уже при $51,9\text{ }^{\circ}\text{C}$. Бинарный цикл можно сочетать с комбинированным, когда на одну турбину будет подаваться пар, а отделенная вода направится в другой контур для разогрева теплоносителя с низкой температурой кипения. [5],[6]

Недостатки ГеоТЭС [5]

Экологическая проблема. Ущербом для окружающей среды может стать высокое потребление пресной воды, что, в конечном результате, приведет к ее дефициту. Жидкости, которые извлекаются из земли в процессе бурения, содержат большое количество токсичных химических веществ (в том числе мышьяка и ртути), а также парниковых газов (таких как сероводород, диоксид углерода,

метан, аммиак и радон). Если они неправильно утилизируются или обрабатываются, то могут попасть в атмосферу или просочиться в грунтовые воды и нанести ущерб окружающей среде и здоровью людей.

Географические ограничения. Геотермальная активность наиболее высока вдоль тектонических линий разломов в земной коре. Именно в этих местах геотермальная энергия имеет самый большой потенциал. Недостаток в том, что немногие страны могут использовать геотермальные ресурсы.

Сейсмическая нестабильность. Есть основания полагать, что геотермальные сооружения вызывали подземные толчки в разных частях мира. Несмотря на то, что сейсмическая активность зачастую незначительна, она может привести к повреждению здания, травмам и смерти.

Дорогое строительство. ГеоТЭС требуют значительных инвестиций. Хотя они имеют низкие эксплуатационные расходы, стоимость их строительства может быть намного выше, чем угольных, нефтяных и газовых электростанций. Большая часть этих затрат касается разведки и бурения геотермальных энергетических ресурсов. Традиционные электростанции не требуют разведки или бурения. Еще ГеоТЭС требуют специально разработанных систем отопления и охлаждения, а также другого оборудования, способного выдерживать высокие температуры.

Возможное истощение. Исследования показывают, что без тщательного управления геотермальные резервуары могут истощиться. В таких случаях ГеоТЭС станут бесполезными, пока резервуар не восстановится. Единственный неистощимый вариант – это получение геотермальной энергии прямо из магмы, но данная технология все еще находится в процессе разработки. Этот вариант стоит вложений в основном благодаря тому, что магма будет существовать миллиарды лет.

Преимущества ГеоТЭС [7]

- Запасы геотермальной энергии велики, хотя и не бесконечны. Ее можно считать возобновляемым источником энергии — во всяком случае, при условии, что в нагнетательную скважину не закачивается слишком много воды за слишком короткое время.
- Геотермальная электростанция для работы не требует поставок топлива из внешних источников.
- Работа геотермальных электростанций не сопровождается вредными или токсичными выбросами (см., однако, третий недостаток геотермальных электростанций ниже).
- Помимо необходимого для первого старта насоса (или насосов) внешнего источника энергии, геотермальным электростанциям для дальнейшей работы внешняя энергия (топливо) не нужна. С началом работы геотермальной электростанции ее насосы можно запитывать электричеством, которое вырабатывается на самой станции.
- Эксплуатация геотермальной электростанции не требует дополнительных расходов, кроме расходов на профилактическое техобслуживание или ремонт.

- Геотермальные электростанции не портят пейзаж и не требуют значительного землеотвода.
- Обычная геотермальная электростанция, расположенная на берегу моря или океана, может применяться и для опреснения воды, которую затем можно использовать для питья или ирригации. Опреснение происходит естественным путем в результате дистилляции — разогрева воды и охлаждения водяного пара в процессе работы электростанции.

Подводя итог, выработка энергии за счет геотермальных электростанций имеет большие перспективы и будет активно развиваться ближайшие годы. В нашей работе мы кратко рассмотрели принцип работы геотермальных электростанций, их плюсы и минусы, а также обозрели нынешнюю, достаточно актуальную, ситуацию в мире относительно геотермальных источников.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Баскаков А. П. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие / А. П. Баскаков, В. А. Мунц; Москва: Изд-во Бастет, 2013. – 368с.
2. Баратова О. Геотермальная энергетика в России URL: <https://yaaspirant.ru/spisok-literatury/kak-v-spiske-literatury-oformlyat-internet-istochniki> (Дата обращения 23.11.2021)
3. Наука ТАСС: [Новости] URL: <https://nauka.tass.ru/nauka/4274378> (Дата обращения 23.11.2021)
4. Сидорович В. RenEN URL: <https://renen.ru/geotermalnaya-energetika-vyrastet-na-50-do-2025-goda/> (Дата обращения 23.11.2021)
5. Avenston Геотермальные электростанции: за и против URL: <https://avenston.com/ru/articles/geothermal-pp-pros-cons/> (Дата обращения 23.11.2021)
6. Toshiba Геотермальная энергетика: как тепло Земли превратили в эффективный энергоресурс URL: <https://habr.com/ru/company/toshibarus/blog/442632/> (Дата обращения 23.11.2021)
7. Enersy.ru Преимущества и недостатки геотермальных электростанций URL: <http://www.enersy.ru/energiya/preimuschestva-i-nedostatki-geotermalnyh-elektrostantsiy.html> (Дата обращения 23.11.2021)

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ИСТОЧНИКОМ ЭНЕРГИИ НА БАЗЕ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА И СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ

М.О. Уткин, Н.С. Россамахина, М.А. Сафин
Казанский государственный энергетический университет

Аннотация: В исследовательской работе рассматривается процесс контроля и управления автоматизированного объекта производства электроэнергии, построенного на основе возобновляемого источника энергии (ветровая и солнечная энергетика).

Ключевые слова: солнечная и ветровая энергетика, альтернативные источники электроэнергии, чистая энергетика, возобновляемая энергетика, управление автономными энергетическими комплексами, автоматизация, управление электроснабжением.

В современной экологической обстановке все чаще и чаще звучат рекомендации и призывы к переходу на альтернативную, чистую и более экономическую энергетику, в том числе все чаще упоминается ветровая и солнечная энергетика, считающаяся более эффективной, простой и удобной для не сведущего в ней простого обывателя, в отличие от сложной и недоработанной водородной энергетики, пугающей ядерной энергетики, недоработанных термогенераторов и других источниках. Однако, у разрекламированной и возвышенной в средствах массовой информации, социальных сетях и фантастических фильмах солнечной и ветровой энергетики имеются свои «подводные камни», о которых необходимо упомянуть прежде чем переходить к непосредственному описанию автоматизированного объекта.

При использовании возобновляемых источников энергии выделяют следующие проблемы:

1. солнечная и ветровая энергия не постоянна и производство электроэнергии от нее производится периодически;
2. не каждый регион России подходит для 100 % использования возобновляемых источников энергии в связи с особенностью рельефа, наличия солнечной радиации и ветровой нагрузкой;
3. затраты на возобновляемые источники энергии могут превышать затраты на использование газовых и термогенераторов такой же мощности;
4. нет установленных ГОСТов, регулирующих правила расчета возобновляемых источников энергии. Дополнительно в России не существует единой базы солнечной радиации по регионам, да имеются карты, но они носят не расчетный, а информационно рекомендательный характер. Данные их примерны и иногда не верны вовсе [1];
5. при применении в условиях крайнего севера необходимо использование обогрева контрольно-измерительных приборов и исполнительных механизмов, что является проблемой при дефиците электроэнергии [2].

Также на сегодняшний день нет проработанных в достаточной степени компьютерных программ, способных дать точный ответ о применении возобновляемого источника в той или иной местности без пересчетов во вне.

Одной из систем используемой для построения трехмерных моделей и для проектирования управления электроснабжения от возобновляемых источников энергии является ПО от Autodesk [3].

Основными научными организациями на Российском рынке и рынке СНГ в области построения энергонезависимых комплексов на базе возобновляемых источников энергии выступают ведущие предприятия, такие как НПО «Вымпел», ЗАО НИЦ «Инкомсистем» и другие компании.

В нашем проекте мы используем следующие источники энергии:

1. Солнечные панели;
2. Ветрогенератор(ы);

Третьим и четвертым источником питания могут выступать: дизельгенератор, термогенератор, газовый генератор, энергия приливов, тепловыделяющие элементы, геотермальная энергетика.

В качестве основных элементов автоматизации среднего уровня выступают контроллеры заряда, разряда, балластной нагрузки, а также контроллеры управления исполнительной арматурой объектов нефтегазовой промышленности, вычислительные комплексы, вспомогательное интерфейсное оборудование и оборудование связи.

В тоже время в работе [4] раскрываются перспективы развития цифровых технологий в том числе и для возобновляемых источников энергии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Котилко В.В., Фарков А.Г. Потенциал развития возобновляемых источников энергии в аграрных регионах Западной Сибири // Региональная экономика: теория и практика. 2013. №15.
2. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью // Четошникова Л.М., Смоленцев Н.И., Четошников С.А., Гусаров Г.В. - Известия высших учебных заведений. Проблемы Энергетики. 2018; 20(5-6): 3-12.
3. Autodesk. «Make anything» – URL: <https://www.autodesk.ru/> (дата обращения: 03.11.2021).
4. Смирнова Л.А., Мусин Д.Т., Сиразутдинов Ф.Р. Об опыте использования цифровых технологий в научно-исследовательской работе студентов-энергетиков // Проблемы качества графической подготовки студентов в техническом вузе: традиции и инновации. — Пермь, 2016. —Т. 1. — С. 321-325.

Научный руководитель: В.А. Рукавишников, д.пед.н., профессор КГЭУ.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО СОЗДАНИЮ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ БОЛЕЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА СУЯЗ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

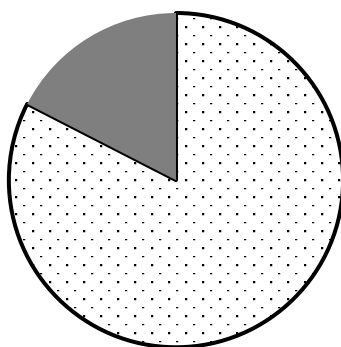
К.А. Хужажинова, В.В. Верхотурова
Томский политехнический университет
ИЯТШ, группа 0АМ0Ф

Атомная энергетика в Казахстане – это логическое продолжение программы по развитию атомной промышленности и стремления страны к «Чистому нулю».

При решении НАК "Казатомпром" воссоздать промышленность замкнутого цикла компания должна подготовить решение ряда проблем, с которыми столкнется атомная отрасль Казахстана: настроенность общественности по отношению к атомным электростанциям; отсутствие системы подготовки профессиональных кадров отрасли.

Кризис доверия к специалистам атомной энергетики сейчас обусловлен секретностью, испытаниями на Семипалатинском ядерном полигоне и аварией на Чернобыльской АЭС. Помимо этого, по сей день активную деятельность ведут организации, пропагандирующие использование лишь "зеленых" источников электроэнергии, что не совсем осуществимо в настоящих реалиях. Есть и организации, которые дезориентируют общество в отношении безопасности и экологичности атомной энергетики.

За последние 3 года на территории РК было проведено 35 мероприятий с тематикой атомной промышленности, из которых лишь 6 были направлены на работу с молодым поколением, в остальных же принимали участие действующие специалисты отрасли. Очевидным является увеличение первых для просвещения юных граждан [1].



□ Для действующих сотрудников ■ Для молодого поколения

Рис. 1. Мероприятия, проводимые НЯЦ РК за последние три года
в атомной отрасли

Фактически PR-компания в пользу проекта по строительству АЭС в РК для "Казатомпром" является частью управления ядерными знаниями (УЯЗ) в стране.

В связи с этим представлен ряд общих рекомендаций для работы с разными возрастными группами:

1. Детский сад и начальная школа. Создание тематических раскрасок, мультфильмов и игрушек. Так, у ребенка формируется позитивный мышлеобраз на начальном этапе становления личности. Ценным для детей такого возраста является создание нового своими руками. Так, Hinkley Point C (НРС) в рамках программы Inspire (pre 16) выезжают в начальные школы и детские сады с материалами, из которых подручными средствами можно смастерить минималистичный макет работающей АЭС и ее элементов [2].

2. Средняя и старшая школа. Формирование дополнительных занятий по предметам STEM (science, technology, engineering and math). Преподавание может осуществляться как очно, так и в онлайн формате. Для мотивации преподавателей следует разработать конкурс, по результатам которого победителям будут подарены денежные или другого рода призы.

Основным оценочным показателем будет являться динамика успеваемости ученика и средний балл по предметам STEM, отзывы учеников, посещавших курсы, и результаты специально разработанной контрольной работы по проверки знаний. Для автоматизации процесса рекомендуется проведение проверочных работ через программу «Экзамус», которая предоставляет возможность удаленно выполнить работу при автоматическом контроле отсутствия использования сторонних источников информации. Интерес школьников может поддерживаться уровнем и качеством преподавания, либо дополнительными призами по результатам посещения и контрольных работ. Преподавателями данных курсов могут быть действующие преподаватели, будущие специалисты из университетов, а для среднего звена это и вовсе могут быть ученики старших классов. Проведение данных курсов подразумевает наличие аудиторий, в связи с этим требуется достичь определенных договоренностей со школами для предоставления помещений.

Для учеников выпускных классов следует разработать схематичные путеводители о путях поступления в ВУЗ с ядерными специальностями, который должен содержать в себе определенные шаги по поступлению, дальнейшие перспективы трудоустройства на территории РК, а также базу данных (БД) профессий с точными описаниями.

Возродить интерес учеников данного звена к профессии можно через лекции в школах и через выездные экскурсии на действующие и строящиеся предприятия. Благодаря этому молодое поколение сможет наяву ознакомиться со спецификой объектов и особенностью будущей профессии. Важно показать молодому поколению, что ядерной отрасли требуются представители разных специальностей: менеджеры, программисты и многие другие смежные профессии смогут работать даже с начальной стадии проектирования объекта. Так, успешно реализуется программа «Inspire» НРС, где ученикам предоставляется возможность посетить объекты и даже немного поучаствовать в стройке. Слоганом данного проекта является фраза: "Найди себя на НРС".

3. Университет. Для студентов рекомендуется организовывать научные конференции для выявления талантливой молодежи; стипендии именных или

фондов национальной атомной компании, что придаст огласке "Казатомпром" и будет повышать личный бренд компании.

Рекомендуется создание программы наставничества при написании научно-исследовательских работ, в рамках которой действующие предприятия выставляют ряд актуальных, требующих решения, вопросов, предоставляют человека с объекта, который компетентен в данной сфере. Тем самым будет достигнуто несколько целей одновременно: студент с начальных курсов начнет заниматься написанием и исследованием прикладной работы, научный руководитель с университета будет курировать проект в рамках учебного заведения, куратор с производства будет также координировать студента, предоставляя актуальную информацию и данные из отрасли. Так в результате данной работы, по окончании бакалавриата у студента будет написана актуальная выпускная квалификационная работа, месячный опыт практики на предприятии и будет получено представление о качествах данного студента в рамках работы над проектом.

Создание целевого обучения с обязательной отработкой в течение нескольких лет позволит снизить прогнозируемую нехватку представителей определенной профессии.

При рекомендованном участии «Казатомпром» на университетских «Ярмарках вакансий» у студентов появляется возможность найти будущее место работы и узнать о компании из уст работников, а также определиться с возможным местом для прохождения практики или стажировки.

4. Работа. Лучшей практикой по УЯЗ в рамках компании в мире обладает «Росатом», в рамках созданной информационной платформы охватываются все стадии жизненного цикла знаний от формирования до коммерциализации. Подробный принцип платформы изображен на рисунке 2. Данные могут загружаться, храниться и передаваться во внешние базы данных мировых сообществ ядерной индустрии. Все загружаемые работы проходят через систему Антиплагиат, что позволяет повысить уникальность создаваемой базы [3].



Рис. 1. Принцип работы информационной платформу «Росатом»

Существующая у "Казатомпром" БД также требует совершенствования. Стоит отметить, что данные заполняются своевременно по факту выполнения работы в соответствующую папку, в то время как у "Росатом" информация на платформе загружается согласно определенной матрице для легкого дальнейшего поиска. Обучающие материалы на платформе рекомендуется предоставлять как в текстовом, так и в видео формате.

Заключение. Согласно проведённому анализу информации Российская Федерация уделяет особое внимание УЯЗ лишь в рамках корпорации, одновременно с этим зарубежные страны заботятся о вовлечении молодого поколения в ядерную отрасль через специально разработанные программы. Перенимая опыт зарубежных коллег и следуя рекомендациям в данной работе, «Казатомпром» создаст благоприятные условия для более широкого использования ядерной энергетики через разработку и применение уникальной системы УЯЗ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Архив новостей [Электронный ресурс] / Ядерное общество Казахстана. URL: <http://www.nuclear.kz/news/?lang=ru> (дата обращения: 13.07.2021)
2. EDF Inspire program [Электронный ресурс] / edfenergy URL: <https://www.edfenergy.com/energy/nuclear-new-build-projects/hinkley-point-c/for-teachers-students-and-educators/inspire> (дата обращения: 21.07.2021)
3. Классификация технологий работы с корпоративными знаниями [Электронный ресурс] / Росатом. URL: <http://www.innov-rosatom.ru/suz-rosatoma/> (дата обращения: 15.08.2021)

Научный руководитель: В.В. Верхотурова, к.и.н., доцент ИЯТШ ТПУ.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПСИХОФИЗИЧЕСКОГО ТЕСТИРОВАНИЯ, НАПРАВЛЕННАЯ НА ВЫЯВЛЕНИЕ ЛИЦ, СКЛОННЫХ К СОВЕРШЕНИЮ ЗЛОНАМЕРЕННЫХ ДЕЙСТВИЙ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЯТЦ

К.А. Хужажинова¹, А.О. Семенов²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИЯТШ^{1,2}, группа 0АМ0Ф¹

Выявление компонентов диагностики. Отсутствие аналитических обзоров на психологические портреты диверсантов представляют возможным проведение параллели между эмоциональным состоянием террориста и внутренним нарушителем [1].

На данный момент исследования, проводимые на основе террористических актов, совершенных в мире в последний годы, выделяют несколько основных типов террористов:

- террорист «зомби»;
- террористы из мести;
- террористы «патриоты»;
- террористы за деньги;
- террористы «поневоле»;
- террористы «маньяки».

Из всех вышеперечисленных типов целесообразно для данной работы выделить типы террористов из мести, «поневоле» и за деньги, так как наличие других типов сотрудников на предприятиях ЯТЦ маловероятно.

Террористами «мстителями» чаще всего являются люди с неустойчивым эмоциональным состоянием, которые потеряли близких и смысл жизни. Месть в данном случае может быть направлена как на объекты государственной власти, так и на конкретное лицо. Прямым отличием среднестатистического человека от такого террориста является неспособность разделять разум от переживания эмоций.

Мотивация же террориста «поневоле» в корне отличается от «мстителя». Взятие в заложники членов его семьи, угроза преданию огласке каких-либо дискредитирующих данного человека сведений подталкивают человека к совершению террористических актов. При разговоре он не смотрит собеседнику в лицо, избегает контакта глаз. Голос у такого террориста обычно приглушенный, тихий, речь замедленная [2].

Террорист, который совершает злонамеренный акт за деньги, преследует лишь материальную выгоду. Такой тип личности не придерживается все принятым принципам и готов на любые поступки лишь бы получить прибыль. К тому же еще прибавляется безразличие к окружающим, что только усиливает риск совершения деяния тяжелой степени последствий. Террорист за деньги характеризуется как человек нервный и напряженный [3].

На основе изученных портретов террориста выявлен ряд компонентов, анализ степени выраженности которых позволит составить наиболее полный эмоциональный портрет человека, а также определить его склонность к совершению злонамеренных актов:

- экстраверсия;
- нейротизм;
- импульсивность;
- свойственность к аффективному состоянию;
- склонность к воспроизводству неотреагированных переживаний;
- виды и степень агрессии.

Методики психофизического тестирования для диагностики степени выраженности ранее представленных компонентов:

- экспресс-диагностика характерологических особенностей личности Т. В. Матолиной;
- экспресс-диагностика неуправляемой эмоциональной возбудимости В. В. Бойко;
- экспресс-диагностика на склонность к аффективному поведению В. В. Бойко;
- экспресс диагностика склонности к воспроизводству неотредактированных переживаний В. В. Бойко;
- тест на диагностику состояния агрессии Л. Г. Почебута.

Разработка методики тестирования. Суммарное количество вопросов в методиках: 135 штук. Для увеличения эффективности, а именно уменьшения

времени, которое затрачивается на прохождения одного тестирования, было принято решение сократить количество вопросов, удаляя взаимоисключающие и те, по которым выявляется фактор правдивости в опросниках, а также перемешать вопросы в хаотичном порядке. Всего взаимоисключающих утверждений выявилось 16 штук. Решение перемешать вопросы в хаотичном порядке было принято для того, чтобы испытуемый не смог выявить зависимость между ними и заранее предугадать ряд факторов, степень выраженности которых определяется по результатам опросника. Для уменьшения фактора усталости и, как следствие, ложного результата при заполнении вопросников 119 утверждений были разделены на 5 тестов, каждый из которых содержал по 25 вопросов. Добавление к последнему тесту шести вопросов из ранее пройденных опросников позволило уровнять количество утверждений в каждом тесте.

Анализ результатов психологического тестирования сотрудников ИРТ-Т. Количество испытуемых, на которых была апробирована методика, составило 30 человек. Должности сотрудников варьировались от стажера до главного инженера реактора.

Экспресс-диагностика неуправляемой эмоциональной возбудимости В.В. Бойко, результаты которой графично изображены на рисунке 1, для группы сотрудников ИРТ-Т показала, что эмоциональная возбудимость и импульсивность не свойственны для 69% прошедших исследование сотрудников. Наличие некоторых признаков импульсивности выявлено для 31% исследованной группы работников реактора. Высокая степень импульсивного поведения, согласно результатам проведенной методики, не свойственна никому из группы испытуемых.



Рис. 1. Показатели неуправляемой эмоциональной возбудимости сотрудников ИРТ-Т

Тест агрессивности Л.Г. Почебуты для группы сотрудников ИРТ-Т выявил показатели агрессивности, которые изображены на рисунке 2.

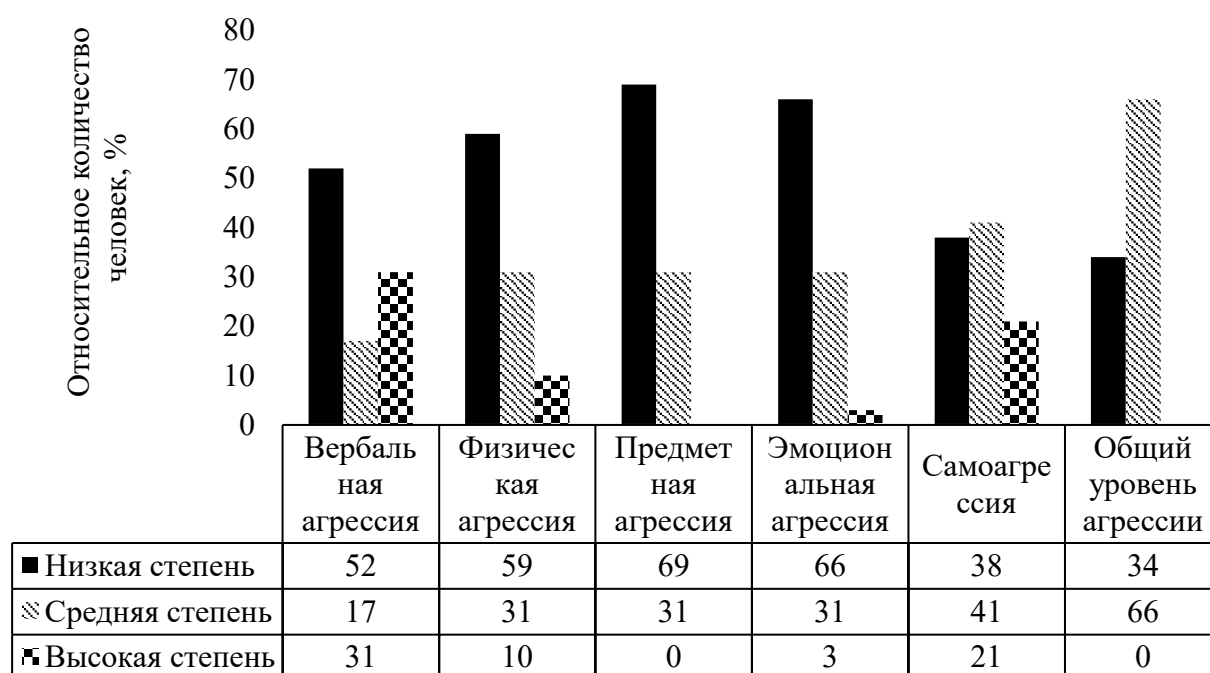


Рис. 2. Показатели степени выраженности агрессивности сотрудников ИРТ-Т

Высокая степень общего уровня агрессии характерна не характерна ни для одного из участников исследования, средняя степень выявлена у 66% сотрудников ИРТ-Т. Низкие значения показали 34% участников исследования.

Формирование группы риска. Разработанная методика позволяет выявить группу риска сотрудников, которые могут являться потенциальными внутренними нарушителями. При формировании группы риска обращалось внимание на низкую или высокую степень выраженности компонента. Так, в шкале склонности к неуправляемой эмоциональной возбудимости у всех испытуемых выявлен средний уровень выраженности, а в шкале воспроизводства неотредактированных переживаний присутствует лишь один испытуемый с высоким показателем компонента.

Таблица 1. Группа риска

Количество отклонений	Номер испытуемого						
4	1	7	9	10	15	16	29
3	18	20	27	2	6		
2	24						
1	17						

Таким образом выявлено 14 испытуемых у которых есть, как минимум, одно отклонение от нормы. Результаты формирования группы риска представлены в таблице 1.

Заключение. Разработана методика психофизического тестирования для выявления возможных лиц, потенциально склонных к осуществлению злонамеренных актов на предприятиях ядерного топливного цикла. Анализ психофизического тестирования сотрудников ИРТ-Т продемонстрировал средние и низкие показатели степени выраженности компонентов. Сформирована группа риска сотрудников ИРТ-Т в количестве 14 человек с неустойчивыми личностно-психологическими особенностями; рекомендуется создание базы данных ответов сотрудников для отслеживания динамики изменения психофизического состояния.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Психологический аспект международного терроризма [Электронный ресурс] // Вединская Т. Ю., Дзигумская Е. А. Киев, 2007 г. URL: <https://psyfactor.org/terror2.htm> (дата обращения 09.07.2020)
2. Психологические основы терроризма и антитеррористической деятельности в современных условиях // Лепёшкин Н.Я., Василин В.Г., Обирин А.И., Талынёв В.Е.- М: ЮрПси, 2018,- 96 с.
3. Фетискин Н. П. и др. Социально-психологическая диагностика развития личности и малых групп: Учеб. пособие/ Фетискин Н. П., Козлов В. В., Мануйлов Г. М. - Саратов: Вузовское образование, 2017.- 123 с

Научный руководитель: А.О. Семенов, ст. преподаватель ИЯТШ ТПУ.

ОХЛАЖДЕНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ С ПОСЛЕДУЮЩИМ ПРИМЕНЕНИЕМ ОТВЕДЁННОГО ТЕПЛА

А.Б. Хуртов

Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова

В настоящее время существует тренд на развитие альтернативной энергетики, благодаря которой возможно получать электрическую энергию и тепло из таких источников, применение которых наносит минимальный (если не нулевой) вред экологии в результате снижения использования угля, газа или нефтепродуктов. Несмотря на это, при проектировании систем, позволяющих получать энергию из возобновляемых источников, необходимо учесть их эффективность, экономичность и экологичность.

Из всего множества видов «чистой» энергии, представленных в настоящее время, стоит отметить солнечное излучение, которое позволяет получать электрическую энергию при помощи фотоэлектрических преобразователей. Помимо производства электрической энергии, гелиоэнергетика позволяет использовать солнечное излучение для нагрева воды с помощью солнечных коллекторов для последующего бытового использования, такое как горячее водоснабжение и отопление.

Однако развитие солнечной энергетики сопряжено с определенными задачами, решение которых подразумевает достижение максимального эффекта. Одна из таких задач – повышение коэффициента полезного действия (КПД) фотоэлементов, что в дальнейшем позволит снизить потери при производстве электроэнергии и снижению экономических затрат.

На данный момент среднее значение КПД солнечных батарей, производимых в России, составляет 16%, но во время работы температура элемента в летнее время может достигать 60-70°C, вследствие чего происходит падение коэффициента полезного действия [1]. Исходя из этого: нагрев солнечных батарей в результате их работы приводит к снижению их энергоэффективности, что влечёт

за собой экономические потери в результате наличия нереализованного потенциала генерации электроэнергии.

Таким образом, получение электроэнергии посредством солнечных батарей в настоящее время является востребованным, однако вопрос снижения КПД в результате нагрева фотоэлементов во время работы является актуальным и требует решения. Следовательно, необходим способ, с помощью которого можно снизить температуру солнечных батарей.

Для решения данной проблемы в Китае уже были представлены разработки, позволяющие охлаждать солнечные батареи посредством гелиевых листов, установленных с тыльной стороны элементов. Суть представленного китайскими учёными решения заключается в накоплении листами влаги ночью с последующим её испарением днём, что приводит к охлаждению солнечных батарей и, как следствие, применение данного решения обеспечивает повышение генерации электроэнергии солнечными батареями на 13-19% в результате снижения температуры фотоэлементов на 10°C [2].

Однако данный метод предполагает рассеивание тепла без последующего его использования, что в условиях умеренно-континентального климата можно рассматривать как нереализованную возможность применения тепловой энергии с пользой. Применение солнечного излучения для обогрева не является новшеством, так как для таких целей применяются солнечные коллекторы, однако использование тепла, производимого в результате работы солнечных батарей, позволит получить следующие преимущества:

- повышение производства электроэнергии солнечными батареями за счёт снижения температуры солнечных элементов, которая в результате отвода тепла будет ближе к номинальным рабочим показателям, что приведёт к повышению КПД;
- снижение потребления невозобновляемых топливных ресурсов для обогрева помещений и горячего водоснабжения, что приводит к уменьшению экономических затрат и оказанию меньшего влияния на окружающую среду в результате снижения выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение электрической и тепловой энергиями районов, труднодоступных для основных сетей электро- и теплоснабжения.

Таким образом, применение системы охлаждения солнечных батарей, которая будет отводить тепло для последующего использования, является актуальным и востребованным для территорий с умеренно-континентальным климатом и стоит дальнейшего изучения, так как данное решение позволит избавиться от проблем как связанных с эффективностью работы солнечных элементов, так и необходимостью обогрева и горячего водоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Лукутин Б.В. и др. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. - М.: Энергоатомиздат, 2008.- 231 с.

2. Li, R., Shi, Y., Wu, M. et al. Photovoltaic panel cooling by atmospheric water sorption–evaporation cycle // Nature Sustainability. - 2020.- N 3.- С. 636–643.

Научный руководитель: Е.О. Мартко, к.т.н., доцент, АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Д.А. Белянинова

Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина

Производство тепловой и электрической энергии в настоящее время сопровождается достаточно высоким уровнем негативного воздействия на окружающую среду. К основным видам воздействий относят выбросы загрязняющих веществ, сбросы в водоемы, размещение отходов, негативное воздействие шума, вибрации, тепла, электромагнитных полей. Теплоэнергетика в настоящее время занимает «лидирующее» место среди других отраслей промышленности по масштабам загрязнения атмосферы: 27,7% всех выбросов приходится на данную отрасль. Следовательно, снижение негативного влияния отрасли на окружающую среду – это одна из приоритетных задач для дальнейшего развития теплоэлектроэнергетики.

Загрязнение от промышленных предприятий бывает следующих типов:

1. Химическое.

Сжигание углеродсодержащих топлив приводит к появлению двуокиси углерода CO_2 , которая выбрасывается в атмосферу и способствует созданию парникового эффекта. Другим источником кислотных осадков являются окислы азота, которые возникают в топках ТЭС при высоких температурах. Далее эти окислы поступают в атмосферу, вступают в реакцию с парами воды в облаках и создают азотную кислоту, которая вместе с осадками попадает на землю. Сточные воды ТЭС и ливневые стоки с их территорий, загрязненные отходами технологических циклов энергоустановок и содержащие ванадий, никель, фтор, фенолы и нефтепродукты, при сбросе в водоемы могут оказать влияние на качество воды, водные организмы. Изменение химического состава тех или иных веществ приводит к нарушению установившихся в водоеме условий обитания и сказывается на видовом составе и численности водных организмов и бактерий и, в конечном счете, может привести к нарушениям процессов самоочищения водоемов от загрязнений и к ухудшению их санитарного состояния.

2. Тепловое.

Производство механической и электрической энергии не может осуществляться без отвода в окружающую среду значительных количеств теплоты, что не может не приводить к увеличению средней температуры на планете. Тепловое загрязнение отягощается тем, что сжигаемые вещества увеличивают

концентрацию углекислого газа в атмосфере. ТЭС производят энергию при помощи турбин, приводимых в движение нагретым паром. При работе турбин необходимо охлаждать водой отработанный пар, поэтому от энергетической станции непрерывно отходит поток воды, подогретой обычно на 8-12°C и сбрасываемой в водоем. В результате повышения температур в водоеме и нарушения их естественного гидротермического режима интенсифицируются процессы «цветения» воды, уменьшается способность газов растворяться в воде, меняются физические свойства воды, ускоряются все химические и биологические процессы, протекающие в ней. В зоне подогрева снижается прозрачность воды, увеличивается рН, увеличивается скорость разложения легко окисляющихся веществ.

3. Радиоактивное.

В каменном угле и летучей золе содержатся значительные количества радиоактивных примесей. Годовой выброс в атмосферу в районе расположения ТЭС мощностью 1 ГВт приводит к накоплению на почве радиоактивности, в 10-20 раз превышающей радиоактивность годовых выбросов АЭС такой же мощности. Кроме биогенных веществ здесь аккумулируются тяжелые металлы, радиоактивные элементы и многие ядохимикаты с длительным периодом жизни. Продукты аккумуляции делают проблематичной возможность использования территорий, занимаемых водохранилищами, после их ликвидации.

Важнейшим направлением в развитии систем энергоснабжения промышленных предприятий в условиях рыночной экономики является использование небольших теплоэлектростанций (ТЭС) с энергетическими газотурбинными установками (ГТУ). Строительство таких ГТУ будет способствовать улучшению экологической ситуации, экономии топлива и достижению максимальной эффективности использования топлива.

В данной работе разберем один из таких объектов - газотурбинную теплоэлектростанцию ГТЭС «Коломенское» с установленной мощностью 136 МВт. Электростанция непосредственно примыкает к районной тепловой станции (РТС) «Коломенское». Станция была введена в эксплуатацию 26 мая 2009 года, строительный период занял 22 месяца.

Отличие газотурбинной электростанции от обычной РТС в том, что ГТЭС одновременно вырабатывает и тепло, и электроэнергию, что позволяет более чем на 30% экономить топливо. Следует добавить, что такие станции экологически безопасны, так как их трубы практически не дымят. Проектная эффективность использования топлива (выработка тепловой и электрической энергии) составляет 82,9 %. Станция окружена жилой застройкой, что потребовало специальных мер по снижению шумового воздействия. После ввода в эксплуатацию ГТЭС «Коломенское» специалисты компании Siemens признали ее самой тихой электростанцией в Европе.

На ГТЭС установлены три газотурбинные установки SGT-800 производства Siemens IT по 45,3 МВт. Каждая турбина имеет индивидуальный звуко-теплоизолирующий кожух. Номинальная мощность первой версии SGT-800 составляла 43 МВт. После ряда модификаций мощность газовой турбины была увеличена на 35 % и составляет в настоящее время 57 МВт. В результате

модернизации был снижен уровень выбросов NO_x с 25 до 15 мг/м³ – это достигнуто за счет оптимизации конструкции камеры сгорания и использования передовых систем управления процессами горения и диагностики.

По экологическим показателям (в частности, по концентрации диоксида азота), выбросы в атмосферу старой РТС превышают аналогичные показатели ГТЭС в 3-5 раз, при этом сжигается газа на 30-40% больше. ГТЭС «Коломенское» - совершенно новая станция, с эффективностью газопотребления в 6,5 раз выше, чем у соответствующих старых станций, в 4 раза ниже по себестоимости, на порядок тише и в 5 раз экологически безопасней.

Благодаря энергетическому прогрессу, заинтересованности людей в улучшении состояния окружающей среды и постоянным модернизациям ГТУ происходит следующее:

1. снижение уровня выбросов CO_2 за счет повышения КПД двигателя;
2. снижение выбросов NO_x и CO , а также несгоревших компонентов путем оптимизации процессов горения;
3. повышение топливной гибкости ГТУ, возможность использования водорода в качестве топлива, поскольку при его сгорании в атмосферу выбрасывается только H_2O ;
4. повышение топливной гибкости путем использования тяжелых углеводородов и инертных газов, т.е. тех видов топлива, которые сейчас сжигаются в факелах или в менее эффективных двигателях.

Обобщая все вышесказанное, можно сказать о том, что использование современных наиболее экологически и экономически эффективных ГТУ позволяет экономить до 30 % и более энергетических ресурсов, соответственно, общее количество выбросов загрязняющих веществ сократится, как минимум, на ту же величину.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Экология энергетики: Учебное пособие/ Под общей редакцией В.Я.Путилова. М.: Издательство МЭИ, 2003.
2. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС. / В.В.Жабо. М.: Энергоатомиздат, 2012.
3. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров) / В. Н. Большаков и др.; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М.: КНОРУС, 2014.
4. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Издательство МЭИ, 2001.
5. Рихтер Л.А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. /Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, Н.В. Шубин. М.: Энергоатомиздат, 2007.

Научный руководитель: А.Л. Виноградов, к.т.н., доцент ИГЭУ.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ДЕКАРБОНИЗАЦИИ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

А.И. Возиян, А.В. Гришачева, С.А. Семаков
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Актуальность данной работы обусловлена современной экологической повесткой. Рост потребления энергии в последние десятилетия вызвал большое количество выбросов парниковых газов в атмосферу [1], которые в свою очередь привели к серьезным проблемам, связанным с глобальным потеплением и изменением климата. Для решения данного вопроса экологическая политика страны должна опираться на 17 целей устойчивого развития и 169 сопутствующих задач, которые государства-члены ООН согласились достичь к 2030 г., а также на Парижское соглашение по климату, другие стандарты и нормативы. В связи с этим многие российские компании топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов заключают соглашения о достижении углеродной нейтральности к 2050 году [1]. Президент России высказал такую готовность к 2060 году.

Экологические и климатические риски представляют сегодня угрозу не только окружающей среде, но и финансовой стабильности и экономической эффективности российских предприятий. Организации и органы государственного управления применяют следующие подходы к управлению рисками переходного периода: внедрение ВИЭ, замещающих традиционное “незеленое” производство; разработка и внедрение технологий улавливания, транспортировки и хранения CO₂.

Сегодня также существуют перспективные подходы к управлению рисками, такие как: разработка и внедрение новой классификации экологических факторов, которые приводят к финансовым рискам; технологические решения по улавливанию и поглощению CO₂ (CCS и EOR), сокращению выбросов метана и CO₂ и реализации компенсационных мероприятий; освоение альтернативных видов топлива – биотоплива; инвестиции в исследования и разработки; рост ВИЭ; введение налогов и квот; новое озеленение; повышение качества мониторинга и контроля производства и введение обязательного экологического страхования ответственности, позволяющего сократить штрафы и аварийность производства [2]. Таким образом, необходимо отладить систему учета рисков, инвестировать в новые технологии и внедрять их, чтобы успешно перейти к низкоуглеродной экономике и достигнуть целей в области устойчивого развития.

В данной работе предлагается рассмотреть комплекс мер, направленных на снижение углеродного следа на примере предприятия по переработке и выпуску нефтепродуктов в городе Ангарске – АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АНХК). Дочернее общество НК «Роснефть» является крупнейшим предприятием Восточной Сибири в данной области и только за 2020 год выбросило в атмосферу города около 3 тыс. тонн окиси углерода [3]. Кроме того, согласно государственному докладу о состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области в 2020 году, наибольшее количество специфических загрязняющих

веществ в области выбросила АО «Ангарская нефтехимическая компания» АО «АНХК». Приведенные данные побудили к выбору данного производства.

На примере выбранного предприятия был разработан комплекс мероприятий по сокращению, улавливанию, утилизации и хранению парниковых газов, а также рассчитана экономическая эффективность предлагаемых мер.

С целью улавливания выбросов углекислого газа, образующихся на производстве, были рассмотрены две перспективные технологии, заявившие о себе на рынке. Первый вариант предполагает использование адсорбционной установки немецкой фирмы Linde Engineering, осуществляющей улавливание, очищение и сжижение углекислого газа [4]. Вторая технология представляет собой набор карбонатных топливных элементов американской компании ExxonMobil для улавливания, транспортировки CO₂ по трубопроводу и его дальнейшего подземного хранения в истощенных залежах нефти или газа [5]. Стоит учесть, что в сентябре 2021 года ПАО «НК «Роснефть» и ExxonMobil подписали Меморандум о взаимопонимании в области углеродного менеджмента.

Было принято решение об использовании первой установки, так как помимо улавливания она позволяет сжижать газ и достигать необходимого уровня его очистки. Это дает возможность коммерческой реализации CO₂ предприятиям Иркутской области различных сфер деятельности. Собранный углекислый газ будет храниться в углекислотных емкостях, а его транспортировка к покупателям осуществляться в автоцистернах.

Углекислый газ применяется во многих отраслях промышленности, в частности, для следующих целей: для сварки конструкционных сталей в качестве защитного газа при плазменной резке и жидкости для охлаждения подложки, чтобы контролировать нагрев при термальном и плазменном распылении; в машиностроении для дуговой электросварки; в металлургии для продувки литейных форм при производстве алюминия; для пищевых целей в производстве газированных напитков; в сельском хозяйстве для повышения урожайности теплиц.

На данном основании очищенный и сжиженный углекислый газ планируется поставлять на следующие предприятия Иркутской области: Ангарский завод металлоконструкций, Восточно-Сибирский машиностроительный завод, Иркутский завод тяжелого машиностроения, Иркутский пивобезалкогольный комбинат, Иркутский Алюминиевый завод, АО «Ангарскцемент», Ангарская птицефабрика и ЗАО «Агрофирма «Ангара».

Дополнительного сокращения объемов выбросов парниковых газов можно достичь путем использования плазмохимической установки вместо действующего на предприятии метода утилизации отходов в печах сжигания. Технология плазменной переработки позволяет расщеплять сложные полимеры, находящиеся в твердом или жидком состоянии, до газообразных углеводородов и оксида углерода, обеспечивая высокую степень обезвреживания. На выходе получается смесь угарного газа и водорода или иначе называемый синтез-газ, являющийся более дешевым аналогом сжиженного природного газа. В свою очередь, данная смесь может быть направлена на производство метанола, что позволит экономить на сырье для его выработки и снизить количество выбрасываемых твердых отходов.

Для достижения большего эффекта по сокращению выбросов углекислого газа в регионе следует использовать возобновляемые источники энергии для энергоснабжения внедряемых установок. Данная мера необходима для предотвращения увеличения потребления электроэнергии предприятием от ТЭЦ, работающей на угле.

Анализ потенциалов ВИЭ на данной территории показывает, что использование ветроэлектрических установок крайне неэффективно. Целесообразным решением является строительство фотовольтаических систем, поскольку значение среднегодовой солнечной радиации поверхности, находящейся под оптимальным углом, составляет 4,6 кВт·ч на 1 м² в течение дня для территории Ангарска, а продолжительность солнечного сияния – более 3 000 часов в год [6, 7].

Поскольку выработка СЭС непостоянна, необходимо на этапе проектирования предусмотреть установку систем аккумулирования.

Инновационность предлагаемого решения обусловлена использованием современной технологии улавливания углекислого газа, позволяющей не только снижать количество выбросов парниковых газов в атмосферу, но и реализовывать CO₂ предприятиям из многих отраслей промышленности. Тем самым, помимо окупаемости затрат на внедрение дорогостоящего оборудования, образуется промышленный кластер. Кроме того, применение плазмохимической установки, являющейся революционной в области технологий переработки отходов, существенно уменьшит их уровень и станет источником сырья для производства нефтехимической продукции.

Реализация проекта рассчитана на 15 лет с 2023 по 2037 год. Источниками финансирования проекта могут быть собственные средства учредителя АО «АНХК» - ПАО «Роснефть». Первоначальные инвестиции составляют 234,13 млн руб.

На рисунке 1 представлена структура капитальных затрат комплекса мероприятий по декарбонизации АО «АНХК».

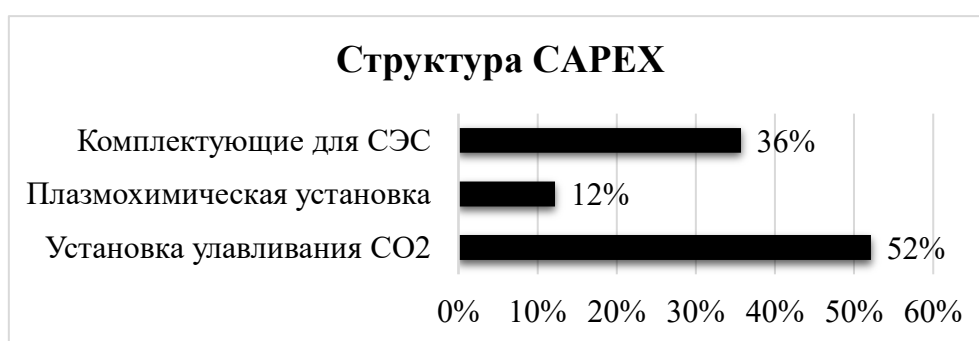


Рис. 1. Структура капитальных инвестиций

По итогам реализации указанных мероприятий ожидается снизить выбросы углекислого газа в атмосферу на 90% (1300 тонн в год). Чистый приведенный доход составит 23,31 млн руб., внутренняя норма доходности при ставке дисконтирования 16–18%, а индекс рентабельности 1,10. Следовательно, данный проект по всем критериям ($NPV, PI > 0$) эффективен и позволит окупить затраты на покупку и внедрение предложенных установок сроком до 13,01 лет.

С экономической точки зрения проект способствует развитию торговых отношений в регионе, связанных с реализацией CO₂. Помимо сокращения выбросов, экологический эффект заключается в подключении установок к СЭС без дополнительной нагрузки угольных ТЭЦ города, а также в переходе на плазмо-химическую утилизацию отходов взамен сжигания в печах. Введенные меры позволят улучшить экологическую обстановку региона и уменьшить индекс загрязнения атмосферы предприятием с высокого до приемлемого уровня и, как следствие, повысить качество жизни.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Достижение углеродной нейтральности к 2050 году: самая неотложная глобальная задача. — Текст: электронный // Организация Объединенных Наций: [сайт]. — URL: <https://www.un.org/sg/ru/content/sg/articles/2020-12-11/carbon-neutrality-2050-the-world%E2%80%99s-most-urgent-mission> (дата обращения: 14.11.2021).
2. Пахомова Н. В. и др. Трансформация глобальных экологических рисков в экономические риски российских предприятий и управление их минимизацией // Проблемы современной экономики. — 2021. — №. 1. — С. 159-166.
3. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области в 2020 году». — Иркутск: ООО «Мегапринт», 2021 г. — 330 с.: ил.
4. Установки по очистке и сжижению CO₂ [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.linde-engineering.ru/ru/process-plants/co2-plants/co2-purification-and-liquefaction/index.html> (дата обращения: 12.11.2021).
5. Улавливание и хранение углерода (CCS) [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.exxonmobil.ru/ru-RU/Research-and-innovation/Carbon-capture-and-storage> (дата обращения: 12.11.2021).
6. GLOBAL SOLAR ATLAS: [сайт]. — URL: <https://globalsolaratlas.info/map> (дата обращения: 12.11.2021).
7. Climate-Data.org: [сайт]. — URL: <https://ru.climate-data.org/> (дата обращения: 12.11.2021).

Научный руководитель: О.В. Новикова, к.э.н., доцент, доцент СПбПУ.

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА НА ТЭЦ-26 ПАО «МОСЭНЕРГО»

Е.В. Воронина

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

Объектом рассмотрения в данной работе является филиал ПАО «Мосэнерго» ТЭЦ-26. На промплощадке станции имеется 44 стационарных источника

загрязнения атмосферного воздуха, из которых 32 – организованные и 12 – неорганизованные. При работе станции в воздух выбрасываются загрязняющие вещества (ЗВ) 32-х наименований в количестве 10667,52 т/год, мощность выброса составляет 2825,3 г/сек. Так как ТЭЦ большую часть времени работает на природном газе, их главной экологической проблемой является повышенные выбросы оксидов азота.

Для уменьшения фактического выброса NO_x на ТЭЦ реализовано несколько первичных (режимно-технологических) мероприятий по подавлению оксидов азота в процессе горения топлива:

- ступенчатое сжигание (обеспечивает более полное сжигание топлива);
- рециркуляция дымовых газов (обеспечивает снижение максимальной температуры горения и уменьшение концентраций реагирующих веществ из-за разбавления продуктами сгорания).

Для обоснования введения методов по подавлению NO_x на ТЭЦ-26 мною выполнен расчет фактических выбросов до реализации указанных мероприятий и значений фактических выбросов после их реализации (получено значения $M_{\Sigma\text{NO}_2}$ на сегодняшний день). Для примера был рассмотрен источник выброса ЗВ 0001 – дымовая труба котлотурбинного цеха № 1. Данная труба состоит из 3-х стволов: 1 ствол – 2 барабанных котла марки ТГМ-96Б и 1 прямоточный марки ТГМП-314; 2 ствол – 2 прямоточных котла марки ТГМП-314; 3 ствол – 5 водогрейных котлов марки ПТВМ-180 и 2 марки КВГМ-180.

Чтобы определить эффективность применения данных мероприятий следует произвести сравнение значений фактического выброса с нормативно допустимым выбросом (НДВ). В результате сравнения сделано несколько выводов:

1. фактический выброс оксидов азота ($M_{\Sigma\text{NO}_2} = 500,22$ г/с) [1] превышает НДВ (НДВ = 420,14 г/с) [2];
2. превышение составило около 1,2 раза, что подтверждается выражением (1):

$$\delta = \frac{M_{\Sigma\text{NO}_2}}{\text{НДВ}} = \frac{500,22}{420,14} = 1,193 \approx 1,2 \text{ раза}; \quad (1)$$

3. необходимая эффективность мероприятий по снижению фактических выбросов составляет 16 %, что подтверждается выражением (2):

$$\frac{M_{\Sigma\text{NO}_2} - \text{НДВ}}{M_{\Sigma\text{NO}_2}} = \frac{500,22 - 420,14}{500,22} \cdot 100 \% = 16,01 \% \quad (2)$$

Данные расчетов фактических выбросов оксидов азота (в пересчете на NO_2) приведены в табл. 1.

Таблица 1.

Значения фактического выброса оксидов азота (в пересчете на NO ₂)			
Обозначение	Без применения мероприятий	С применением существующих мероприятий	С применением существующих мероприятий, а также после замены горелок
$M_{Б1(NO_2)}$	42,2289	11,0851	11,0851
$M_{Б2(NO_2)}$	34,3721	9,0227	9,0227
$M_{П1(NO_2)}$	100,3325	26,3373	15,8024
$M_{П2(NO_2)}$	100,9899	26,5099	15,8059
$M_{П3(NO_2)}$	100,9831	26,5081	15,8048
$M_{Б1(NO_2)}$	17,4415	17,4415	17,4415
$M_{Б2(NO_2)}$	18,3844	18,3844	18,3844
$M_{Б3(NO_2)}$	18,3688	18,3688	18,3688
$M_{Б4(NO_2)}$	17,5887	17,5887	17,5887
$M_{Б5(NO_2)}$	17,7359	17,7359	17,7359
$M_{Б6(NO_2)}$	17,6623	17,6623	17,6623
$M_{Б7(NO_2)}$	14,1298	14,1298	14,1298
$M_{\Sigma NO_2}$	500,2182	220,7746	189,0325

Применение ступенчатого сжигания совместно с рециркуляцией дает возможность снизить значение фактических выбросов оксидов азота (в пересчете на NO₂) более чем в 2 раза, что позволяет обеспечить допустимое значение выбросов относительно НДВ. Эффективность при комбинации этих мероприятий на данной станции составляет около 56 %.

Мероприятия, используемые в настоящее время на ТЭЦ-26, являются не единственными в борьбе с повышенными показателями оксидов азота. В 2022 году на станции планируется обновление горелочных устройств на прямоточных котлах ТГМП-314П в связи с исчерпанием их эксплуатационного ресурса. Эффективнее всего была бы замена используемых горелок марки ЭК-3 (горелки ЭК-3 по паспорту) со стандартным выбросом NO_x на новые малотоксичные горелки марки ГГМ-100.

Это мероприятие позволит станции объединить в себе, как плановую модернизацию горелочных устройств, так и снижение негативного воздействия на атмосферный воздух, что в дальнейшем приведет к улучшению экологической обстановки в районе действия ТЭЦ-26.

С использованием данных табл. 1, вычислена эффективность подавления окислов азота, которая обеспечивается вводом горелок с низким выбросом NO_x. Для данного энергетического объекта она составила 14,5 % ($\eta_{эф.г.н.в.}$) в дополнение к 56 %, которые обеспечиваются уже существующими на станции методами. И тогда общая эффективность применения 3-х мероприятий составляет около 70,5 %.

Опираясь на полученное значение, определена эффективность установки малотоксичных горелок:

$$K_{\text{комб}} = 1 - (1 - \eta_{\text{комб.}(с.ж.;р.г)}) \cdot (1 - \eta_{\text{г.н.в.}}), \quad (3)$$

$$\eta_{\text{г.н.в.}} = \frac{K_{\text{комб}} - \eta_{\text{комб.}(с.ж.;р.г)}}{1 - \eta_{\text{комб.}(с.ж.;р.г)}} = \frac{0,705 - 0,56}{1 - 0,56} = 0,33 \cdot 100 \% = 33 \%. \quad (4)$$

где $\eta_{\text{комб.}(с.ж.;р.г)}$ – эффективность комбинации ступенчатого сжигания и рециркуляции дымовых газов.

Таким образом, при использовании одного метода подавления оксидов азота, в частности малотоксичных горелочных устройств была обеспечена эффективность уменьшения выбросов NO_x на 33 %.

Для предприятия данное обновление, дополнительно ко всему вышеперечисленному, может быть экономически выгодно. Это объясняется тем, что:

1. Применение комбинации 3-х методов обеспечит повышение эффективности подавления NO_x на 14,5 %, относительно значения эффективности существующих методов. Это позволит не только улучшить экологическую обстановку в данном районе Москвы, но и позволит ТЭЦ уменьшить расходы на плату за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС). По расчетам плата снизится примерно на 132 тыс. рублей в год, что составляет 40 % от сегодняшнего НВОС от котлов ТГМП-314;
2. Так как НДС на данном предприятии не превышен и при комбинировании двух мероприятий по подавлению окислов азота, то после модернизации горелочных устройств можно добиться более высокой экономической выгоды, не нанося при этом сверхдопустимого ущерба экологии. Станция может провести испытания по частичному отключению системы рециркуляции дымовых газов на котлах ТГМП-314, на которых и будет производиться замена горелочных устройств. В этом случае общая эффективность, применения метода ступенчатого сжигания совместно с модернизированными горелками, имеющими низкий выброс NO_x , будет вычисляться по формуле:

$$K_{\text{комб}} = 1 - (1 - \eta_{\text{ступ.сж.}}) \cdot (1 - \eta_{\text{г.н.в.}}), \quad (5)$$

где $\eta_{\text{ступ.сж.}}$ – эффективность ступенчатого сжигания, как отдельно применяемого мероприятия (в среднем для газа составляет от 40 до 70 %, примерное значение для рассмотренной станции – 45 %).

$$K_{\text{комб}} = 1 - (1 - 0,45) \cdot (1 - 0,33) = 0,63 \cdot 100\% = 63 \% \quad (6)$$

Данная эффективность соответствует и не превышает норматив допустимого выброса.

Главным недостатком рециркуляции дымовых газов является дополнительные расходы на собственные нужды для эксплуатации. В год на это уходит приличная сумма, которую станция могла бы направить на другие цели.

При частичном отказе от этого мероприятия на вышеуказанных котлах, станция сможет сэкономить [3]:

$$I_{э/э} = ((P \cdot \tau_1) + (P \cdot \tau_2) + (P \cdot \tau_3)) \cdot C_{э/э} = 6\,043\,607,7 \text{ руб./год}, \quad (7)$$

где $P = 390 \text{ кВт}$ – потребляемая мощность (три прямоточных котла ТГМП-314П оборудованы центробежными дымососами рециркуляции дымовых газов типа ГД-2-500У, с потребляемой мощностью 390 кВт); $\tau = 8065/7692/7372$

ч – время работы каждого из трех котлов в год на 2020 год; $C_{э/э} = 0,67$ руб./кВт/ч – себестоимость электроэнергии, выпускаемой от крупных ТЭЦ ПАО «Мосэнерго».

Выводы:

- Планируемая замена горелочных устройств в 2022 году будет являться, не только эффективным мероприятием для подавления оксидов азота в процессе горения топлива (в пересчете на NO_2), но и экономически выгодным, так как позволит сократить издержки электроэнергии на собственные нужды на 6,04 млн. руб./год;
- При принятии станцией решения частичного отказа от метода рециркуляции, эффективность оставшихся мероприятий, а именно ступенчатого сжигания и малотоксичных горелок обеспечит соответствие НДВ и снижение NO_x на 62 %. По итогам может наблюдаться увеличение эффективности уменьшения выбросов NO_x на 6 % по сравнению со значением 56 % за 2020 год.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций: Учеб. для вузов/ Под ред. П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 1981. – 296 с.
2. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – Л.: Гидрометеиздат, 1987. – 94 с.
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция)/ Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ. – М., ОАО НПО «Изд-во “Экономика”», 2000. – 421с.

Научный руководитель: Е.А. Карпычев, к.т.н., доцент ИГЭУ.

ВЫБРОСЫ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА И МЕТОДЫ ИХ КОНТРОЛИРОВАНИЯ

С.В. Гайнуллина

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

Сжигание стандартных видов ископаемого топлива в коммерческих и промышленных котлах приводит к следующим девяти выбросам: диоксид углерода, азот, кислород, вода, монооксид углерода, оксид азота, оксид серы, летучие органические соединения и твердые частицы [1]. Последние пять продуктов сгорания считаются загрязняющими веществами и, как известно, прямо или косвенно оказывают вредное воздействие на людей и окружающую среду.

Хотя существуют доказательства того, что оксиды азота (NO_x) сами по себе вредны для человека, основная причина, по которой они считаются экологической проблемой, заключается в том, что они приводят к образованию кислотных дождей. Кислотные дожди могут вызвать растрескивание резины, повредить здания, нанести вред лесам и озерам и вызвать проблемы со здоровьем у человека. Контролируя уровни оксида азота, наряду с другими загрязнителями, можно снизить количество кислотных дождей. Термические оксиды азота образуются в результате реакции окисления атмосферного азота свободным кислородом в процессе горения. Термические оксиды азотов составляют большую часть оксидов азота, образующихся при сжигании газов и легких масел. Выбросы NO_x из котлов зависят от многих факторов. Наиболее значимыми факторами являются температура пламени и количество азота в топливе. Другими факторами, влияющими на образование NO_x , является уровень избыточного воздуха и температура воздуха при горении. Топливо, содержащее больше азота, приводит к более высоким уровням выбросов NO_x .

Способы контролирования выбросов NO_x можно разделить на: методы после сжигания и методы контроля сжигания. Методы после сжигания устраняют выбросы NO_x после образования, в то время как методы контроля над сжиганием предотвращают образование NO_x в процессе. Первый тип методов, как правило, дороже, чем методы контроля сжигания.

Один из методов после сжигания это селективное некаталитическое восстановление. Оно включает впрыск восстановителя NO_x , такого как аммиак или мочевины, в выхлопные газы котла при температуре приблизительно 760-870°C [2]. Аммиак или мочевины расщепляют NO_x в выхлопных газах на воду и атмосферный азот. Селективное некаталитическое восстановление снижает содержание NO_x до 70%. Однако эту технологию чрезвычайно сложно применить к промышленным котлам. Это связано с тем, что аммиак должен впрыскиваться в дымовые газы при определенной температуре. Таким образом, нецелесообразно применять селективное некаталитическое восстановление к промышленным котлам. Еще один из методов после сжигания это селективное каталитическое восстановление, которое включает впрыск аммиака в выхлопные газы котла в присутствии катализатора. Катализатор позволяет аммиаку снижать уровни NO_x при более низких температур выхлопных газов, чем селективное некаталитическое восстановление. В отличие от селективного некаталитического восстановления, когда температура выхлопных газов должна составлять приблизительно 760-870°C, селективное каталитическое восстановление может быть использовано там, где температура выхлопных газов составляет от 260°C до 650°C [2], в зависимости от используемого катализатора. Селективное каталитическое восстановление может привести к снижению содержания NO_x до 90 %. Однако это дорого в использовании и редко может быть оправдано с точки зрения затрат.

Рассмотрим методы контроля сжигания. Они снижают количество выбросов NO_x за счет ограничения количества образования NO_x в процессе сгорания. Обычно это достигается за счет снижения температуры пламени. Эти методы более экономичны, чем методы после сжигания, и часто используются

в промышленных котлах, требующих контроля NO_x . В качестве фактора безопасности для обеспечения полного сжигания котлы работают с избытком воздуха. Одним из факторов, влияющих на образование NO_x в котле, является уровень избыточного воздуха. Высокий уровень избытка воздуха может привести к увеличению образования NO_x , поскольку избыток азота и кислорода в воздухе для горения, поступающем в пламя, будет объединяться с образованием термического оксида азота. Сжигание с низким уровнем избытка воздуха включает ограничение количества избыточного воздуха, поступающего в процесс горения, чтобы ограничить количество дополнительного азота и кислорода, поступающего в пламя. Такое ограничение, достигается за счет конструкции горелки и может быть оптимизировано с помощью регулирования подачи кислорода. Такое сжигание может использоваться в большинстве котлов и, как правило, приводит к общему снижению содержания NO_x на 5-10 % при сжигании природного газа [3]. Модификации горелки для контроля NO_x включают изменение конструкции стандартной горелки для создания большего пламени. Увеличение пламени приводит к снижению температуры пламени и снижению термического образования NO_x , что в свою очередь, приводит к снижению общих выбросов NO_x . Эта технология может быть применена к большинству типов и размеров котлов. Он наиболее эффективен при сжигании природного газа и мазута. Для соблюдения более строгих правил модификации горелок должны использоваться в сочетании с другими методами снижения содержания NO_x , такими как рециркуляция дымовых газов. Если модификации горелки используются исключительно для достижения низких уровней NO_x , это может отрицательно сказаться на рабочих параметрах котла, таких как выключение, мощность и эффективность. При выборе технологий контроля NO_x важно учитывать все аспекты производительности котла. Так же для снижения уровня NO_x можно использовать впрыск воды или пара. Впрыскивая воду или пар в пламя, температура пламени снижается, тем самым снижая образование термических NO_x и общий уровень NO_x . Впрыск воды или пара может снизить содержание NO_x до 80 % [3]. Существует практическое ограничение на количество воды или пара, которое может быть впрыснуто в пламя до возникновения проблем с конденсацией. Кроме того, при нормальных условиях эксплуатации впрыск воды/пара может привести к потере КПД котла на 3-10 %.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Скалкин Ф.В., Канаев А.А., Копп И.З. Энергетика и окружающая среда. Л.: Энергоиздат. Ленингр. отделение, 1981. -250 с.
2. Роддатис К.Ф., Бузников Е.Ф. Производственные и отопительные котельные. М.: Энергоатомиздат, 1984. -245 с.
3. Карягин Н.П. Защита атмосферы от загрязнения. Учебное пособие. Горький, 1984г. - 100 с.

Научный руководитель: Д.А. Веденькин, к.т.н., доцент КНИТУ-КАИ.

ПРОБЛЕМЫ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Г.И. Гумерова

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

Большинство населенных пунктов во всем мире в значительной степени зависят от нефти, природного газа и угля для удовлетворения своих энергетических потребностей. Эти виды топлива используют большое количество ресурсов, которые со временем истощаются, что, в свою очередь, делает их слишком дорогими или слишком вредными для окружающей среды. Возобновляемая энергия получается из природных процессов, которые постоянно пополняются. В своих различных формах она получается непосредственно от солнца, ветра, дождя, океанских приливов и отливов, биомассы и геотермальных ресурсов из тепла, генерируемого глубоко в недрах земли. Доля возобновляемых источников в производстве электроэнергии составляет около 18%, при этом 15% мировой электроэнергии поступает от гидроэлектроэнергии и 3% - от новых возобновляемых источников. Возобновляемые источники энергии заменяют традиционные виды топлива в четырех различных областях: производство электроэнергии, горячей воды, топлива для транспорта и энергетических услуг в сельской местности. Выбор энергии имеет глобальные последствия, которые влияют на выбросы парниковых газов, распределение водных ресурсов, потребление минералов, производство и транспортировку оборудования. Существует мнение, что технологии возобновляемой энергии более устойчивы, чем многие существующие источники энергии. Но данное утверждение необходимо проверить с помощью оптимизации использования ресурсов, технико-экономического обоснования и анализа затрат, оценки жизненного цикла, анализа внешних экологических эффектов, анализа выгод, а также анализа потребностей в воде и ее распределения. В целом, возобновляемые источники энергии не могут быть адаптированы к каждому отдельному сообществу из-за двух основных факторов: распределения природных ресурсов, зависящего от географического положения, и использования энергии, зависящего от культуры отдельного сообщества. Другими ограничениями являются темпы роста и инфраструктура [1].

Гидроэнергетика является чистым и возобновляемым источником энергии. Учитывая экономические, технические и экологические преимущества гидроэнергетики, большинство стран отдают приоритет ее развитию. К преимуществам гидроэнергетики относятся высокий уровень надежности, проверенная технология, высокая эффективность, очень низкие затраты на эксплуатацию и обслуживание, а также способность легко адаптироваться к изменениям нагрузки. Кроме того, гидроэнергетика не производит отходов, которые вызывают кислотные дожди и парниковые газы. К недостаткам гидроэнергетики относятся высокая первоначальная стоимость объектов, зависимость от количества осадков (невозможно контролировать количество доступной воды), изменение режима ручьев (может влиять на рыбу, растения и диких животных, изменяя уровень, характер течения и температуру), затопление земель и мест обитания диких

животных (создание водохранилища), перемещение людей, живущих в зоне водохранилища [2].

Солнечная энергия - самый богатый возобновляемый ресурс на нашей планете. Эта технология имеет низкие эксплуатационные расходы и высокую эффективность, и может производить надежные поставки энергии за счет использования тепловых накопителей. Солнечная энергия не загрязняет окружающую среду, она намного тише при создании и использовании, что значительно снижает шумовое загрязнение, необходимое для преобразования энергии в полезную форму, к тому же солнечные панели не имеют движущихся частей и не требуют особого обслуживания, кроме регулярной чистки. Несмотря на это изобилие преимуществ, только 0,04% основной энергии, используемой человеком, поступает непосредственно из солнечных источников, поскольку использование фотоэлектрических (ФЭ) панелей обходится дороже, чем сжигание ископаемого топлива. Несмотря на прогресс в технологии, солнечные панели остаются почти запредельно дорогими. Система, необходимая для хранения энергии для использования, также может быть довольно дорогостоящей. Хотя некоторое количество солнечной энергии можно собрать даже в самый пасмурный день, эффективность сбора солнечной энергии зависит от солнечного света и даже несколько пасмурных дней могут оказать большое влияние на энергетическую систему [3].

При использовании энергии ветра снижаются выбросы парниковых газов благодаря использованию турбин, которые вырабатывают энергию и электричество при движении ветра. Ветер - это бесплатная, обильная и устойчивая энергия. К тому же местные материалы, используемые для строительства турбин, способствуют развитию отечественной экономики. Ветроэнергетика открывает новые рынки и новые перспективы. Многие из самых ветреных районов мира расположены далеко от населенных пунктов - на севере Канады и России - где стоимость передачи и обслуживания энергии очень высока. Прерывистый и непредсказуемый характер энергии ветра ограничит ее вклад в любой регион, если только не будут доступны крупномасштабные накопители энергии или межконтинентальная передача. Экологические ограничения, такие как наличие лесов и охраняемых территорий, еще больше ограничивают местоположение ветряных турбин, равно как и простое общественное признание. Ветряные электростанции не всегда привлекательны, и они вызывают жалобы на шум, помехи для радио- и теле-сигналов, а также на убийство перелетных птиц или вмешательство в их жизнь [4].

Геотермальная энергия чрезвычайно благоприятна для окружающей среды. Она обеспечивает постоянное, эффективное снабжение чистой энергией с минимальным воздействием на окружающую среду. Геотермальную энергию можно использовать для систем отопления, для производства электроэнергии и для использования в геотермальных тепловых насосах. Поскольку земное ядро непрерывно вырабатывает тепло благодаря радиоактивному распаду таких элементов, как калий и уран, геотермальная энергия оказывается возобновляемым, обильным и надежным источником энергии. Геотермальная электростанция не использует топливо, поэтому она устойчива и безопасна для окружающей среды. Недостатками геотермальных электростанций является их расположение.

Количество мест, где можно разместить геотермальные электростанции, очень ограничено. Место должно иметь горячие породы, чтобы их можно было легко пробурить. Помимо этого, концентрацию геотермальной энергии обычно можно найти вдоль границ плит, где сосредоточены вулканы и наиболее часты землетрясения. Время от времени в местах сосредоточения геотермальной энергии на пару месяцев заканчивается пар, и в это время электростанция не может производить электричество. Геотермальная энергия дает относительно меньшее количество электроэнергии по сравнению с другими источниками энергии и ее трудно транспортировать. Таким образом, геотермальные электростанции могут обеспечить энергией только окружающие их районы. Хотя сам пар может быть чистым и безопасным, из-под земли могут выходить опасные материалы, такие как сероводород, ртуть, аммиак и мышьяк [5].

Использование энергии биомассы способно значительно сократить выбросы парниковых газов, зависимость от нефти, мусорные свалки и, наконец, поддержать местную сельскохозяйственную и лесопромышленную отрасли. Основными видами сырья из биомассы для получения энергии являются остатки бумажных фабрик, обрезки лесопильных заводов и муниципальные отходы. В качестве топлива из биомассы сегодня чаще всего используется зерно кукурузы (для этанола) и соя (для биодизеля). Биомасса со всеми ее преимуществами может нанести вред окружающей среде, если при выборе культуры для производства энергии из биомассы руководствоваться следующим:

1. Энергетические культуры, которые не конкурируют с продовольственными культурами за землю;
2. Часть остатков сельскохозяйственных культур, таких как пшеничная солома или кукурузный жом;
3. Устойчиво заготовленная древесина и лесные отходы;
4. Чистые бытовые и промышленные отходы [6].

Энергия биомассы является недостаточным источником энергии по сравнению с ископаемым топливом (этанол против бензина). Кроме того, возможно увеличение выбросов парниковых газов, связанное с выращиванием и сбором сырья из биомассы, транспортировкой его на электростанцию, а также сжиганием или газификацией сырья. Другое экологическое воздействие энергии биомассы связано с эрозией земель из-за удаления зеленой растительности [7].

Текущее использование природного газа и ископаемых видов топлива в сочетании с растущим населением планеты привело к злоупотреблению и истощению ресурсов Земли. Выброс загрязняющих веществ в атмосферу имеет тяжелые экологические последствия, поэтому внедрение возобновляемых, экологически чистых источников энергии видится целесообразным. Но также должны создаваться условия, при которых использование альтернативной энергетики станет экономически выгодным, а также необходимо разработать и внедрить все необходимые мероприятия, снижающие нагрузку на окружающую среду.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Javid Mohtasham. Review Article-Renewable Energies // *Energy Procedia*. – 2015. – Vol. 74. – P. 1289 – 1297
2. Huang, Hailun, Yan, Zheng. Present situation and future prospect of hydropower in China // *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. – 2009. – Vol. 13 (6/7). – P. 1652-1656.
3. Nawras Shatnawi , Hani Abu-Qdais, and Farah Abu Qdais. Selecting renewable energy options: an application of multi-criteria decision making for Jordan // *Sustainability: science, practice and policy*. – 2021. – Vol. 17. – No 1. – P. 210-220.
4. Bull, SR. Renewable energy today and tomorrow // *Environmental Sciences and Pollution Management: Proceedings of the IEEE*. – 2001. – Vol. 89(8). – P. 1216-1226.
5. Delucchi, M., and Jacobson, M. Providing all global energy with wind, water, and solar power // *Energy Policy*. – 2013. – Vol. 39(3). – P. 1170-1190.
6. Tilman, David. Beneficial Biofuels—the Food, Energy and Environment Trilemma // *Science*. – 2009. – Vol. July 17. – P. 270-271.
7. Pogson, M., Hastings, A., & Smith, P. How does bioenergy compare with other land-based renewable energy sources globally? // *Global Change Biology. Bioenergy*. – 2013. – Vol. 5(5). – P. 513-524.

Научный руководитель: Э.В. Гоголь, к.х.н., доцент КНИТУ – КАИ.

АДСОРБЦИОННАЯ ОЧИСТКА ОБРАТНООСМОТИЧЕСКОГО КОНЦЕНТРАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДА ЭНЕРГЕТИКИ

Э.Р. Зайнуллина, Л.А. Николаева

Казанский государственный энергетический университет

Для подготовки добавочной воды на ТЭС с парогенераторами высокого и сверхвысоких давлений используются мембранные технологии. В этих технологиях применяют установки ультрафильтрации, микрофильтрации и обратноосмотические установки.

В настоящее время на ТЭС существуют следующие технические решения по утилизации концентрата обратноосмотических установок: сброс концентрата в промышленную канализацию в соответствии с установленными нормами соле-содержания сбросных вод, подача концентрата в теплосеть или возврат в оборотные системы; максимальное сокращение объема сброса концентрата при условии дальнейшего его использования, например для регенерации Na-катионитовых фильтров, предвключенных перед обратноосмотической установкой. Предлагается разработка адсорбционной технологии очистки обратноосмотического концентрата шламом, образующемся при подготовке добавочной воды.

В настоящее время для подготовки добавочной воды на тепловых электрических станциях (ТЭС) с парогенераторами высокого и сверхвысокого давления

применяется технология водоподготовки с последовательным обратноосмотическим (ООУ) и ионообменным обессоливанием. Такая технология внедрена на многих ТЭС Татарстана: Нижнекамская ТЭЦ-1, Заинская ГРЭС, Казанская ТЭЦ-2.

Одним из важных критериев эксплуатации обратноосмотических установок является сброс высокоминерализованных стоков (концентрата) На ТЭС существуют следующие технические решения по утилизации концентрата обратноосмотических установок: сброс концентрата в промышленную канализацию в соответствии с установленными нормами солесодержания сбросных вод, подача концентрата в теплосеть или возврат в оборотные системы. Основной проблемой таких ТЭС является сокращение, утилизация, эффективная очистка образующихся сточных вод.

На ТЭС существует несколько технических решений по утилизации концентрата обратноосмотических установок [1]. Первое решение: сброс значительные объёмы концентрата в промышленную канализацию в соответствии с установленными нормами солесодержания сбросных вод, возможность подачи концентрата в теплосеть или возврат в оборотные системы.

Второе решение: максимальное сокращение объема сброса концентрата при условии дальнейшего его использования. Например, для регенерации Накионитовых фильтров, предвключенных перед ООУ. Это возможно только при определенном химическом составе исходной воды, если соблюдается соотношение: $C_{Na^+} + Ж_0 / Щ_0 > 1,3$. В этом случае необходимо обеспечить глубокое умягчение и декарбонизацию. Концентрация сульфат, карбонат- и силикат-ионов в получаемом концентрате должна исключать образование в объеме загрузки Накионитовых фильтров малорастворимых солей кальция и магния.

Предлагается адсорбционная технология очистки обратноосмотического концентрата отходом энергетики – шламом химводоподготовки, образующимся на стадии предварительной очистки сырой воды. Данная технология применима на ТЭС, где после реконструкции и модернизации обессоливания, на стадии предварительной очистки установлены осветлители.

В таблице 2 представлены показатели качества водной вытяжки шлама Казанской ТЭЦ-1, по результатам которой выявлено, что шлам не приносит вторичного загрязнения водному объекту.

Таблица 2. Показатели качества водной вытяжки шлама Казанской ТЭЦ-1

Наименование показателя	Значение воды после очистки	Значение ПДК*
SiO_3^{2-} , мг/дм ³	0,03	10,00
$Ж_0$, мг-экв/дм ³	0,55	7,00
$Ж_{Ca^{2+}}$, мг-экв/дм ³	0,25	-
O_k , мгKMnO ₄ /дм ³	0,75	5,00
$Щ_0$, мг-экв/дм ³	0,35	-
$Fe_{общ}$, мг/дм ³	0,04	0,30
SO_4^{2-} , мг/дм ³	3	100

ПДК* – нормы веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (СанПин 2.1.4.10749-01)

В работе [2] карбонатный шлам представлен как сорбционный материал для очистки сточных вод промышленных предприятий от ионов тяжелых металлов Fe^{3+} , Cr^{3+} , Zn^{2+} , Cu^{2+} , Ni^{2+} .

Рассматривается принципиальная возможность очистки обратноосмотического концентрата от сульфат- и хлорид-ионов карбонатным шламом химводоподготовки. Экспериментально определена адсорбционная емкость шлама по отношению к этим анионам, были построены изотермы адсорбции сульфат-ионов и хлорид-ионов.

Влияние pH на адсорбцию сульфат- и хлорид-анионов показано на рисунке 2. Выявлено, что высокая адсорбционная емкость достигается в широком интервале pH (3-9), что позволяет очищать воду при ее разном солесодержании, как в кислой, так и в слабощелочных средах.

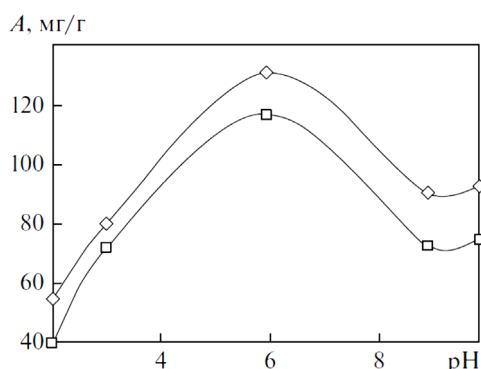


Рис. 2. Влияние pH на адсорбцию сульфат- и хлорид-анионов

На основании полученных экспериментальных данных предлагается технология очистки концентрата обратноосмотической установки от сульфат- и хлорид-анионов. Данная технология рассматривается для Казанской ТЭЦ-2.

На водоподготовительной установке данной ТЭЦ производится очистка воды для подпитки энергетических котлов и теплосети. Подпитку теплосети производят частично обессоленной водой после обратноосмотической установки (пермеат). Для подпитки котлов используют воду, получаемую при дополнительной очистке пермеата в Н-катионитных и ОН-анионитных фильтрах.

В качестве технологической схемы очистки концентрата ООУ от сульфат- и хлорид-анионов сорбционным материалом предлагается установка многоступенчатой адсорбции с последовательным или противоточным введением сорбента.

Статическая адсорбция осуществляется интенсивным перемешиванием обрабатываемой воды с сорбентом в течение определенного времени и последующего отделения сорбента от воды в результате отстаивания или фильтрации [5]. Процесс проводится в одну, но чаще всего в несколько ступеней. Одноступенчатую очистку применяют при небольших исходных концентрациях загрязнений, когда требуется мало сорбента, или в тех случаях, когда сорбент дешевый и легко доступен. При многоступенчатой сорбции за счет введения новых порций сорбента постоянно поддерживается определенная разность концентраций извлекаемого вещества в воде и сорбенте, это увеличивает скорость адсорбции и требует меньшего расхода сорбционного материала, чем при очистке в одну ступень.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Малахов И.А. Технология глубокого обессоливания добавочной воды на ТЭС с утилизацией сточных вод // Теплоэнергетика. - 2006. - № 8. - С. 14-16.
2. Лупейко Т.Г. Исследование техногенного карбонатосодержащего отхода для очистки водных растворов от ионов никеля (II) // Журнал прикладной химии. - 2004. - Т. 77. - №1. - С. 87–91
3. Николаева Л.А. Сорбционные свойства шлама осветлителей при очистке сточных вод электростанций от нефтепродуктов // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2011. - №1–2. - С. 132–137.

Научный руководитель: Л.А. Николаева, д.т.н., профессор КГЭУ.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ УГРОЗЫ ЗДОРОВЬЮ РАДИОАКТИВНОГО И ХИМИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПУТЁМ РАЗРАБОТКИ СПЕКТРОМЕРА (ДОЗИМЕТРА) ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ (ЗАМЕРА) ГАММА– КВАНТОВ

И.В. Шишляников, Н.А. Кузнецов
Пензенский государственный университет

Объектом исследования является разработанный низкобюджетный полупроводниковый гамма – спектрометр на основе pin – диода, который служит для регистрации гамма – квантов

Целью данной работы является исследование характеристик, разработка и создание низкобюджетного спектрометра на основе pin- диода.

Для достижения поставленной цели в рамках конференции необходимо решить следующие задачи:

1. Обзор литературы по применению pin-диода для регистрации излучения.
2. Исследование характеристик pin- диодов.
3. Разработка спектрометра на основе pin- диода.

В ходе работы была разработана схема прибора, изготовлен полупроводниковый гамма - спектрометр, проведены испытания прибора, также было реализовано программное обеспечение для обработки сигналов

1. Устройство спектрометра.

Ключевым элементом полупроводникового спектрометра является полупроводниковый детектор излучения. Полупроводниковый детектор — это электроды, между которыми находится чувствительный объем детектора, изготовленный из полупроводникового материала. В первом приближении его можно рассматривать как твердотельную ионизационную камеру с твердым диэлектриком между электродами. Так же как и в других ионизационных камерах, в полупроводниковом спектрометре, при попадании в рабочий объем ионизирующего излучения, в нем образуются электроны и дырки, которые под действием

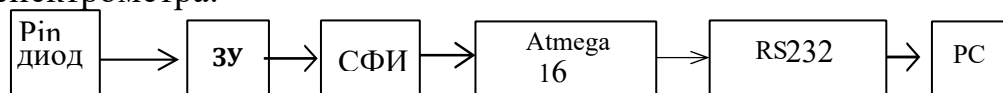
электрического поля приложенного к электродам, двигаются в направлении электродов, собираются на них это приводит к возникновению электрического сигнала в цепи. Образующиеся при этом импульсные сигналы напряжения или тока используются для идентификации ионизирующего излучения. Число возникших электрон – дырочных пар практически полностью зависит только от энергии потерянной ионизирующей частицей в рабочем объеме детектора, и не зависит от каких-либо других характеристик этой частицы. Это условие позволяет обеспечить линейную связь между амплитудой импульса и энергией частицы потерянной в объеме детектора.

Процесс формирования электрического сигнала протекает в несколько шагов.

Сначала в детекторе образуются свободные носители заряда (электроны и дырки) так как гамма - кванты не обладают электрическим зарядом, их регистрация напрямую не представляется возможной. При взаимодействии гамма – кванта с веществом детектора, он может испытать рассеяние на электроне, либо поглотиться. В любом из этих случаев образуются достаточно быстрые носители заряда, которые взаимодействуя с другими электронами, вызывают процесс каскадной ионизации. Такой процесс будет продолжаться до того момента пока энергии ионизирующих частиц не станут меньше определенного значения, после которого ионизация невозможна. Эта пороговая энергия приблизительно равна $1,5 \epsilon_g$, где ϵ_g - ширина запрещенной зоны. Весь этот процесс протекает за время порядка 10^{-12} с.

В дальнейшем разные взаимодействия электронов с кристаллической решеткой приводят к тому, что электроны как бы опускаются на дно зоны проводимости. А дырки как бы поднимаются к верхнему краю валентной зоны. Этот процесс так же длится около 10^{-12} с, в результате распределение скорости свободных носителей становится тепловым, одновременно с этим происходит замедление основной ионизирующей частицы.

На последней стадии свободные носители заряда собираются на электродах, при помощи внешнего поля, приложенного к этим электродам. И образовавшийся импульс напряжения или тока поступает далее на схему анализа. Так же одновременно с этими процессами протекает и процесс рекомбинации зарядов, который характеризуется временем жизни носителей. Из этого следует что, время сбора носителей заряда на электродах должно быть меньше времени рекомбинации, это необходимо для нормальной работы устройства. Таким образом, учитывая все вышеперечисленные процессы и требования к устойчивой работе детектора, была выбрана следующая принципиальная схема полупроводникового спектрометра.

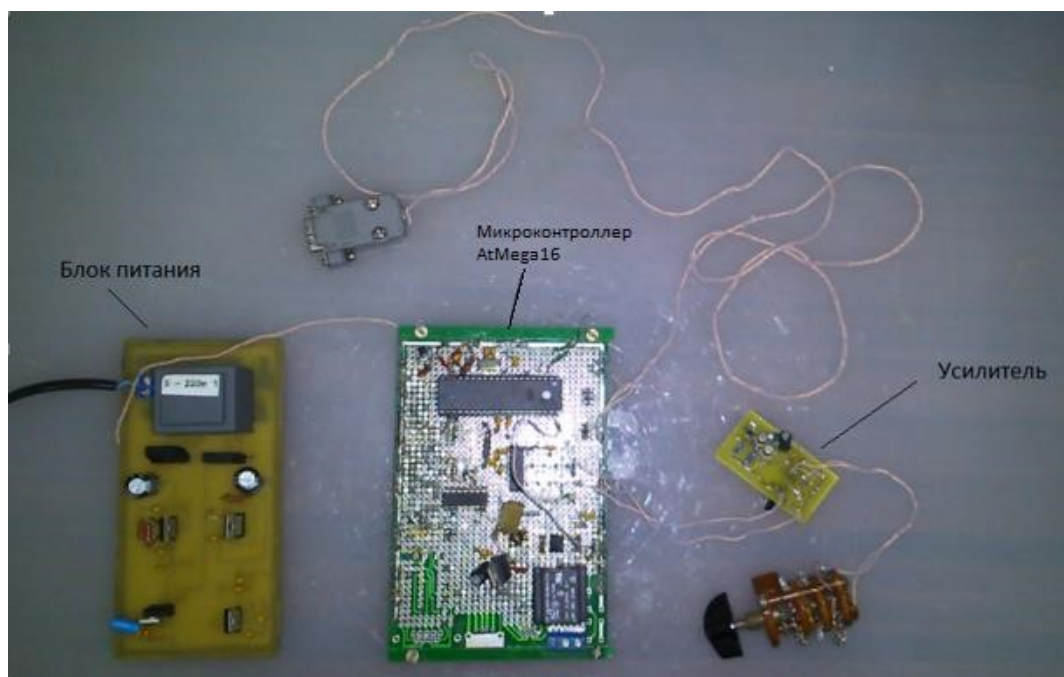
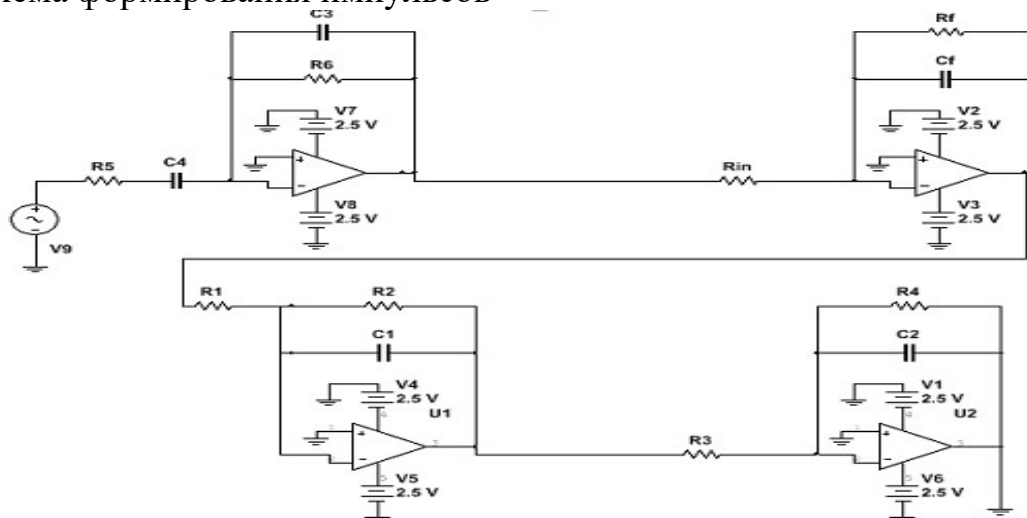


Кванты, электроны, альфа – частицы.

Где, ЗУ – зарядовый усилитель, СФИ – схема формирования импульсов, Atmega 16 – микроконтроллер, RS -232 – comport. P-i-n-диод — это

полупроводниковая структура, которая включает в себя область положительных зарядов (р), область отрицательных зарядов (п), и разделяющую их нейтральную область (і), обедненную носителями заряда.

Схема формирования импульсов



Проверка дозиметра была проведена наиболее популярным и надежным в последние годы способом, в режиме бета-измерения, вещество для анализа-калийная селитра (продается в садоводческих магазинах), имеет фон около 35-45 мкР/ч, что является естественным для данного вещества, что показывает что наш прибор исправен, и готов к новым замерам.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Принцип работы спектрометра - <https://www.czl.ru/tgroups/the-principle-of-the-spectrometer/>
2. Спектрометр из светодиодов на основе Arduino - <https://arduinoplus.ru/arduino-spektrometr/>

Научный руководитель: С.Н. Базыкин, д.т.н., доцент ПГУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ЖЕЛЕЗА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВОДАХ ТЭС

К.М. Лебедева

Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина

1. Состояние вопроса. Задачи исследования

Нет такой сферы деятельности, которая бы не зависела от электроэнергии прямо или косвенно. Польза энергетики неоспорима, и потому развивается она опережающими темпами. Но трудно отрицать и негативное воздействие этой отрасли на окружающую среду. [1]

А это изменение климата, загрязнение вод Мирового океана химическими веществами, возникновение кислотных дождей, загрязнение атмосферы вредными газами и пылью, образование парникового эффекта, радиоактивное и химическое загрязнение литосферы.

Среди других проблем энергетики существенное является небезопасность оборудования различного рода электростанций. Нужно подчеркнуть, что не всегда своевременно происходит замена старого оборудования на новое.

Более половины тепловых электрических станций (ТЭС) России на текущий момент подошли или перевалили за 50-летний рубеж эксплуатации [2]. Необходимо вывод из эксплуатации отработавших мощностей и ввод нового перспективного оборудования. [3]. Такими объектами являются, например, «Ивановские ПГУ», Череповецкая ГРЭС, источником водоснабжения которых является природная вода с повышенным (высоким) содержанием железо-органических примесей.

Железо в природной воде находится, как правило, в виде плохо удаляемых железоорганических соединений, часто, с гуминовыми веществами [4]. Поэтому обработка воды на ТЭС, т.е. получение добавочной воды различных систем из исходной (природной) воды, имеет целью, в первую очередь, снижение содержания железоорганических веществ и выполняется на стадии предочистки в осветлителях. [5]

Целью данного исследования было повышение эффективности предочистки природных вод с высоким содержанием железоорганических соединений, а также, исследование методов снижения концентрации железа в оборотных системах водопользования на ТЭС.

Ниже приводятся результаты исследований, выполненных опытным путем сотрудниками кафедры ХХТЭ ИГЭУ и полученных на базе анализа литературных источников.

2. Исследования по снижению концентрации железоорганических веществ на стадии предочистки

2.1. Водоподготовительная установка (ВПУ) Ивановских ПГУ

Высокое содержание железоорганических веществ в исходной воде (р. Ухтохма), значительные сезонные изменения качества воды и частые изменения расхода обрабатываемой воды, потребовали реконструкции всей

технологической схемы ВПУ. В 2009-2012 годах была проведена реконструкция ВПУ путем перевода предочистки в режим коагуляции сульфатом алюминия, последовательного включения Na-катионитных фильтров и двух УОО, доукомплектации схемы одной ступенью Н-ОН-ионированием [6]. Из-за использования большого количества различных технологий химических очисток оборудования образующиеся стоки весьма разнообразны по своему химическому составу и разработать типовые решения по их переработке очень трудно.

На начальном этапе пуско-наладочных работ было установлено, что ФОП работает недостаточно эффективно. В связи с этим были установлены фильтры тонкой очистки (ФТО) для более глубокого удаления железа перед УОО. В 2020 году с участием сотрудников кафедры ХХТЭ было проведено исследование состояния технологии обработки воды на ВПУ Ивановских ПГУ.

Исследования показали, что наибольший эффект дает использование сернокислого алюминия с дозой от 1,2÷1,25 мг-экв/л, в присутствии анионактивного среднемолекулярного флокулянта AN923VHM с дозой 0,1–0,2 мг/л, а также, подщелачивание воды в случае значительного уменьшения ее щелочности. Следующей стадией обработки осветленной воды в рамках предварительной очистки является фильтрация на механических напорных фильтрах (МФ). Исследования фильтрации воды с разными фильтрующими материалами показали, что для воды с высоким содержанием железорганических примесей (ИвПГУ) лучшие сорбционные свойства проявил «Purolite», несколько хуже – гидроантрацит, и еще хуже – кварцевый песок. Представленные методы не только улучшают процесс осветления воды, но и работу оборудования на стадии предочистки.

2.2. ВПУ Череповецкой ГРЭС

Предварительная очистка воды р. Суда Череповецкой ГРЭС (п. Кадуй) осуществляется в двух осветлителях ЦНИИ 1 номинальной производительностью 250 м³/ч.

Большую часть года, при повышенных значениях жёсткости исходной воды, предварительная очистка ВПУ эксплуатируется в режиме известкования с коагуляцией. В паводковый период осветлители эксплуатируются в режиме коагуляции сульфатом алюминия с дозировкой полиакриламида (ПАА).

С целью повышения эффективности предочистки в условиях Череповецкой ГРЭС проведены лабораторные исследования коагуляции воды с использованием наиболее дешёвого коагулянта, используемого на ГРЭС, сульфата алюминия и новых альтернативных полиакриламиду флокулянтов производства компании SNF (Франция).

В пределах дозировки сульфата алюминия 0,44–1,64 мг-экв/л, были определены эффективные значения рН и дозы коагулянта. С уменьшением значений рН₂₅ эффективность удаления железо-органических соединений из воды увеличивается. Приемлемый результат визуально и по показаниям качества проб воды удалось получить при рН₂₅=5,8÷6,0.

С увеличением дозы коагулянта при постоянном значении рН₂₅ эффективность удаления органических соединений увеличивается. Наиболее эффективные результаты получены при коагуляции с флокулянтом FA 920 PWG. Это

свидетельствует о том, что процесс коагуляции идет лучше, а значит работа теплоэнергетического оборудования улучшается и происходит экономия воды.

3. Система оборотного охлаждения (СОО) конденсаторов паровых турбин (литературные данные)

В рамках реализации программы импортозамещения на филиалах ООО «Башкирская Генерирующая Компания» было проведено исследование по замене импортных реагентов KURITA EUROPE GmbH на аналоги отечественного производства марки «ВТИАМИН» в системах оборотного охлаждения (СОО) на нескольких объектах. В частности, система оборотного охлаждения Уфимской ТЭЦ-3 выполнена в виде брызгательного бассейна.

Основным источником подпиточной воды является речная вода (р. Белая), поступающая в бассейн по двум техническим водоводам. Циркуляционная вода направляется в химический цех для последующей обработки на обратноосмотических элементах DOWFILMTECSBW30XFR-400/34i мембранной установки водоподготовки. Часть продувочной воды СОО идет на подпитку контура теплофикационной установки отопления собственных нужд. В 2018 году силами ООО «Водные технологии–инжиниринг» проведены комплексные испытания реагента «ВТИАМИН ТС–1» с целью предотвращения карбонатных и железистых отложений.

Реагент «ВТИАМИН ТС–1» содержит поглотитель кислорода, который создавая восстановительную среду, в сетевой воде, защищает оборудование от питтинговой коррозии. Доза поглотителя определялась в концентрации, достаточной для снижения концентрации кислорода с 5000 мкг/дм³ до 20 мкг/дм³.

Для контроля за состоянием системы на данном этапе также использовали индикаторы коррозии, установленные в водяном фильтре (обратный сетевой трубопровод) 02.11.2018 г. Их снятие и обработка осуществлялась 20.11.2018 г. Поверхность пластин покрыта в разной степени слоем мягких илистых отложений темно-болотного цвета. Под илом на пластинах обнаружены отложения коричневого цвета, плохо сцепленные с металлом, которые легко удаляются с поверхности механически и носят локальный, железистый характер.

Общая степень поражения поверхности язвами, а также их глубина меньше, чем у образцов первого этапа (без дозирования реагентов).

Проведенное исследование показало эффективность применения реагента «ВТИАМИН ТС–1» как для предотвращения отложений, так и для снижения скорости коррозии теплообменного оборудования и трубопроводов. Стоит подчеркнуть, что предложенное мероприятие будет способствовать улучшению работы оборудования и оно прослужит намного дольше.

Основные выводы:

1. Проведенные исследования на «Ивановских ПГУ» и «Череповецкой ГРЭС» показали целесообразность перехода от известкования в осветлителе воды с высоким содержанием железо–органических примесей, к коагуляции сернокислым алюминием с подбором эффективного флокулянта. Это способствует уменьшению сбросов сточных вод в окружающую среду с допустимым количеством минеральных загрязнений и

трудноокисляемых органических веществ, образующихся в процессе водоподготовки. Кроме того, это способствует экономии ресурсов;

2. Оработана методика «пробной коагуляции», позволяющая найти наиболее эффективные дозировки коагулянта и флокулянта, в частности в условиях качества исходной воды Череповецкой ГРЭС:
 - наиболее эффективным диапазоном рабочих значений pH_{25} является $(5,5 \div 6,0)$;
 - доза сульфата алюминия не должна быть ниже $1,6 \text{ мг-экв/дм}^3$;
 - целесообразна замена полиакриламида более эффективным по результатам лабораторных исследований флокулянтом FA 920 PWG с дозой $D_{\text{фл}} = 0,2 \text{ мг/дм}^3$.

Таким образом, правильный подбор реагентов обеспечит улучшение работы теплоэнергетического оборудования и состояние трубопроводов. А значит повысится безопасность оборудования электростанции в целом.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Скриган А.Ю. Экологические аспекты энергетической безопасности Беларуси, 2012 г. – 110 с.
2. Филиппов С.П. ТЭЦ в России / Филиппов, С.П., Дильман М.Д. // Теплоэнергетика, 2018. №11 С.5–22.
3. Копсов А.Я. Особенности развития инвестиционных проектов в российской энергетике / А.Я. Копсов // Теплоэнергетика, 2010. – №8. – С. 4–7.
4. Ларин Б.М. Органические соединения в теплоэнергетике / Б.М. Ларин, Ю.А. Морыганова // Уч. пособие. Иваново. ИГЭУ. 2001. 144с.
5. Балабан-Ирменин, Ю.В. Фокина Н.Г. Исследование ингибиторов внутренней коррозии трубопроводов систем теплоснабжения при высоком содержании кислорода в сетевой воде/ Балабан-Ирменин Ю.В. Фокина Н.Г. // Электрические станции. 2007. №6. С. 35-39.
6. Ларин Б.М. Совершенствование технологии обработки воды с высоким содержанием железо-органических примесей для энергоблока ОАО «Ивановские ПГУ» / Б.М. Ларин, А.Н. Коротков, М.Ю. Опарин, А.Б. Ларин, И.А. Денисенко // Вестник ИГЭУ. – 2009. – №2. – С. 51–56.

Научный руководитель: Б.М. Ларин, д.т.н., профессор ИГЭУ.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ДООЧИСТКИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ТЭС

П.А. Лисова

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

С развитием техносферы глобальное распространение приобрело использование нефти и продуктов ее переработки. Сейчас произведенные на ее основе масла, керосины, топлива и мазуты используются в больших объемах

практически во всех производственных отраслях. В том числе масляные фракции на основе нефти в немалых количествах используются в энергетике. Несмотря на значительный вклад в мировое хозяйство, добыча нефти и нефтепродуктов, их переработка и использование приводят к существенному ущербу окружающей среде [1].

Эксплуатация тепловых электрических станций связана с использованием большого количества воды, которая после применения в различных технологических системах, может загрязняться нефтепродуктами. Основными источниками сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, на ТЭС являются: мазутное хозяйство; маслосистемы турбин, генераторов; системы охлаждения подшипников механизмов; аварийные разливы масла и мазута; электротехническое оборудование; оборудование гаражей; оборудование вспомогательных служб. В сточных водах ТЭС, загрязненных нефтепродуктами, могут содержаться мазут, изоляционные и смазочные масла, бензин, керосин и т.д. В силу всех негативных последствий попадания нефти и ее продуктов в окружающую среду были разработаны способы уменьшения ее негативного воздействия – очистка нефтезагрязненных сточных вод. В настоящее время для этого на ТЭС применяются методы механической и физико-химической очистки. Для очистки сточных вод от нефтепродуктов на ТЭС обычно применяют последовательно несколько методов до достижения ПДК нефтепродуктов в воде: отстаивание, флотацию, механическое фильтрование.

Помимо обыкновенной очистки стока довольно часто необходима и дополнительная очистка, которая получила название «доочистка». Положительными качествами данной ступени очистки является то, что воды, прошедшие доочистку можно использовать в технологических процессах повторно, например, в схеме подпитки теплосети или в качестве исходной воды для приготовления воды для подпитки котлов. Это позволяет уменьшить затраты водных ресурсов, сброс или отведение сточной воды. Т.е. пуск очищенных стоков в повторное использование помогает снизить затраты предприятия, а также оказываемое негативное влияние на окружающую среду, флору и фауну водного объекта от сброса недостаточно очищенных нефтесодержащих сточных вод.

Наибольшее распространение в практике приобрел метод доочистки основанный на фильтровании через различные сорбционные материалы. Он зарекомендовал себя как эффективный и надежный метод, который в свою очередь имеет достаточное количество положительных отзывов и его эксплуатация по сравнению с другими методами доочистки весьма проста. Сорбционные фильтры предназначены для очистки воды от загрязнений, путем их поглощения высокопористыми сорбентами. В качестве загрузки применяются фильтрующие материалы на основе нефтяных сорбентов. Ее правильный подбор во многом определяет эффективность фильтрования, потому при выборе фильтрующей загрузки для удаления из воды нефтепродуктов важно производить сравнительный анализ сорбентов с целью выявления наиболее пригодного для использования при конкретных условиях.

Для подобной оценки пригодности использования была взята среднестатистическая ТЭЦ центрального региона, использующая в качестве основного

топлива природный газ, а в качестве резервного – мазут, на которой не проводится сорбционная доочистка нефтезагрязненных стоков. Это приводит не только к загрязнению окружающей среды, как уже было сказано выше, но и к упущению некоторых преимуществ, которые дает подобная очистка. Одним из таких немаловажных преимуществ является возможность повторного использования очищенной воды на водоподготовительной установке (ВПУ), которая в том числе позволяет снизить и расход исходной воды.

Таким образом можно существенно снизить экономические затраты предприятия на водопользование и водоотведение. Объем нефтезагрязненных сточных вод на данной ТЭЦ составляет 60 м³/ч, или 525600 м³/год. Для очистки используется установка, в которой предусмотрено три ступени: отстаивание в буферном резервуаре со сливом всплывших нефтепродуктов; напорная флотация в баке-флотаторе с удалением нефтепродуктов; фильтрация через механические фильтры. Стоки поступают на флотацию с концентрацией нефтепродуктов 8 мг/дм³. После механических фильтров значение концентрации нефтепродуктов составляет 1 мг/дм³. Очищенная вода после прохождения всех ступеней сбрасывается в централизованную систему водоотведения.

С целью сокращения сброса этих стоков, улучшения их качества, а также реализации повторного использования было предложено предусмотреть ступень доочистки нефтезагрязненных стоков для данной ТЭЦ. В качестве данной ступени предлагается внедрить сорбционных фильтры.

Для оценки эффективности использования был произведен сравнительный анализ нескольких сорбентов, рекомендуемых к применению для сорбционной очистки. В исследовании участвовали: активированный древесный уголь БАУ-А, производитель ООО «Водоочистка» [2]; Версойл, производитель ООО «Юн-Строй» [3]; гранулированный активированный кокосовый уголь, производитель ООО «Мембранная Техника» [4]; Мегасорб-Ф, производитель ООО «Про-Экология» [5]; сорбент ОДМ-2Ф, производитель ООО «Торговый дом «ОКПУР» [6]; БИО сорбент С-ВЕРАД, производитель ООО ПП «Арталия» [7]; сорбент АС, производитель ООО «АЛСИС» [8]; ПироСорб, производитель ООО «ЭКОВТОРРЕСУРС» [9].

В качестве сравнительных показателей были выбраны: сорбционная емкость, нефтеёмкость, ёмкость по нефтепродуктам в динамических условиях, г/г – этот показатель является наиболее важным для оценки, т.к. количественно отражает способность сорбента к сорбции, т.е. его сорбирующую способность; возможность регенерации – показатель, отражающий возможность повторного использования сорбента; насыпная плотность, кг/м³, объемный насыпной вес, г/дм³, от насыпной плотности и объёмного насыпного веса сорбента зависит какое его количество уйдет на заполнение одного фильтра; пористость, межзерновая пористость, %, чем выше данный показатель, тем лучше происходит процесс сорбции, что играет не маловажную роль при выборе фильтрующей загрузки.

В результате проведения анализа были выделены 2 сорбента — это Версойл и БИО сорбент С-ВЕРАД. Они в сравнении с другими сорбентами показали наиболее хорошие результаты по большому числу выбранных показателей. Несмотря на то, что БИО сорбент С-ВЕРАД не имеет способности к регенерации,

длительность его фильтроцикла достаточно велика, что позволяет не исключать его из рассмотрения. Так же данный сорбент уже зарекомендовал себя, как хороший вариант для выбора его в качестве сорбционной загрузки для фильтра по доочистке сточной воды от нефтепродуктов, так как уже используется для этих целей на ТЭЦ [10].

По выбранным в ходе исследования сорбентам были проведены оценочные расчеты по установке сорбционных фильтров. По результатам расчета было предложено 2 варианта: установить 4 фильтра, диаметр каждого из которых 1,5 м, высота слоя загрузки 1 м с использованием в качестве загрузки сорбента Версойл; либо установить 4 фильтра, диаметр каждого из которых 2,0 м, высота слоя загрузки 1 м с использованием в качестве загрузки БИО сорбента С-ВЕРАД.

Так же был проведен расчет фильтроцикла – наиболее показательного параметра, характеризующего период работы фильтра от начала одной промывки до начала следующей. В результате были получены следующие данные по длительности фильтроцикла: Версойл - 135501,26 ч, т.е 185,62 мес.; БИО сорбента С-ВЕРАД - 100149,47 ч, т.е. 137,19 мес.

В сравнении видно, что фильтроцикл сорбента Версойл превышает значение фильтроцикла БИО сорбента С-ВЕРАД, что является преимуществом. Стоит отметить, что значительно различается и стоимость данных сорбентов. Стоимость БИО сорбента С-ВЕРАД составляет 32000 руб/м³, для Версойл – 1530 руб/м³.

Обобщив выводы по сравнению всех показателей, можно сказать, что оба эти сорбента могут применяться, как фильтрующая загрузка фильтров по доочистке нефтезагрязненных стоков, т.к. их характеристики вполне приемлемы для данных целей. Но т.к. фильтроцикл сорбента Версойл больше, а цена меньше БИО сорбента С-ВЕРАД, то более приемлемо будет порекомендовать именно его. Окончательный выбор можно сделать только после опытно-промышленных испытаний и при учете финансовых затрат.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Щеглов С. И. Загрязнение вод нефтью и нефтепродуктами / С. И. Щеглов; науч. рук. Н. М. Недоливко // Творчество юных - шаг в успешное будущее: материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М. К. Корвина, г. Томск, 23-27 ноября 2015 г. — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — [С. 504-506].
2. Древесный дробленый активированный уголь БАУ-А // ООО «Водоочистка» Комплексные системы водоочистки. URL: <http://ochistka-vodi.ru/aktivirovaniy-drevesniy-drobleniy-ugol-baua-mf.html> (дата обращения: 8.11.2021).
3. СОРБЕНТ вермикулитовый. URL: <http://vermistroy.narod.ru/14.html> (дата обращения: 15.10.2021).

4. Уголь активированный кокосовый для сорбционных фильтров воды // Мембранная техника. URL: <https://www.membrannaya-tehnika-spb.ru/> (дата обращения: 15.10.2021).
5. Сорбент МЕГАСОРБ // PROECOLOGY. URL: <https://proecology.ru/ru/products/sorbents/sorbent-megasorb> (дата обращения: 15.10.2021).
6. Фильтровальный материал марки ОДМ-2Ф для водоподготовки и водоотведения // ОКПУРгрупп фильтровальные материалы и сорбенты. URL: <https://okpur-aqua.com/odm2f/> (дата обращения: 15.10.2021).
7. Сорбент для фильтров С-БЕРАД ® // NEFT PRODUCT. RU. URL: <https://www.neft-product.ru/trade/-3525> (дата обращения: 15.10.2021).
8. Сорбент АС (0,7 - 1,4) для фильтров обезжелезивателей // Гидросити Интернет-магазин водной техники. URL: https://gidrositi.ru/catalog/napolniteli/sorbent_as_0_7_1_4/ (дата обращения: 15.10.2021).
9. Электронный ресурс: Сорбенты серии «ПироСорб» от производителя. Ликвидация разливов нефтепродуктов, очистка жидких и газовых сред от широкого спектра примесей. // ЭКОВТОРРЕСУРС. URL: <http://piro-sorb.com/application/uploads/sorbent.pdf> (дата обращения: 15.10.2021).
10. Эффективные способы реагентной и адсорбционной очистки воды на ТЭС от органических примесей. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, А.И. Пиров, д-р хим. наук, А.А. Гришин, инж. /Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 6 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарina. – М.: Энергоатомиздат, 2003. — 560 с. С. 109-114.

Научный руководитель: Н.А. Еремина, к.т.н., доцент ИГЭУ.

АНАЛИЗ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ СВЕРХЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МИРА

С.С. Рахматуллин

Казанский государственный энергетический университет

Ряд исследователей определяют сверхзагрязняющие электростанции с помощью показателей интенсивности (загрязняющие вещества на единицу продукции или мощности) [1], что является довольно простым, но в то же время, проблемным способом сравнения, требующим детального рассмотрения и изучения, поэтому в данной работе фокус исследования смещается в другую, более наглядную область – на непосредственный анализ общих выбросов CO₂, поскольку реализация путей сокращения последних напрямую связана с возможностью сдерживания мирового глобального потепления, активно обсуждающегося сегодня в мировом научном сообществе [2-7].

По данным «Межправительственной группы экспертов по изменению климата» (IPCC) для сдерживания роста глобального потепления необходимо ограничить мировые выбросы CO₂ на уровне не более 1000 Гт, что подразумевает

серьезное сокращение текущего уровня эмиссии – от 41% до 72% к 2050 году [8]. По данной причине в этой работе используется понятие сверхзагрязняющих электростанций с точки зрения абсолютного объема экологически вредных веществ, которые они выбрасывают.

На рис. 1 показано расположение действующих сверхзагрязняющих электростанций в мире, работающих на ископаемом топливе, а также сравнение их выбросов углекислого газа в 2018 году [9]. Карты на рисунке наглядно представляют тот факт, что наиболее загрязняющими планету электростанциями являются угольные электростанции США, Европы, Индии и Восточной Азии [10]. Как можно заметить, предприятия США с самым высоким уровнем выбросов работали на угле и располагались в восточной половине страны, однако, несмотря на то что энергетический сектор экономики США – один из крупнейших на глобальном рынке, ни одна из десяти электростанций мира с наихудшими экологическими показателями (пиковые отметки на карте) географически не сосредоточена в пределах границ этого государства. Два из в высшей степени экологически опасных предприятия расположены в Европе, два – в Индии, шесть – в Восточной Азии, причем три из них находятся в южной части Корейского полуострова и по одному – в Японии, Тайване и северном Китае.

В табл. 1 приведены данные об упомянутых десяти электростанциях, сильнее всего загрязнивших окружающую среду в 2018 году, а в табл. 2 также аналогичная информация касательной десяти экологически вреднейших электростанций 2009 года. Из таблицы видно, что пять предприятий из «десятки 2009 года» сохранили свои показатели в рассматриваемом контексте и вошли в «десятку 2018 года», однако некоторые из них изменили свои позиции в рейтинге. Так, польская электростанция в Белхатове вытеснила тайваньскую из Тайчжуна, как самую загрязняющую, на пятое место. Для лучшего представления масштабов углеродного загрязнения этих двух электростанций, следует сообщить тот факт, что каждая из последних выбрасывает в год в атмосферу планеты больше углекислого газа, чем вся Швейцария, вместе взятая [9].

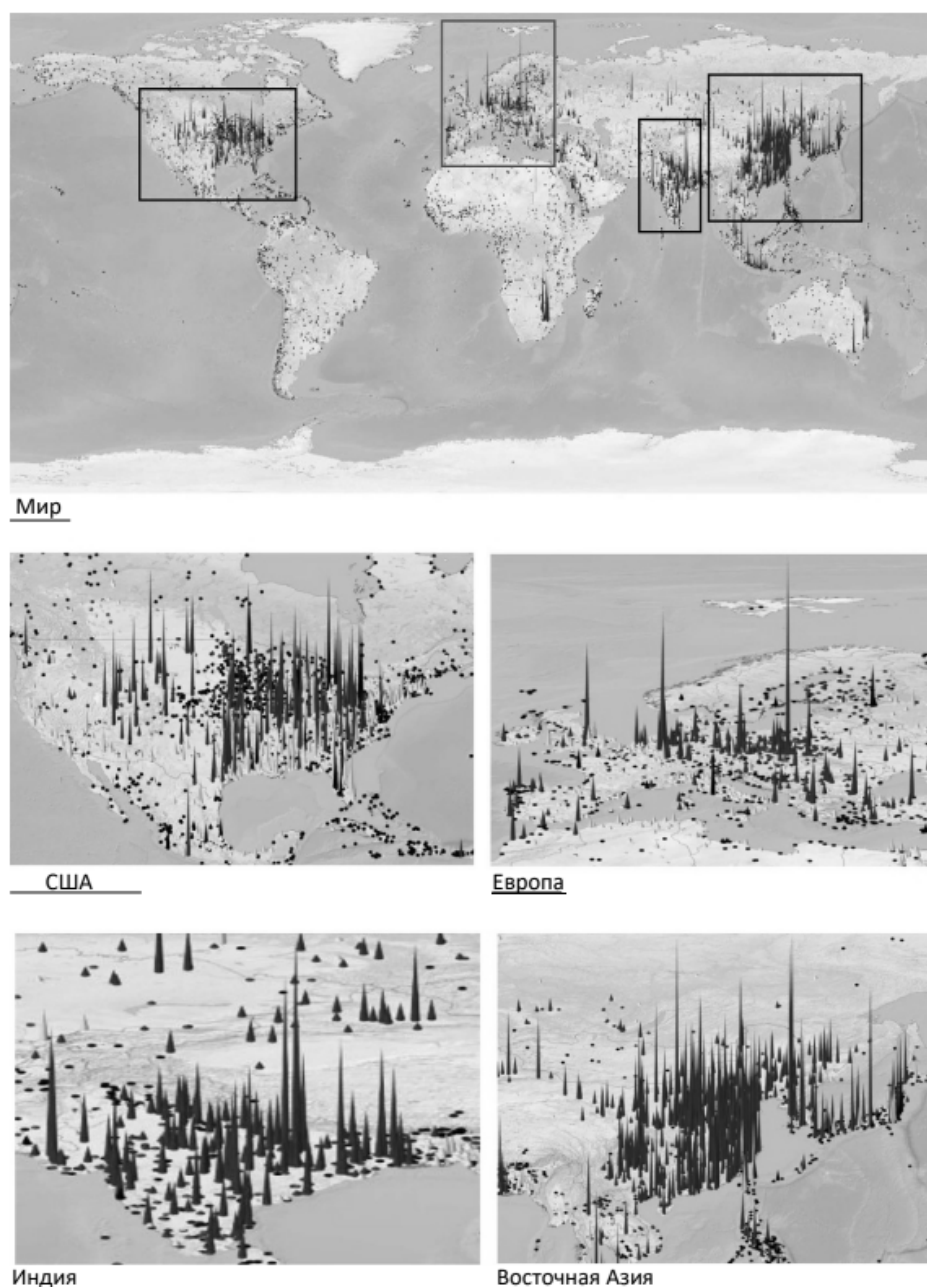


Рис. 1. Карты выбросов CO₂ электростанциями на ископаемом топливе

Таблица 1. Десять экологически вреднейших электростанций в 2018 году

Рей- тинг	Название	Страна	Вы- бросы CO ₂ , Мт	Топ- ливо	Воз- раст, лет	Мощ- ность, МВт	Отно- ситель- ная ин- тен- сив- ность
1	Belchatow	Польша	37,6	Уголь	27	5298	1.756
2	Vindhyachal	Индия	33,9	Уголь	14	4760	1.485
3	Dangjin	Южная Корея	33,5	Уголь	10	6115	1.473
4	Taeon	Южная Корея	31,4	Уголь	12	6100	1.481

5	Taichung	Тай-вань	29,9	Уголь	22	5834	1.282
6	Tuoketuo	Китай	29,5	Уголь	10	6720	1.450
7	Niederaussem	Германия	27,2	Уголь	38	3826	1.451
8	Sasan Umpp	Индия	27,1	Уголь	3	3960	1.401
9	Yonghungdo	Южная Корея	27	Уголь	9	5080	1.481
10	Hekinan	Япония	26,6	Уголь	21	4100	1.394

Таблица 2. Десять экологически вреднейших электростанций в 2009 году

Рей-тинг	Название	Страна	Вы-бросы CO ₂ , Мт	Топ-ливо	Воз-раст, лет	Мощ-ность, МВт	Отно-ситель-ная ин-тен-сив-ность
1	Taichung	Тай-вань	36,3	Уголь	13	5834	1.172
2	Poryong	Южная Корея	32,8	Уголь	13	5954	1.149
3	Taeon	Южная Корея	30,4	Уголь	3	4100	1.310
4	Belchatow	Польша	29,5	Уголь	18	4340	1.448
5	Dangjin	Южная Корея	29,1	Уголь	2	4075	1.244
6	Hadong	Южная Корея	28,7	Уголь	7	4000	1.259
7	Niederaussem	Германия	26,3	Уголь	29	3826	1.186
8	Mailiao Fp	Тай-вань	25,3	Уголь	8	4200	1.074
9	Vindhyachal	Индия	24,8	Уголь	5	3260	1.207
10	Kendal	ЮАР	24,7	Уголь	18	4374	1.335

Важно отметить, что, как правило, интенсивность выбросов (выбросы на единицу произведенной электроэнергии) десяти худших электростанций каждый год превышает интенсивность выбросов других электростанций, работающих на ископаемом топливе, в соответствующих странах. В частности, в 2018 году вреднейшие электростанции выбрасывали в атмосферу на 28%-76% больше углерода, чем их аналоги в регионе. Это указывает на то, что высокие уровни выбросов десяти крупнейших загрязнителей обусловлены не столько их большей производительностью, сколько менее эффективным сжиганием исходного топлива и/или использованием в качестве последнего более углеродоемких материалов [9].

Вопрос касательно того, почему данные неэффективные установки используются сегодня столь интенсивно открыт и может служить основой для дальнейшего изучения последующим исследователям экологических проблем энергетики.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Tong D. et al. Targeted emission reductions from global super-polluting power plant units // Nature Sustainability. - 2018.- N 1.- С. 59-68.
2. Kuhlmann G. et al. Quantifying CO₂ emissions of power plants with the CO₂M mission // EGU General Assembly Conference Abstracts. - 2021.- N 2.- С. 3260.
3. Khayyam U. et al. Energy production and CO₂ emissions: The case of coal fired power plants under China Pakistan economic corridor // Journal of Cleaner Production. - 2021.- N 1.- С. 124974.
4. Jiang K. et al. Achieving zero/negative-emissions coal-fired power plants using amine-based postcombustion CO₂ capture technology and biomass co-combustion // Environmental science & technology. - 2020.- N 4.- С. 2429-2438.
5. Naumann G. et al. Global warming and human impacts of heat and cold extremes in the EU // JRC PESETA IV Project-Task. - 2020.- N 1.- С. 1-30.
6. Agnihotri N., Sharma T., Dassani S. India's strategies to tackle global warming and climate change // Wutan Huatan Jisuan Jishu. - 2020.- N 11.- С.1-10.
7. O'Grady C. Time grows short to curb warming, report warns // Science. - 2021.- N. 1.- С. 723-724.
8. Somanathan E. et al. National and sub-national policies and institutions Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change // Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. - Cambridge: Cambridge University Press, 2014.- С. 1-66.
9. Grant D., Zelinka D., Mitova S. Reducing CO₂ emissions by targeting the world's hyper-polluting power plants // Environmental Research Letters. - 2021.- N 9.- С. 094022.
10. Oberschelp C. et al. Global emission hotspots of coal power generation // Nature Sustainability. - 2019.- N 2.- С. 113-121.

Научный руководитель: Р.Н. Мухаметжанов, к.т.н., доцент КГЭУ.

ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

А.Д. Рыдзевская, В.В. Пирогова
Белорусский национальный технический университет

За последнее время глобальное потепление стало больше, чем угрозой, и требует немедленного вмешательства. Сегодня компании и организации, а также

общество в целом осознали это, что ведёт к продвижению в том, чтобы изменить ситуацию. Следовательно, будущее планеты в руках устойчивости энергетики и экономики, и декарбонизация будет играть фундаментальную роль в ее достижении.

Под декарбонизацией понимается постепенный процесс уменьшения выбросов углерода в атмосферу. Эти выбросы являются следствием человеческой жизнедеятельности. Если человечеству удастся сократить эти выбросы и достичь так называемого чистого нуля выбросов, то это будет огромным шагом в борьбе с глобальным потеплением.

Для достижения данной цели необходима как государственная поддержка, направленная на стимулирование низкоуглеродной экономики, так и инициативы, способствующие инновациям и устойчивому развитию. Следует учитывать, что все виды энергии, особенно чистые и возобновляемые, играют важную роль в энергетическом переходе, при этом технологическая нейтральность имеет приоритет.

Существует много отраслей, в которых можно добиться эффективной декарбонизации. С помощью финансовых, жилищных, транспортных, промышленных и многих других мер можно добиться постепенного сокращения выбросов. Основные стратегии, необходимые для достижения углеродной нейтральности, представлены на рисунке 1.

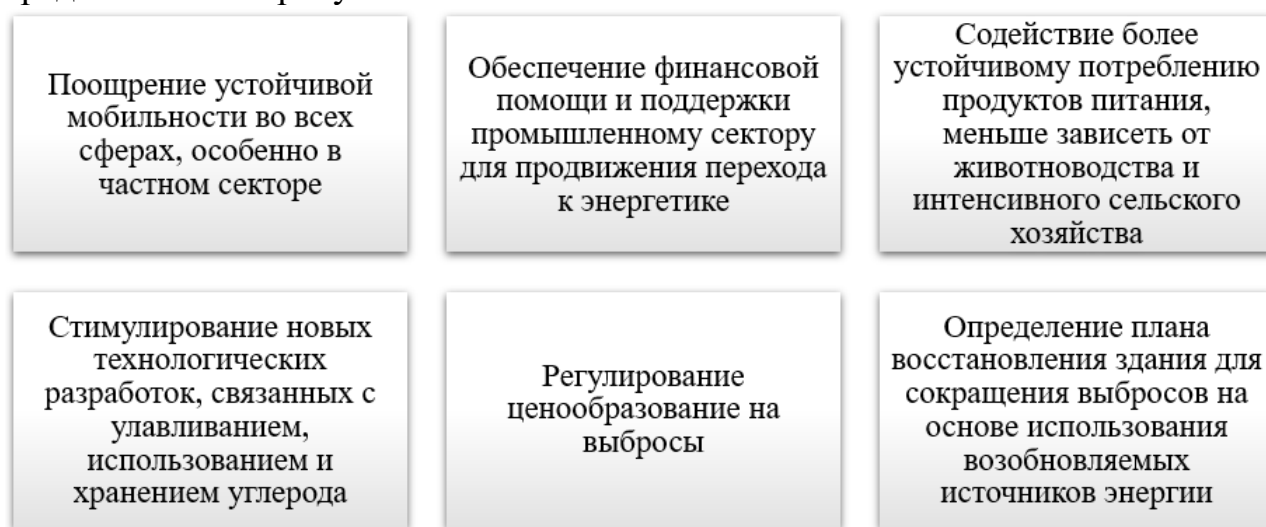


Рис. 1. Стратегии для достижения углеродной нейтральности

Такие страны, как Китай, Коста-Рика, Дания, Эфиопия, Соединенное Королевство и т.д., продвинулись дальше по этим стратегиям, чем другие, на что указывает их повышение энергоемкости, степени электрификации энергопотребления и части их электроэнергии, поступающей из источников с нулевым выбросом углерода. За декарбонизацией данных стран стоит множество различных факторов.

Эти страны инвестируют в энергоэффективность. Так, Китай, Дания, Эфиопия и Великобритания за последние годы снизили свою энергоемкость на 4% в год, что значительно превышает среднемировой показатель в 2,3%. Это является следствием того, что они повышают энергоэффективность своей экономики и сокращают спрос на энергию. Китай, Дания и Великобритания установили

целевые показатели энергоэффективности и реализовали комплексный пакет мер политики и инвестиционных программ для повышения энергоэффективности [1].

Коста-Рика и Эфиопия получают почти всю электроэнергию из чистых источников, в частности из гидроэнергетики. Первоначальные инвестиции в гидроэнергетику были основаны в первую очередь на экономических показателях использования недорогих, доступных на местном уровне ресурсов. Гидроэнергетика также важна для электроэнергетических систем в Бразилии, Колумбии и Кении, которые также близки к нулевому выбросу углерода. Между тем, развивающиеся страны в целом получают в среднем лишь 28% своей электроэнергии из источников с нулевым выбросом углерода.

Прогресс в области декарбонизации электроэнергии во многих странах обусловлен инвестициями в ветроэнергетику, солнечную фотогальванику и геотермальную энергию. Коста-Рика, Демарк и Соединенное Королевство перестали получать энергию от возобновляемых источников энергии, не связанных с гидроэнергетикой, в 1990 г. до 20% или более к 2017 г. Кения также значительно увеличила свои мощности, особенно геотермальные. Рост возобновляемых источников энергии в Китае был небольшим в процентном отношении к его потребностям в электроэнергии, но огромным в абсолютном выражении, поскольку в настоящее время Китай является крупнейшим рынком солнечной и ветровой энергии в мире [1].

Между тем, глобальный прогресс в области экологически чистой электроэнергии застопорился: доля источников с нулевым содержанием углерода с 1990 года в основном оставалась на уровне 30-35%. Последние несколько лет показали рост доли источников с нулевым выбросом углерода, в основном за счет новых ветряных и солнечных батарей. В то время как доля атомной энергетики и гидроэнергетики сокращается, но прогресс остается медленным по сравнению с необходимостью достижения нуля.

Прямые обязательства в отношении чистой, эффективной энергии и декарбонизации: Коста-Рика, Дания и Великобритания установили целевые показатели нулевых выбросов в масштабах всей экономики на 2050 год. Эти обязательства по полной декарбонизации основываются на десятилетиях усилий, которые эти страны уже предприняли в области энергетики, эффективности, возобновляемые источники энергии и устойчивое развитие. Большему количеству стран следует последовать их примеру в установлении четких целей декарбонизации.

Пандемия, вызванная COVID-19, потрясла социальную и экономическую жизнь всех стран. Введение карантина на больших территориях по всему миру вызвало крупнейший шок энергетической системы – произошло падение спроса на энергию, а также обвал цен на нефть в марте 2020 г., который показал ненадежность механизма ценообразования на данный вид топлива и повысил интерес инвесторов к альтернативным источникам энергии. Европейские банки стали подвергаться все большему давлению со стороны надзорных органов и акционеров, которые обеспокоены тем, что кредитные организации финансируют отрасли, которые могут устареть. Многие банки признают риск, связанный

с такими активами, и постепенно отказываются от использования ископаемого топлива.

Для успешной декарбонизации необходимо не только внедрение новых технологий по выработке энергии из возобновляемых источников энергии, поскольку возникает проблемы рентабельности, быстрой окупаемости и осуществления действий со стороны регулятора, который мог бы стимулировать распространение данных технологий, а также принятие других мер, способствующих декарбонизации. Декарбонизация предполагает отказ от углерода, а не от нефти и газа, поскольку, во-первых, это невозможно на данном временном этапе, а также в некоторых отраслях производства, во-вторых, существуют различные механизмы «озеленения» деятельности, использующей невозобновляемые источники энергии.

Таким образом, энергетический сектор, будучи движущей силой экономики, требует пристального внимания регулятора для начала структурной трансформации экономики – декарбонизации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Порфирьев Б.Н., Рогинко С.А. Проблемы и перспективы развития альтернативной энергетики на современном этапе модернизации мировой и российской экономики. В книге: Альтернативная энергетика как фактор модернизации российской экономики: тенденции и перспективы. Сборник научных трудов. М., 2016.- 10-37 с.
2. Global Energy and CO2 Status Report – 2017. March 2018. – International Energy Agency (IEA), 2018.

Научный руководитель: Е.П. Корсак, м.э.н., ст. преподаватель БНТУ.

ПОДБОР МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА И ВЛИЯНИЕ ИХ НА ВЫБРОСЫ БЕНЗАПИРЕНА

А.В. Савинова

Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина

Выработка энергии, получаемой при сжигании органического ископаемого топлива (нефти, угля и газа), приводит негативному воздействию на окружающую среду (НВОС), в первую очередь к выбросу в атмосферу огромного количества загрязняющих веществ, а также влияет на гидросферу (потребление воды, создание искусственных водохранилищ, сбросы загрязненных и нагретых вод, жидких отходов) и на литосферу (потребление ископаемых топлив, изменение ландшафта, выбросы токсичных веществ). Даже используя наиболее экологически безопасное топливо – природный газ, при котором происходит меньшее количество выбросов вредных веществ, все равно происходит загрязнение

атмосферы высокотоксичными веществами: оксидами азота, бенз(а)пиреном, углекислым газом.

Для снижения НВОС на ТЭЦ в последние годы могут использоваться наилучшие доступные технологии (НДТ), которые в том числе позволяют уменьшить выброс вредных веществ в атмосферу. Для сокращения выбросов оксидов азота рекомендованы рециркуляция дымовых газов, ступенчатое сжигание топлива, использование горелок с низким выбросом, а именно [1]:

а) уменьшение пиковой температуры посредством использования следующих основных методов: достехиометрическое горение (с использованием богатой горючей смеси, в случае с которой кислород становится сдерживающим фактором); супрастехиометрическое горение (с использованием бедной топливовоздушной смеси для рассредоточения теплоты сгорания); ввод охлажденного топливного газа с кислородным обеднением для рассредоточения теплоты сгорания; ввод охлажденного топливного газа с кислородным обеднением с добавленным топливом для рассредоточения теплоты сгорания, уменьшения температуры реакции и для того, чтобы кислород стал сдерживающим фактором; ввод воды или пара для рассредоточения теплоты сгорания и для снижения температуры реакции;

б) уменьшение времени нахождения при пиковой температуре посредством использования следующих основных методов: ввод топлива, пара, рециркуляционного дымового газа или воздуха для горения непосредственно после сгорания; уменьшение распространения зоны высокой температуры, что обеспечивает более быстрое удаление дымового газа;

в) химическое восстановление оксидов азота в процессе сгорания посредством использования следующих основных методов: субстехиометрическое сгорание, т.е. в обогащенной топливной смеси оставшееся топливо может действовать в качестве восстановителя; повторное сжигание дымовых газов с добавлением топлива (с добавленным топливом, действующим в качестве восстановителя); создание условий обеднения топливом и обогащения топливом в зоне сгорания;

г) снижение образования азота и его соединений в процессе сгорания посредством использования следующих основных методов: сгорание с ограниченным доступом подаваемого воздуха; применение рециркуляции дымовых газов; ступенчатое сжигание с вдуванием воздуха, предусматривающее создание двух зон (одна зона с избытком горючего, где происходит первоначальное сгорание, и вторая, где происходит добавление воздуха для обеспечения полного сгорания); ступенчатое сжигание топлива (аналогично ступенчатому сжиганию с вдуванием воздуха); повторное сжигание топлива (процесс аналогичен рециркуляции дымовых газов, но с добавлением топлива в дымовой газ, что снижает температуру. Если при добавлении на второй стадии сгорания для повторного сжигания топлива в качестве восстановителя используется топливо, процесс аналогичен ступенчатому сжиганию топлива); уменьшение времени предварительного нагрева воздуха; применение горелок с малым выбросом оксидов азота, обеспечивающих смешивание топлива и воздуха/дымового газа таким образом, что при ступенчатом сжигании создаются различные зоны; нагнетание

воды/пара для снижения температуры пламени и для уменьшения образования оксидов азота при тепловой реакции, включая с импульсным началом истечения воды/пара; сжигание в обогащенной кислородом среде, когда воздух заменяют кислородом, чтобы предотвратить образование NOx при тепловой реакции; оптимизация сгорания посредством применения активного контроля процесса сгорания, например, посредством специального программного обеспечения; применение каталитического сгорания с использованием катализатора; а также так называемые вторичные мероприятия или азотоочистка дымовых газов:

д) применение селективного каталитического восстановления (СКВ) после обеспыливания и очистки от кислых газов. При использовании данного способа обычно требуется подогрев дымовых газов после предыдущих стадий газоочистки (температура на выходе из газоочистки составляет 70 °С для мокрых систем и 120 °С — 180 °С для большинства рукавных фильтров). Для достижения рабочих температур для системы СКВ необходима температура 230 °С — 320 °С;

е) применение селективного некаталитического восстановления (СНКВ). Аналогично СКВ, восстановитель (обычно аммиак, мочевины или нашатырный спирт) используется для восстановления оксидов азота, но, в отличие от СКВ, без катализатора и при более высокой температуре от 850 °С до 1100 °С. Побочные воздействия, которые необходимо учитывать, включают в себя наличие аммиака в отработанном газе, образование аммиачных солей в установках после завода, образование N₂O, где мочевины, например, используется в качестве компонента смеси восстановителей, и выброс СО. Проскок аммиака при СНКВ, как правило, гораздо больше, чем при СКВ, вследствие требуемой дозировки восстановителя выше стехиометрической (при высокой температуре, требуемой для СНКВ, часть добавляемого аммиака вступает в реакцию, образуя дополнительные оксиды азота).

Многие ТЭЦ центрального региона России в качестве методов снижения выбросов оксидов азота используют рециркуляцию дымовых газов и ступенчатое сжигание топлива. Но эти мероприятия по подавлению образования оксидов азота в процессе горения оказывают значительное влияние на выбросы бенз(а)пирена в атмосферу. Установлено, что в зависимости от способа организации и степени подачи газов рециркуляции в топку котла и от способа организации и степени подачи вторичного дутья при ступенчатом сжигании топлива, происходит влияние на уровень содержания БП в уходящих газах газомазутных котлов.

Поэтому при выборе этих мероприятий необходимо провести оптимизацию рециркуляции дымовых газов и ступенчатого сжигания топлива с целью недопущения повышения выбросов бенз(а)пирена.

В качестве примера рассмотрены сочетания мероприятий для котла марки ТГМ-96Б, при его работе на газе в среднем 4340 часов в год. Изначально на котле использовалась только рециркуляция дымовых газов с вводом газов рециркуляции по наружному каналу горелок, при этом выбросы оксидов азота составили: $M_{\text{NO}_2} = 119,5078 \text{ г/с}$ и $M_{\text{бп}} = 0,003150289 \text{ г/с}$.

Были рассмотрены следующие сочетания мероприятий: применение рециркуляции дымовых газов и ступенчатого сжигания со степенью рециркуляции $r=0,15; 0,2; 0,3$, с долей воздуха, подаваемого помимо основных горелок $\delta=0,05; 0,1; 0,15; 0,2$, а также с разными способами ввода газов рециркуляции: в подтопки, через шлицы под горелки, по наружному каналу горелок, в воздушное дутье, в рассечку двух воздушных потоков.

В качестве оптимального сочетания было определено использование способа ввода газов рециркуляции в рассечку двух воздушных потоков и степени рециркуляции дымовых газов $r=0,15$, при доле воздуха, подаваемого помимо основных горелок, $\delta=0,2$. При этих параметрах выброс оксидов азота составил $M_{NO_2}=75,17664$ г/с, выброс бенз(а)пирена – $M_{бп}=0,002173699$ г/с. Снижение выброса оксидов азота составило 37 %, бенз(а)пирена – 31 %.

Таким образом возможно не только снизить негативное воздействие на атмосферный воздух, улучшить экологическую обстановку в близлежащем районе, с одной стороны, но и уменьшить плату за НВОС, с другой стороны. Т.е. получить и экологическую, и экономическую выгоды.

Снижение платы по оксидам азота составит около 105 тыс. руб/год, по бенз(а)пирену более 91 тыс. руб/год.

Проводя оптимизацию мероприятий по подавлению образования оксидов азота в процессе горения с учетом образования бенз(а)пирена, возможно получить сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, а также сократить расходы предприятия в виде платы за НВОС по двум выбросам вредных веществ более чем на 195 тыс. руб/год.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ИТС-22-2016. Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ оказании услуг на крупных предприятиях // URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200143294>
2. Экологические проблемы энергетического обеспечения человечества // URL: <http://nuclphys.sinp.msu.ru/ecology/ecol/ecol05.htm>
3. Снижение выбросов бенз(а)пирена в атмосферу // URL: https://knowledge.allbest.ru/ecology/2c0a65635b2ad69b4d53a89421316d37_0.html#text

Научный руководитель: Н.А. Ерёмина, к.т.н., доцент ИГЭУ.

СОВРЕМЕННЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

К. И. Сафина

Казанский государственный энергетический университет

Энергетика — это совокупность отраслей топливной промышленности и средств доставки энергии и топлива. Энергетика является основой современного

хозяйства, а также всех прогрессивных процессов в мировой экономике. На сегодняшний день энергетическая безопасность – это актуальная проблема безопасности существования государства. Например, одной из важных существенных проблем современной энергетики является её ресурсное обеспечение [1]. Современная энергетика реализуется на невозобновляемых источниках энергии. По некоторым данным [2], около 70 % мировых необходимых веществ в энергии покрываются благодаря ископаемому топливу: нефти, угля, газа. Кроме того, и реализация крупных проектов по извлечению полезных ископаемых относят к числу глобальных факторов нестабильной природной среды, проявляющиеся как последствия чрезвычайных ситуаций экологического характера. Доступ к ископаемому топливу становится все более недостижимым и становится необходимым применение более новых технологий, которые способствует увеличению его стоимости. Анализ данных подтверждает то, что российская энергетика уже не справляется с обеспечением возрастающего внутреннего спроса [3].

Воздействие современных энергетических систем и комплексов на природную среду хорошо изучено [4]: вклад энергетики в загрязнение природной среды составляет более трети от вклада других отраслей экономики. Изучив данные [5], можно сделать вывод о том, что более 50 млн. человек живут в местах, где уровень токсичных газов превышает ПДК, в большинстве городов в отдельные дни отмечается уровень загрязнения превышающих 10 ПДК.

Наиболее популярными в мире становятся экологически чистые источники энергии, которые называют альтернативными. К ним относятся: энергия Солнца, ветра, энергия волн и течений, глубинное тепло Земли.

Геотермальная электростанция – это теплоэлектростанция, которая преобразует внутреннее тепло Земли в электрическую энергию. В 1966 в России на Камчатке была выпущена 1-я геотермальная электростанция мощностью 5 МВт; к 1980 её мощность уже составляла 11 МВт. Геотермальные электростанции имеются уже в ряде стран, такие как США, Япония, Италия.

Большую популярность приобрела приливная электростанция, которая преобразует энергию морских приливов в электрическую. Действующие ПЭС есть во Франции, в Российской Федерации, в Китае и др.

Отрицательные черты развития нетрадиционной энергетики.

Можно подумать, что может быть положительнее практически безотходного способа получения энергии на альтернативных электростанциях? Так, станции, которые используют энергию приливов и отливов в морях, могут значительно замедлить вращение Земли вокруг своей оси, если их построить много. Последствия от такого вмешательства в природу могут быть совершенно непредсказуемыми. Солнечные, ветряные и геотермальные электростанции, к сожалению, не могут быть построены везде. Также можно сказать о том, что избыточное использование энергии ветра приводит к ослаблению ветров, которые выдувают вредные отходы, которые выделяются в воздух фабриками и заводами. Экология данных местностей стала хуже.

Заключение

Многие производства используют еще не усовершенствующиеся технологии, которые держат дистанцию между нами и природой. Нанося ущерб экологии, мы наносим вред и себе. Не нужно терять надежды о том, что появятся новые технологии, которые позволят нам почувствовать связь с природой. Тогда, в воду не будут сливаться ядовитые отходы, а в воздухе не будет вредной пыли.

На сегодняшний день начинается новый этап земной энергетики. Появилась экологически чистая энергетика, не наносящая ущерб природе и человеку. Энергетика связана со многими вещами в мире, и всё тянется к энергетике и зависит от неё.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Остаева Г.Ю., Потапов И.И. Полимерные отходы и окружающая среда // Экологически системы и приборы. – 2002. – № 12. – С. 51 – 58.
2. Пономарева В.Т., Лихачева Н.Н., Ткачик З.А. // Пластические массы, 2002. – №5. С. 44 – 48.
3. Лобачева К.Г., Желтобрюхов В.Ф., Прокопов И.И. и др. Состояние вопроса об отходах и современных способах их переработки. – Волгоград: ВолГУ, 2005. – 176 с.
4. Тугов, А. Не превратить планету в свалку / А. Тугов, Н. Эскин, Д. Литун, О. Федоров // Наука и жизнь. – 1998. – №5.
5. Систер В.Г., Мирный Л.И. Современные технологии обезвреживания и утилизации твёрдых бытовых отходов. – М.: Академия коммунального хозяйства им. К.Д. Памфилова, 2003. – 303 с.
6. МДС 13–8.2000. Концепция обращения с твёрдыми бытовыми отходами в Российской Федерации. Госстрой России // Федеральный центр благоустройства и экологической безопасности города и сельских поселений России. – Москва, 1999. – № 17.

Научный руководитель: Р. С. Зарипова, к.т.н., доцент КГЭУ.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ СЫРЬЯ

А.Л. Сиразева, Р.С. Зарипова

Казанский государственный энергетический университет

В последние годы, в связи с инновационным развитием экономики, наблюдается значительное увеличение потребления первичной энергии и электроэнергии [1]. В настоящее время наиболее востребованными источниками производства энергии являются нефть, уголь, газ и уран [2]. В ближайшие десятилетия они останутся основными источниками энергии – 30, 23, 24, 12% соответственно. Однако ограниченная доступность нефти и газа очевидна. В течение этого времени для этих источников энергии должна быть подготовлена замена [3].

Поэтому необходимо разрабатывать новые технологии, например, такие как солнечная энергия [4].

Годовой поток солнечной энергии на Землю в пять раз превышает всю энергию, поступающую от топливных источников энергии. Также существует энергия ветра и гидроэнергетика. Гидроэнергетика в настоящее время почти полностью освоила все свои возможные ресурсы. Исключение составляют малые гидроэлектростанции, которые сейчас активно возрождаются. Но они больше не могут вносить значительный вклад в общее количество производимой энергии.

Большинство возобновляемых источников энергии, за исключением гидроэнергетики, являются системами с низким потенциалом. Это означает, что с их помощью невозможно получить большие энергетические мощности, необходимые для функционирования современных отраслей промышленности. Это особенно верно в отношении электроэнергии, вырабатываемой в сельскохозяйственном производстве. Исследования в области мировой энергетики и возможные пути ее развития указывают на то, что в ближайшем будущем возможная роль возобновляемых источников энергии в ряде стран изменится [4]. Они выйдут за пределы вспомогательной энергии, которая решает местные проблемы. Кроме того, новые виды энергии порождают новые виды экологических последствий, которые могут привести к изменениям условий окружающей среды, в том числе на региональном и глобальном уровнях.

Истощение ресурсов становится все более актуальным. Главной проблемой современной энергетики и всей человеческой деятельности является экологическая система. Земля не справляется с растущей на нее нагрузкой (выбросами вредных веществ). Из-за этой большой проблемы появляется много новых. Решение, которых с каждым годом становится все сложнее. С одной стороны, необходимо увеличить производство электроэнергии, а с другой стороны, состояние постоянно контролируется. Для этого необходимо определить перспективные направления развития энергетики, которые позволят решить эти проблемы одновременно.

Полным решением проблемы могло бы стать овладение энергией термоядерного синтеза. Однако исследования последних лет показали, что при нынешнем уровне развития техники и технологий на пути к полному использованию термоядерной энергии существуют технические проблемы, которые решались в течение последних 50 лет без значительного успеха. Поэтому рассчитывать на определенные планы, связанные с термоядерным синтезом, преждевременно.

Таким образом, вариантами замены являются только современные технологии угля, газа, топлива, солнечной и ядерной энергии. Они позволяют реализовать энергетические потребности человечества в течение следующих нескольких сотен лет. В ряде стран успешно развиваются энергетические отрасли, связанные с использованием ветра и биомассы. Использование этих видов производства энергии имеет свои плюсы и минусы для экологии и дикой природы планеты. Следует также отметить, что при использовании каждого вида энергии необходимо учитывать различные факторы, в том числе климатические. Краткие характеристики основных источников производства электроэнергии:

1. Уголь. Выбросы угольных станций вызвали кислотные дожди, которые уничтожают растительность, почву, водные объекты и влияют на здоровье людей. Одна тепловая электростанция мощностью 1000 МВт, работающая на угле с содержанием серы около 3,5% выбрасывает в атмосферу около 140 тыс. тонн диоксида серы в год, из которых образуется около 280 тыс. тонн серной кислоты. Ветер поднимает черный смог с поверхности золоотвалов, образуя пыльные бури. Ежегодный объем шлаковых отходов (золы) тепловых электростанций в России превышает 100 млн тонн. Кроме того, в процессе при сжигании угля происходит радиоактивное загрязнение окружающей среды, содержащиеся в нем радионуклиды (^{238}U , ^{210}Pb , ^{40}K , ^{210}Po , ^{226}Ra , ^{228}Ra , ^{230}Th и др.).

2. Газ. Самым чистым топливом для тепловых электростанций является природный газ. К сожалению, его добыча создает большие экологические проблемы: загрязнение водоносных горизонтов высокотоксичными веществами и поверхностных водоемов сточными водами, выбросы метана в атмосферу, повышенный радиоактивный фон в районах добычи полезных ископаемых, повышенная вероятность землетрясений.

3. Нефть. Основные экологические проблемы, возникающие при добыче и использовании нефти в качестве источника энергии связаны с химическим загрязнением подземных вод в процессе добычи, химическое и термическое загрязнение поверхностных вод, образование нефтяной пленки, нарушение среды обитания животных, загрязнение почвенного покрова, значительный водозабор.

4. Гидроэнергетика. Основными экологическими последствиями использования гидроэнергетики являются: затопление сельскохозяйственных земель и населенных пунктов; нарушение водного баланса, что приводит к изменению условий существования флоры и фауны; климатические последствия (изменение теплового баланса, увеличение количества осадков, скорости ветра, облачности и т.д.); заиливание водоема и береговая эрозия, ухудшение самоочищения проточной воды и снижение содержания кислорода, нарушение свободного передвижения рыб; опасность крупных аварий [5, 6].

5. Атомная энергетика. Помимо того, что атомные электростанции не потребляют кислород, не выделяют вредных химических веществ в атмосферу, они значительно экономят потребление ископаемого топлива, запасы которого весьма ограничены. В наиболее развитых странах мира (Франция, Япония, США, Китай и Россия) ядерная энергетика позволяет экономить до 440 млн тонн угля в год, предотвращают сжигание более 450 млн тонн кислорода. Проблема заключается в хранении обрабатываемого топлива и в постоянно растущих затратах на обеспечение безопасности атомных электростанций [7].

6. Солнечная энергия. Солнечные электростанции эффективны только для районов с высоким уровнем инсоляции. При использовании солнечной энергии возникают экологические проблемы: отчуждение больших земельных участков, их возможная деградация; загрязнение территорий опасными веществами при неполной утилизации отработанных солнечных батарей; изменение теплового баланса, влажности, направления ветра в данной местности.

7. Энергия ветра. Эта энергетическая отрасль быстро развивается в ряде стран, несмотря на его негативное воздействие на окружающую среду:

отчуждение больших земельных участков (станции выносятся в море); нерегулируемый источник энергии (спокойное море); шумовые воздействия, при мощности станции 2-3 МВт, возникает необходимость отключать их ночью; местные климатические изменения из-за нарушения естественной циркуляции воздушных потоков; неблагоприятное воздействие на морских животных при размещении ветрогенераторов в водной среде; несовместимость ландшафта, непривлекательность, визуальный дискомфорт.

8. Энергия геотермальная, приливная и биомасса. Этот вид энергии имеет массу недостатков и ряд преимуществ. Наиболее широко используется геотермальная энергия. Это очень эффективно для отдельных комплексов с низким уровнем энергопотребления. В других случаях экономическая и экологическая эффективность его использования низкая. Для сельского хозяйства перспективным является развитие энергетики на биотопливе. Это улучшит экологическое состояние территории и снизит затраты фермерских хозяйств. В качестве источника энергии для работы небольшое биотопливо в сельской местности, это очень предпочтительно.

Данные характеристики позволяют сделать следующие выводы. Ситуация в мире показывает, что нефть остается доминирующим энергоносителем. В последнее десятилетие сложность технологических усилий и финансовые затраты на добычу нефти росли. Более того, нефть стала дестабилизирующим фактором в устойчивом развитии как экономики, так и политической системы [8]. Все расчеты и исследования, а также опыт эксплуатации электростанций показывают, что основной упор в развитии энергетики в наше время необходимо делать на солнечную и атомную. Это позволит человечеству дать время для доведения технологии термоядерного производства электроэнергии до промышленного производства. А также усовершенствовать технологию использования биотоплива, особенно для сельского хозяйства, где постоянно накапливаются большие объемы топлива.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Фейлинг Т., Торосян Э., Цуканова О., Калинина О. Серия конференций ИОР: Материаловедение и инженерия, 497(1) 012027 (2019).
2. Вилкен В., Калинина О., Барыкин С., Золотова Е. Серия конференций ИОР: Материаловедение и инженерия, 497(1) 012037 (2019).
3. Давыдов В.В. Российский физический журнал, 42(9) 822-825 (1999).
4. Давыдов В.В., Дудкин В.И., Карсеев А.Ю. Российский физический журнал, 58(2) 146-152 (2015).
5. Шакиров А.А., Зарипова Р.С. Применение мембранных технологий в очистке воды. Сибирский журнал биологических наук и сельского хозяйства. 2019. Т.11. №3-2. С.76-79.
6. Беляева Л.Р., Р.С. Зарипова, Ю.Я. Петрушенко, Е.А. Попов. Мониторинг переменной ионной концентрации в водной среде с помощью информационно-измерительной системы на основе мембранного датчика. Известия вузов. Проблемы энергетики. 2011. №1-2. С.119-126.

7. Стенис Дж., Хогланд У., Соколов М., Рудь В., Давыдов Р. Серия конференций IOP: Материаловедение и инженерия, 497(1) 012061 (2019).
8. Мороз А.В., Давыдов В.В., Рудь В.Ю., Райд Ю.В., Глинушкин А.П. Физический журнал: Серия конференций, 1135(1) 012060 (2018).

Научный руководитель: Р.С. Зарипова, к.т.н., доцент КГЭУ.

О ВЛИЯНИИ SAR МОБИЛЬНЫХ ТЕЛЕФОНОВ НА ЧЕЛОВЕКА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МОДЕЛИ

А.С. Соловской, В.Ю. Васильев

Алтайский государственный технический университет имени И.И. Ползунова

В современном развивающемся мире сотовые телефоны оказались одним из жизненно важных гаджетов, используемых людьми всех возрастов и для различных целей. Прогресс в области развития и усовершенствования сотовых телефонов привел к тому, что использование телефона не ограничивается только осуществлением звонков и обмена сообщениями, но также появляются множества новых приложений, облегчающие жизнедеятельность человека.

Когда дело доходит до покупки смартфонов в рамках ограниченного бюджета, люди, в основном, сравнивают мобильные телефоны по соотношению технических характеристик и цены. Однако немногие покупатели обращают внимание на потенциальный уровень возможного излучения, выражаемый удельным коэффициентом поглощения электромагнитной энергии (SAR). Уровни SAR регистрируются, когда устройство прижимается к голове (SAR головы) и когда оно работает на расстоянии 1,5 см от тела (SAR тела).

Пределы воздействия значения SAR различаются в разных странах. Органы власти, такие как Федеральная комиссия по связи (FCC), Европейский союз (ЕС) тестируют и определяют пределы SAR. В Соединенных Штатах мобильный телефон должен соответствовать пределу SAR в 1,6 Вт на килограмм, в среднем измеряемому с 1 г объемом. В Европейском союзе для получения сертификации ЕС максимальный предел SAR для мобильных телефонов составляет 2,0 Вт/кг в среднем, измеряемый с 10 г объема.

Существуют некоторые заблуждения по максимальным значениям удельного коэффициента поглощения (SAR) для сотовых телефонов и других беспроводных устройств. SAR – это показатель скорости поглощения радиочастотной энергии организмом от измеряемого источника - в данном случае сотового телефона. SAR необходим для измерения характеристик радиочастотного воздействия сотовых телефонов, чтобы убедиться, что они соответствуют рекомендациям по безопасности, установленным FCC и ЕС.

Современные мобильные телефоны предоставляют пользователю невероятные возможности мобильных операций, которые могут выполняться в любом месте. Естественно, у каждого потребителя свои определенные мобильные потребности, но каждый современный телефон более чем способен обеспечить все необходимые функции, которые большинство пользователей когда-либо хотели

бы видеть в мобильном устройстве. Некоторые смартфоны превосходно фотографируют, некоторые телефоны играют роль компактного компьютера, а другие определяются своей прочностью, чтобы выдержать механические воздействия на телефон. Индустрия смартфонов продолжает развиваться, поставляя все больше потрясающих продуктов. В таблице 1 представлены мобильные телефоны, на которые приходится 90% продаж на рынке России [1-3].

Таблица 1. Величина SAR для моделей сотовых телефонов

№	Модель телефона	SoC	Процессор	Графический процессор	Величина SAR для головы (Вт/кг)	Величина SAR для тела (Вт/кг)
1	Samsung Galaxy S21 Ultra 5G SD888	Qualcomm Snapdragon 888	4x 1,8 ГГц Cortex-A55	Qualcomm Adreno 840	0,714	1,58
2	OnePlus 9	Qualcomm Snapdragon 888	4x 1,8 ГГц Cortex-A55	Qualcomm Adreno 840	1,19	0,78
3	Google Pixel 5	Qualcomm Snapdragon 765G	6x 1,8 ГГц Kryo 475	Qualcomm Adreno 620	0,96	1,39
4	Xiaomi POCO X3 NFC	Qualcomm Snapdragon 732G	6x 1,8 ГГц Kryo 470	Qualcomm Adreno 618	0,558	0,986
5	Motorola G8 Power	Qualcomm Snapdragon 665	6x 1,8 ГГц Kryo 260	Qualcomm Adreno 610	0,91	1,79

Модели телефонов, рассмотренных в таблице 1, полностью удовлетворяют рекомендациям по безопасности, установленным FCC и ЕС. Однако, величины SAR для головы и тела различных моделей отличаются. Так, наименьшая величина SAR для головы составляет 0,558 Вт/кг (Xiaomi POCO X3 NFC), наибольшая величина – 1,19 Вт/кг (OnePlus 9). Величина SAR для тела варьируется от 0,78 Вт/кг (OnePlus 9) до 1,79 Вт/кг (Motorola G8 Power).

На рисунке 1 представлено схематическое изображение величины SAR для головы и тела различных моделей мобильных телефонов. Указанный рисунок содержит величины SAR не только моделей телефонов, указанных в таблице 1,

но и других (критически маленькое значение или критически большое значение) моделей. Самая низкая величина SARи для головы, и для тела принадлежат мобильному телефону марки HTC, самые высокие – OnePlus, Motorola и Xiaomi Redmi Note 8T (1,98 Вт/кг).



Рис. 1. Схематическое изображение величины SAR для головы и тела различных моделей мобильных телефонов

Многие пользователи ошибочно полагают, что использование мобильного телефона с наименьшим значением SAR обязательно снизит воздействие радиочастотных излучений на пользователя или использование устройства становится безопаснее, чем использование сотового телефона с высоким значением SAR. Значение SAR, безусловно, является важным инструментом для оценки максимально возможного воздействия радиочастотной энергии от конкретной модели сотового телефона, но одно значение SAR не предоставляет достаточной информации о величине радиочастотного воздействия в типичных условиях использования для определенного сравнения отдельных моделей сотовых телефонов. Скорее, значения SAR, собранные FCC, предназначены только для обеспечения лимита максимально допустимого уровня воздействия FCC даже при работе в нетипичных условиях [4].

Абсолютно любой мобильный телефон должен соответствовать стандарту радиочастотного воздействия FCC. Для пользователей, которые обеспокоены правильностью этого стандарта или иным образом преследуют цель еще больше снизить воздействие, наиболее эффективными средствами снижения воздействия являются удержание мобильного телефона на расстоянии от головы или тела и использование громкой связи или аксессуаров для громкой связи. Эти меры, как правило, окажут гораздо большее влияние на поглощение радиочастотной энергии, чем небольшая разница в SAR между отдельными мобильными телефонами, которая в любом случае является ненадежным сравнением воздействия радиочастотного излучения на потребителей, учитывая переменность индивидуального использования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Немцева И.Ю. Выбор мобильного телефона / И.Ю. Немцева, Н.М. Моисеева // Тенденции развития современной науки. – Липецк: Липецкий государственный технический университет, 2017. – С. 593-595.

2. Саранча А.М. Развитие сотовых телефонов // Заметки ученого. – 2021. – № 5-2. – С. 101-104.
3. Лазарева О.О. Состояние рынка сотовых телефонов и перспективы его развития // Дни науки-2017. – Новосибирск: Сибирский университет потребительской кооперации, 2017. – С. 145-147.
4. Зубарев Ю.Б. Мобильный телефон и здоровье. – Издание 6-е, переработанное. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "Первое экономическое издательство", 2021. – 288 с. – ISBN 978-5-91292-372-2. – DOI 10.18334/9785912923722.

Научный руководитель: Е.В. Титов, д.т.н., в.н.с., доцент АлтГТУ им. И.И. Ползунова.

ИММОБИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА В РАСПЛАВАХ ХЛОРИДОВ МЕТАЛЛОВ В УСЛОВИЯХ НЕРАВНОВЕСНОЙ ВОЗДУШНОЙ ПЛАЗМЫ

А.Е. Тихонов¹, И.Ю. Новоселов²
Томский политехнический университет^{1,2}
ИЯТШ^{1,2}, группа А1-09¹

По действующей технологической схеме отходы переработки отработавшего ядерного топлива (ОЯТ), оставшиеся после первого экстракционного цикла без урана и плутония, содержат различные нерадиоактивные продукты деления (РЗЭ, молибден и др.), конструкционные материалы (цирконий, железо, никель, хром, марганец и др.) и имеют следующий модельный состав: HNO_3 – 18,0 %, H_2O – 81,43 %, Fe – 0,07 %, Mo – 0,1 %, Nd – 0,11 %, Y – 0,06 %, Zr – 0,058 %, Na – 0,04 %, Se – 0,039 %, Cs – 0,036 %, Co – 0,031 %, Sr – 0,026 % [1]. Эти отходы выпариваются и после добавления необходимых химических реагентов (силикаты, фосфаты, бораты и др.) направляются на операцию остекловывания или цементирования с последующим захоронением [2, 3]. Применяемая технология многостадийна, экологически небезопасна, требует значительных энергозатрат, химических реагентов и исключает возможность извлечения из этих отходов образующихся со временем ценных и благородных металлов [4].

Существенное снижение энергозатрат может быть достигнуто при плазменной утилизации отходов переработки ОЯТ в виде оптимальных диспергированных водно-органических композиций с получением твердых дисперсных продуктов в виде простых и сложных оксидов металлов, включая магнитную окись железа, что дает возможность использовать магнитную сепарацию для их эффективного извлечения из водных суспензий [5] и последующего осуществления процесса плазменной иммобилизации в расплавах хлоридов металлов, стойких к радиационному облучению [6]. Это даёт возможность радикально уменьшить стоимость утилизации и иммобилизации отходов переработки ОЯТ за счет сокращения количества переделных операций, объёма емкостного оборудования, затрат химических реагентов, энерго- и трудозатрат, а также даёт

возможность извлечения из хранящихся отходов образующихся со временем ценных и благородных металлов.

На рисунке 1 представлены характерные равновесные составы конденсированных продуктов плазменной иммобилизации в условиях воздушной плазмы твердых дисперсных продуктов, полученных при плазменной утилизации модельных отходов переработки ОЯТ, в расплавах хлоридов калия (а) и натрия (б).

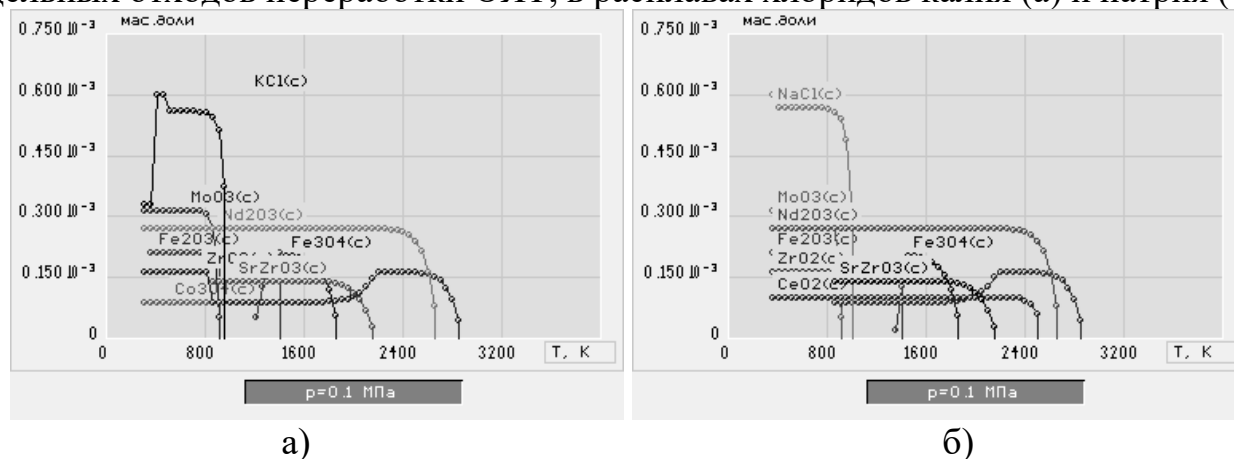


Рис. 1. Равновесные составы конденсированных продуктов плазменной иммобилизации твердых дисперсных продуктов в расплавах хлоридов калия (а) и натрия (б)

Из анализа равновесных составов следует, что при температурах 1050–1100 К образуется в конденсированной фазе смесь простых и сложных оксидов металлов (MoO_3 , Nd_2O_3 , Fe_2O_3 , CeO_2 , ZrO_2 , SrZrO_3 , Y_2O_3 и др.) в расплавах хлоридов калия (а) или натрия (б).

На рисунке 2 представлена схема лабораторного плазменного стенда – высокочастотный факельный (ВЧФ) плазмотрон на базе генератора ВЧГ8-60/13, на котором проведены исследования процесса плазменной иммобилизации в условиях воздушной плазмы ВЧФ-разряда твердых дисперсных продуктов, полученных при плазменной утилизации модельных отходов переработки ОЯТ.

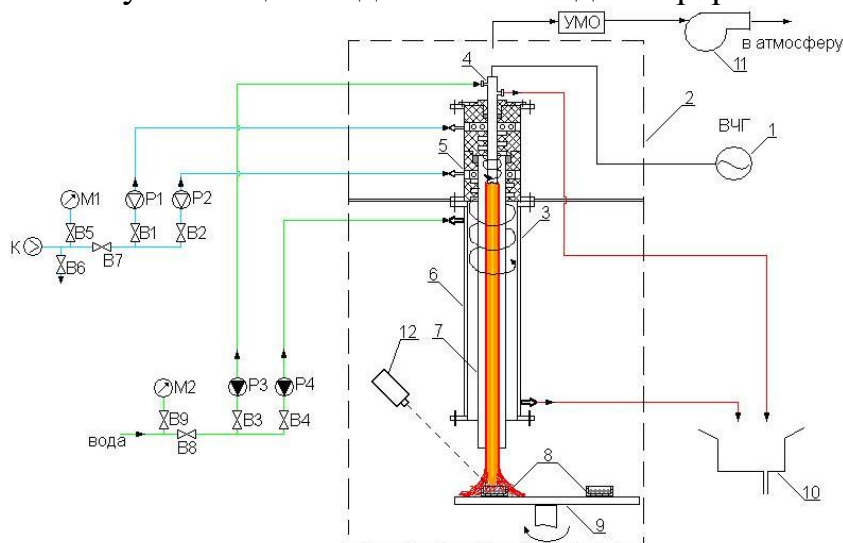


Рис. 2. Схема лабораторного плазменного стенда «Высокочастотный факельный плазмотрон на базе генератора ВЧГ8-60/13»: 1 – высокочастотный генератор ВЧГ8-60/13; 2 – технологический блок; 3 – плазмотрон;

4 – водоохлаждаемый медный электрод; 5 – узел ввода плазмообразующего и охлаждающего газа; 6 – корпус плазмотрона; 7 – кварцевая разрядная камера; 8 – тигель; 9 – подставка; 10 – слив охлаждающей воды; 11 – вытяжной вентилятор; 12 – инфракрасный пирометр; УМО – узел мокрой отчистки; К – компрессор; М1, М2 – манометры; Р1–Р4 – ротаметры; В1–В9 – вентили.

Плазменный стенд включает высокочастотный генератор ВЧГ8-60/13 (колебательная мощность до 60 кВт, рабочая частота 13,56 МГц), ВЧФ-плазмотрон для генерирования потоков неравновесной воздушной плазмы с температурой до 5000 К, а также вспомогательное оборудование, регулирующие устройства и приборы контроля.

Высокочастотный генератор ВЧГ размещён в экранированном металлическом шкафу, обеспечивающем надёжную защиту от электромагнитного излучения, и предназначен для питания электромагнитной энергией ВЧФ-плазмотрона.

В таблице 1 приведены режимы работы генератора ВЧГ и ВЧФ-плазмотрона, позволяющие регулировать в широких пределах среднemasсовую температуру воздушной плазменной струи, генерируемую ВЧФ-плазмотроном.

Таблица 1. Режимы работы генератора ВЧГ и ВЧФ-плазмотрона

№	U _a , кВ	I _a , А	I _c , А	P _{стр} , кВт	m _{пл} · 10 ⁻³ , кг/с	H _т , кДж/кг	T _{стр} , К
1	11,0	2,5	1,2	10,4	3,4	4200	2600
2	11,0	2,7	1,2	12,3	3,4	4200	2800
3	10,5	3,3	1,2	19,8	3,4	5820	3500
4	10,6	3,3	1,2	20,4	3,4	6000	3550
5	10,6	3,3	1,2	20,6	3,4	6060	3600

Из порошков простых и сложных оксидов металлов, полученных при плазменной утилизации оптимальных по составу диспергированных водно-органических композиций на основе модельных отходов переработки ОЯТ, и хлоридов калия (или натрия) готовились образцы различного состава. Полученные образцы массой 100 г помещались в тигель 8 из кварцевого стекла (Ø=90 мм и h=120 мм), основной объём которого до h=90 мм был заполнен асбестом и имел углубление по центру. Далее тигель помещался на подставку 9 под воздушную плазменную струю, генерируемую ВЧФ-плазмотроном, для осуществления процесса плазменной иммобилизации.

В процессе опытов с помощью переносного пирометра 12 (диапазон измеряемых температур 600–2200 °С, погрешность ±1 %) определялась температура нагретой поверхности образующегося расплава хлорида калия при плазменной иммобилизации образцов твердых дисперсных продуктов.

В таблице 2 представлены характерные результаты плазменной иммобилизации образцов твердых дисперсных продуктов в расплаве хлорида калия в условиях воздушной плазмы ВЧФ-разряда.

Таблица 2. Режимы плазменной иммобилизации образцов твердых дисперсных продуктов в расплаве хлорида калия в условиях воздушной плазмы ВЧФ-разряда

№	T _{стр} , К	T _{обр} , °С	m ^н _{обр} , г	m ^к _{обр} , г	t _{оп} , мин
1	3500	850	100,0	18,4	5
2	3500	860	100,0	14,6	10
3	3500	870	100,0	9,8	15
4	3500	900	100,0	4,7	20

При температуре поверхности расплава хлорида калия менее 750 °С процесс плазменной иммобилизации образцов твердых дисперсных продуктов протекает с низкой интенсивностью. Повышение мощности воздушной плазменной струи приводит к повышению температуры нагретой поверхности расплава до 850–900 °С и существенному повышению интенсивности процесса плазменной иммобилизации.

Из анализа полученных результатов следует, что за первые 5 мин происходит испарение и унос более 80 % от исходной массы образца расплава хлорида калия. Через 10 мин масса образца расплава снижается до 14,6 г (потери 85,4 %), через 15 мин – до 9,8 г (потери 90,2 %), через 20 мин – до 4,7 г (потери 95,3 %).

Результаты проведенных исследований могут быть использованы при создании технологии плазменной иммобилизации отходов переработки отработавшего ядерного топлива в расплавах хлоридов металлов, стойких к радиационному облучению, которая даёт возможность извлечения из хранящихся отходов образующихся со временем ценных и благородных металлов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Пантелеев Ю.А., Александрук А.М., Никитина С.А., Макарова Т.П., Петров Е.Р., Богородицкий А.Б., Григорьева М.Г. Аналитические методы определения компонентов жидких радиоактивных отходов. – Л.: Труды Радиового института им. В. Г. Хлопина, 2007. – Т. XII. – 147 с.
2. Скачек М.А. Обращение с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами АЭС. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 448 с.
3. Никифоров А.С. и др. Обезвреживание жидких радиоактивных отходов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 184 с.
4. Туманов Ю.Н. Плазменные и высокочастотные процессы получения и обработки материалов в ядерном топливном цикле: настоящее и будущее. – М.: Физматлит, 2003. – 759с.
5. Власов В.А., Каренгин А.Г., Каренгин А.А., Шахматова О.Д. Моделирование процесса плазменной утилизации отходов переработки отработавшего ядерного топлива // Известия вузов. Физика. – Т. 55, 2012. – №11/2. – С. 377–382.

6. Власов В.А., Каренгин А.Г., Каренгин А.А., Побережников А.Д. Расчет и оптимизация процесса прямой плазменной иммобилизации отходов переработки отработавшего ядерного топлива // Известия вузов. Физика. – Т. 55, 2012. – №11/2. – С. 373–376.

Научный руководитель: И.Ю. Новоселов, ассистент ИЯТШ ТПУ.

РЕСУРСНАЯ БАЗА ДЛЯ БИОЭНЕРГЕТИКИ КИТАЯ

Тянь Цзявэй

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

В настоящее время, с развитием экономики мира очень быстро растет объем отходов. По оценкам Всемирного банка, по мере урбанизации стран, их экономического развития и роста численности населения образование отходов увеличится с 2,01 млрд. тонн в 2016 году до 3,40 млрд. тонн в 2050 году [1]. Поэтому необходимо минимизировать отходы, то есть реализовать замкнутый ресурсный цикл. Одним из направлений решения этой задачи является развитие биоэнергетики.

В 2017 году мировая отрасль производства биоматериалов и энергии из биомассы превысила 1 триллион долларов США, а в США - 400 млрд. долларов США. «Организация экономического сотрудничества и развития» (ОЭСР) прогнозирует, что в 2030 году примерно 35% мировой химической и другой промышленной продукции будет производиться из биомассы. Биоэнергетика заняла первое место по важности среди возобновляемых энергий. Соединенные Штаты планируют, что энергия от биомассы будет составлять 30% транспортного топлива к 2030 году, а такие страны, как Швеция и Финляндия, планируют примерно к 2040 году полностью заменить автомобильные топлива на нефтяной основе с топливом из биомассы [2].

Экономика и энергетика Китая имеет наиболее существенные темпы развития в последнее десятилетие и это определяет интерес к перспективам использования новых технологий.

Цель исследования – выявление ресурсного потенциала для биоэнергетики Китая.

Задачами являются:

1. Классификация исходного сырья, которое учитывается при оценке ресурсного потенциала;
2. Оценка среднегодовых объемов биоресурсов Китая;
3. Оценка потенциала выработки электроэнергии с использованием биотоплива в Китае.

Хотя исследование биоэнергетики в Китае началось относительно поздно, но быстро развивалось. Отрасль биоэнергетики Китая преобладает переработку электроэнергии, дополненное другими видами использования биомассы. В прошлом году установленная мощность на биомассе в Китае увеличилась на 5,43 млн. кВт, а совокупная установленная мощность достигла 29,52 млн. кВт;

выработка электроэнергии на биомассе составила 132,6 млрд. кВт/ч, годовой рост составляет 19,4%. Согласно данным Национального управления энергетикой, в 2020 году на установленную мощность биомассы и выработку электроэнергии в Китае приходилась доля ВИЭ, увеличившись до 3,2% и 6% соответственно. Ресурсная база важнее всего для развития биоэнергетики. Китай имеет огромный ресурсный потенциал биомассы. В целом существующий потенциал биомассы в Китае составляет 460 млн. тонн стандартного угля в год. Если учесть маргинальные земли для выращивания энергетических культур, то она может достигать 956 млн. тонн стандартного угля, из них часть для выработки электроэнергии составляет 569 млн. тонн стандартного угля [3].

Таблица 1. Классификация исходного сырья для биоэнергетики

Происхождение исходного сырья	Вид исходного сырья			
	Целлюлоза (для получения электроэнергии, производства твердого или жидкого топлива)	Масла и жиры (для биодизеля)	Крахмал и сахар (для этанола)	Прочие органические вещества (для биогаза, электроэнергии)
Сельскохозяйственные отходы	Солома			
Лесное хозяйство	Лесосечные отходы. Дрова. Кустовой лес.	Масличное растение	Сорго сладкое, ямс	
Бытовые отходы жителей		Отработанное масло		Пищевые отходы, компост, отходы стекла, макулатура, отходы пластика
Промышленные отходы				Органические твердые жидкие отходы
Навоз и птичий помет				Навоз и птичий помет

Сельскохозяйственные отходы (Солома):

Объем - в 2020 году годовой объем производства соломы в Китае достигает 865 миллионов тонн, а собираемый объем - 731 миллион тонн.

Эффективность использования - 86%.

Лесное хозяйство:

В Китае доступны три основных типа лесных био-энергетических ресурсов:

Первый - древесное волокно. общий объем составляет около 350 млн. тонн.

Второй - древесные масличные ресурсы. В Китае ареал естественного распространения основных видов энергетических лесных деревьев, таких как

тунговое масло, светлая кора и фистаия, составляет более 1 млн. гектаров, из них может перерабатывать более 400 тыс. тонн биодизеля.

Третий - древесный крахмал. Ареал распространения пород дуба достигает 16,1 млн. га. Годовое производство фруктов около 24,15 млн. т, из них может перерабатывать топливный этанол около 6 млн. т [3].

Бытовые отходы:

Ресурсный потенциал огромен: В 2020 году годовой объем бытовых отходов превысил 250 миллионов тонн. Уровень безвредного обращения с городским мусором составляет 99,5%, а уровень утилизации составляет всего 15,6% [4].

Промышленные отходы:

Объем производства промышленных отходов в Китае в 2019 году составило 3,54 млрд. тонн.

Эффективность использования - 55,2% [5].

Навоз и птичий помет:

Объем годового производства навоза в 2020 году составит 406 млн. тонн.

Эффективность использования - 75%

Таким образом, в Китае огромный ресурсный потенциал биомассы, из которых солома, биомассы из лесного хозяйства, навоз и птичий помет уже подтвердили эффективное использование, а бытовые и промышленные отходы пока не эффективно используются. Но ожидается, что при развитии технологии переработки эффективность использования биомассы будет повышаться.

При наличии огромного ресурсного потенциала и следующих условий биоэнергетика имеет огромные перспективы развития в Китае.

1. Цель достижения углеродной нейтральности принесла развитию биоэнергетики много преимуществ.
2. В 14-м пятилетнем плане указано, что в Китае должны активно развивать биоэнергетику. Биоэнергетика имеет дополнительную государственную поддержку.
3. Фонды центральных субсидий для электроэнергии из биомассы в 2021 году выросли до 2,5 млрд. юаней. Это 66,7% больше, чем в прошлом году [6].

К 2030 году доля использования биоэнергетики в потреблении возобновляемой энергии в Китае вырастет примерно до 10%. Масштаб биоэнергетики ожидается достигать 500 миллиардов юаней.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Kaza, Silpa; Yao, Lisa C.; Bhada-Tata, Perinaz; Van Woerden, Frank. 2018. What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. Urban Development
2. Berndes G, Hoogwijk M, Broek R. The contribution of biomass in the future global energy supply: A review of 17 studies[J]. Biomass and Bioenergy, 2003, 25(1): 1-28.
3. Китайский научно-исследовательский институт инвестиционной индустрии. 2020. Углубленный анализ отрасли использования энергии

- биомассы в Китае и отчет по консультационным предложениям по планированию развития на 2020-2024 годы
4. Чжоу Чуаньбинь, Лу Бинь, Ши Леронг, Чэнь Чжуци, Лю Ицзе; Расчет уровня переработки и утилизации городских бытовых отходов в моей стране и меры противодействия сбору статистических данных. Управление окружающей средой в Китае, 2018(3).
 5. Жиян Консалтинг. 2021. Обзор рынка индустрии комплексной утилизации промышленных отходов в Китае на 2021-2027 годы и отчет об исследовании инвестиционного потенциала
 6. Государственное управление по делам энергетики КНР. 2021. "План строительных работ по проекту производства энергии на биомассе на 2021 год"

Научный руководитель: О.В. Новикова, к.э.н., доцент СПбПУ.

ОБОСНОВАНИЕ КЛАСТЕРНОГО РЕШЕНИЯ ПО БОРЬБЕ С ВЫБРОСАМИ CO₂ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Р.С. Киреев, А.И. Шмелева, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

На данный момент в мировом сообществе все больше назревает вопрос о борьбе с изменением климата и его негативными последствиями. Ключевым элементом в ближайшем будущем станет комплексная технология улавливания, использования и хранения углекислого газа. Она может служить двум целям: предотвращению попадания новых выбросов CO₂ в атмосферу и удалению существующих выбросов. В рамках исследования предлагается создание объединения нескольких предприятий для снижения выбросов парниковых газов в атмосферу.

Целью исследования является обоснование целесообразности объединения предприятий в технологический кластер по обращению с парниковыми газами.

Были выполнены следующие задачи: выявлены возможные предприятия для объединения; рассчитаны эффективность и оценка внедрения кластера по сравнению с существующими технологиями обращения.

Объект: предприятия технологического цикла, способные реализовать процессы формирования, сбора, транспортировки, закачки CO₂ и добычи нефти.

Предмет: эколого-экономическая эффективность объединения предприятий в кластер для решения климатических задач.

Ключевым моментом в освоении технологий являются захоронение и использование углекислого газа. Длительное хранение больших объемов CO₂ в шламохранилищах или в закрытых емкостях подобно природному газу нецелесообразно по причине низкой химической активности газа и высоких параметров для сжижения CO₂. Поэтому на данный момент необходимо разрабатывать концепцию геологических хранилищ. Геологическое хранение предполагает закачку

CO₂ в горные породы, которые могут поглощать и удерживать его в течение тысяч лет. Использование CO₂ подразумевает промышленное применение в различных отраслях. Но требуемые объемы несопоставимы с объемами выбросов. В нашем исследовании предлагается использование CO₂ в составе методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Таким образом, одновременно будет не только решена задача захоронения CO₂, но и будет получен положительный экономический эффект. Преимущество данного решения – возможность его осуществления в комплексе предприятий, часть которых будут выступать «продавцами» CO₂ или технологий, а часть, соответственно, «покупателями».

Чтобы оценить влияние внешней среды на процесс использования технологий обращения с последующим захоронением углекислого газа в пластах, был проведен PESTEL-анализ, результаты которого представлены в таблице 1.

Таблица 1. PESTEL-анализ

Политические	Экономические
Введение налога на выбросы. Уменьшение объемов экспорта нефти. Санкционное давление в технологической области.	Колебания мировых цен на нефть. Высокая стоимость и возможность удорожания системы обращения с CO ₂ .
Социальные	Технологические
Низкая демографическая привлекательность территорий освоения. Слабая социальная инфраструктура.	Сложности внедрения и разработки новых технологий комплекса CCUS. Реализация методов увеличения нефтедобычи.
Экологические	Правовые
Ущерб окружающей среде при транспортировке и закачке углекислого газа. Сохранение углеродного следа при внедрении энергоемких технологий. Потенциальный выход углекислого газа из геологических хранилищ.	Ужесточение налогового законодательства в сфере регулирования выбросов.

В ближайшем будущем с целью сокращения выбросов парниковых газов будет введен углеродный налог, что сильно затронет деятельность крупных добывающих и перерабатывающих предприятий. На данный момент в компаниях происходит активное ведение экологической политики, методы которой включают внедрение технологий на базе ВИЭ, вывод старого оборудования, использование более инновационного и т.д. Разработка подобных проектов позволяет постепенно снизить ущерб окружающей среде. Динамика объема выбросов CO₂ генерирующих и добывающих компаний представлена в таблице 2 [1-6].

Таблица 2. Прямые выбросы ПГ, млн. т. CO₂ – экв.

	2018	2019	2020
Интер РАО	81,26	78,89	64,78
Газпром Энергохолдинг	94,06	89,03	81,32
ПАО «РусГидро» ¹	35,8	35,27	30,13

Лукойл	39,6	39,8	36,7
Сургутнефтегаз (сегмент «добыча нефти и газа»)	2,02	2,01	1,94
Татнефть	3,4	4,1	4,5

¹ Структура выбросов формируется преимущественно объектами РАО ЭС Востока

Принятие решения о создании кластеров должно быть основано на технико-экономическом обосновании при наличии технологической возможности транспортировки. В нашем исследовании в рассмотрение были взяты объекты в районе вечной мерзлоты, которые имеют сложившиеся логистические связи.



Рис. 1. Области с количеством потенциальных объектов для объединения

На карте видно, что дочерние предприятия компаний, перечисленных в таблице 2, территориально размещены в разных регионах страны и могут иметь логистические возможности объединения в технологические кластеры.

Затраты на сооружение объектов инфраструктуры будут ниже, чем затраты после введения налога на углеродные выбросы, на чём и основана экономическая оценка предлагаемого объединения. Кроме того, инфраструктура может использоваться многократно, подключая новые источники выбросов к существующему месторождению. Например, Самотлорское месторождение потенциально обладает запасами в 7100 млн. тонн нефти, что позволит сформировать кластер из большого количества предприятий-источников.

Результатом внедрения инновационных технологий станет существенное снижение количества выбросов загрязняющих веществ от предприятий кластера и общие экологические показатели в регионе. Внедрение технологического объединения позволит не только уловить, но и использовать парниковые газы.

Например, для объединения предприятий нефтеперерабатывающей отрасли (Ачинский НПЗ) и предприятий добычной (Славнефть-Красноярскнефтегаз, Куюмбинское нефтяное месторождение) с одной стороны будет исключен объем выбросов в атмосферу, ограниченный только возможностями улавливающих установок, а с другой – повышена извлекаемость нефти на 20%. Для осуществления данного взаимодействия необходимо будет использовать существующие железнодорожные способы транспортировки и дополнить трубопроводной системой поставки CO₂. Если предположить, что от общего объема вырабатываемых выбросов CO₂ Ачинского НПЗ будет улавливаться 20%, 30%, 50% и 100% и направляться на нефтяное месторождение, то с учетом затрат на

строительство и эксплуатацию установок улавливания, транспортных затрат и углеродного налога, динамика NPV НПЗ может иметь следующий вид:

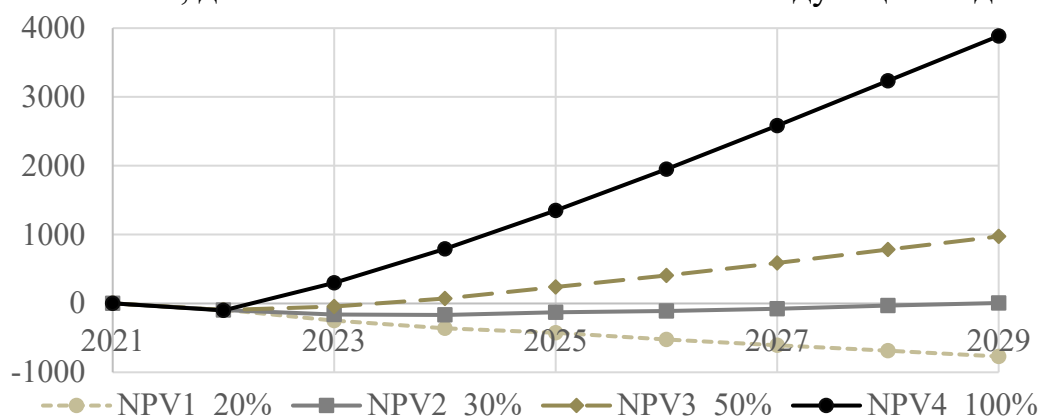


Рис. 2. Динамика NPV для Ачинского НПЗ

Прибыль нефтяного месторождения будет формироваться из увеличения объемов добычи нефти посредством закачанного CO₂.

Таким образом, при реализации программ по объединению предприятий в технологический кластер по обращению с парниковыми газами можно добиться совокупного эффекта как экономического – получение прибыли всеми сторонами кластера, так и экологического – снижение выбросов CO₂

ЛИТЕРАТУРА:

1. Годовой отчет ПАО «Интер РАО» в области устойчивого развития и экологической ответственности за 2020 год // ПАО «Интер РАО». URL: https://ar2020.interrao.ru/download/full-reports/ar_ru_annual-report_spreads_interrao_2020.pdf – Дата доступа: 12.11.2021
2. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2020 год // ПАО «Газпром». – URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-environmental-report-2020-ru.pdf> – Дата доступа: 12.11.2021
3. Отчет об устойчивом развитии Группы «ЛУКОЙЛ» за 2020 год // ПАО «ЛУКОЙЛ». URL: <https://lukoil.ru/FileSystem/9/555493.pdf> – Дата доступа: 11.11.2021
4. Экологический отчет ПАО «Сургутнефтегаз» за 2020 год // ПАО «Сургутнефтегаз». URL: https://www.surgutneftegas.ru/upload/iblock/06c/%D0%AD%D0%9E_%D1%80%D1%83%D1%81.pdf – Дата доступа: 13.11.2021
5. Отчет об устойчивом развитии ПАО «Татнефть» за 2020 год // ПАО «Татнефть». URL: <https://2020.tatneft.ru/izmenenie-klimata-i-ustoychivoe-energeticheskoe-budushchee/mery-i-rezultaty-deystviy/> – Дата доступа: 11.11.2021
6. Годовой отчет РусГидро за 2020 год // ПАО «РусГидро». – URL: <https://ar2020.rushydro.ru/ru/performance-overview/environmental-responsibility/air-pollutant-emissions> – Дата доступа: 11.11.2021

Научный руководитель: О.В. Новикова, к.э.н., доцент СПбПУ.

СЕКЦИЯ 5.
АКТУАЛЬНЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ

**THE RELEVANCE OF THE LEVEL SYSTEM OF EDUCATION IN THE
INTERNATIONAL ASPECT**

B.W.M.K. Abdelsamed, S.V. Lavrinenko
Egyptian Russian University
Tomsk Polytechnic University, 506I

Studying abroad is a huge decision that can transform a student's life and possibly determine his or her future; as a result, before making that decision, one must carefully consider the benefits and drawbacks of being an international student. Any advice from those who have had similar experiences is helpful and should be considered.

Another pattern is how international students deal with academic and socio-cultural stress connected to adjusting to the host country's culture, norms, and values. Some intriguing discoveries were made, and they turned out to be correct [1, 2]:

- Students who place a high value on their grasp of the English language cope better with academic stress in US universities (Wan, Chapman, and Biggs, 1992).
- As an active technique for coping with acculturation, international students should have a high frequency of good interactions with native students as well as other international students (Ward and Kennedy, 1994).
- For the initial stress, Asian international students' collective coping mechanisms were compared to western students' individualist coping strategies (Bailey and Dua, 1999).
- Positive attitudes toward the host country lead to quicker identification with the host country than significant ethnic involvement (Nesdale and Mak, 2000).

Language abilities, cultural differences, and student expectations all influence international students' academic and social needs (Mori, 2000).

As we previously stated, it is critical that you keep in mind ways to continue to build career connections during your time abroad. Why? It's a once-in-a-lifetime opportunity to hone your communication skills, learn the importance of professional networking, and gain a better understanding of the global job market by researching conditions in the country, community, and region where you're studying [2].

To begin with, studying abroad provides you with a fantastic opportunity to improve your language skills. You have the opportunity to improve your listening and speaking skills when you are in an environment where another language is spoken. I suppose there isn't a better way to learn a language. Aside from learning a new language, you will also learn about a new culture, history, and way of life [3, 4].

You're not only expanding your knowledge, but you're also adopting it. It has the ability to open your eyes to something. It's also a thrilling adventure. Living and studying abroad can be a happy, fun, and enjoyable experience because it allows you

to meet new people. So there's something new to learn. Furthermore, studying abroad provides you with access to resources that you would not have access to at your home university.

You might be able to take a course that you wouldn't be able to take in your home country, or you might be able to study at a college or university that specializes in your field of study. You also have the option of studying using cutting-edge technology. Finally, studying abroad looks impressive on a resume. You have important working qualities such as independence, initiative, and stress resistance because you have lived and studied abroad.

It has advantages and disadvantages and talking about the advantages we could say that:

- Get a once-in-a-lifetime experience. Many students who have studied abroad say it was one of their most memorable experiences. It pushes you to step outside of your comfort zone while seeing the world and doing something completely different. It's wonderful to take a break from your daily routine to see something that only a few people get to see. You'll meet new people from all over the world and form lifelong friendships and bonds.
- Become acquainted with a new culture. Living somewhere is the best way to see how people live and understand a culture. You can learn things that you couldn't learn in a classroom. Living in a foreign country can greatly aid in the acquisition of the native language. Living there rather than visiting will allow you to have a genuine experience rather than a tourist experience..
- Obtain a diverse set of abilities. Reading a map, exchanging money, and learning to get around on your own are all life lessons waiting to be learned. These abilities can help you become a more profitable employee in the future.
- Obtain an education while on the road. Taking a long vacation or getting a job abroad is a great way to see the world, but studying abroad will provide you with an education. As a result, you'll be earning a degree while traveling to make the most of your time and money.

Beside these all advantages absolutely there is some disadvantages like:

- It could be costly in the long run. While there are many ways to save money for studying abroad and you may even be able to find scholarships to assist you, it can be costly. In addition to tuition, you must account for living expenses, travel expenses, and other costs that you may not have anticipated. Remember to consider whether it will result in an increase in your student loan balance.
- The educational standards differ. The value of a class or degree at one university may differ significantly from that at another, and it may or may not transfer once you return. In other words, you might be enrolling in classes for no reason.
- It necessitates extensive planning and research. It takes a lot of research and planning to move to another country. There are numerous documents to organize and applications to complete. You may need to get vaccinated for country-specific diseases depending on where you're going. You'll need to

find a place to live and plan your transportation. You'll also need to do a lot of research on how to safeguard your finances. How will your credit cards work in a foreign country, and how will your phone work abroad, and how much will things cost are just a few of the things you should be aware of while you're studying abroad.

- Communication and customs can be difficult to navigate. Immersion in a different culture can be energizing and exciting, but it can also be overwhelming. If you don't speak the native language, communication can be difficult, and even if you do, there are still language barriers between people who speak the same language but live in different places. A new place means a new way of life, as well as new habits and customs to adjust to. You'll need to learn how the locals live, from how they eat to how they speak to what they wear.

I was one of these students who decided to try this opportunity, and after speaking with you about my experience, I can tell you that I am not the same person I was before going to my new university. I feel like a new part of my mind has been opened, and I've begun to see the world through new eyes. Sure, I had some difficulties at first, such as language barriers, home sickness, and adjusting to a new culture, but that was a challenge for me, and I enjoy seeing myself overcome obstacles.

Conclusion

Talking about the education industry in general today, I see that it is faced with many challenges. There are several strategies that educational institutions and industry players can employ to deal with these challenges:

- create education partnerships;
- develop personalized learning and training;
- adapt to new technologies or use information systems effectively to reduce their costs;
- provide customized or specialized training;
- provide more open or low-cost access to education opportunities.

REFERENCES:

1. Advantages of study abroad from the students' perspective, by Anca Tamas, Vol. II, pp.1-6.
2. Study abroad and career development, American institution for foreign study, by Martin Tillman, published on 2011, pp. 6-10.
3. Advantages and Disadvantages of Studying Abroad, by polly korotkykh, posted on 2012, P. 6.
4. Advantages and Disadvantages of Studying Abroad, by kristen, posted on 2016.

Scientific supervisor: S.V. Lavrinenko, Candidate of Pedagogical Sciences, associate professor, TPU.

CURRENT EDUCATION PROGRAMS IN EGYPTIAN RUSSIAN UNIVERSITY

M.K. Mohamed
Egyptian-Russian University
Tomsk Polytechnic University, 507I

The Egyptian Russian University aims to prepare, develop and refine students' scientific, physical, social, cultural and artistic skills to qualify them to become distinguished graduates that the labor market seeks for them and to shoulder responsibility for the advancement of our beloved country and the rapprochement between the education sector, the business sector and society as well as encouraging the culture of innovation and the university's academic programs are subject to continuous quality reviews to ensure the achievement of those goals.

The main channel for building up dynamic abilities and foresight competencies of educational enterprises and specialists, as well as the focus of foresight re-search in modern science and management practice is working with human re-sources, with the human capital of firms, communities, and countries [1]. In the period from 23 to 25 May 2005, when Russian President Vladimir Putin visited Cairo, an agreement was reached to establish the Egyptian Russian University. According to this visit, an agreement was reached, and according to this agreement, Egypt visited Andrei Fursenko, the Russian Minister of Education at this period, and this visit was in 2006 on the 15th of August in the capital, Moscow. There, the Egyptian and Russian Ministers of Education signed the cooperation agreement in The field of education and scientific research. The fruit of this agreement was the building of the Egyptian-Russian University, and this statement was announced when Russian President Vladimir Putin visited Egypt in Cairo. Egyptian President Mohamed Hosni Mubarak signed the establishment of the Egyptian-Russian University in 2006 on July 15, and this project was implemented under the support of The Egyptian Embassy and the Russian Ministry of Education.

Faculties at the Egyptian Russian University

1. The Faculty of Engineer
2. The Faculty of Pharmacy
3. The Faculty of Dentistry
4. The Faculty of Management Professional Technology and Computers.

Faculty of Engineer consists of five departments

1. Architectural Engineering Department
2. Construction Engineering Department
3. Mathematical and Natural Sciences Department
4. Mechatronics and Robotics Engineering Department
5. Telecommunication Engineering Department

Core purpose of the ERU is to prepare students for future challenges of global competitiveness. In doing so, ERU aims to develop and enhance scientific, physical, social, cultural, and artistic skills of students to be qualified as outstanding graduates who could satisfy market needs, and contribute to the development of their country.

The vision at the Faculty of Engineering at the Egyptian Russian University seeks to be in a prestigious position among Engineering programs in Egypt, Arab and international engineering faculties and to be one of the development elements of the Egyptian-Russian scientific relationships.

Partnership with Russian institutions and related organizations

1. Moscow Power Engineering Institute
2. Izhevsk State Technical University
3. Peoples' Friendship University
4. Institute of Oriental Studies of the Russian Academy of Sciences
5. Tomsk Polytechnic University
6. University State Russia for the Humanitie
7. The Association of Arab Universities

The protocol between The Egyptian-Russian University and Tomsk Polytechnic University have signed an agreement to implement a protocol and a joint study program between the two universities for the study of nuclear power plants, operation, design and engineering. under the auspices of the company Rosatom.

Advantages of Tomsk Polytechnic University (TPU)

1. Tomsk Polytechnic University is one of the most prestigious universities in Russia in nuclear energy.
2. It has its own research reactor and has many laboratories sufficient to train students.
3. Study costs are not expensive, like some universities.
4. It has a very good staff doctors in nuclear energy.

Conclusion

Why Russia? Russia is an amazing country with a long history, traditions, rich and diverse culture. Russia is considered as one of the three most reading countries, and Russian Education is considered as one of the best Education in the world. Every year thousands of international applicants from all over the world enter Russian universities. Preparatory departments and short-term Russian language courses help them adapt to life in a new country. In Russia, some students are eligible to receive state support through scholarships and discounts on tuition.

Russian education is known for its centuries-old history, classical traditions and strong scientific bases, as well as a high level of training, all linked to years of experience and closely linked to modern technologies, a comfortable campus for students, as well as innovative laboratories and laboratories. Nowadays, it has become easy for both international applicants to apply and obtain higher education from one of the prestigious Russian universities, on the basis of either a commercial or a grant granted by the Russian government to him. The government offers and develops support and adaptation programs for international applicants always. Every year scholarships are allocated, and new forms of funding evolve, including international grants and new scholarships. So it good for Egyptian Universities to cooperate with Russian Universities and send more students for studying in Russian and get two diploma one from Egyptian Universities and one from Russian Universities.

REFERENCES:

1. Arpentieva M.R. Human Resource Management and Dynamic Capabilities of Educational Enterprises: Psychological, Social and Economical Aspects / M.R. Arpentieva, I.V. Gorelova, K.G. Kassimova, S.V. Lavrinenko, K.A. Shumova, D.M. Malinichev, V.L. Simonov, A.V. Kosov, G.V. Garbuzova, O.P. Stepanova // Bulletin of National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan. – Vol. 1, – 383 (2020), pp. 242 – 254. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-1467.30>
2. https://en.wikipedia.org/wiki/Egyptian_Russian_University
3. <https://www.eru.edu.eg/>

Scientific adviser: S.V. Lavrinenko, Candidate of Pedagogical Sciences, Associate Professor, TPU.

FEATURES OF THE IMPLEMENTATION OF THE ERU AND TPU DOUBLE DEGREE PROGRAM

S.S. Khamis
Egyptian-Russian University
Tomsk Polytechnic University, 507I

The main channel for building up dynamic abilities and foresight competencies of educational enterprises and specialists, as well as the focus of foresight research in modern science and management practice is working with human resources, with the human capital of firms, communities, and countries [1]. A double degree is a graduate study program carried out by two different universities, where students complete their study at universities at the same time, or finish their studies at the first university and then start at the second one.

A double degree can be held by different institutions, in different countries or even in different fields of study, as long as there is an agreement between the universities. You can choose to study Business and Law, Engineering and Computer Science, History and Political Sciences, and so on. That's great news for those who want to catch them all, Other than getting two diplomas at the end of your study period [1].

Tomsk Polytechnic University offers ten dual programs among some universities in the world, including Egypt, France, the Czech Republic and Great Britain, and Russian is the official language of instruction at the university; our partner institutions offer curriculum in English or their national language. Students who start a double degree program at a partner university in other countries take courses in English at our school [2].

Today we will talk about the program between TPU and ERU, in 2015, the Egyptian Minister of Education and the President of the Egyptian Russian University decided to create a cooperation program between the Egyptian Russian University and Tomsk University of Applied Sciences. At the end of the program, graduates will obtain a double degree from Tomsk Polytechnic University and the Egyptian Russian

University. The supporter of this program is the Rosatom. Whereas, Rosatom is currently seeking to implement the El-Dabaa project to build a four-unit of Nuclear Power Plant and establish a scientific and educational infrastructure in the field of peaceful use of Nuclear Technology.

The state enterprise appreciates our cooperation with ERU, which lays the foundation for the creation of a training system for the implementation of the nuclear project. The roadmap is designed on the basis of cooperation between Russian-Egyptian universities, including Tomsk Polytechnic University, and its accreditation,” says Yuri Danikin, Head of Academic Curriculum Department at TPU.

The program will take 5.5 years, according to Dr. The first three studies in Egypt take place at the Egyptian Russian University according to the agreed curricula, then the student studies for two and a half years at Tomsk Polytechnic University in Russia. This program is taught in English. [3]. In fact, four groups entered Tomsk Polytechnic University, two of them have already finished their studies and have already received a double degree. The third group will finish its studies this year and the last group next year.

Tomsk University is distinguished by the presence of a nuclear research reactor. It is the only Russian university that has such a research facility and laboratory. According to the Ministry of Education in Russian Federation, a student can get an internship at the reactor of this university. This is what makes our cooperation program and other nuclear programs offered by TPU unique and very popular among foreigners.”

The aim of these programs is to assist students in achieving their career goals and expanding their academic interests. It is supervised by researchers from both universities.

A double degree program may come with a few challenges. Dealing with two different educational systems may be hard to adapt to, but this will help you learn how to overcome difficulties and become accustomed to an entirely new environment.

There are many advantages that a double degree program offers to aspiring students and some disadvantages. Let's get to know them.

Advantages

1. Get two certificates
2. Experiment and integrate two learning environments.
3. Double your professional network.
4. Get a double major in a shorter time.
5. Best use of your study hours.
6. Get a great job.
7. They help us learn to overcome difficulties and get used to a completely new environment.

Disadvantage

1. Leaves Little Time for Other Things
2. You'll be loaded with work.
3. You'll lack experience, that it's rather difficult to juggle study and work.
4. University related expenses are higher as compared to the regular degree.
5. There is no guarantee that you will eventually get a well-paid job.

Conclusion

One of the best possible directions for further development of the dual degree program is:

1. Recruiting nuclear teachers who are fluent in English to deliver information to students at a high level.
2. Bring in translators specialized in nuclear fields for teachers who cannot speak English.
3. Allow students to enter the university's reactor for training.
4. Cooperation with Rosatom and find training for students in nuclear power plant.
5. University assistance for outstanding students to find a job opportunity for them after completing their studies.
6. Holding several seminars to explain the university's programs.

REFERENCES:

1. Argentinean M.R. Human Resource Management and Dynamic Capabilities of Educational Enterprises: Psychological, Social and Economic Aspects / M.R. Argentinean, I.V. Gavrilova, K.G. Kassimova, S.V. Lavrinenko, K.A. Shopova, D.M. Malinichev, V.L. Simonov, A.V. Kosovo, G.V. Garbuzova, O.P. Stepanova // Bulletin of National Academy of Sciences of The Republic of Kazakhstan. – Vol. 1, – 383 (2020), pp. 242 – 254. <https://doi.org/10.32014/2020.2518-1467.30>
2. 5 Benefits of Studying a Joint Master's Degree Abroad in 2021 [Electronic source] <https://www.mastersportal.com/articles/328/5-benefits-of-studying-a-joint-masters-degree-abroad-in-2021.html> (date 12.07.2021).
3. Double-Degree Master Programs [Electronic source] https://tpu.ru/en/admissions/our_programs/double_degree_master_programs (date 10.11.2021).
4. Students from Egyptian-Russian University pursue nuclear engineering at TPU [Electronic source] https://tpu.ru/en/about/tpu_today/news/view?id=3631 (date 17.11.2017).

Scientific adviser: S.V. Lavrinenko, Candidate of Pedagogical Sciences, Associate Professor of REC I.N. Butakova, IShE, TPU.

ВНЕДРЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ КЕЙСОВ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ПРОЦЕСС

А.Э. Риф, В.В. Цветкова, А.Ю. Кайдашова
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5071

Еще в 2019 году в Томском политехническом университете в рамках научно-образовательной конференции «Методы инженерных кейсов: достижения и вызовы будущего» началось активное обсуждение внедрения, так

называемого, кейс-стади в образовательный процесс [1]. Кейс-стади и дискуссионные методы обучения предполагают формирование междисциплинарных компетенций, опыта коммуникации и работы в команде, а также развитие лидерских качеств и других навыков, которые необходимы выпускнику высшего образовательного учреждения при трудоустройстве.

На данный момент при реализации образовательного процесса в университетах преобладают такие традиционные формы контроля как тестирование, коллоквиум, экзамен, курсовой проект и другое. Однако, в течение последних 5-ти лет наблюдается тенденция к внедрению более активных форм взаимодействия студентов и преподавателей: развивается проектная деятельность, проводятся дискуссии, интерактивы и другое.

Наиболее успешным примером реализации проектного обучения являются кейс-технологии. История метода кейс-стади началась с юридической школы Гарварда, также этот метод еще с 1947 года активно использует Манчестерский университет и Чикагская школа социологии. В 20-е годы прошлого века С.Т. Шацкий пытался внедрить метод кейс-стади в систему российского образования. Однако, активно применять данный метод начали только в 70–80-е годы XX в. Анализ ситуаций начал использоваться при обучении управленцев, в основном на экономических специальностях, в первую очередь, как метод обучения принятию решений [2].

И только с начала 2000-х годов на мировом рынке образовательных технологий появилось понятие «инженерный кейс», включающее в себя наличие практической задачи, основанной на реальной проблеме. Работа над решением инженерного кейса предполагает тесное взаимодействие студентов, работу в команде, стрессоустойчивость в условиях ограниченности сроков, а также формирование навыков создания презентаций и защиты предлагаемых решений.

В настоящее время проводятся инженерные кейс-чемпионаты, направленные на решение различных реально существующих задач на производствах. Участие в подобных чемпионатах требует от заинтересованных студентов большой мотивации и дополнительных временных ресурсов, что может негативно сказываться на изучении и осваивании основных учебных дисциплин.

Разработкой заданий для инженерных кейс-чемпионатов занимаются непосредственно крупные компании, которые с помощью предлагаемых решений могут внедрить наиболее подходящее из них в собственный производственный процесс.

В рамках действующих основных образовательных программ (ООП) можно внедрить в образовательный процесс уже существующие кейсы, соответствующие направлению ООП или создать новые, затрагивающие наиболее актуальные проблемы реального сектора экономики. Написание кейсов предполагает взаимодействие научно-педагогических работников (НПР) и предприятий-партнеров. Реализация метода кейс-стади в рамках ООП возможна в качестве: зачета или экзамена, промежуточной/ итоговой аттестации, комплексного проекта, курсового проекта/работы.

Оценку работ необходимо проводить по модели оценивания решений кейс-чемпионатов. Такая модель предполагает презентацию и защиту проектов перед

экспертной комиссией, состоящей из НПП и представителей профильных предприятий, которые непосредственно знакомы с процессом производства. Так как они смогут обеспечить грамотную обратную связь участникам для понимания сильных и слабых сторон решения. Оцениваться могут следующие критерии: технология и инновационность, экономическая эффективность, а также качество презентации, выступления и ответов на вопросы.

Например, кейс-стади легко могут быть реализованы в рамках реализации дисциплины «Учебно-исследовательская работа студентов» (УИРС). На данный момент УИРС в Томском политехническом университете включает самостоятельное выполнение студентом исследовательской работы по заданной теме с последующим представлением отчета. Предполагается, что по итогам проделанной работы студент участвует в научно-практических конференциях, семинарах и олимпиадах. Однако, в настоящих реалиях большинство учащихся, особенно младших курсов, воспринимают данный вид работы в качестве реферата, который не предполагает дальнейшего развития. При внедрении технологий кейс-стади, структура дисциплины будет изменена (табл. 1).

Таблица 1. Структура выполнения студентом УИРС на основе кейс-стади

№ недели обучения	Этапы реализации дисциплины	Краткое содержание (виды работ)	Кол-во часов
1-5	Подготовительный	Прослушивание лекционного материала по темам: «Знакомство с деятельностью предприятия-партнера», «Основные особенности кейсов и их решения», «Процесс создания команды и взаимодействие между ее участниками», «Экономическое обоснование инновационных решений», «Правила оформления презентаций и защиты решений»	10
6-9	Основной	Получение задания, его анализ, проработка решения, оформление презентации. Консультации с руководителем	10
10-18	Заключительный	Защита решений	6
		Подведение итогов экспертной комиссией, определение победителей	8
		Получение обратной связи от НПП и представителей предприятий-партнеров	2

После подведения итогов на каждом потоке будут выбраны победители, из которых будет образована сборная ТПУ для участия в кейс-чемпионатах разного уровня.

Таким образом, обучение посредством решения практико-ориентированных инженерных задач имеет ряд преимуществ перед привычной формой реализации дисциплины УИРС, среди которых можно выделить:

- решение кейсов сочетает в себе разные виды взаимодействия между обучающимися, преподавателями и заинтересованными предприятиями;
- кейс-стади подразумевает кросс-дисциплинарный подход и развитие у обучающегося компетенций в смежных и даже полярных дисциплинах [3];
- задания кейсов формируют понимание студентом особенностей будущей профессии;
- получение обратной связи от реального сектора производства мотивирует студента к дальнейшему развитию выбранного решения, а также к участию в региональных, всероссийских и международных кейс-чемпионатах;
- победа на заключительном этапе УИРСа позволит студентам на приоритетной основе выбирать предприятие для прохождения производственной практики, а предприятиям-разработчикам заданий – отбирать себе лучших студентов в своей области для прохождения практики/стажировки;
- предлагаемые изменения дисциплины УИРС соответствуют существующим структуре и содержанию, однако, рассмотренная структура является более актуальной и привлекательной для обучающихся и будущих работодателей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Воронцова Е.С., Тайлашева Т.С. Перспективы применения метода инженерных кейсов в образовательном процессе томского политехнического университета // Метод инженерных кейсов: достижения и вызовы будущего. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019.- С. 33-35.
2. Бахтина А.С. Проблемы использования кейс-стади в образовательном процессе // Вестник науки Сибири. - 2016.- N 2.- С. 23-31.
3. Логачева А.Г., Зацаринная Ю.Н. Влияние кейс-технологии на формирование профессиональных компетенций студентов энергетического вуза // Метод инженерных кейсов: достижения и вызовы будущего. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019.- С. 64-67.

Научный руководитель: С.В. Лавриненко, к.п.н., доцент НОЦ И.Н. Бутанова, ТПУ.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАЗОВАНИИ

Ю.А. Мустахитдинова

Казанский государственный энергетический университет

В последнее время образовательная система и информационные технологии (ИТ) неразрывно связаны между собой. Благодаря информационным технологиям повышается качество подготовки специалистов, появляется возможность поменять методы обучения на более комфортные и так далее.

ИТ – это комплекс методов, производственных и программно-технологических средств, связанных в технологическую цепочку, обеспечивающую сбор, хранение, обработку, вывод и распространение информации. То есть, информационные технологии – это в первую очередь использование компьютеров, программного обеспечения, коммуникаций и многое другое. ИТ очень разнообразны и могут применять в таких этапах работы с материалом, как ознакомление, закрепление и контроль.

Впервые средства ИТ в школах стали появляться в 1985 году. Кабинеты оснащались различным оборудованием вычислительной техники для проведения занятий, но этого было явно недостаточно для полноценного обучения. На сегодняшний день выделяют несколько видов компьютерных средств, которые используются в обучении: презентации, дидактические материалы, учебные курсы, электронные учебники, обучающие программы.

Современные ИТ облегчают не только обучение, но и преподавание. Они позволяют сделать процесс обучения намного эффективней и привлекательней, повысить эффективность процесса получения новых знаний, улучшить познавательную деятельность, углубить межпредметные связи, развивать коммуникативные способности и творческое мышление, раскрывать индивидуальный потенциал человека и так далее. Также ИТ помогают учителям, администрации и родителям отслеживать успехи ученика в учебе.

Но, несмотря на все достоинства ИТ, существуют и определенные проблемы, которые связаны с негативным воздействием ИТ на учащегося. Это такие, как ухудшение здоровья, недостаток социального взаимодействия, снижение речевой активности, снижение мотивации и желания что-либо сделать самим. Понятно, что плюсов больше, чем минусов, но данные проблемы все равно необходимо решать.

Важными задачами образовательного учреждения являются: формирование общей информационной среды, развитие информационной культуры учеников и преподавателей, а также разработка принципов и методов использования современных информационных технологий в целях повышения качества образования. Конечно же это все требует определенных вложений и усилий.

Таким образом, можно сделать вывод, что будущее образования напрямую связано с развитием информационных технологий.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Информационные технологии: теоретические основы [Электронный ресурс]: учебное пособие / Б.Я. Советов, В.В. Цехановский. 2-е изд., стереотип. Электрон. текстовые дан. СПб.: Лань. 2017. 448 с.
2. Интеллектуальные системы [Электронный ресурс]: учебник / Л.Н. Ясницкий. Электрон. текстовые дан. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний. 2016. 224 с.
3. Галиуллина Э.Р., Зарипова Р.С. Преимущества и недостатки использования социальных сетей в процессе обучения // Russian Journal of Education and Psychology. 2019. Т. 10. № 7. С. 21-25.
4. Кривоногова А.Е., Зарипова Р.С. Современные информационные технологии и их применение в сфере образования // Преподавание информационных технологий в Российской Федерации: Материалы Семнадцатой открытой Всероссийской конференции. 2019. С. 399-401.

Научный руководитель: Р.С. Зарипова, к.т.н., доцент КГЭУ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНЫХ КВЕСТОВ В ПРОЦЕССЕ ОБУЧЕНИЯ

О.Ю. Силкина

Казанский государственный энергетический университет

Информационные технологии с каждым годом всё больше внедряются в различные сферы жизни общества. Их значение в различных общественных процессах увеличивается с каждым днём: и уже нельзя представить современный мир без информационных технологий. Их роль велика – они используются в медицине, строительстве и многих других сферах, позволяя добиться большей эффективности в профессиональной деятельности.

Образовательная сфера не является исключением. На протяжении уже более 10 лет информационные технологии постепенно входят в эту сферу. Информационные технологии предлагают множество инструментов, начиная электронными учебниками и заканчивая электронными ресурсами, для увеличения эффективности образовательного процесса [1].

Электронный образовательный ресурс (ЭОР) - образовательный ресурс, представленный в электронно-цифровой форме и включающий в себя структуру, предметное содержание и метаданные о них.

В процессе организации учебного процесса используются различные средства, предоставляемые электронными образовательными ресурсами в зависимости от целей занятий и их вида. Для работы в классе чаще всего используются фото- и видеоматериалы для более наглядного и понятного представления учебного материала. В домашних условиях обучающиеся используют электронные образовательные ресурсы для подготовки к урокам, самостоятельным и контрольным работам, экзаменам. Для этих целей им недостаточно фото-

и видеоматериалов. Очень часто для этого используются онлайн учебники, конспекты лекций, онлайн тесты, викторины и различные онлайн тренажёры. Одним из таких инструментов является компьютерный квест.

Квест – интерактивная игра, представляющая собой целостную историю, где ключевую роль выполняет команда игроков, которые решают задачи, требующие определённого уровня интеллектуальной подготовки и умственного напряжения [2].

В образовательной сфере квест может быть определён как специальным образом организованный вид исследовательской деятельности, для выполнения которой обучающиеся осуществляют поиск информации по указанным адресам, включающий поиск этих адресов или иных объектов, людей, зданий и пр. [3].

Квест представляет собой тематическую игру, обладающую сюжетом, для прохождения которой необходимо использовать логическое мышление и применить свои знания. Квест активизирует мыслительную деятельность человека.

В настоящее время информационные технологии стремительно развиваются, предоставляя нам всё новые и новые возможности. Так сейчас есть возможность создания квестов в виртуальном пространстве.

Компьютерные квесты являются эффективным средством активного вовлечения в творческий процесс исследования [4]. С помощью информационных технологий могут быть созданы различные варианты квестов. Это могут быть онлайн квесты, с возможностью его прохождения посредством сети Интернет, или квесты, представляющие собой программные продукты, устанавливающиеся непосредственно на компьютер пользователя. Также компьютерные квесты могут предполагать участие как одного участника, так и группы [5].

Использование компьютерных квестов является весьма удобным для использования их в процессе обучения, так как они полностью пригодны для частого использования в любое удобное время, что позволяет обучающимся использовать их в качестве инструмента для самостоятельной подготовки к занятиям.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Алемасов Е.П., Зарипова Р.С. Информационно-коммуникационные технологии как фактор развития обучающихся // Информационные технологии в строительных, социальных и экономических системах. 2020. № 4 (22). С. 39-41.
2. Третьякова В. С., Сумина Т. Г. Вузовская игра-квест как технология интеграции образовательных областей и видов деятельности // Профессиональное образование и рынок труда. — 2019. — № 4. — С. 90–95.
3. Чмир Р. А. Использование квест-технологий в образовательной деятельности высших и средних образовательных учреждений // Р. А. Чмир, Ю. А. Федулова, В. П. Николашин. – 2016. - № 1. – С. 75-79.
4. Багузина Е.И. Разработка веб-квестов и преимущества их использования в процессе обучения // Вестник Костромского государственного. Серия: Педагогика. Психология. Социокинетика. – 2010. С. 9-13.

5. Пырнова О.А., Зарипова Р.С. Технологии виртуальной реальности в образовании // Приоритетные направления развития спорта, туризма, образования и науки: материалы международной научно-практической конференции. Нижний Новгород, 2021. С. 694-696.

Научный руководитель: Р.С. Зарипова, к.т.н., доцент КГЭУ.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МАТЕМАТИКИ С ИТ-СФЕРОЙ. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИКИ В ПРОГРАММИРОВАНИИ

Э.Х. Шамсиев, Р.В. Батурина

Альметьевский филиал КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева

Аннотация. В данной статье раскрывается вопрос взаимодействия математики с ИТ-технологиями, а также рассматриваются случаи практического применения фундаментальных законов математики в программировании.

Ключевые слова: математика, информатика, ряды, программный код, программирование, ИТ.

Тезисы доклада

В наше время всё большую популярность получает ИТ направление. Как и любая точная наука, она базируется и подчиняется законам математики. Для анализа данной темы, требуется понять, почему математика так важна в ИТ-сфере. Математика всегда являлась и будет являться основой всех точных и прикладных наук. К. Ф. Гаусс говорил: «Математика — царица наук». Действительно, что математика является фундаментальной основой для всех других точных и прикладных наук. Её мы изучаем с первого же класса и сталкиваемся с ней на протяжении всей жизни. Каждый из нас хоть раз задумывался: «А зачем мне нужна математика?» М.В. Ломоносов сказал: «Математику уже затем учить надо, что она ум в порядок приводит». Для подтверждения вышеуказанных утверждений, будем рассматривать случай применения математики узконаправленно, а именно сфере ИТ-технологий.

Информатика, как наука, является разделом математики. Информатика охватывает такие разделы, как система счисления, статистика, теория вероятностей, комбинаторика и другое. Как же используется математика в программировании?

Во-первых, математика учит абстрактно мыслить, понимать задачу, ставить задачу, понимать разные действия и операции, анализировать возможные решения, решать задачи.

Во-вторых, программирование и все связанное с компьютерами работает за счет этой самой математики. Самые простые программы и вообще, вычислительная работа компьютера, работает и основывается на принципах математики, начиная с простейших математических операций и выражений и заканчивая сложными вычислениями [1].

Как было сказано выше: математика учит мыслить многогранно. Именно это и требуется от программистов — нестандартное мышление. Ведь любую

задачу в программировании можно решить многими способами, но главное - при минимальных затратах внутренней и внешней памяти компьютера. К тому же в наше время ценится быстрота и минимальность программного кода. Таким образом, недостаточно выполнить математическую задачу напрямую, нужно уметь её правильно и аналитически решить.

Математика широко используется в программировании. К примеру, специалисту нужно выполнить операцию над базой данных. Так или иначе, он прибегнет к использованию массивов или Big Data. Массивы в программировании — есть матрицы в математике. Стоит добавить, что массивы действуют по тем же законам, что и матрицы. То есть, работу с массивами облегчают знания с матрицами. Ниже приведён пример массива, который требуется транспонировать (см. рис.1):

```
// Создаём класс рандом и матрицу A
Random random = new Random();

int[,] arrayA = new int[str, plr];

for( int i = 0; i < str; i++)
{
    for( int j = 0; j < plr; j++ )
    {
        arrayA[i, j] = random.Next(maxvalue:10);
        if (j < plr - 1) progress += Convert.ToString(arrayA[i, j]) + " ";
        else if (j == plr - 1) progress += Convert.ToString(arrayA[i, j]) + "\n";
    }
}

MessageBox.Show(text: "Матрица A: \n" + progress );

// Создаём транспонированную матрицу
int[,] trans = new int[plr, str];

string progress_2 = "";

for (int i = 0; i < plr; i++)
{
    for (int j = 0; j < str; j++)
    {
        trans[i, j] = arrayA[ j, i ];
        if (j < plr - 1) progress_2 += Convert.ToString(trans[i, j]) + " ";
        else if (j == plr - 1) progress_2 += Convert.ToString(trans[i, j]) + "\n";
    }
}
```

Рис. 1. Реализация транспонирования матрицы

На рис. 2(а) мы видим исходную матрицу, заполненная элементами от нуля до 9, а на рис.2(б) – результат транспонирования исходной матрицы.

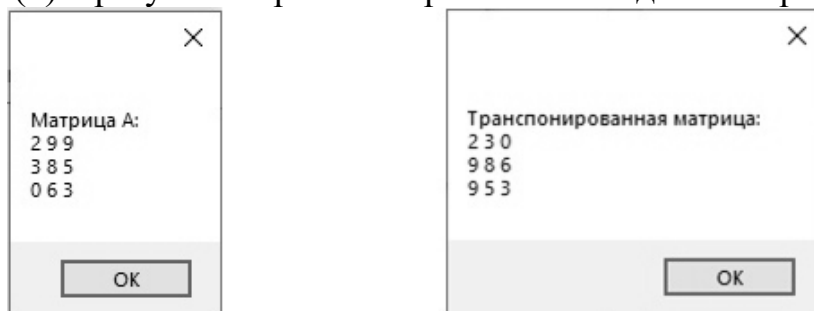


Рис. 2. Результат матрицы.

а) до транспонирования б) после транспонирования

Как было сказано ранее: законы матриц используются в Big Data. Но и знания с матрицами будет недостаточно, поскольку могут использоваться

и дискретная математика, теория множеств, алгебра логики и прочие дискретные разделы.

Следующим примером применения математики в программировании служат числовые ряды, а именно ряд Фурье. Некоторые функции, выполняющие признаки Дирихле, можно разложить в ряд Фурье, то есть сделать его преобразование.

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{+\infty} A_k \cos\left(2\pi \frac{k}{\tau} x + \theta_k\right) \quad (1)$$

где:

a_0 – коэффициент Фурье функции f ;

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(x) \cos(nx) dx$$

k – номер тригонометрической функции;

A_k – амплитуда k -го гармонического колебания;

T – отрезок, где функция определена (длительность сигнала);

θ_k – начальная фаза k -го колебания;

$k \frac{2\pi}{\tau} = k\omega$ – круговая частота гармонического колебания

Функцию представляют в виде суммы ряда для того, чтобы, сложив в каждой точке значение гармонических составляющих (A_k и θ_k), мы получили значение нашей функции в этой точке.

Так же ряд можно представить в двух видах:

$$f(x) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} \hat{f}_k e^{i2\pi \frac{k}{\tau} x} \quad (2)$$

где $\hat{f}_k$, k -я комплексная амплитуда.

Или же:

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1} [a_k \cos\left(2\pi \frac{k}{\tau} x\right) + b_k \sin\left(2\pi \frac{k}{\tau} x\right)] \quad (3)$$

Такие разложения эквиваленты друг другу. Форма записи преобразования Фурье будет зависеть от того, с чем нам удобнее работать: с тригонометрическими функциями или же с мнимыми числами. На примере языка программирования Python 3 с помощью библиотеки SciPy возможно применение ряда Фурье на практике. К примеру, если же сразу записанный звук прослушать, то можно услышать очень много лишних шумов и звуков, которые будут сильно мешать при прослушивании. Поэтому необходимо каким-либо образом отфильтровать запись.

Преобразование Фурье позволяет разложить функцию по частотам, что позволит из суммы нескольких звуковых волн найти те, которые являются «плохими» волнами (к примеру, фоновый шум), и снизить их уровень шума. Как было сказано ранее, библиотека SciPy с помощью внутренних инструментов способна разложить функцию в ряд Фурье и благодаря его преобразованиям получить результат: очищенная запись звука. Для примера можно сгенерировать низкогокачественный звук с высокочастотным шумом, а позже добиться максимально чистого звука. Реализацию (в виде программы) преобразования Фурье в образовательных целях можно найти в любом свободном источнике.

При выводе результата, программа будет выдавать график с «зубчатыми» вершинами, что свидетельствует о нечистом звуке (см. рис.4, а).

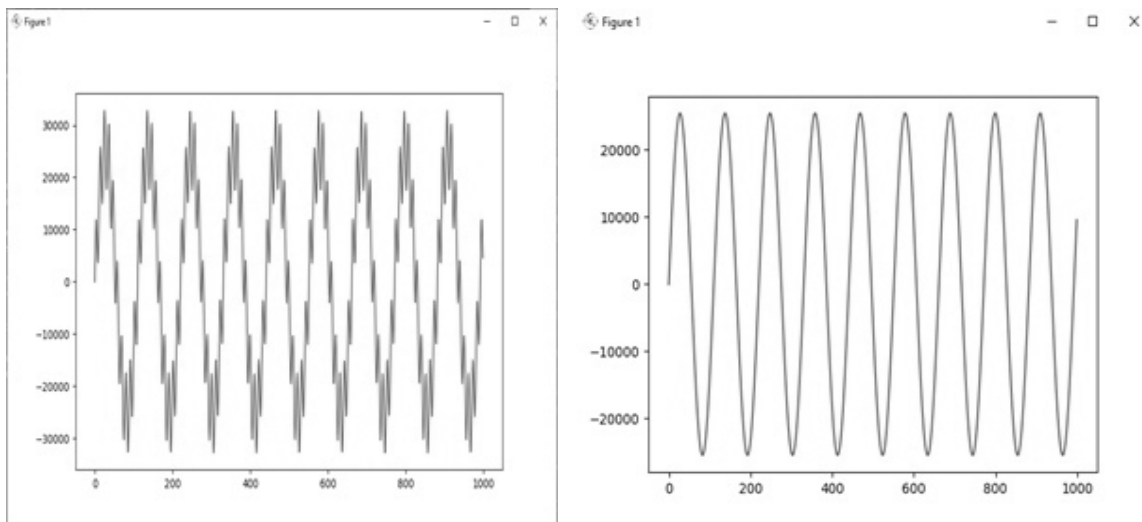


Рис. 4. Результат сигнала

а) до фильтрации

б) после фильтрации

А на рисунке 4 (б) виден отфильтрованный звук, что свидетельствует о его чистоте.

Запись до и после фильтрации сохраняется, которую можно прослушать и убедиться в прикладном значении преобразования Фурье. Поэтому ряд Фурье нашёл своё применение во многих областях. К примеру, голосовые ассистенты, распознавание по голосу, метод определения мелодии у Shazam и так далее [2].

В заключение, поверхностно пройдя по примерам с применением математики в программировании и закрепив аргументацию отзывом человека, работающего в сфере IT, можно с уверенностью сказать, что так или иначе математика в программировании присутствует, но задействуются все её разделы. Как раз поэтому мы старались рассматривать различные задачи, которые требуют знания из разных областей математики, чтобы лучше увидеть практическое применение математики в программировании.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Математика в программировании. Зачем программисту математика: [Электронный ресурс]. URL: <https://unetway.com/blog/matematika-v-programirovani-i>. (Дата обращения: 14.11.2020).
2. Преобразование Фурье для обработки сигналов с помощью Python. [Электронный ресурс]. URL: <https://proglib.io/p/preobrazovaniya-fure-dlya-obrabotki-signalov-s-pomoshchyu-python-2020-11-03>. (Дата обращения 10.10.2021).

Научный руководитель: Р.В. Батурина, к.п.н., доцент Альметьевского филиала КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОГРАММ ДВОЙНОГО ДИПЛОМА

Ли Хуатин

Томский политехнический университет
ИШНПТ, группа 154Б92

Одним из приоритетных государств в рамках проекта «Развитие экспортного потенциала российской системы образования» является Китайская народная республика [1].

Более десяти лет ТПУ реализует совместные образовательные программы «Два диплома» с китайскими университетами, по которым первые два-три года студенты учатся в Китае, затем в России (схема 2+2, 3+1). Стратегическими партнерами являются Цзилиньский университет, Шеньянский политехнический университета, Чунцинский университет науки и искусств и др. В настоящее время в ТПУ китайские студенты обучаются на русском языке по программам бакалавриата, магистратуры и аспирантуры.

Студенты, обучающиеся по указанным программам, испытывают ряд трудностей, негативно влияющие на формирование их профессиональной компетенции.

Во-первых, в российских и китайских вузах отличаются формы проведения контроля знаний студентов. В вузах Китая преимущественно применяются письменные формы проверки знаний учащихся, тогда как в России предпочтение отдаётся устным формам проведения зачётов и экзаменов. В процессе проведения итогового контроля проверяется понимание пройденного материала, способность студентов ориентироваться в нём. В китайской системе образования заучивание лексики, запоминание текстов наизусть является приоритетной формой приобретения знаний, поэтому устные формы проведения контроля непривычны и вызывают затруднения у студентов из Китая.

Во-вторых, приезжая на обучение в российский университет, китайские студенты имеют своё представление о правилах и нормах поведения, о взаимодействиях с преподавателями, о формах организации учебного процесса. Они ожидают увидеть поведение преподавателя, характерное для культуры родной страны [2]. Формы организации учебной работы в российском вузе, предполагающие совместную работу, такие как семинар, коллоквиум, диспут, дискуссия и др. китайским студентам трудны для понимания. Это затрудняет коммуникацию, что в свою очередь мешает формированию профессиональной компетенции.

В-третьих, частичное несовпадение классификации систем знаний, разные подходы к классификации одних и тех же процессов или явлений также можно отнести к факторам, оказывающим влияние на формирование профессиональной компетенции. Например, в предмете «Материаловедение и технологии современных и перспективных материалов» студентов знакомят с методами получения порошков. Согласно китайским научным представлениям, в порошковой металлургии применяется три метода осаждения из растворов. В российской

классификации рассматривается шесть методов. Дополним ещё одним примером. В материаловедении рассматривается такой вид термообработки, как отжиг. По российской классификации различают два вида отжига: «отжиг 1-го рода» и «отжиг 2-го рода». В китайской классификации вышеуказанные виды отжига отсутствуют. Таким образом, не вызывает сомнения необходимость сравнительно-сопоставительного анализа научных подходов в той или иной научной области.

Несмотря на все трудности обучения, данный вид программ становится всё популярнее в вузах Китая, заключается всё больше договоров с российскими вузами и открываются новые программы. Учитывая, что экономические связи Китая и России крепнут год от года, китайские выпускники российских вузов являются немаловажным звеном в этом процессе.

В интересах Китайской Народной Республики и Российской Федерации необходимо и в дальнейшем развитие взаимовыгодного сотрудничества университетов в области образования и науки.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ефремова Л.И. О российско-китайском сотрудничестве в области образования // Вестник РУДН. Серия: Международные отношения. – 2017. – Т.17. №4. – С. 857-863.
2. Юй С. Трудности обучения китайских студентов на русском языке // Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов: сборник докладов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, – 2018, С. 346–350.

Научный руководитель: С.И. Шевелёва, к.п.н., доцент ОРЯ ШБИП ТПУ.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА РЕПРЕССИИ

Я.Д. Бекмаммедов

Международный университет нефти и газа имени Ягшигельди Какаева

В этой научной работе рассматривается один из сложнейших вопросов процесса бурения. Это первичное вскрытие продуктивного пласта. От качества вскрытия продуктивного пласта зависит объем продукта и продолжительность работы скважины. Обычно для избежания открытых фонтанов и выбросов пластового флюида гидростатическое давление увеличивается на 30-40 атм, чем пластовое. Этот способ бурения очень хорошо помогает предотвратить фонтаны и выбросы. Но при большом давлении бурового раствора поры продуктивного пласта закупориваются и увеличивается площадь кольмотации, что мешает притоку получаемого продукта и эксплуатации скважины. Расстояние кольмотации примерно достигает 4-6 метров, когда максимальное расстояние перфорации достигает 2-2,5 метров [2]. При такой перфорации объем продукта (нефти и газа)

частично поступает на скважину. Для получения полного объема продукта (нефти и газа) возникает необходимость проведения дополнительных работ таких как; гидроразрыв, кислотная обработка продуктивного пласта и т.д. Гидроразрыв и кислота разрушают скелет продуктивного пласта, что сильно ухудшает экономические и экологические показатели скважины [1] (рис. 1).

В связи с этим при вскрытии продуктивного пласта при равновесном давлении продуктивного и гидростатических давлений площадь кольтатации уменьшается в несколько раз. При проведении перфорационных работ скважина начинает работать за счет природной энергии и скелет пласта сохраняется в природном виде.

За счет качественной перфорации объем продукта полностью выкачивается из скважины. При этом за счет сокращения проведения дополнительных работ, экономические показатели увеличиваются в 3-4 раза. А также значительно увеличивается экологическая безопасность и риск нанесения здоровью и жизни буровой бригады при проведении буровых работ [1] (рис. 2).

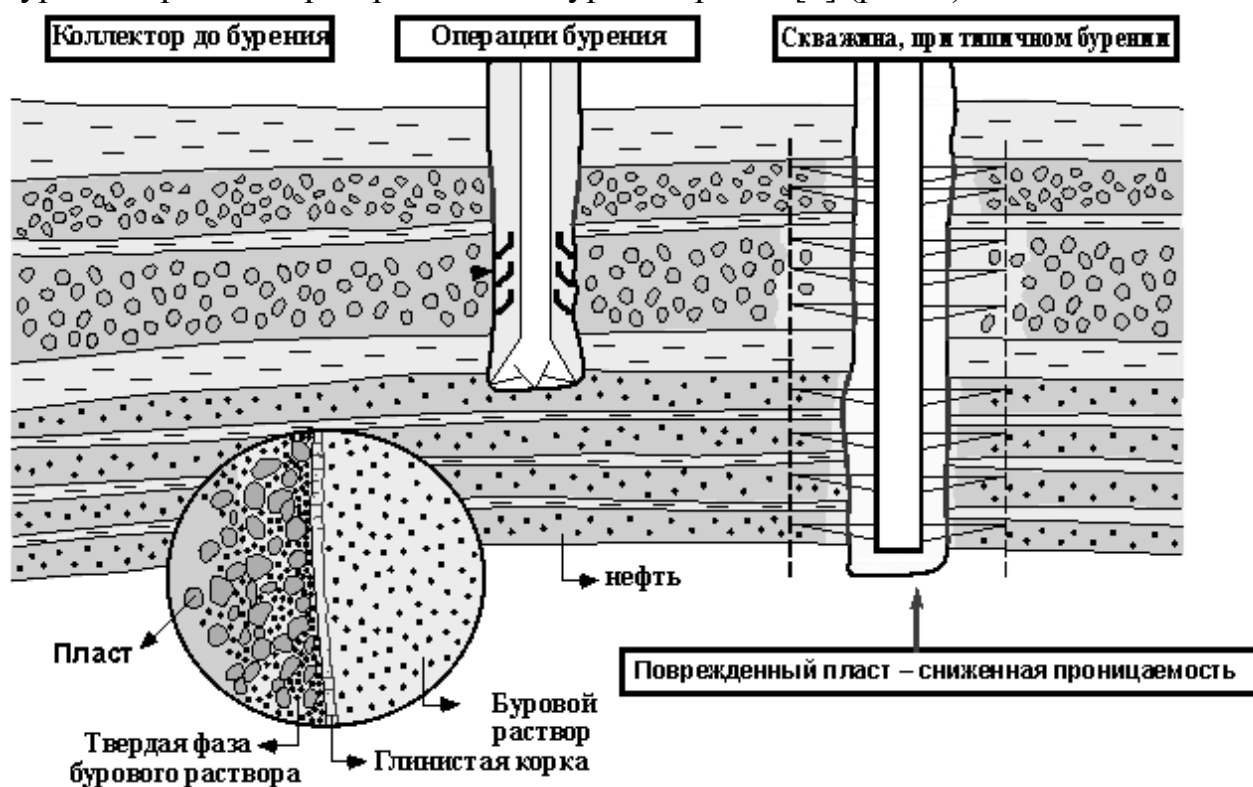


Рис. 1. Зона проникновения бурового раствора при типичном бурении

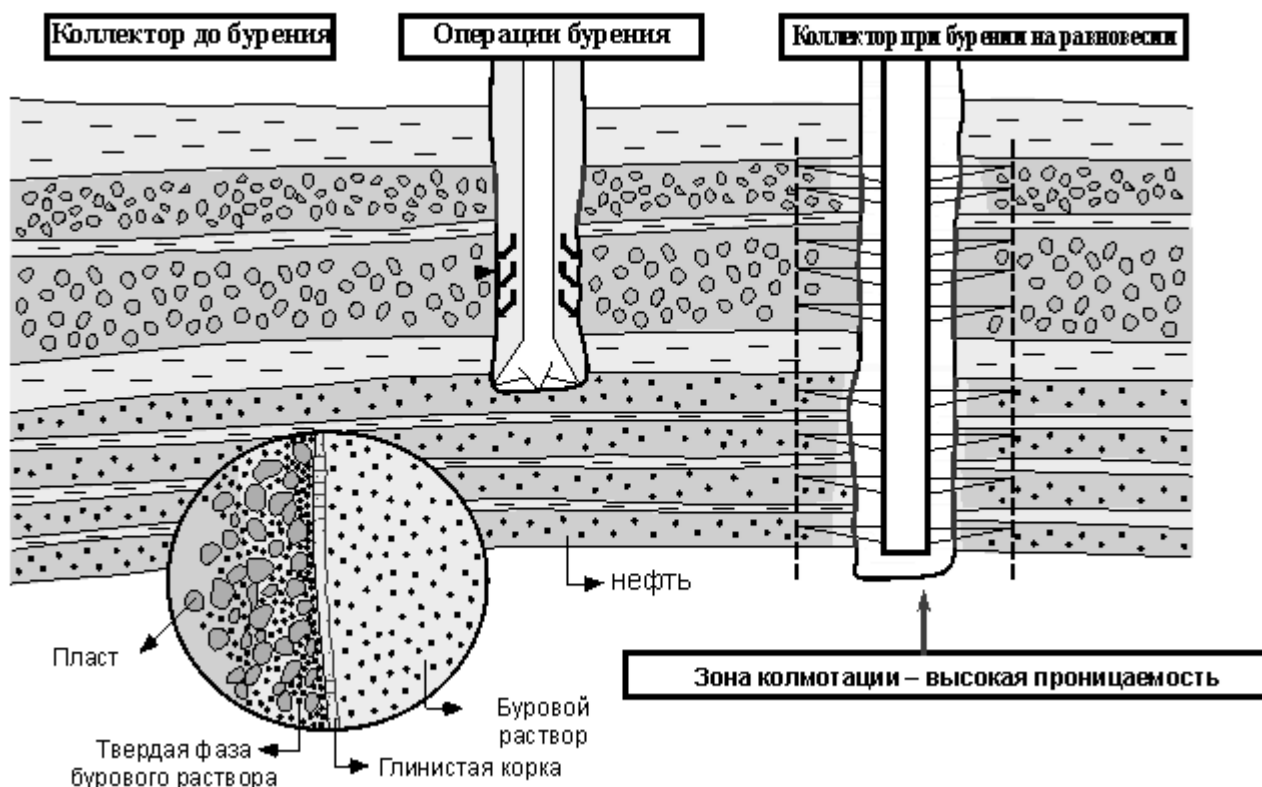


Рис. 2. Зона проникновения бурового раствора при бурении на равновесии

ЛИТЕРАТУРА:

1. Межлумов А.О., Макурин Н.С. Бурение скважин с применением воздуха, газа и аэрированной жидкости. М., Недра, 1967.
2. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1987.
3. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. Учебник. М., Недра, 1979.
4. www.totalenergies.com

Научный руководитель: А.П. Хаджиев, преподаватель, Международный университет нефти и газа имени Ягшигельди Какаева.

ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПХГ В ТУРКМЕНИСТАНЕ

А.Г. Гельдымурадов, О. Бердимуратова

Международный университет нефти и газа имени Ягшигельди Какаева

В настоящее время в Туркменистане реализуются проекты по созданию многовекторных экспортных газопроводов, увеличению объёмов продажи газа на внешние рынки, полной газификации населённых пунктов, использованию природного газа в качестве сырья при производстве газохимической продукции, увеличению объёмов производства электроэнергии, минеральных удобрений и т.д.

Деятельность промышленного, транспортного секторов и жилищно-коммунального хозяйства связана с потреблением углеводородов. Известно, что потребление природного газа носит неравномерный характер в течение суток, дней недели, месяцев и разных сезонов года. Как показали результаты исследований, ежегодное увеличение числа внутренних потребителей в Туркменистане (рост численности населения, ввод в эксплуатацию новых заводов и других промышленных объектов) приводит к повышению сезонной разницы газопотребления.

С ростом общего объёма потребления добываемого газа, повышается амплитуда неравномерности. Для устранения подобных неравномерностей в системе транспортировки газа и при разработке газовых месторождений, возникает необходимость ввода в эксплуатацию дополнительных месторождений или регулирующих объёмов. Ввиду того, что ранее не были предусмотрены специально предназначенные регулирующие объёмы, в настоящее время вместо них используются разрабатываемые газовые месторождения. Для компенсации неравномерности потребления природного газа в зимний период, добывающие скважины газовых месторождений эксплуатируются с повышенными дебитами, а в летний период – наоборот, добыча газа из скважин осуществляется низкими темпами, при этом часть их даже временно останавливают. Это может привести к неравномерной работе газовых месторождений, в конечном итоге, во многих случаях из-за влияния пластовых вод, к снижению конечного коэффициента газоотдачи.

Для устранения малых по объёму (5-10 млн. м³) и компенсации кратковременных (2-3-дневных) неравномерностей, используют газ, хранящийся в газгольдерах, или сжиженный газ. Однако, неравномерности больших объёмов (несколько миллиардов кубометров) устраняются посредством использования подземных хранилищ газа (ПХГ), за счёт хранения газа при высоком давлении. Главная цель создания ПХГ – обеспечение равномерного газопотребления в течение года в соответствии с проектными показателями действующих газовых месторождений, для обеспечения бесперебойной подачи газа крупным промышленным центрам и внешним потребителям, газопотребление которых в зимний период выше среднего показателя, а также для создания резервных запасов газа на случай экстренной необходимости. Это показывает, что с каждым годом растёт актуальность вопроса о строительстве подземных хранилищ газа.

Коэффициент неравномерности потребления природного газа по Туркменистану, с учетом экспорта, меняется в пределах 0,82-1,3. В период с апреля по октябрь месяцы каждого года видно, что коэффициент неравномерности резко уменьшается. В оставшиеся пять холодных месяцев, коэффициент неравномерности значительно повышается. В промышленном секторе разница коэффициента неравномерности, в основном, меняется в пределах 1,08-0,89, и не имеет большого разброса значений. При анализе неравномерностей в системе экспорта, видно, что его коэффициент меняется в пределах 0,89-1,17. Самая большая разница коэффициента неравномерностей по месяцам приходится на систему жилищно-коммунального хозяйства. Здесь, часть газа, используемая для отопления домов и других сооружений, в соответствии с сезоном меняется в широких пределах. Периодами коэффициент

неравномерности потребления газа в жилищно-коммунальном хозяйстве, в отличие от других систем газопотребления, меняется в пределах 0,4-1,9.

Если проанализировать информацию об объёмах хранящегося в ПХГ активного газа, то 80 % хранятся в отработанных нефтяных и газовых месторождениях, 12 % – в водоносных пластах, 8 % – в искусственных пещерах в соляных пластах.

Обобщив имеющийся мировой опыт строительства и эксплуатации подземных хранилищ газа, учитывая сезонную неравномерность потребления природного газа, особенности геологического строения нефтегазоносных провинций Туркменистана и другие важные факторы, обосновано строительство подземного хранилища газа на территории Туркменистана.

В связи с тем, что отработанные нефтяные и газовые месторождения залегают на больших (около 3000 м и более) глубинах, соляные пещеры отсутствуют, соляные пласты характеризуются высокой активностью и текучестью, наиболее эффективным является строительство ПХГ в водоносных пластах. Нами было определено несколько перспективных структур. Далее необходимо более детально уточнить геологическое строение этих структур, провести специальные сейсмические исследования и оценить возможность их использования для строительства ПХГ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Khatib Z.I., Hirasaki G.J., Falls A.H. 1988. Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. SPE Reservoir Eng. 3 (September). – P. 267-274.
2. O'Brien L.J. Method for storing fluid in a subterranean formation: U.S. Patent 3,306, 354, February 1967.
3. "Bubble" storage test delayed: Oil and Gas Jour. – 1961. – V. 59. – № 23. – P. 48.

Научный руководитель: Я.Э. Какаев, д.т.н., преподаватель, Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева.

ОБОСНОВАНИЕ СТЕПЕНИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С БОЛЬШИМ ЭТАЖОМ ГАЗОНОСНОСТИ

И.Я. Какаев, О. Бердимуратова

Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева

Почти все основные особенности разработки месторождений с большим этажом газоносности обусловлены сложностью фильтрационных потоков в пределах продуктивного пласта большой толщины и аномального давления как на начальной, так и на завершающей стадиях. Это, в свою очередь, непрерывно меняет условия вскрытия пласта и приводит к неодинаковой интенсивности дренирования отдельных интервалов разреза, к сложному распределению

пластового давления, вызванным неоднородностью коллекторов, несовершенством системы вскрытия продуктивных отложений и размещением скважин на структуре.

Разработке месторождений с большим этажом газоносности присущи особенности и осложнения, не встречающиеся как на крупных по запасам месторождениях с продуктивными пластами относительно небольшой толщины (до 40–80 м), так и на многопластовых – с большими этажами гидродинамический разобщённых пластов. Там приходится решать проблемы, связанные с последовательностью вскрытия, разбуривания и разработки различных пластов, совместной или одновременной раздельной эксплуатацией и др.

Нами проанализирован имеющийся в мировой практике опыт проектирования и разработки месторождений с большим этажом газоносности, таких как: “Пакет” (США), “Гронинген” (Нидерланды), “Шебелинское”, “Крестищенское” (Украина), “Вуктыльское”, “Астраханское” (Российская Федерация) и др. Сопоставляя опыт разработки рассмотренных месторождений, выявлены общие закономерности, обусловленные как сходством в геологическом строении и типе залежи, так и специфические, связанные с составом газа.

Общепринятая в мировой практике система вскрытия пластов “снизу – вверх” не всегда оправдывает себя при вскрытии пластов большой мощности. Основные проблемы связаны с тем, что в таких пластах, как правило, большое влияние оказывают гравитационные силы: зачастую пластовое давление в кровле продуктивной толщи значительно отличается от пластового давления в подошве разрабатываемого объекта; вертикальная проницаемость на порядок выше горизонтальной и т.д. При наличии конденсата или высокой активности подошвенных пластовых вод от степени и способа вскрытия продуктивного разреза зависит коэффициент конечной газоотдачи и эффективность разработки месторождения в целом.

Особенностями уникального по запасам месторождения “Галкыныш” являются аномально высокие пластовые давления и температуры, сложный состав газа, а толщина продуктивного пласта, сложенного карбонатными коллекторами с сильно изменчивой продуктивной характеристикой, в отдельных скважинах достигает 700 метров.

Геологическое строение продуктивных пластов месторождения “Галкыныш” характеризуется выраженной неоднородностью по площади и разрезу. При таких крайне сложных условиях возникают вопросы о максимально точной оценке основных прогнозных технологических показателей разработки месторождения на долгосрочную перспективу, необходимого количества эксплуатационных скважин и их дебитов, сетки размещения скважин по площади месторождения, пластовых и устьевых давлений и депрессии на пласт, а также следует определиться со стратегией вскрытия имеющегося этажа газоносности.

На основе геолого-гидродинамической модели были выполнены расчёты нескольких вариантов прогнозных технологических показателей разработки месторождения на период опытно-промышленной эксплуатации и на последующие 50 лет. Гидродинамическое моделирование показало, что перфорация подошвы коллектора может не дать необходимых объёмов газа в долгосрочной

перспективе. Это может быть обусловлено наличием прослоев низкой пористости (и, как правило, проницаемости) в разрезе коллектора, которые частично действуют как барьеры для притока и создают неоднородную картину падения давления. Период продуктивности скважин может быть продлён с помощью больших интервалов перфорации или, возможно, с помощью перфорации всего продуктивного горизонта. В последнем случае, нужные дебиты газа поддерживаются в модели в течение всего 25-летнего прогнозного периода по всем этапам разработки.

Уменьшение интервала перфорации до 20-25 % от толщины продуктивного разреза (100 м) приводит к снижению охвата дренированием продуктивного пласта вследствие большего влияния вертикальной неоднородности разреза. Другими словами, вследствие низкой вертикальной сообщаемости, газ, насыщающий верхнюю часть разреза, не может мгновенно притекать к нижней части интервала перфорации. Таким образом, учитывая сильно выраженную неоднородность продуктивного объекта по разрезу, на основании прогнозных расчётов и анализа опыта разработки известных в мире газовых и газоконденсатных месторождений с большим этажом газоносности, можно прийти к выводу, что увеличение интервала перфорации обеспечивает стабильно высокий дебит скважины на протяжении длительного периода времени.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Какаев Я.Э., Батыров С.Ш., Амангельдыев А., Васильев В.Ф., Гуламов О. Особенности системы разработки месторождения Малай. // Обз. Информ. – ТуркменНИИТИ. – Госплан ТССР. – Ашхабад. – 1990. – 46 с.
2. Какаев Я.Э., Батыров С.Ш., Эседулаев Р. К обоснованию степени вскрытия продуктивного пласта и темпа разработки слоисто-неоднородных залежей при водонапорном режиме. // Изв. АН ТССР. Сер: физико-техн. и геологических наук. Вып.3. – Ашхабад. – 1991.

Научный руководитель: Я.Э. Какаев, д.т.н., преподаватель, Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева.

PRODUCTION OF THERMAL AND ELECTRIC ENERGY

G.A. Ishangulyyev, G.T. Garayev, P.B. Jalayev
International Oil and Gas University named after Yagshygeldi Kakayev

Enterprises for production activities and settlements need heat and electricity to supply a normal life for the population. Electric energy is generated at power plants of various types - hydraulic (HPP), nuclear (NPP), wind (WPP), solar (SPP), thermal (TPP), etc. It is at TPPs that about 80% of all electrical energy consumed in the world is generated, which is then delivered to consumers through electrical networks.

Thermal energy can be obtained both from thermal power plants of a certain type, which in this case are called combined heat and power plants (CHP), and from

their own boiler houses. Boiler houses intended only for heating and hot water supply are called heating ones, and those intended to provide heat to technological consumers of enterprises are called production ones. Thermal energy is delivered to consumers through heating networks, through which heat carriers - steam or heated water - move.

Wood biomass can be used to produce both types of energy if used as fuel for boilers in thermal power plants or boiler houses.

There are two fundamentally different ways of providing consumers with heat and electric energy [1.1, 1.2] - separate and combined (cogeneration).

With separate generation of thermal and electrical energy, consumers receive thermal energy from relatively small, often their own, boiler houses, and electrical energy from local electrical networks, to which it is supplied, as already mentioned, mainly from TPPs. Condensing turbines are installed at large thermal power plants, intended exclusively or mainly for the generation of electrical energy, and they are called condensing thermal power plants (CES). Condensing turbines are intended only for driving an electric generator and do not provide for the extraction of steam for heat consumption. The steam pressure in front of the turbines of the CES can be 30 MPa or more, the pressure in the condenser is about 0.004 MPa.

A separate scheme for the production of heat and electrical energy, shown in Fig. 1.1 does not allow the use of fuel energy with maximum efficiency, since more than half of the heat released during fuel combustion in the furnaces of the IES boilers, in accordance with the second law of thermodynamics, is inevitably dissipated in the environment. In this scheme, it is not possible to use capital investments most effectively, since it is necessary, in addition to TPP buildings, to build boiler houses, purchase equipment of the same type (boilers, auxiliary boiler equipment, chemical water treatment equipment, etc.), pay for the labor of personnel simultaneously performing the same work at TPPs and in the boiler room.

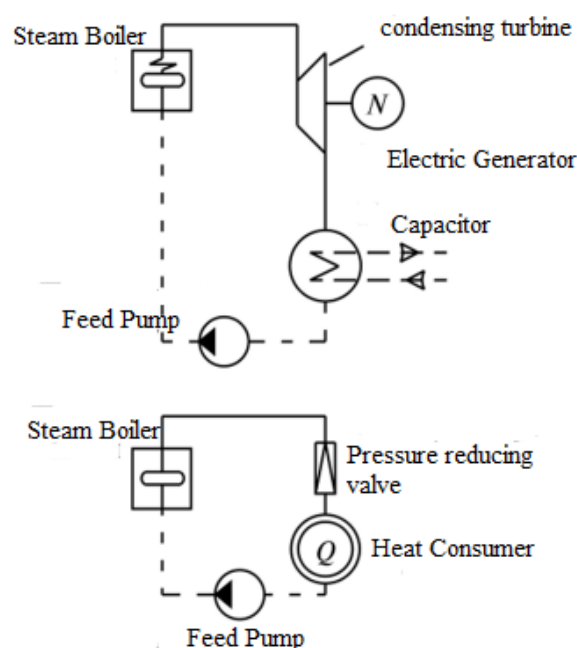


Figure 1.1. A separate scheme

In combined heat and power generation, also called cogeneration, both are generated by CHP plants. There are two known CHP plant schematics - with backpressure turbines and with turbines with controlled steam extraction.

At CHPPs with backpressure turbines, the schematic diagram of which is shown in Fig. 1.2, all the steam after the turbines is directed

Fig. 1.1. The scheme of separate production of heat and electric energy for heat consumers, which is most beneficial from the point of view of the use of fuel heat. The steam after the turbine T1 at a pressure of about 1.0 MPa is directed to technological consumption, and at a pressure of 0.25 ... 0.12 MPa after the turbine T2 - for heating and ventilation. A variety of back pressure turbines are turbines with boilers. In them, the steam at the turbine exhaust has a pressure sufficient to heat up to 90 ° C water, which removes heat from the condensing steam. With such a temperature, water can be directed to heating devices in residential and industrial premises and used to heat buildings. However, only such a steam flow rate that is necessary for heat consumption can be passed through the turbine, no more and no less.

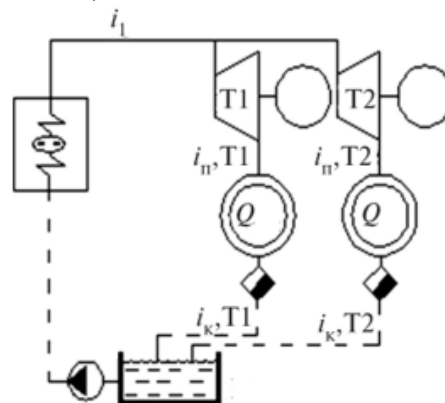


Figure 1.2. Schematic diagram of a CHP plant with back pressure turbines

LITERATURE:

1. IEA. (2010). Industry. In IEA. Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency.
2. Energy Research and Social Sciences, Journal 2020, Volume 79.
3. An International Journal of Thermal Sciences, Hybrid (Transformative Journal).
4. Thermoelectric materials: Energy conversion between heat and electricity, XiaoZhang, Li-DongZhao.

Thesis Supervisor: M.O. Gafurova, associate professor, senior lecturer, IOGU named after Y.K.

ENVIRONMENTAL PROBLEMS OF ENERGY

P.B. Jalayev, P.H. Annalyev, G.T. Garayev
International Oil and Gas University named after Yagshygeldi Kakayev

Ecology

There is a figurative expression that we live in the epoch of three "E": Economy, Energy and Ecology. At the same time, ecology as a science and a way of thinking attracts more and more close attention of mankind.

Ecology is considered as a science and academic discipline, which is designed to study the relationship between organisms and the environment in all their diversity. In this case, the environment is understood not only the world of inanimate nature, but also the impact of some organisms or their communities on other organisms and communities. Ecology is sometimes associated only with the doctrine of habitat or the environment. The latter is fundamentally correct with the essential amendment that the environment cannot be considered in isolation from organisms, just like organisms outside their habitat. These are the constituent parts of a single functional whole, which is emphasized by the above definition of ecology as the science of the relationship between organisms and the environment.

It is important to emphasize such a two-way connection due to the fact that this fundamental position is often underestimated: ecology is reduced only to the influence of the environment on organisms. The fallacy of such provisions is obvious, since it is the organisms that have formed the modern environment. They also play a primary role in neutralizing those influences on the environment that have occurred and are occurring for various reasons.

Conceptual foundations of the discipline. Since its inception, "Ecology" has developed within the framework of biology for almost a whole century - until the 60s and 70s of the last century. Man, in these systems, as a rule, was not considered - it was assumed that his relationships with the environment obeys not biological, but social laws and are the object of social and philosophical sciences.

Currently, the term "ecology" has significantly transformed. It has become more human-oriented due to its extremely large-scale and specific influence on the environment.

Energy Problems

Energy is a branch of production that is developing at an unprecedented rate. If the population size in the context of the modern demographic explosion doubles in 40-50 years, then in the production and consumption of energy this happens every 12-15 years. With such a ratio between the growth rates of population and energy, the power supply increases like an avalanche not only in total terms, but also per capita.

There is no reason to expect that the rate of production and consumption of energy in the near future will change significantly, so it is important to get answers to the following questions:

- What impact the main types of modern (thermal, water, nuclear) energy has on the biosphere and its individual elements and how will the ratio of these types in the energy balance change in the short and long term;

- is it possible to reduce the negative impact on the environment of modern (traditional) methods of obtaining and using energy;
- what are the possibilities of energy production from alternative (non-traditional) resources, such as the energy of the sun, wind, thermal waters and other sources that are inexhaustible and environmentally friendly;

Currently, energy demands are met mainly from three types of energy resources: fossil fuel, water and the atomic nucleus. The energy of water and atomic energy is used by humans after converting it into electrical energy. At the same time, a significant amount of energy contained in fossil fuel is used in the form of heat and only part of it is converted into electrical energy. However, in both cases, the release of energy from fossil fuel is associated with its combustion, therefore, with the entry of combustion products into the environment.

Environmental problems of thermal energy

Combustion of fuel (including coal, wood fuel and other biological resources) currently produces about 80% of energy. The share of heat sources is reduced to 70-75% in electricity production (Figure 1.1). At the same time, in industrialized countries, oil and oil products are used mainly to meet the needs of transport.

Globally, hydro resources provide about 5-6% of electricity, nuclear energy, provides 6% of electricity and etc.

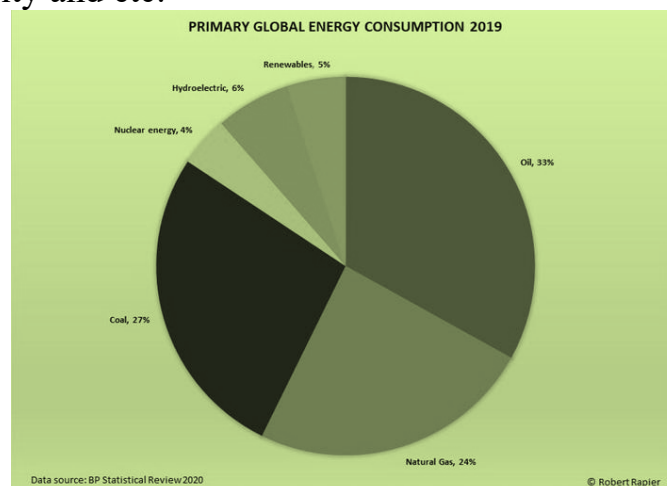


Fig. 1.1. Global Energy consumption [1]

Combustion of fuel is not only the main source of energy, but also the most important supplier of pollutants to the environment. Thermal power plants are most "responsible" for the growing greenhouse effect and acid precipitation. Together with transport, they supply the atmosphere with the bulk of technogenic carbon (mainly in the form of CO₂), about 50% of sulfur dioxide, 35% of nitrogen oxides and about 35% of dust. There is evidence that thermal power plants are 2-4 times more polluted with radioactive substances than nuclear power plants of the same capacity.

The emissions from thermal power plants contain a significant amount of metals and their compounds. When recalculated into lethal doses, the annual emissions from TPPs with a capacity of 1 million kW contain more than 100 million doses of aluminum and its compounds, 400 million doses of iron, and 1.5 million doses of magnesium. The lethal effect of these pollutants is not manifested only because they enter

organisms in small quantities. This, however, does not exclude their negative impact through water, soil and other parts of ecosystems.

It can be considered that thermal energy has a negative effect on almost all elements of the environment, as well as on humans, other organisms and their communities.

Environmental problems of hydroelectric energy.

One of the most important impacts of hydroelectric energy is associated with the alienation of significant areas of fertile (floodplain) lands for reservoirs.

Deterioration of water quality in reservoirs occurs for various reasons. The amount of organic matter in them sharply increases both due to ecosystems that have gone under water (wood, other plant residues, soil humus, etc.), and due to their accumulation as a result of slow water exchange. These are a kind of sedimentation tanks and accumulators of substances coming from watersheds.

In reservoirs, the warming up of water sharply increases, which intensifies the loss of oxygen by them and other processes caused by thermal pollution. The latter, together with the accumulation of nutrients, creates conditions for the overgrowth of water bodies and the intensive development of algae, including poisonous blue-green (cyan).

For these reasons, as well as due to the slow renewal of waters, their ability to self-purify sharply decreases. Deterioration in water quality leads to the death of many of its inhabitants. The morbidity of the fish stock is increasing, especially the infestation by helminths. The taste of the inhabitants of the aquatic environment decreases. The migration routes of fish are disrupted; forage lands, spawning grounds, etc. are being destroyed.

Environmental problems of nuclear energy

Until recently, nuclear power was viewed as the most perspective. This is due to both the relatively large reserves of nuclear fuel and the gentle impact on the environment. The advantages also include the possibility of building a nuclear power plant without being tied to resource deposits, since their transportation does not require significant costs due to small volumes. Suffice it to say that 0.5 kg of nuclear fuel can generate the same amount of energy as burning 1000 tons of coal.

Until the mid-1980s, mankind in nuclear energy saw one of the ways out of the energy deadlock. In just 20 years (from the mid-60s to the mid-80s), the world share of energy produced at nuclear energy plants increased from almost zero values to 15-17%, and in a number of countries it became prevalent. No other type of energy has had such a growth rate. Until recently, the main environmental problems of nuclear energy plants were associated with the disposal of spent fuel, as well as with the liquidation of the nuclear energy plants themselves after the end of the permissible operating life. There is evidence that the cost of such liquidation works ranges from 1/6 to 1/3 of the cost of the NPPs themselves.

Some ways to solve the modern energy problems

There is no doubt that in the near future, thermal energy will remain dominant in the energy balance of the world and individual countries. There is a high likelihood of an increase in the share of coal and other less clean fuels in energy production. In this regard, we will consider some ways and methods of their use, which can

significantly reduce the negative impact on the environment. These methods are based mainly on improving technologies for fuel preparation and collection of hazardous waste. These include the following:

1. Use and improvement of cleaning devices. Currently, many TPPs capture mainly solid emissions using various types of filters. The most aggressive pollutant, sulfur dioxide, is not captured at many thermal power plants or is captured in limited quantities. At the same time, there are thermal power plants (USA, Japan), which carry out almost complete cleaning from this pollutant, as well as from nitrogen oxides and other harmful pollutants. For this, special desulfurization (for capturing sulfur dioxide and trioxide) and denitrification (for capturing nitrogen oxides) installations are used. The most widespread capture of sulfur and nitrogen oxides is carried out by passing flue gases through an ammonia solution. The end products of this process are ammonium nitrate, used as a mineral fertilizer, or sodium sulfite solution (raw material for the chemical industry). Such installations capture up to 96% of sulfur oxides and more than 80% of nitrogen oxides. There are other methods of cleaning these gases.

2. Reducing the release of sulfur compounds into the atmosphere by means of preliminary desulfurization (desulfurization) of coals and other types of fuel (oil, gas, oil shale) by chemical or physical methods. With these methods, it is possible to extract from 50 to 70% of sulfur from the fuel before it is burned.

[1] Figure 1.1 Global Energy consumption = article from Journal

LITERATURE:

1. Beach, B., & Hanlon, W. W. (2018). Coal, smoke and mortality in an early industrial economy [J]. The Economic Journal.
2. Beland, L. – P., & Oloomi, S. (2019). Environmental disaster, pollution. Evidence from the Deepwater Horizon Oil Spill [J]. Journal of Environmental Economics and Management, 98, 102265
3. Imelda. (2020). Cooking that kills: Cleaner energy access, indoor air pollution, and health [J]. Journal of development Economics, 147, 102548
4. Marcus, M. (2021). Going beneath the surface: Petroleum pollution, regulation, and health [J]. Economic Journal: Applied Economics, 13 (1), 1-37.

Thesis Supervisor: M.O. Gafurova, associate professor, senior lecturer, International Oil and Gas University named after Yagshygeldi Kakayev

НОВЫЕ ПРОЕКТЫ ЭКСПОРТА ТУРКМЕНСКИХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

Дж.Ч. Мухаммедова, И.В. Лурьев

Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева

Внешнеполитическая стратегия Туркменистана, энергетический ресурс которого обеспечивает стабильное социально-экономическое и общественное

развитие, направлена на расширение и углубление взаимовыгодного партнерства с другими странами в сфере освоения этого ресурса.

Согласно прогнозам Международного агентства энергетики [1], в ближайшие десятилетия, несмотря на значительное развитие использования возобновляемых и традиционных источников энергии, преимущество в потреблении органических видов топлива в мире сохранится.

Успешная работа топливно-энергетического комплекса Туркменистана, обеспеченного огромными запасами углеводородных ресурсов, а также специально разработанная энергетическая стратегия, являются гарантом энергетической безопасности всего центральноазиатского региона.

К числу основных задач международного транзита можно отнести следующие. Во-первых, прогнозирование кардинального увеличения количества энергоресурсов в мировой торговле, а это, в свою очередь, увеличивает зависимость продавцов и покупателей от надёжности доставки энергоресурсов, во многих случаях подавляющая часть этих ресурсов проходит транзитом через территории одной или нескольких стран.

Во-вторых, дальнейшее развитие инфраструктуры для транспортировки энергоресурсов предусматривает развитие инвестиций в объекты инфраструктуры (трубопроводы, порты, терминалы и прочее).

В-третьих, расчёт объёмов риска для энергетической безопасности, связанных с политическим, экономическим, техническим, экологическим и другими аспектами транзита.

В-четвертых, повышение конкурентности в мировой энергетике в различных формах её проявления, с учётом транзитного транспорта газа по территории нескольких стран, представляет угрозу стабильности в мировом энергетическом рынке, оказывает негативное влияние на глобальную и региональную энергетическую безопасность.

В конце XX века межгосударственные отношения в системе энергетики значительно активизировались. Нестабильное изменение рыночных цен на нефть на международных рынках оказало значительное влияние на мировую экономику. Это в свою очередь, послужило стимулом к активизации международной энергетической политики на глобальном и региональном уровнях. В новых геополитических условиях возникла особая необходимость развития межгосударственного сотрудничества. Основной причиной является тот факт, что энергетическая безопасность оказывает огромное влияние на экономическую безопасность стран.

Как показал анализ проведенных исследовательских работ, в настоящее время ситуацию на мировом энергетическом рынке можно охарактеризовать следующим образом:

- развитие высокими темпами спроса на энергетические ресурсы в экономически развивающихся азиатских странах;
- превышение темпа развития использования природного газа в некоторых регионах над темпом его производства (Европа, Азиатско-Тихоокеанский регион);

- недостаточность перерабатывающих, нефтепроводных и газопроводных инфраструктур;
- изменение цены на сырую нефть в широких пределах.

Комплексное изучение данных обстоятельств, дало импульс к выдвижению задачи обеспечения энергетической безопасности. Так, в работе [2] объясняется структура энергетической безопасности:

- доступность энергетических ресурсов;
- нормальное функционирование энергетической системы обеспечения;
- обеспечение безопасности окружающей среды;
- достаточность энергетических запасов.

В системе повышения энергетической безопасности одной из проблем, создающих сложности, является ограничение доставки нефти и газа на мировые рынки посредством трубопроводов. Подобные ограничения возникают в связи с отсутствием международной правовой документации и международной координирующей организации, связанных со строительством транснациональных трубопроводов энергоносителей, регулированием транзитной транспортировки, определением их тарифов и цен.

Развитие мировой энергетики в ближайшие десятилетия в значительной степени будет зависеть от решения вопросов международного транзита энергоносителей. Концепция устойчивого развития появилась в результате объединения экономических, социальных и экологических аспектов. Для этого предусмотрена реализация мероприятий, направленных на рациональное использование богатств с ограниченным запасом, применение экологически чистых технологий, бережное отношение к природе, экономия энергии и ресурсов, сохранение стабильности в социальной и культурной сферах, обеспечение единства биологической и физической природных систем.

Для Туркменистана, признанного в мире мощным энергетическим государством и страной с богатыми запасами природного газа, одной из важнейших стратегических задач является доставка углеводородных ресурсов на мировые рынки в различных направлениях за счёт диверсификации. Вопрос доставки туркменских топливно-энергетических ресурсов к основным потребителям, в частности на рынки азиатских и европейских государств, заключается в транспортировке природного газа наиболее оптимальными путями.

Основной целью международной энергетической стратегии Туркменистана является стабильная и долгосрочная поставка туркменского энергетического сырья на мировые рынки, создание многовекторной системы трубопроводов. Одним из основных преимуществ экспорта природного газа посредством трубопроводов является его реализация на долгосрочной основе. В таких случаях создаются широкие возможности для планирования добычи природного газа, развития рынка природного газа в странах-потребителях и вложения инвестиций на средние и долгосрочные периоды.

В качестве примера можно привести уже реализованные и новые проекты: газопровод “Туркменистан–Узбекистан–Казахстан–Китай”, который отражает возрождение идеи новой формы Великого шелкового пути, связывающего

народы Евразии на протяжении тысячелетий; вторая линия газопровода “Туркменистан–Иран”; проект газопровода “Восток–Запад”; проект газопровода “Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия” (“ТАПИ”), строительство которого в настоящее время продолжается; планируемые к строительству “Транскаспийский” и “Прикаспийский” газопроводы.

Поставка туркменского природного газа на китайский рынок на стабильной и непрерывной основе, наряду с открытием нового огромного рынка для туркменского природного газа, играет большую роль в диверсификации экспортных направлений энергоносителей и повышении энергетической безопасности Китая.

Огромное значение для всего центральноазиатского региона имеет осуществляемый в южном направлении проект газопровода “ТАПИ”. Данный проект, с открытием нового направления экспорта туркменского природного газа, также откроет дорогу к рынкам Индии и Исламской Республики Пакистан, входящих в состав крупных мировых рынков. В настоящее время газопровод “ТАПИ” является наиболее оптимальным направлением для экспорта природного газа из Туркменистана. Реализация данного проекта приведёт к достижению высокого уровня сотрудничества между странами региона в области энергетики. Доступность энергоресурсов обеспечит устойчивое экономическое развитие стран.

Проект транснационального газопровода “ТАПИ” является явным свидетельством реализации инициатив и усилий туркменской стороны по обеспечению энергетической безопасности нескольких государств мира, предусматривает осуществление комплекса политических, экономических и гуманитарных мер, направленных на достижение стабильности и развития соседних стран. Данные меры обуславливают разработку конкретных механизмов обеспечения энергетической безопасности.

Энергетическая политика Туркменистана, вносит весомый вклад в обеспечение энергетической безопасности, создаёт основу для достижения стабильности в регионе и в мире. В настоящее время достижение безопасности в системе энергетики открывает широкие возможности для развития энергетической дипломатии и взаимовыгодного сотрудничества.

Следует отметить, что кроме доставки природного газа по трубопроводам в Россию, Иран, Китай, Туркменистан является крупным региональным поставщиком электроэнергии в Турцию, Иран, Таджикистан и Афганистан.

В настоящее время в Туркменистане введена в работу современная парогазовая электростанция комбинированного цикла. С введением этого объекта в эксплуатацию мощность энергосистемы нашей страны возрасла до более 1,5 ТВт. Кроме того, повысилась надежность энергоснабжения потребителей, объем выбросов вредных веществ в атмосферу снизится до 3,1 млн. т. в год, подача электроэнергии в соседние страны увеличится до 3 млрд. кВт/ч [3].

Разработка и реализация крупных совместных инвестиционных проектов, в первую очередь, в области транспорта, энергетики и телекоммуникаций, будет иметь важнейшее значение для развития экономики не только стран СНГ, но и всего центральноазиатского региона; способствовать созданию

бесперебойных поставок электроэнергии и углеводородов, разработке эффективных моделей взаимодействия на пространстве СНГ и глобальном энергетическом рынке.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Прогноз развития энергетики на 2021 год. // <https://www-oecd-ilibrary-org.translate.goog/energy/world-energy-outlook>.
2. Berdimuhamedow S. Türkmenistanyň energetika diplomatiýasynyň syýasy-hukuk esaslary. – А.: Ýlym, 2015. – 224 s.
3. Кадыров К., Ходжамкулиева Б. Энергетика и международные отношения // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2020. – N 2(49). – С. 42-45.

Научный руководитель: И.И. Лурьева, к.т.н., заведующая лабораторией, Научно-исследовательский институт природного газа.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ НИЗКООМНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

О.Р. Рунушина, А.А. Ковриженко

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Институт Энергетики, электроэнергетика и электротехника,
электрические системы и сети, 3231302/80101

Введение. При проектировании, возведении, эксплуатации и реконструкции распределительных электрических сетей одним из ключевых вопросов является выбор режима заземления нейтрали.

Актуальность. Режим заземления нейтрали в общем случае оказывает непосредственное влияние на надежность электроснабжения потребителей [1], безопасность персонала, повреждаемость оборудования при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ), а также на величину перенапряжения неповрежденных фаз и тока ОЗЗ. Исходя из режима заземления нейтрали определяется номинальный уровень изоляции электрооборудования и принцип построения схем релейной защиты [3].

На сегодняшний день существует три основных варианта режима работы нейтрали в сетях среднего напряжения:

- - изолированная нейтраль;
- - нейтраль, заземленная через дугогасящий реактор;
- - нейтраль, заземленная через резистор.

В свою очередь резистивное заземление нейтрали (рис. 1) делится на низкоомное и высокоомное. При высокоомном заземлении токи в месте ОЗЗ не превышают 10 А и токи ОЗЗ можно не отключать длительное время [4]. Такой вид заземления применяется, когда есть необходимость длительной работы при возникновении ОЗЗ. При низкоомном - нейтраль заземляется через резистор с такой

величиной сопротивления, что ток в месте замыкания превышает 10 А и обычно находится в пределах от 10 до 200 А.

Подавляющее число стран используют резистивную нейтраль в сетях среднего напряжения (США, Германия, Франция и др.).

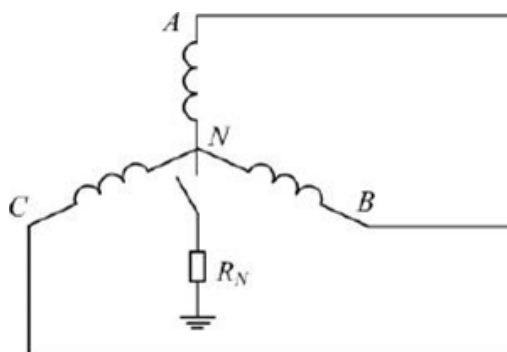


Рис. 1. Резистивное заземление нейтрали

Целью работы является анализ эффективности низкоомного заземления нейтрали в электрических кабельных сетях.

Для анализа эффективности данного вида заземления нейтрали были использованы данные о работе действующих подстанций в которых в процессе эксплуатации было реализовано низкоомное заземление. Такой вид заземления обычно применяется в случаях, когда ОЗЗ должно быть селективно отключено в минимальные сроки. Сопротивление резистора выбирается исходя из условия селективного срабатывания релейной защиты [3]. Помимо этого, при таком варианте заземления нейтрали наблюдается значительное снижение уровня перенапряжений.

Данные о работе трёх подстанций представлены на рисунках 2 – 5. На первой и второй подстанции (1 и 2 столбец диаграммы соответственно) низкоомный резистор был включен в работу 01.02.2018 г. На третьей подстанции, работающей на двух классах напряжения – 6 и 10 кВ (3 и 4 столбцы диаграммы соответственно), низкоомное заземление нейтрали было введено в работу 01.07.2016 г.

В результате реализации низкоомного заземления нейтрали в сети перестали наблюдаться самоустраняющиеся ОЗЗ, что объясняется тем, что величина тока, создаваемого резистором достаточна для создания устойчивого характера тока в месте пробоя изоляции (рис. 2).



Рис. 2. Количество самоустраняющихся кратковременных ОЗЗ

Создание условий для устойчивого характера ОЗЗ привело также к исключению перехода ОЗЗ в межфазные КЗ, сопровождающиеся протеканием по элементам оборудования сети значительных величин токов. Данный эффект был достигнут за счёт снижения кратностей перенапряжений при ОЗЗ (рис. 3).



Рис. 3. Количество ОЗЗ, перешедших в КЗ с отключением

Кроме того, за счёт увеличения величины тока, протекающего в месте повреждения при ОЗЗ и имеющего активный характер, в электрической сети подстанций была исключена неселективная работа устройств РЗ, приводившая к росту числа отключений (рис. 4).



Рис. 4. Количество неселективных отключений

Из представленной ниже диаграммы видно, что внедрение низкоомного заземления нейтрали привело к снижению удельной повреждаемости кабельных линий в распределительной сети выбранных подстанций (рис. 5).



Рис. 5. Удельная повреждаемость

Вывод. Таким образом, собранная статистика по эксплуатации низкоомного заземления нейтрали в распределительных кабельных сетях ПС подтверждает эффективность использования низкоомного заземления нейтрали, а именно:

- ликвидируется дуговая (перемежающаяся) стадия ОЗЗ (однофазное замыкание в сети сразу переходит в устойчивое состояние). В связи с этим полностью исключаются так называемые дуговые перенапряжения;
- снижаются кратности перенапряжений при возникновении ОЗЗ, что существенно снижает (исключает) вероятность возникновения двойных замыканий на землю;
- появляется возможность быстрого устранения повреждения, что снижает вероятность повреждения изоляции других кабелей сети;

- появляется возможность быстродействующего изолирования только повреждённого фидера (исключаются неселективная работа РЗ).

ЛИТЕРАТУРА:

1. Правила устройства электроустановок, издание шестое, переработанное и дополненное, -Мн.; Дизайн ПРО, 2007, -703 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, ТКП 181-2009 (02230), Минэнерго, -Минск, 325 с.
3. Короткевич М.А., Повышение надежности электрических сетей при внедрении современной техники. – Международная научнотехническая конференция «Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования», Выпуск 3, Минск, 2004.

Научный руководитель: А.С. Брилинский, к.т.н., доцент ВШЭС ИЭ, СПбПУ.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Энергосбережение и энергоэффективность

Alsayed M.O. Design of a power unit of an autonomous nuclear power plant with a VVER-300 reactor.....	3
Attia H.A. Justification of the type of turbin plant for an autnomouse nuclear power plant with a VVER-600 reactor.....	6
Ibrahim K.R. Egyptian nuclear power plant turbine project.....	8
Ibrahim M.A. VVER-1200 with vertical steam generator.....	11
Mohamed M.M. Development of a 900 MW NPP power unit with an upgraded steam generator blowdown system	12
Андреев М.В., Бай Ю.Д., Малькова Я.Ю. Проблема эффективности обучения искусственной нейронной сети, реализующей алгоритм функционирования релейной защиты, и разработка соответствующих критериев обучения и пути её решения.....	15
Кутепов В.С., Ромашова О.Ю., Алчинов А.И. Анализ эффективности теплофикационной выработки электроэнергии на газотурбинных и парогазовых ТЭС	18
Кавун И.А. Контроль состояния обмоток высоковольтных силовых трансформаторов путем одноступенчатого дефектографирования.....	23
Лощенков В.Д., Космынина Н.М. Анализ системы охлаждения силовых трансформаторов типа НЦ	26
Малюта Б.Д. Исследование влияния распределения пара на процесс регулирования частоты при малых возмущениях в концентрированной энергосистеме	31
Валирахманова И.Р. Институт теплоэнергетики, Атомные и тепловые электрические станции	34
Галимова А.Р. Рекуперативный теплообменный аппарат с ребристой поверхностью для эффективной передачи тепловой энергии.....	36
Даутов Р.Р. Использование тепловых насосов в индивидуальном отоплении	39
Жук В.В., Возиян А.И., Денисенко А.И. Анализ использования накопителя в условиях российского рынка электроэнергии	42
Капен Т.А. Криогенные накопители	45
Иванов Д.А., Костиков А.К., Григорьев М.С. Разработка индивидуального водного средства передвижения «Скат»	49
Маньков К.В., Ручкина А.Д., Волтов И.П. Использование предиктивных моделей для предсказания числа отключений в энергосистеме	51

Ручкина А.Д., Фалалеев М.С. Определение фаз в электрических сетях на основе метода иерархической кластеризации показаний интеллектуальных приборов учёта.....	54
Хамидуллин И.Н. Эффективность автоматизированной системы управления наружным освещением	61
Шайхутдинов Я.О., Макуева Д.А. Варианты накопления энергии отработавших тепловыделяющих сборок АЭС.....	62
Борисов А.В. Сравнительные исследования альтернативных конструкций ПГ АЭС с водоохлаждаемыми реакторами	64
Булгакова В.П. Личное и коллективное поведение в области энергосбережения	68
Булин М.Н. Виртуальные линии электропередач: применение возобновляемой генерации в современных энергосистемах.....	71
Гусева А.А. Повышение энергоэффективности путем внедрения систем автоматизации для зданий и сооружений.....	75
Еремин Н.А., Александров А.В. Исследование алгоритмов векторного управления синхронным электродвигателем	78
Жуков А.А. Расчет параметров схемы замещения асинхронного электродвигателя по методике Германа–Галкина Г.А.	82
Загидуллин К.Р. Анализ эффективности различных методов энергосберегающих мероприятий жилого дома.....	85
Ковалец И.В., Коршун В.Н. Анализ состояния топливно-энергетического комплекса республики Беларусь.....	87
Ковзан А.А., Шалыгин Н.Г. Повышение эффективности электропередачи за счет установки средств продольной компенсации.....	91
Кожина Е.А., Компанеец Б.С. Анализ влияния устройств поперечной компенсации на величину напряжения внутри линии электропередач	94
Кожина Е.А., Компанеец Б.С. Анализ влияния устройств продольной компенсации на величину напряжения внутри линии электропередач	98
Коноплев Н.Е. Снижение потерь электроэнергии на основе концепции Smart Grid	101
Кряжева А.А. Оценка потенциала энергосбережения при работе бивалентной системы отопления на базе теплового насоса типа «воздух-вода».....	103
Листюхин В.А., Печерская Е.А. К вопросу о внедрении информационно-измерительных систем контроля параметров воздушных линий электропередачи	108
Логинова А.Ю., Бушуев Е.Н. Анализ ресурсосберегающей технологии умягчения перед установкой обратного осмоса.....	111

Маврин А.И. Определение мест установки зарядных станций электромобилей.....	112
Седунин В.А., Мелихов И.В. Моделирование напряженно-деформированного состояния направляющих лопаток с предварительным натяжением.....	116
Меновщикова А.О., Компанеец Б.С. Применение накопителей электроэнергии для снижения потерь напряжения в электрической сети.....	120
Поляков С.А., Воронин К.П., Иванов Б.Г., Булдаков Р.С. Оптимизация параметров энергетической установки судов на воздушной подушке на этапе исследовательского проектирования	123
Рахматуллин С.С. Механизм снижения энергопотребления зданий на примере политики в области финансового стимулирования	126
Тан Лян Диагностика активных частей трансформаторов на основе инновационного импульсного дефектографирования	128
Тригуб М.А. Перспектива использования солнечной энергетики в сельском хозяйстве	132
Крицштейн А.М., Яргункин А.О. Разработка блок-схемы системы управления лентопротяжным механизмом.....	134
Секция 2. Теплофизические основы энергетических технологий	
Антюфьева Е.А., Дорошкин А.А., Старцева Е.В. Синтетические комплексные электротепловые испытания изоляции кабельных изделий	137
Квитко Д.В. Численный анализ естественной конвекции кориума в полуцилиндрической полости при наличии граничного условия третьего рода на нижней стенке	139
Кириенко В.А. Математическое моделирование процессов тепло-массопереноса в элементе лесного горючего материала при воздействии фронта лесного пожара с учетом процесса пиролиза и образования частиц сажи	140
Косторева Ж.А., Малышев Д.Ю. Особенности механизма зажигания частицы древесной биомассы	144
Суан Хоанг Кхоа Лэ Влияние реберной структуры на интенсификацию свободно-конвективного теплопереноса в замкнутой квадратной полости	146
Семёнова А.Е., Пискунов М.В. Характеристики неустановившегося движения капли эмульсии при соударении со стенкой в условиях пленочного испарения	150
Сухачев И.С., Антропова В.Р., Сушков В.В. Применение интеллектуальных систем для диагностирования нефтепромыслового энергомеханического оборудования.....	153
Фазлыев Д.Ю. Диагностическая модель теплообменника аварийного и планового расхолаживания	156

Бельков А.Г. Моделирование нестационарного режима тепло-массопереноса при конверсии топлива.....	160
Верлинский М.В. Математическая модель процесса десублимации UF_6 в горизонтальные емкости.....	162
Вернов А.В. Тепловой расчет высокотемпературного газоохлаждаемого реактора сверхмалой мощности на тепловых нейтронах U-battery	163
Вьюгова К.Д. Численное моделирование газодинамики в центробежном классификаторе.....	167
Мигель А.В. Определение резонансных частот шаровой капли воды в маслянной среде	169
Сахибгареев Н.Ф. Исследование влияния вихревых структур на теплоотдачу на различных локальных участках трубы фильда	174
Билалов А.Р. Влияние различных факторов на теплопроводность наножидкостей.....	177
Лазаренко А.О. Численный анализ сопряженной естественной конвекции кориума в полуцилиндрической полости	179
Секция 3. Производство тепловой и электрической энергии	
Березиков Н.И. Использование высокотемпературной турбоустановки в составе энергоблока Брест-ОД-300	182
Букаринов А.Э. Проект АСММ на базе РУ Ритм-200.....	185
Горячев В.Г., Полева А.А., Кузьмина Е.В. Перспективы развития приливных электростанций.....	189
Гусаров В.В. Повышение безопасности энергоблоков АЭС с реактором типа ВВЭР за счет перехода на аварийно-стойкое топливо	193
Долиный В.С., Ромашова О.Ю., Ринчинов Б.Г. Анализ вариантов перехода турбины ПТ-60-130 на парогазовый цикл.....	197
Конончук С.В. Модернизация активной зоны реактора ВВЭР-1200 в рамках концепции толерантного топлива.....	201
Крашенко О.Р. Проект АСММ электрической мощностью 250 МВт с реактором типа Ритм	203
Нефедов К.В. Анализ целесообразности использования камерных ПВД в турбоустановке АЭС с реактором ВВЭР-1000.....	206
Веснин В.А., Ромашова О.Ю., Плаунов П.А. Анализ вариантов отпуска теплоты от влажнопаровой турбоустановки АЭС.....	208
Попугаев Н.Г. Обоснование параметров гелия в одноконтурном энергоблоке с ВТГР.....	213
Рехтина А.А. Анализ перспективности перевода энергоблоков АЭС с УТВС на ТВС-2М	218
Теплов Д.В., Кутепов В.С. Моделирование ступени турбины.....	220

Титов Ю.Ю. Повышение номинальной мощности энергоблока с реактором ВВЭР-1000.....	223
Ahmed Elsayed Abdelsatar Elsayed Design of a power unit of a nuclear power plant with a VVER reactor with an electrical capacity of 1300 MW	226
Алюнин А.Г. Анализ факторов, определяющих эффективность прямоточных парогенераторов энергоблока БН-800	229
Аскарров А.Б., Суворов А.А., Рудник В.Е. Влияние возобновляемых источников энергии со стандартной структурой системы управления силовым преобразователем на устойчивость электроэнергетических систем	232
Бай Ю.Д., Разживин И.А., Малькова Я.Ю. Формирование вероятностных характеристик параметров электроэнергетических систем с ветрогенераторными установками.....	235
Валеева Г.Р. Возможности применения накопителей электроэнергии в системе собственных нужд конденсационных электрических станций.....	239
Веснин В.А. Актуальность корректировки энергетических характеристик основного генерирующего оборудования ТЭЦ	241
Галиева Т.Г., Назарова А.Д., Иванов Д.А. Особенности дефектов в высоковольтных изоляторах	245
Савосина А.А. Исследование величин небалансов активной мощности в энергосистемах, вызванных нестационарной работой ветровых и солнечных электростанций ЕЭС России	249
Спивак Д.А. Исследование характеристик котла-утилизатора при номинальной, повышенной и пониженных нагрузках.....	253
Бойко Е.А., Страшников А.В. К вопросу о распределении топливных затрат при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии на ТЭЦ	258
Токарева Л.А. Исследование конструктивных решений башенных ветроэнергетических установок	261
Аверьянова А.А. Методы оценки эффективности способов интенсификации теплообмена	264
Гречкосей Р.Е. Перспективные способы устранения и предупреждения возникновения износобразующих отложений на поверхностях нагрева котлов.....	266
Демина Ю.Э., Кудинов А.А. Исследование способа защиты вытяжной башни градирни от образования наледи в зимний период эксплуатации.....	269
Пичугова О.А. Обзор численности и установленной мощности гидроагрегатов гидроэлектростанций энергосистемы Грузии.....	273
Салихов Т., Васильева О.В. Оптимизация конструктивных параметров кабеля из СПЭ изоляции.....	276

Шайхутдинова Л.Р. Пьезогенераторы как средство получения электро- энергии.....	279

Секция 4. Экологические проблемы энергетики

Болатова Ж., Филимоненко А.В., Пак А.Я. Магнитная сепарация отходов на основе угольного шлака для последующей утилизации	284

Велитченко М.Н. Применение энергетической трилеммы на объектах энергетики	286

Горшков А.С. Плазменно-пиролитическая переработка радиоактивных отходов	288

Гумовская А.А., Пак А.Я. Синтез карбида титана из древесного угля электродуговым методом	291

Давыдов Д.Ю. Методика комплексной оптимизации компоновки морских ветроэлектростанций.....	294

Калтаев А.Ж., Ларионов К.Б., Губин В.Е. Утилизация негорючих компонент продуктов пиролиза в составе водоугольного топлива для рекуперации дополнительного тепла	298

Кульбида О.В. Проблема выбросов радиоактивных газов при увеличении мощности АЭС	301

Лушников М.И., Абрамов Н.В. Оценка влияния рециркуляции продуктов сгорания на эмиссию оксидов азота.....	305

Малькова Я.Ю., Рубан Н.Ю. Выбор оптимального размещения накопителя энергии совместно с объектом возобновляемой генерации.....	307

Мальцев К.И., Гиль А.В., Воронцова Е.С. Численное исследование возможности повышения экологических параметров котла паропроизводительностью 220 т/ч	310

Мисюкова А.Д., Янковский С.А. Влияние доли древесной компоненты на формирование Са и S в золе смесевых топлив на основе энергетического угля.....	313

Пронин А.К. Предпосылки для применения пофракционного сжигания пылеугольного топлива	317

Риф А.Э., Цветкова В.В., Кайдашова А.Ю. Модернизация угольного топливного цикла в условиях четвертого энергоперехода	320

Стецов Н.В. Системный анализ влияния ВИЭ на работу энергосис- темы	324

Толмачев Н.А., Филимоненко А.В., Шлапак М.Р., Космынина Н.М. Генерация электроэнергии на территории Сибирского федерального округа.	328

Чепур П.В., Колядко А.А., Тарасенко А.А. Анализ напряженно- деформированного состояния резервуара, предназначенного для хранения энергоресурсов, при развитии неравномерной осадки.....	332

Шабаловский В.С. Термоэлектрический генератор как альтернатива традиционных преобразователей энергии	336
Володина В.Д., Коваленко В.С., Космынина Н.М. Солнечная электростанция	338
Мустахитдинова Ю.А. Экологические проблемы водных ресурсов, связанные с работой ТЭС, и пути их решения	342
Рогозинников А.А., Кувалдин А.Е. Перспективы использования возобновляемых источников энергии	343
Абдукаримова А.М., Старовойтов Д.Э., Кирякин А.А., Космынина Н.М. Геотермальные электростанции	347
Уткин М.О., Россамахина Н.С., Сафин М.А. Автоматизированный контроль и управление возобновляемым источником энергии на базе ветрогенератора и солнечных панелей	352
Хужажинова К.А., Верхотурова В.В. Рекомендации для Республики Казахстан по созданию благоприятных условий для более широкого использования ядерной энергетики на основе сравнительного анализа СУЯЗ зарубежных стран и Российской Федерации.....	354
Хужажинова К.А., Семенов А.О. Разработка методики психофизического тестирования, направленная на выявление лиц, склонных к совершению злонамеренных действий на предприятиях ЯТЦ.....	357
Хуртов А.Б. Охлаждение солнечных батарей с последующим применением отведённого тепла.....	361
Белянинова Д.А. Снижение негативного экологического воздействия на окружающую среду при эксплуатации энергетических газотурбинных установок.....	363
Возиян А.И., Гришачева А.В., Семаков С.А. Разработка комплекса мероприятий по декарбонизации нефтехимической отрасли и оценка их эффективности.....	366
Воронина Е.В. Сокращение выбросов оксидов азота на ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго».....	369
Гайнуллина С.В. Выбросы при сжигании топлива и методы их контролирования	373
Гумерова Г.И. Проблемы альтернативной энергетики	376
Зайнуллина Э.Р., Николаева Л.А. Адсорбционная очистка обратноосмотического концентрата с использованием отхода энергетики	379
Шишляников И.В., Кузнецов Н.А. Предупреждение угрозы здоровью радиоактивного и химического загрязнения путём разработки спектромера (дозиметра) для регистрации (замера) гамма– квантов.....	382
Лебедева К.М. Исследование применения современных реагентов для снижения концентраций железа в технологических водах ТЭС.....	385

Лисова П.А. Исследование свойств сорбентов для доочистки нефтезагрязненных сточных вод ТЭС.....	388
Рахматуллин С.С. Анализ экологического влияния сверхзагрязняющих электростанций мира.....	392
Рыдзевская А.Д., Пирогова В.В. Декарбонизация как способ повышения уровня энергетической безопасности.....	396
Савинова А.В. Подбор мероприятий по снижению выбросов оксидов азота и влияние их на выбросы бензапирена	399
Сафина К. И. Современные экологические проблемы в энергетике	402
Сиразева А.Л., Зарипова Р.С. Экологическая эффективность производства из различных источников сырья.....	404
Соловской А.С., Васильев В.Ю. О влиянии SAR мобильных телефонов на человека в зависимости от модели	408
Тихонов А.Е., Новоселов И.Ю. Иммобилизация отходов переработки отработавшего ядерного топлива в расплавах хлоридов металлов в условиях неравновесной воздушной плазмы	411
Тянь Цзявэй Ресурсная база для биоэнергетики Китая	415
Киреев Р.С., Шмелева А.И., Новикова О.В. Обоснование кластерного решения по борьбе с выбросами CO ₂ для энергетических предприятий	418
Секция 5. Актуальные образовательные программы	
Abdelsamed B.W.M.K., Lavrinenko S.V. The relevance of the level system of education in the international aspect	422
Mohamed M.K. Current education programs in egyptian russian university.....	425
Khamis S.S. Features of the implementation of the ERU and TPU double degree program.....	427
Риф А.Э., Цветкова В.В., Кайдашова А.Ю. Внедрение инженерных кейсов в образовательный процесс.....	429
Мустахитдинова Ю.А. Информационные технологии в образовании..	433
Силкина О.Ю. Использование компьютерных квестов в процессе обучения	434
Шамсиев Э.Х., Батурина Р.В. Взаимодействие математики с IT-сферой. Практическое применение математики в программировании	436
Ли Хуатин Опыт реализации и перспективы программ двойного диплома.....	440
Бекмаммедов Я.Д. Экономическое значение вскрытия продуктивного пласта на репрессии	441
Гельдымурадов А.Г., Бердимуратова О. Обоснование строительства ПХГ в Туркменистане.....	443

Какаев И.Я., Бердимуратова О. Обоснование степени вскрытия продуктивных пластов с большим этажом газоносности	445
Ishangulyyev G.A., Garayev G.T., Jalayev P.B. Production of thermal and electric energy	447
Jalayev P.B., Annalyyev P.N., Garayev G.T. Environmental problems of energy	450
Мухаммедова Дж.Ч., Лурьев И.В. Новые проекты экспорта туркменских энергоносителей	453
Рунушина О.Р., Ковриженко А.А. Анализ результатов внедрения низкоомного заземления нейтрали в электрических кабельных сетях	457