



ISSN 0013-7278

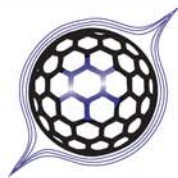
# ЭНЕРГЕТИК · 1 2024

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-МАССОВЫЙ ЖУРНАЛ

*С Новым  
годом!*



129090, Москва, ул. Щепкина, 8  
Тел. +7 495 234-74-21  
E-mail: [energetick@mail.ru](mailto:energetick@mail.ru)  
[www.energetik.energy-journals.ru](http://www.energetik.energy-journals.ru)



научно-техническая фирма  
**Энергопрогресс**  
www.energy-journals.ru

129090, Москва, ул. Щепкина, д. 8  
Тел./факс: +7 (495) 911-2696, 911-7430  
Банковские реквизиты:  
ИНН 7705784276, КПП 770201001,  
ПАО Сбербанк г. Москва, БИК 044525225,  
к/с 30101810400000000225, р/с 40702810438120110669

АО «НТФ «Энергопрогресс» осуществляет подписку на следующие издания на I полугодие 2024 года. Подписаться можно непосредственно через редакцию с любого номера журнала и на любой период по редакционным ценам с учётом почтовых расходов и НДС

## **ЭНЕРГЕТИК** ISSN 0013-7278

Выходит с июня 1928 года 12 раз в год. Цена за номер – **2475 руб.**

[www.energetik.energy-journals.ru](http://www.energetik.energy-journals.ru)

Подписные индексы: **71108** (pressa-rf.ru); **П1330** (podpiska.pochta.ru).



### Приложения к журналу «ЭНЕРГЕТИК»



## **БИБЛИОТЕЧКА ЭЛЕКТРОТЕХНИКА** ISSN 2949-5989

Выходит с июня 1998 года 12 раз в год.

Цена за номер – **1584 руб.**

Подписные индексы: **88983** (pressa-rf.ru);

**П7490** (podpiska.pochta.ru).



## **ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ**

Выходит с июня 2000 года 6 раз в год.

Цена за номер – **1221 руб.**

Подписные индексы: **87261** (pressa-rf.ru);

**П7491** (podpiska.pochta.ru).



## **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ** ISSN 0201-4564

Выходит с 1930 года 12 раз в год. Цена за номер – **2629 руб.**

[www.elst.energy-journals.ru](http://www.elst.energy-journals.ru)

Подписные индексы: **71104** (pressa-rf.ru); **П1353** (podpiska.pochta.ru).

### Приложение к журналу «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ»

## **ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ** ISSN 0421-188X

Выходит с января 1956 года 6 раз в год. Цена за номер – **1309 руб.**

Подписные индексы: **88015** (pressa-rf.ru); **П7489** (podpiska.pochta.ru).

## **ГИДРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО** ISSN 0016-9714

Выходит с 1930 года 12 раз в год. Цена за номер – **2288 руб.**

[www.gts.energy-journals.ru](http://www.gts.energy-journals.ru)

Подписные индексы: **70224** (pressa-rf.ru); **П1354** (podpiska.pochta.ru).



## **ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА** ISSN 0033-1155

Выходит с августа 1944 года 12 раз в год. Цена за номер – **2618 руб.**

[www.promen.energy-journals.ru](http://www.promen.energy-journals.ru)

Подписные индексы: **70734** (pressa-rf.ru); **П1356** (podpiska.pochta.ru).

## **ВЕСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ** ISSN 2218-5496

Выходит с сентября 2002 года 6 раз в год. Цена за номер – **2629 руб.**

[www.vesti.energy-journals.ru](http://www.vesti.energy-journals.ru)

Подписные индексы: **87667** (pressa-rf.ru); **П1357** (podpiska.pochta.ru).



# ЭНЕРГЕТИК

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ  
ПРОИЗВОДСТВЕННО-МАССОВЫЙ  
ЖУРНАЛ

УЧРЕДИТЕЛИ:

МИНЭНЕРГО РОССИИ, ФСК ЕЭС,  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ  
АССОЦИАЦИЯ «КОРПОРАЦИЯ ЕЭЭК»,  
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОПРОФСОЮЗ,  
НП «НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕЭС»

№ 1 январь 2024 г. Москва, НТФ «Энергопрогресс» Издаётся с июня 1928 г.



Информационный  
партнёр НИК  
B5 РНК СИГРЭ  
«Релейная защита  
и автоматика»

## Редакционная коллегия:

Э. П. ВОЛКОВ, академик РАН,  
д. т. н., проф. (главный редактор)  
Я. Л. АРЦИШЕВСКИЙ, к. т. н.  
Б.-Э. БАЯР, к. т. н. (Монголия)  
П. А. БУТЫРИН, член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
В. Э. ВОРОТНИЦКИЙ, д. т. н., проф.  
Е. П. ГРАБЧАК, к. э. н.  
В. И. ГУЩА  
Ю. А. ДЕМЕНТЬЕВ  
В. В. ЖУКОВ, д. т. н., проф.  
Ю. И. ЖУКОВ, к. т. н.  
П. В. ИЛЮШИН, д. т. н. (зам. главного редактора)  
М. КОЛЦУН, к. т. н., проф. (Словацкая Республика)  
Г. Б. ЛАЗАРЕВ, к. т. н.  
К. В. МОЛОДОЮК, д. т. н., проф.  
В. В. МОСКВИН (зам. главного редактора)  
В. Г. НИКОЛАЕВ, д. т. н.  
А. И. НОВОЖИЛОВ  
И. А. НОВОЖИЛОВ (зам. главного редактора)  
Э. М. ПЕРМИНОВ, к. т. н.  
Н. А. РУСТАМОВ, к. ф.-м. н.  
Г. А. РЯБОВ, д. т. н.  
В. А. СТЕННИКОВ, академик РАН, д. т. н., проф.  
Э. М. ФАРХАДЗАДЕ, д. т. н., проф.  
(Азербайджанская Республика)  
Н. М. ЧУТЧЕВ  
А. Ф. ШКОНДИН  
А. В. ШТЕГМАН  
В. И. ЭДЕЛЬМАН, д. э. н., проф.

Журнал включён в Перечень рецензируемых научных журналов и изданий ВАК

Адрес учредителя и издателя  
АО «НТФ Энергопрогресс»:  
129090, Москва, ул. Щепкина, 8

АДРЕС РЕДАКЦИИ:  
129090, Москва, ул. Щепкина, 8  
Тел. +7 (495) 234-74-21  
energetik.energy-journals.ru  
E-mail: energetick@mail.ru

АДРЕС ДЛЯ ПЕРЕГИСКИ:  
129090, Москва, ул. Щепкина, 8  
АО «НТФ Энергопрогресс»  
(для журнала «Энергетик»)

Заведующий редакцией С. Ю. Сосенко  
Редакторы: Ю. А. Винярская, Е. В. Ромашко  
Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Свидетельство о регистрации СМИ:  
ПИ № ФС77-37408 от 04.09.2009 г.;  
рег. орган Роскомнадзор

Перепечатка, копирование материалов,  
опубликованных в журнале «Энергетик», допускается  
только с письменного разрешения редакции.

Сдано в набор 29.12.2023. Подписано в печать 18.01.2024.  
Дата выхода в свет 20.01.2024. Формат 60×84 1/8. Печать оф-  
сетная. Усл. печ. л. 7,25. Тираж 2700 экз. Заказ ЕН/01-2024.  
Оригинал-макет выполнен издательством «Фолиум».  
Отпечатано типографией издательства «Фолиум»:  
127411, Москва, Дмитровское ш., 157, стр. 6.

Цена свободная.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ. Чазов А. В., Чазова Т. Ю. Энергоэф- фективность в системе инновационного развития .....	3
АКТУАЛЬНАЯ ТЕМА. Алешинский Р. Е. Актуальность создания нового российского угольного котлоагрегата .....	9
ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ ЭНЕРГЕТИКА. Жуков В. В., Бабкин Р. Р., Баб- кина А. В., Смотров Н. Н. Разработка системы собственных нужд энерго- комплексов, состоящих из атомных станций с реакторами малой мощности, газотурбинных и парогазовых установок. ....	14
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СЕТЕЙ. Мирзаабдуллаев А. О. Проблемы функцио- нальной несовместимости элементов гибкой ошиновки открытых распреде- лителей и воздушных линий электропередачи. ....	20
КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. Наумов И. В. Программное обеспече- ние расчётов несбалансированных режимов работы в электрических сетях низкого напряжения .....	24
УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ. Матюнина Ю. В., Малыш М. Е. Планирова- ние переноса нагрузки предприятия с часов максимума и часов пиковой на- грузки .....	31
ТОПЛИВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ. Кучанов С. Н., Кочергин Д. О., Хайбулли- на С. Р., Почтарь А. С., Виноградов С. В. Возможности и ограничения элект- роионизационной технологии воспламенения угольной пыли .....	35
ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА. Бутузов В. А. Возобновляемая энергетика России в публикациях журналов, сборниках трудов научных конференций, диссертациях. Обзор 2018 – 2022 гг. ....	42

## ХРОНИКА ИНФОРМАЦИЯ

Поздравляем юбиляров. Валерий Владимирович Харченко (к 85-летию со дня рождения) .....	49
Яков Иосифович Бляшко (к 75-летию со дня рождения) .....	50
НАША ИСТОРИЯ. Перминов Э. М. К 80-летию Тегеранской конферен- ции лидеров антигитлеровской коалиции .....	51
Тематический указатель публикаций журнала «Энергетик» в 2023 г. ....	53
Abstracts .....	58

За содержание рекламных материалов редакция ответственности не несёт

# ENERGETIK

## POWER & ELECTRICAL ENGINEERING

No. 1 January 2024 Moscow, Company «Energoprogress» Published since June 1928

MONTHLY POPULAR ENGINEERING  
JOURNAL «ENERGETIK»

### FOUNDERS:

MINISTRY OF ENERGY OF THE RUSSIAN FEDERATION,  
FEDERAL GRID COMPANY OF UNIFIED ENERGY  
SYSTEM, CORPORATION INTEGRAL ELECTRIC POWER  
COMPLEX, SCIENTIFIC AND TECHNICAL FIRM  
«ENERGOPROGRESS», ALL-RUSSIA ELECTRA  
TRADE UNION, NONCOMMERCIAL PARTNERSHIP  
«SCIENTIFIC AND TECHNICAL COUNCIL  
OF THE UNIFIED ENERGY SYSTEM»

### Editorial board:

**E. P. VOLKOV**, Academician of the RAS,  
Dr. Tech. Sci., prof. (Editor-in-Chief)  
Ya. L. ARTSISHEVCKIJ, Cand. Tech. Sci.  
B.-E. BAYAR, Cand. Tech. Sci. (Mongolia)  
P. A. BUTYRIN, Corr. member of the RAS,  
Dr. Tech. Sci., prof.  
N. M. CHUCTCHEV  
Yu. A. DEMENTIEV  
V. I. EDELMAN, Dr. Econ. Sci., prof.  
E. M. FARKHADZADE, Dr. Tech. Sci., prof.  
(Azerbaijan Republic)  
E. P. GRABCHAK, Cand. Econ. Sci.  
V. I. GUSHCHA  
P. V. ILYUSHIN, Dr. Tech. Sci. (Deputy Editor-in-Chief)  
M. KOLCUN, Ph.D. (Technical) (Slovak Republic)  
G. B. LAZAREV, Cand. Tech. Sci.  
V. V. MOLODYUK, Dr. Tech. Sci., prof.  
K. V. MOSKVIN (Deputy Editor-in-Chief)  
V. G. NIKOLAEV, Dr. Tech. Sci.  
A. I. NOVOZHILOV  
I. A. NOVOZHILOV (Deputy Editor-in-Chief)  
E. M. PERMINOV, Cand. Tech. Sci.  
N. A. RUSTAMOV, Cand. Phys.-Math. Sci.  
G. A. RYABOV, Dr. Tech. Sci.  
A. F. SHKONDIN  
A. V. SHTEGMAN  
V. A. STENNIKOV, Academician of the RAS,  
Dr. Tech. Sci., prof.  
V. E. VOROTNITSKY, Dr. Tech. Sci., prof.  
V. V. ZHUKOV, Dr. Tech. Sci., prof.  
Yu. I. ZHUKOV, Cand. Tech. Sci.

### ADDRESS:

8, Shchepkina str., Moscow, 129090 Russia

Phone +7-495-234-74-21

E-mail: [energetick@mail.ru](mailto:energetick@mail.ru)

[energetik.energy-journals.ru](http://energetik.energy-journals.ru)

Head of the editorial office **S.Yu. Sosenko**

Editors:

**Yu. A. Vinyarskaya, E. V. Romashko**

Technical editor **T. Yu. Andreeva**

Produced by Folium Publishing Co.  
157, Dmitrovskoe sh., Moscow 127411, Russia  
Printed by Folium Publishing Co.  
157, Dmitrovskoe sh., Moscow 127411, Russia

ENERGY MANAGEMENT. <b>Chazov A. V., Chazova T. Y.</b> Energy efficiency in the system of innovative development . . . . .	3
TOPICAL ISSUE. <b>Aleshinsky R. E.</b> The relevance of the creation of a new Russian coal-fired boiler unit . . . . .	9
DISTRIBUTED ENERGY. <b>Zhukov V. V., Babkin R. R., Babkina A. V., Smotrov N. N.</b> Development of the auxiliary needs system of power complexes, consisting of nuclear power plants with small scale reactors, gas turbine and combined-cycle plants. . . . .	14
NETWORK OPERATIONS. <b>Mirzaabdullaev A. O.</b> Incompatibility of flexible bushing elements open switchgear and overhead power lines . . . . .	20
ELECTRICITY QUALITY. <b>Naumov I. V.</b> The calculations software of unbalanced operating modes in low voltage electrical networks. . . . .	24
MODE CONTROL. <b>Matiunina Yu. V., Malysh M. E.</b> Planning electrical load shifting of enterprise from peak hours and hours of peak load. . . . .	31
FUEL PROBLEMS. <b>Kuchanov S. N., Kochergin D. O., Pochtar A. S., Vinogradov S. V., Khaibullina S. R.</b> Opportunities and limitations of the electro-ionization technology for pulverized coal ignition . . . . .	35
PERSONNEL TRAINING. <b>Butuzov V. A.</b> Renewable energy of Russia in journal publications, proceedings of scientific conferences, dissertations. Overview 2018 – 2022 . . . . .	42

### CHRONICLE INFORMATION

Congratulations. To the 85 <sup>th</sup> anniversary of <b>Kharchenko V. V.</b> . . . . .	49
To the 75 <sup>th</sup> anniversary of <b>Blyashko Ya. I.</b> . . . . .	50
OUR HISTORY. <b>Perminov E. M.</b> To the 80 <sup>th</sup> anniversary of Tehran Conference of the Anti-Hitler Coalition Leaders . . . . .	51
Topical index for 2023. . . . .	53
<b>Abstracts</b> . . . . .	58

SUBSCRIPTION INDEX 71108 («Pressa Rossii»)



А. В. Чазов



Т. Ю. Чазова

DOI: 10.34831/EP.2024.31.56.001  
УДК 338.242

## Энергоэффективность в системе инновационного развития

**ЧАЗОВ А. В.**, канд. эконом. наук; [alvachaz@gmail.com](mailto:alvachaz@gmail.com)  
**ЧАЗОВА Т. Ю.**, канд. эконом. наук  
Уральский Федеральный университет  
имени первого Президента России  
Б. Н. Ельцина  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19

Рассмотрены вопросы повышения энергоэффективности российских предприятий и организаций любой производственной ориентации и формы собственности на фоне сложных геополитических факторов, усугубляемых нестабильностью производства и сложностью экологической ситуации. Показано, что для повышения энергоэффективности и конкурентоспособности экономики России необходим переход на социально-ориентированный, инновационный путь развития, позволяющий компаниям внедрить соответствующие первой четверти XXI столетия управленческие решения. Продемонстрирована необходимость существенной активизации российских компаний в направлении реализации системы энергетического менеджмента, основанной на требованиях стандарта ISO 50001. Аргументированно показано, что в настоящее время успех в преодолении актуальных глобальных вызовов тесно связан с тем, как комплекс экологических (Environmental), социальных (Social) и управленческих (Governance) факторов (ESG-принципы) будет заложен в стратегию компаний, то есть ESG-трансформация бизнеса и система энергетического менеджмента — это два взаимодополняющих и взаимно обуславливающих процесса, создающих предпосылки для возникновения синергетического эффекта. Предложено авторское видение постановки системы энергетического менеджмента на предприятиях и в организациях.

**Ключевые слова:** энергоэффективность, устойчивое развитие, предприятие любой производственной ориентации, система энергоменеджмента, организационные аспекты.

Современные наука управления и практика едины в понимании того, что для любого государства, позиционирующего себя в качестве развитой экономико-политической структуры, рациональное ведение хозяйства немислимо без развития его инновационной составляющей. В противном случае, отставание в выработке, распространении и использовании инновационных технологий не только негативным образом скажется на конкурентоспособности страны на мировом рынке, но и ухудшит внутригосударственные показатели качества жизни населения. Экономическое развитие России обеспечивалось в значительной мере форсированной эксплуатацией природно-сырьевого рентного ресурса страны и сложившимися благоприятными ми-

ровыми ценами на энергетические углеводороды. Сегодня же вектор, ориентированный на подобное экстенсивное развитие, неприемлем. Для повышения конкурентоспособности экономики России необходим переход на социально-ориентированный<sup>1</sup>, «инновационный путь» развития<sup>2</sup>, позволяющий компаниям внедрять адекватные

первой четверти XXI столетия управленческие решения. Это отмечается и в [2], где социально-ориентированный тип хозяйствования рассматривается как необходимый, отвечающий тенденциям общемирового развития и национальной специфике процесс.

Своеобразие и драматизм современных проблем России на фоне сложных геополитических факторов, усугубляемых нестабильностью производства и ухудшением экологической ситуации, требуют грамотного, научно обоснованного подхода к решению задач энергосбережения и энергоэффективности. Важно понять, что энергоэффективность — это не только и не столько качество энергетики, сколько качество самой экономики, она затрагивает практически все её отрасли и меняет экономическое поведение как бизнеса и людей, так и качество жизни населения.

Антропогенное загрязнение атмосферы в последние десятилетия приобрело глобальный характер. Источниками загрязнения атмосферы служат энергетика, промышленность, нефте- и газопереработка, транспорт, сельское хозяйство. Каждый из этих источников связан с выбросами тех или иных веществ. Структура выбросов по видам экономической деятельности в общем загрязнении атмосферы России приведена ниже (рис. 1).

Загрязнение атмосферного воздуха — один из важнейших экологических факторов, затрагивающих здоровье каждого человека, независимо от того, проживает ли он в странах с низким, средним или высоким уровнем дохода. Согласно оценкам Организации Объединённых Наций [3], от последствий загрязнения воздуха каждый год умирают 7 млн человек. Лечение заболеваний, вызванных загазованностью, стоит примерно 1 трлн долларов в год. Загрязнение воздуха — серьёзная угроза не только

<sup>1</sup> Социально-ориентированная экономика — это новый тип экономики, при котором вне зависимости от отрасли любое управленческое решение принимается не только с ориентиром на получение прибыли, но и с учётом экологических и социальных факторов, т. е. главной целью является повышение уровня и качества жизни населения, чему должны способствовать трансформация функций государства, усиление ответственности бизнеса, а также эффективное использование человеческого капитала: в частности, сохранения высокого уровня занятости и переквалификации персонала в случае необходимости.

<sup>2</sup> В своём видении понятия «инновационное развитие» мы опираемся на его трактовку в [1] как целенаправленного непрерывного процесса осуществления инноваций в различных сферах деятельности предприятия, будь то продуктовые и процессные инновации, маркетинговые или организационные.

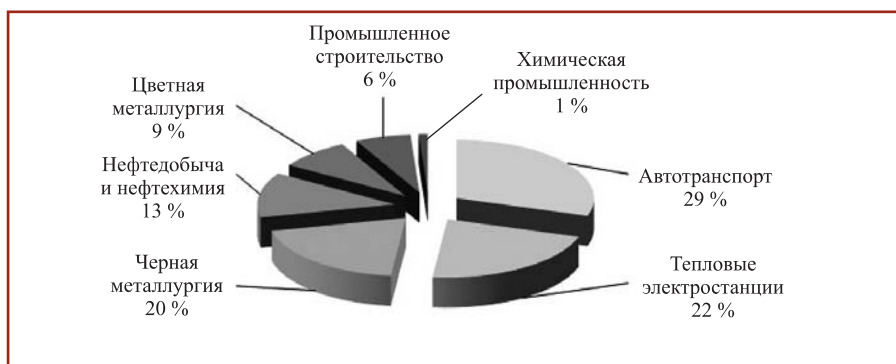


Рис. 1. Структура выбросов по видам экономической деятельности [2]

здоровью населения, но и окружающей среде. Оно снижает содержание кислорода в океанах, ведёт к сокращению биоразнообразия и способствует изменению климата.

На сегодняшний день уже установлена прямая корреляция между уровнем эффективности энергетических процессов и количеством вредных выбросов в атмосферу [4].

Повышение энергоэффективности — это сложная макроэкономическая задача, и ожидаемый эффект от её решения зависит не столько от снижения потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), сколько от запуска новых инновационных процессов, внедрения передовых управленческих и технологических решений.

Современная энергетика играет не только технико-экономическую, но и существенную социальную роль, а поэтому для оценки эффективности энергосбережения необходимо сопоставлять «социальный эффект» с «социальными издержками», которые для этого требуются. Только те конкретные меры и их совокупность, обеспечивающие приемлемый для первой четверти XXI столетия уровень «социальной эффективности», могут быть рекомендованы к использованию. Характеризуя взаимосвязь показателя «энергоэффективности» с социальной составляющей устойчивого развития<sup>3</sup>, отметим, что деятельность общества и развитие человеческой цивилизации на протяжении всего своего существования характеризовались острой конкурентной борьбой за ограниченные энергоресурсы. Важное социальное значение энергетики, неравномерное распределение, дефицит и высокая стоимость ТЭР при постоянно и быстро растущих потребностях общества, неблагоприятное влияние на экосистему определяют

<sup>3</sup> Устойчивое развитие определяется как развитие, которое отвечает «потребностям нынешнего поколения, не лишая будущие поколения возможности удовлетворять свои потребности» [5]. В рамках устойчивого развития важным направлением является учёт экологических, социальных и управленческих факторов в бизнес-стратегиях предприятий и организаций [2].

необходимостью рационального энергопользования.

Поэтому сегодня успех в преодолении актуальных глобальных вызовов тесно связан именно с тем, как комплекс экологических (Environmental), социальных (Social) и управленческих (Governance) факторов будет заложен, в частности, и в энергетическую стратегию компаний (аббревиатура ESG обозначает эти три широкие области). На политике социальной ответственности бизнеса и его устойчивого развития основаны и сами ESG-принципы. «Те противоречия, которые накопило к сегодняшнему дню человечество и которые необходимо решать, и отражает ESG-повестка, имеющая глубочайшие корни», — констатирует Светлана Бик, руководитель экспертно-аналитической платформы «Инфраструктура и финансы устойчивого развития» [6].

Если методологически разложить составляющие этой аббревиатуры по факторам и смыслу, можно уверенно утверждать: буква «G» в аббревиатуре ESG — главная. Для того чтобы экологические и социальные факторы разрабатывались и реализовывались, определённым образом должно быть организовано управление (G). От качества управления в компании зависит реализация направлений E и S, потому что только через соответствующую времени систему управления происходит выстраивание деятельности организации в области устойчивого развития, принимаются стратегии и строятся планы. Без эффективного управления не будет ни экологических, ни социальных программ, поэтому направление G никогда не потеряет своё лидерское предзнаменование [6].

Российская экономика проходит через структурную трансформацию уже более 30 лет, и в настоящее время она подошла к рубежу, на котором и для государства, и для бизнеса вопросы качества жизни, корпоративного управления, климатических и социальных изменений являются стратегическими. Крупнейшие организации и лидеры различных секторов экономики подтвердили приверженность принципам устойчивого развития. Речь идёт, напри-

мер, о Сбере, «Металлоинвесте», «ВЭБ. РФ», «Русале», «Норникеле», «Яндексе», «Газпроме», «Алросе», «Роснефти» и многих других компаниях, отмечает Анна Степаненко [7].

Сложности национального развития, связанные с геополитическими факторами, повышают настойчивость властей и бизнеса к переходу в сектор ESG. Так, ESG-трансформация компаний в современных условиях, вопросы энергоперехода и декарбонизации, а также вопросы перспектив развития устойчивого развития в России обсудили эксперты Сколково во время online-конференции «Осенняя школа устойчивого развития» в ноябре 2022 года. Прогнозируется, что российские власти и предприятия, заручившись поддержкой инвесторов, добьются снижения выбросов CO<sub>2</sub> и углеродной нейтральности к середине XXI века. В будущем затраты бизнеса на ESG окупятся операционной прибылью, снижением расхода ТЭР.

Развитие ESG-инструментов в компании или в отдельной отрасли подразумевает более ответственное применение ресурсо- и энергосберегающих технологий для снижения негативного воздействия на окружающую среду. Применительно к энергетике важнейшими показателями, которые характеризуют ESG-повестку, являются сокращение потребления ископаемого топлива на производство электрической и тепловой энергии, сокращение расхода энергии на собственные нужды, а также замена традиционных источников генерации на безуглеродную энергетику.

16 февраля 2022 года в НИУ «МЭИ» проведено заседание по теме «Основные направления перехода к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, курс на ESG», на котором в очередной раз было отмечено: концепция ESG сегодня должна быть одним из основных трендов развития национальной энергетики. Поэтому для эффективного управления энергозатратами и контроля эколого-энергетических показателей деятельности любой компании вне зависимости от её масштаба и отраслевой направленности необходимо существенно активизировать реализацию системы энергетического менеджмента (СЭНМ), основанную на требованиях стандарта ISO 50001 [8].

Применение энергоменеджмента в организации — это организационное инновационное решение, затрагивающее, в первую очередь, модернизацию существующих методов управления и организацию работ по энергосбережению, а также психологию управления энергопотреблением и энергозатратами, т. е. персонал. Кен Гамильтон (эксперт ISO/PC 242) определил ISO 50001 как «очень прагматичный стандарт», который поможет компаниям интегрировать энергетический менеджмент в бизнес-практику [9].

Любая организация на протяжении своего жизненного цикла функционирует не в «безвоздушном пространстве» — она подвергается и осуществляет информационное, вещественное и энергетическое взаимодействия с элементами и системами внешней и внутренней среды, в свою очередь оказывая на них экологическое, экономическое и социальное влияние. Таким образом, как отмечают многие исследователи, показатель «энергоэффективность» — важнейшая характеристика как технических, так и биосистемных систем, во многом определяя их эффективность и конкурентоспособность. И далее ими подчёркивается значимость энергетического фактора как ключевого в вопросе реализации концепции устойчивого развития экономических систем [10]. Рассмотрение важности показателя энергоэффективности при осуществлении указанной концепции подтверждает возможность обеспечения ESG-повестки компании за счёт повышения энергоэффективности её функционирования. Иными словами, ESG-трансформация бизнеса и СЭнМ — два взаимодополняющих и взаимно обуславливающих процесса, создающих предпосылки для возникновения синергетического эффекта в «продвижении» парадигмы устойчивого развития при планировании и реализации бизнес-стратегии предприятия.

В настоящее время уже не требуется доказательств, что СЭнМ, увязывающая в единый комплекс стратегию развития организации, энергоаудит, подготовку персонала по вопросам энергосбережения и т. д., должна быть органично встроена в общепроизводственный механизм управления предприятием, и её реализацию необходимо рассматривать с позиций системного подхода. Повышая энергетическую результативность и улучшая связанные с этим энергозатраты, организации становятся более конкурентоспособными. Кроме того, внедрение СЭнМ приводит их к достижению общих целей по смягчению последствий изменения климата за счёт сокращения выбросов парниковых газов, связанных с энергопотреблением. Поэтому возвращаясь к теме инновационного развития, отметим, что энергоэффективность становится его источником и фактором, определяющим успех предприятий в условиях конкуренции, а каждая организация, демонстрирующая свою заинтересованность в энергосбережении и улучшении экологических показателей, укрепляет свой имидж и репутацию.

Несмотря на имеющийся положительный опыт функционирования СЭнМ в зарубежной практике, в России, к сожалению, стремительный прорыв в числе выданных сертификатов на СЭнМ не наблюдается. Из 39 секторов экономики в России действуют сертификаты

только в 17 сферах деятельности. В то время как в мире в этих секторах выдано 3326 сертификатов, на долю России приходится только 121 сертификат или чуть больше 3,5 % общемирового количества. Наибольшее число российских сертификатов приходится на сферы: разработка месторождений и добыча полезных ископаемых (34, в мире — 117); производство, передача и распределение электроэнергии (24, в мире — 200); производство химикатов и химических волокон (22, в мире — 421). Таким образом, на долю остальных 14 сертифицированных сфер деятельности приходится только 41 сертификат. В оставшихся 22 секторах с суммарным количеством выданных сертификатов в 2199 шт. Россия не присутствует вообще. «За бортом» остались такие важнейшие отрасли национальной экономики как производство продуктов питания и напитков (534 сертификата в мире), строительство (в мире — 141), переработка отходов (в мире — 88), производство и распределение газового топлива (в мире — 78), здравоохранение и социальные услуги (58 действующих сертификатов). Данный длинный список можно продолжать, но неутешительные результаты сертификации по стандарту ISO 50001 в России хорошо видны и без этого, а степень внимания отраслей к системному подходу к совершенствованию менеджмента с помощью указанного стандарта вполне можно проанализировать [11].

Требования стандарта ISO 50001 сформулированы как предписывающие — «то, что должно быть сделано, не определяя, как это сделать». Метод достижения каждого из требований компания определяет сама, исходя из собственных нужд и потребностей. И это объяснимо, так как невозможно в международном стандарте предусмотреть все нюансы осуществления процессуальной стратегии в огромном массиве компаний различного производственного профиля. Вместе с тем, как показала многолетняя практика работы авторов в сфере промышленной энергетики и энергосбережения, можно найти общие закономерности в постановке СЭнМ на предприятиях, что и предлагается далее к рассмотрению.

Итак, предложено рассмотреть управление рациональным энергопотреблением на российских предприятиях (для того, чтобы оно было действительно эффективным) как систему, состоящую из двух последовательных шагов: энергоэкономического аудита (ЭЭА) и энергоменеджмента.

Главное, на что необходимо обратить внимание — отличие ЭЭА от «традиционной» формы энергетического обследования, что предполагает приоритетное включение в процедуру проведения энергоаудита финансово-экономических критериев, которые в этом случае имеют решающее значение при продвижении энергосберегающих рекомендаций и проектов. Его результаты позволяют провести анализ состояния энергопотребления, определить потенциальные возможности экономии ТЭР. Ряд специфических методологических аспектов, присущих только ЭЭА, рассматривается в статьях авторов [12, 13]. В то же время отметим, что определенная номенклатура показателей, характеристик и данных, используемых при проведении ЭЭА, в настоящее время имеется в компаниях в соответствии с [14, 15].

Энергетический менеджмент, которым необходимо овладеть техническим (по базовому образованию) руководителям энергослужб предприятий — это процесс, предполагающий последовательное выполнение, цикличность и координацию основных управленческих функций, а именно планирования, создания адекватных структур управления, механизмов стимулирования и контроля за рациональным расходом ТЭР<sup>4</sup>.

В результате реализации двух, отмеченных выше, последовательных шагов обеспечиваются условия и способы достижения уменьшения энергозатрат на предприятии с целью повышения уровня конкурентоспособности производимых товаров и услуг. Причём, если на первом шаге должны привлекаться внешние исполнители, то становление системы энергоменеджмента — целиком внутреннее дело предприятия.

Структурно предлагаемую авторами систему постановки энергоменеджмента можно представить в виде четырёх последовательных этапов (рис. 2)<sup>5</sup>, причём следует отметить, что на каждом

<sup>4</sup> Планирование энергопотребления представляет собой процесс, при помощи которого энергоменеджеры определяют стратегию и тактику оптимального энергопотребления и предпринимают необходимые действия и решения для достижения этой цели. Процесс создания (или реорганизации) структуры управления энергохозяйством предполагает разделение задач и обеспечение координации работы энергетических и производственных подразделений предприятия для достижения запланированных уровней энергопотребления. Создание механизма стимулирования энергосбережения — это процесс влияния на работников предприятия таким образом, чтобы они могли достигать своих целей при направлении усилий на достижение цели предприятия в повышении эффективности использования ТЭР. Контроль нужен для определения (и необходимой корректировки) степени отклонения полученных показателей энергопотребления от запланированных. Контроль позволяет выявить, является ли степень отклонения показателей «лёгкими ушибами» либо она приведёт к разрушению бизнеса.

<sup>5</sup> Схема основана на концепции управления изменениями, поскольку именно изменения и будут главными в период внедрения системы и в течение всего периода ее действия. Полагая, что на предприятии существует команда профессионально грамотных энергетиков, возникает необходи-

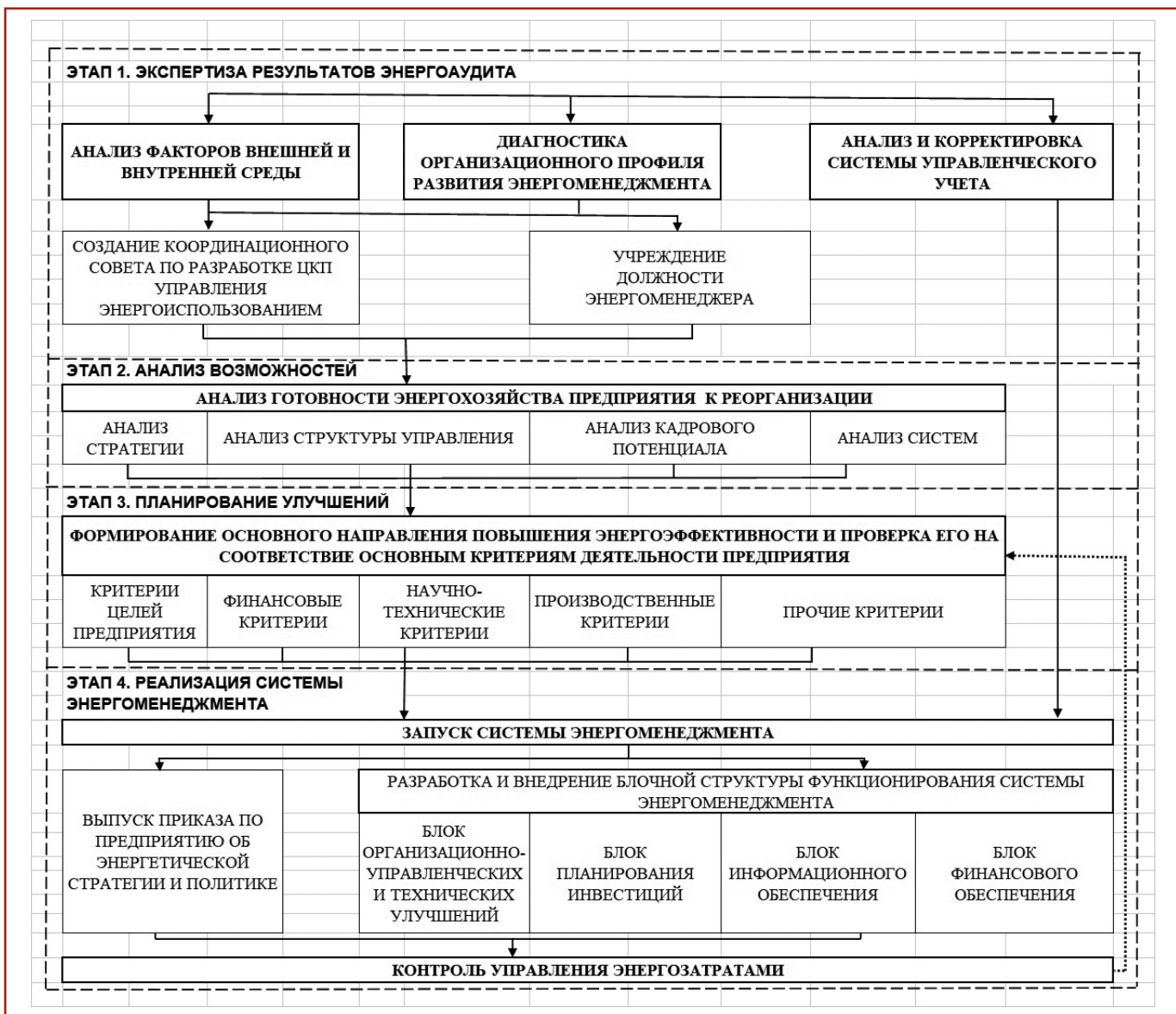


Рис. 2. Схема постановки системы энергоменеджмента на предприятии

из них «по умолчанию» предполагается понимание персоналом основ управленческих функций.

**Этап 1. Экспертиза результатов энергоаудита** включает блоки: анализа факторов внешней и внутренней среды предприятия (анализ осуществляется работниками технологических, экономических и юридических служб предприятия); диагностики организационного профиля развития энергоменеджмента; анализа и корректировки системы управленческого учёта как интегрированной системы учёта затрат и доходов, нормирования, планирования, контроля и анализа, систематизирующей информацию для оперативных управленческих решений и координа-

ции проблем будущего развития компании, а также направленной на решение конкретной управленческой задачи — в нашем случае, повышение энергоэффективности деятельности предприятия. Необходимость проведения экспертизы результатов ЭЭА объясняется тем, что энергоаудит только констатирует и локализует наличие резервов экономики энергии на определённом временном этапе (периоде проведения ЭЭА), не вдаваясь глубоко в анализ указанных выше факторов.

На уровень энергетических издержек предприятия влияют две группы факторов: внешние и внутренние воздействия, которые и рассматриваются в ходе указанной экспертизы (рис. 3).

Цель анализа внешней среды предприятия — выявление реальных и потенциальных угроз и возможностей, оказывающих решающее значение на результаты хозяйственной деятельности в части энергозатрат на производство и реализацию продукции. Построение в формате SWOT-анализа соответствующих матриц возможностей и угроз позволяет проводить ранжирование как позитивных, так и негативных факторов, а также определить конкурентные позиции фирмы на рынке. Важно подчеркнуть, что для успешной деятельности предприятия, его руководство обязано учитывать весь комплекс внешних факторов, хотя активно влиять на них может не всегда. Понятно также, что сила воздействия каждого из них различна и может носить как положительную, так и отрицательную направленность. В первом случае вероятность признания руководством предприятия необходимости повышения эффектив-

мость «нарастить» их технические навыки знаниями из теории управления, чтобы технические специалисты-энергетики превратились в энергетиков-управленцев на своих иерархических уровнях. Управление изменениями — это планируемый подход к интеграции в существующую информационную систему предприятия технологических (в широком понимании) новшеств. Он включает в себя формальные процессы оценки влияния изменений и на самих людей, и на их методы работы. Этот подход также предусматривает определённые методы убеждения персонала принять реформы.



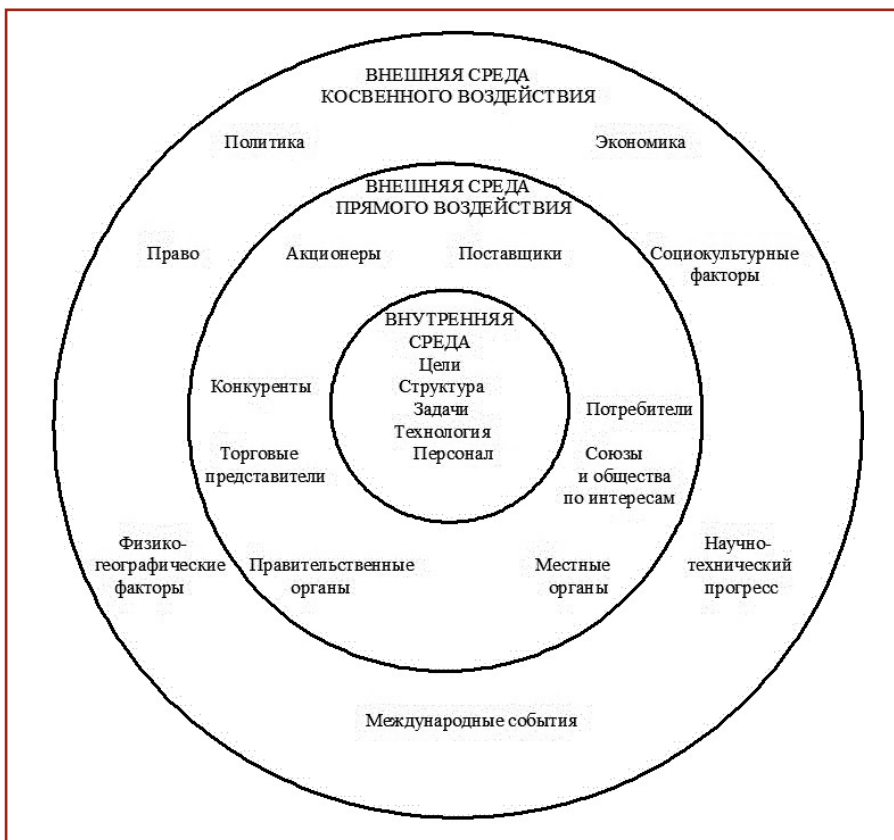


Рис. 3. Факторы, влияющие на уровень энергозатрат предприятия

ности использования энергоресурсов увеличивается, во втором — наоборот.

Внутренняя среда предприятия, воздействующая на энергоэффективность, представляет собой потери ТЭР, которые являются следствием разрегулирования энергохозяйства предприятия как единой системы. Потери ТЭР, определяемые качеством внутренней среды предприятия, связаны с целями предприятия; структурой управления; задачами сокращения энергозатрат; технологией, понимаемой в широком смысле как «сложная развивающаяся система производственных операций и процессов, ресурсных источников, подсистем социальных последствий информации, управления, финансирования и взаимодействия с другими технологиями» [16]; персоналом<sup>6</sup>.

Диагностика организационного профиля развития энергоменеджмента проводится с помощью хорошо известной матрицы энергетического менеджмента, которая разработана с целью помочь определить и описать существующие приоритеты в различных аспектах энергетического менеджмента на предприятии, а также выявить альтернативные пути организации энергоменеджмента. Матрица обеспечивает бы-

стрый, лёгкий и эффективный способ протестировать организационный профиль предприятия [17].

На этом же этапе руководством предприятия учреждается должность энергетического менеджера. Это должностное лицо будет отвечать за внедрение энергетического менеджмента и в целом за энергетическую эффективность предприятия. При этом следует учитывать, что менеджер по энергетике — это управленческая должность. Несмотря на другие качества и квалификацию, он должен быть достаточно подготовлен и обучен как менеджер, чтобы выполнять вышеобозначенные управленческие функции.

Одновременно на высшем уровне управления создаётся Координационный совет для руководства разработкой и реализацией целевой комплексной программы (ЦКП) экономики энергоресурсов, формирующий, координирующий и регулирующий все горизонтальные связи, относящиеся к данной программе.

**Этап 2. Анализ возможностей.** Содержанием работ этого этапа является анализ возможностей изменения поведения предприятия под влиянием внешних и внутренних воздействий при осуществ-

лении им политики эффективного использования ТЭР. Для успешного осуществления перемен необходимо, чтобы их возглавлял лидер, представляющий высшее руководство компании. Осуществление организационных изменений — это высший пилотаж в работе руководителя, предполагающий знание психологии процесса изменений, его философии и технологии, а также изучение успешного и неудачного опыта других энергоменеджеров.

С целью исследования возможностей изменения поведения предприятия под влиянием внешних и внутренних воздействий при осуществлении им политики эффективного использования энергии создаются рабочие группы по анализу стратегии предприятия в отношении рационализации энергопотребления; структуры управления энергохозяйством; систем, под которыми понимаются все формальные и неформальные методики и процедуры, обеспечивающие рациональное функционирование энергохозяйства; кадрового потенциала. Вопросы, на которые необходимо ответить членам аналитических групп, следующие: а) где мы находимся (насколько эффективно организация управляет энергопотреблением в настоящий момент; как энергетический аспект входит в существующую систему управления); б) где мы хотим находиться (как должна выглядеть ситуация в энергохозяйстве предприятия в будущем); в) какие действия необходимо предпринять для изменения текущей ситуации (определение концепции и сценариев перехода от исходного уровня энергетических издержек к более низкому)?

Проведённый таким образом анализ — это своеобразный тест, который выводит предприятие на новые горизонты при попытке понять, как же на самом деле работает его энергохозяйство и разработать программу перемен.

**Этап 3. Планирование улучшений.** На этом этапе формируется система критериев, позволяющая выделить ключевой фактор, позволяющий добиться успеха в достижении цели максимальной энергоэффективности. Для этого каждый из перечисленных факторов (стратегию, структуру, системы и кадровый потенциал) необходимо оценить с помощью системы критериев, включающей критерии целей предприятия; финансовые критерии; научно-технические критерии; производственные критерии; прочие критерии.

С первого взгляда неочевидно, какой из четырёх факторов будет движущей силой при изменениях на конкретном предприятии в конкретный момент времени. В некоторых случаях критическим (ключевым) фактором реализации программы энергосбережения может стать стратегия, в других — ими может быть структура, системы или кадровый потенциал. В общем случае в первом при-

<sup>6</sup> Самое главное — найти людей, которые готовы взять на себя руководящую роль по продвижению проекта повышения энергоэффективности, в том числе рядовых сотрудников, участвующих в разработке и проектировании новой системы; поддерживать оперативное взаимодействие с сотрудниками с целью получения информации о развитии проекта; снова и снова убеждать людей в необходимости новых бизнес-процессов, а также вести обучение и практические занятия.

ближении для оценки критичности факторов могут быть применены стандартные процедуры ранжирования. При этом в качестве критериев сравнения анализируемых направлений по каждому фактору выступают:

1. Тип ситуации или время, которым располагает предприятие для изменения ситуации (ожидание, реагирование, кризис).

2. Методы реализации изменения текущей ситуации (тактика, процедуры, правила).

3. Способы реализации программы перемен (в содержательном аспекте — «Что необходимо сделать?», в процессуальном аспекте — «Как это необходимо сделать?»).

Указанные критерии могут применяться по отдельности или в их совокупности. Совместное рассмотрение вышеперечисленных факторов и способов достижения целей, обеспечивающих наиболее эффективное разделение ресурсов, способствует определению границ разрабатываемой ЦКП, даёт возможность сформировать её целевую направленность.

Для формализации результатов анализа по перечням критериев целесообразно использовать математико-статистические методы подготовки решений; наиболее предпочтительным в данном случае является метод оценки эффективности альтернатив. Фактор улучшения, получивший преимущество, является ключевым при формировании ЦКП, остальные — в порядке убывания этого преимущества — поддерживающими. Необходимо иметь в виду, что практически невозможно достичь существенного прогресса, изменяя один фактор (например, стратегию), без прогресса в других (например, в структуре).

**Этап 4. Реализация системы энергоменеджмента.** Работа по реорганизации энергослужбы завершается выпуском организационного документа по предприятию об энергетической стратегии и политике (документальная фиксация преобразований); разработкой и внедрением блочной структуры функционирования СЭНМ; модернизацией механизма контроля управления энергозатратами. Успешная реализация и дальнейшее функционирование СЭНМ на предприятии обеспечивается тесным взаимодействием блоков организационно-управленческих и технических улучшений; планирования инвестиций; информационного обеспечения; финансового обеспечения.

В процессе контроля реализации улучшений осуществляется согласование действий перечисленных четырёх блоков, поскольку всегда есть вероятность отклонений фактических параметров работы системы управления энергоэффективностью от запланированных либо по причине завышенных или заниженных показателей энергозатрат, либо в результате непрофессиональных действий персонала. Таким образом, процесс контроля позволяет

энергоменеджерам удостовериться, действует или нет принятая стратегия. При необходимости вносятся коррективы путём перепланирования, реорганизации или переориентации<sup>7</sup>.

Контроль непосредственно связан с этапом «Планирование улучшений». При осуществлении контроля реализации улучшений в качестве обобщающего экономического критерия энергоэффективности предприятия предлагается применять максимум отношения прибыли, полученной за определённый (расчётный) период, к суммарной величине энергетических издержек, включающих как стоимость потреблённых за этот период энергоносителей (электроэнергии, тепла, топлива прямого использования, сжатого воздуха, кислорода и т. д.), так и сумму платежей за нарушение правил энергоиспользования (штрафы, пени, налоги и т. п.).

Основная ценность предложенного подхода — его комплексность, ориентация на современные методы исследования, предполагающие конечным результатом повышение (по меньшей мере стабилизацию) конкурентоспособности предприятия благодаря управлению энергозатратами и интеграции СЭНМ компании в ESG-повестку.

Подводя итог рассуждениям, целесообразно принять на вооружение простую мысль, согласно которой в современном деловом мире единственным постоянным фактором являются перемены, непрерывная модернизация. И как справедливо было отмечено ещё более десяти лет назад в [18], «безусловно, имеющая место ориентация на повторение зарубежных технологий позволит сократить технологическое отставание страны, но не более того, ибо России в этом случае уготована постоянная роль догоняющих, то есть отсталых, недоразвитых стран. Задача же состоит в том, чтобы и опережать».

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Руководство Осло. Рекомендации по сбору и анализу данных по инновациям.* — 3-е изд.; пер. с англ. — М., 2010. — 108 с.
2. *Распоряжение* Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_399657/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/).
3. *Загрязнение воздуха* — одна из главных угроз для человека и планеты. Новости ООН. 7 сентября 2021. URL: <https://news.un.org/ru/story/2021/09/1409462>.
4. *Ануфриев В. П., Чазов А. В.* Энергоэффективность и проблема изменения климата. — М.: УЦЭЭ, WWF, 2006. — 192 с.
5. *Наше общее будущее.* Доклад МКОСР. — М.: ИНФРА-М, 2022.

<sup>7</sup> Детальный механизм анализа величины отклонений фактических энергетических издержек от желаемых рассмотрен авторами в [13] с помощью применения на предприятии комплексной системы управленческого учёта, инструментария маржинального анализа и системы Standard Cost. Там же показано, как можно выявить, где и по какой причине эти отклонения произошли.

6. Бик С. ESG-повестка в России: главные итоги 2022 года. EcoStandard.journal. 28.12.2022. URL: <https://journal.ecostandard.ru/eco/kolumnisty-ecostandard-journal/esg-povestka-v-rossii-glavnye-itogi-2022-goda/>.

7. *Степаненко А.* Что будет с ESG-повесткой в России: семь главных вопросов. URL: <https://trends.rbc.ru/trends/green/cmrm/634e6bda9a794715992af39d>.

8. *ГОСТ Р ИСО 50001–2023.* Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. — М.: Международный институт стандартизации, 2023.

9. *Романов Г. А.* Повышение энергоактивности и перспективы энергоменеджмента в России // Энергосбережение. 2009. № 5. С. 30–33.

10. *Лозенко В. К.* Энергоэффективность — одна из ключевых характеристик устойчивости функционирования промышленного предприятия / В. К. Лозенко, Д. В. Михеев, Е. В. Сухарева, Т. А. Шиндина // Вопросы экономики и права. 2018. № 5 (119). С. 63–71.

11. *Белобрагин В.* Статистика по сертификатам. Анализ отчета The ISO Survey — 2018 // Стандарты и качество. Декабрь 2019. URL: <https://ria-stk.ru/stq/adetail.php?ID=183775>.

12. *Чазов А. В., Чазова Т. Ю.* Классификатор энергосберегающих проектов в системе энергетического менеджмента // Промышленная энергетика. 2018. № 11. С. 11–18.

13. *Чазов А. В., Чазова Т. Ю.* О некоторых элементах методического инструментария энергетического менеджмента // Промышленная энергетика. 2020. № 7. С. 47–55.

14. Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 08.12.2011 № 577): Приказ Минэнерго РФ от 19 апреля 2010 г. URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_101431/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_101431/).

15. *ГОСТ Р 57576–2017.* Системы энергетического менеджмента. Аудит энергетический. Требования и руководство по применению. — М.: Стандартинформ, 2017.

16. *Фролов И. Т.* Философский словарь. — 7-е изд., перераб. и доп. — М.: Республика, 2001. — 720 с.

17. *Основы энергетического менеджмента.* — М.: АСЭМ-Энизан, 1997. С. 6–13.

18. *Сбойчакова Е. В.* Перспективные направления развития нового технологического уклада // Вестник Саратовского гос. социально-экономического ун-та. 2011. Вып. 5. С. 54–56.



DOI: 10.34831/EP.2024.70.46.002

УДК 620.9:620.98

## Актуальность создания нового российского угольного котлоагрегата

АЛЕШИНСКИЙ Р. Е., доктор эконом. наук

Москва

alro.mail@mail.ru

Основа энергетики России — тепловая генерация: газовая и угольная. Их сбалансированное развитие — гарант надёжного топливообеспечения и, соответственно, энергетической безопасности. Просто формулируемая, но на деле пока нереализуемая задача — России незамедлительно нужен новый энергетически и экологически эффективный угольный котлоагрегат, созданный отечественными отраслевыми институтами, инжиниринговыми организациями и энергомашиностроительными предприятиями. Развитие угольной генерации также жизненно важно для угольной отрасли, так как энергетика является единственным крупным внутренним потребителем энергетических углей (углей энергетического направления использования [1]).

**Ключевые слова:** угольный котлоагрегат (котёл), угольная генерация, чистые технологии сжигания угля, энергетическая безопасность, экологическая безопасность, угольная отрасль.

Является ли создание нового современного отечественного котлоагрегата для угольной генерации приоритетным требованием времени? При всей своей очевидной актуальности этот вопрос в явном виде в настоящее время не является предметом обсуждения на мероприятиях, посвящённых как развитию энергетики в частности, так и российского ТЭК в целом в условиях новых геополитических испытаний для нашей страны, за исключением ряда конференций специалистов-энергетиков, проводимых, например, Всероссийским теплотехническим институтом.

В большинстве дискуссий по поводу угольной генерации доминируют вопросы экологии (выбросов вредных веществ и утилизации золошлаковых отходов) без учёта того, что негативное экологическое влияние энергетики есть лишь следствие, причина — технологический процесс сжигания топлива и последующая очистка дымовых газов. А зачастую сама дискуссия плавно трансформируется в обмен мнениями по проблемам смежной угольной отрасли (экспорта и углехимии).

Цель данной статьи — явная постановка вопроса о необходимости создания нового российского угольного котлоагрегата и перевод в активную фазу его обсуждения профессиональным

сообществом для незамедлительной разработки мероприятий по его решению.

Для реализации заявленной цели в статье приведены обоснование актуальности проблемы, изложение её текущего состояния и соответствующие выводы. Отсутствие всеобъемлемости и возможные некорректности в отдельных деталях изложения текущего состояния обусловлены объективным недостатком информации или субъективностью позиции автора, но никаким образом не могут повлиять на обобщённую актуальность проблемы и выводов.

Крайне важно отметить, что эффективное развитие энергетики страны, особенно в настоящий исторический период, требует правильного определения приоритетов с учётом финансовых, временных, технологических и других ограничений. Текущие геополитические условия требуют концентрации внимания и ресурсов государственной энергетической политики на развитии основы российской энергетики — традиционной тепловой генерации. Время популярного сегодня повышенного интереса к научным приращениям в альтернативной энергетике отодвигается. Очевидно, что будущим следует зани-

маться, в том числе тогда, когда решаются задачи настоящего.

### Актуальность

Россия — одна из крупнейших угольных держав.

Развитие определённых видов генерации в любой стране обусловлено преимущественно её обеспеченностью собственными первичными топливно-энергетическими ресурсами. Соответственно, энергетика крупнейших угледобывающих стран ориентирована на рациональное использование угольной генерации. Страны, не обладающие достаточными собственными топливными ресурсами, определяют свою энергетическую стратегию, руководствуясь другими приоритетами, например, ориентацией на развитие атомной энергетики (Франция, Бельгия) или логистической доступностью и экономической конкурентоспособностью топливных баз других стран (Япония, Южная Корея).

В соответствии с «Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации», утверждённой Президентом Российской Федерации В. В. Путиным 29.11.2012 г. № Пр-3167: «Энергетическая безопасность — состояние защищённости страны, её граждан, общества, государства и экономики от угроз надёжному топливно- и энергообеспечению. Энергетическая безопасность определяется ресурсной достаточностью, экономической доступностью, экологической допустимостью и технологической достижимостью сбалансированного обеспечения спроса и предложения соответствующих энергетических ресурсов».

В соответствии с действующей «Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации», утверждённой Указом Президента Российской Федерации В. В. Путина 13.05.2019 г. № 216: «Энергетическая безопасность — состояние защищённости экономики и населения страны от угроз национальной безопасности в сфере энергетики, при котором обеспечивается выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации требований к топливно- и энергоснабжению потребителей, а также выполнение экспортных контрактов и международных обязательств Российской Федерации».

Роль угля в российской и мировой энергетике неоднократно отмечалась Президентом Российской Федерации В. В. Путиным:

– «Мы обладаем и крупнейшими запасами угля. Поэтому акцент должен быть сделан на увеличении доли угольной генерации нового поколения. Рассчитываю, что благодаря активной работе Правительства, а также инициативной позиции бизнеса планы развития электроэнергетики будут успешно реализованы» (из Послания Федеральному Собранию Российской Федерации 26.04.2007 г.);

– «Уголь продолжает быть важнейшей составляющей мировой энергетики. Вы правы, вопрос в том, чтобы сделать эту составляющую более экологичной, использовать те же самые новейшие технологии. Я знаю, что Кузбасс идёт по этому пути. Многие промышленные предприятия и в мире, и у нас приходят к высокотехнологичной переработке, создавая новые продукты, в том числе и угольную пыль, которая используется непосредственно в большой энергетике. Я уверен, что если мы будем двигаться по этому пути, то и Кузбасс, и других наших шахтёров ждёт хорошее перспективное будущее и хорошая загрузка» (Большая пресс-конференция Владимира Путина 23.12.2016 г.).

С учётом изложенного ответ на вопрос, зачем России нужна новая угольная генерация, становится очевидным. Две принципиально важные для страны задачи угольной генерации — обеспечение энергетической безопасности и обеспечение спроса на уголь и, соответственно, загрузки угольной отрасли. Рассмотрим суть каждой из них.

#### *Обеспечение энергетической безопасности*

Проблему обеспечения энергетической безопасности принципиально важно исследовать не на уровне России в целом, а с детализацией по отдельным регионам (территориям), обладающим специфическими условиями топливно-энергетического обеспечения. Кроме надёжности электрообеспечения, обязательны также учёт вопроса надёжности теплообеспечения.

Если структура расхода топлива на ТЭС региона характеризуется наличием монотоплива или доминирующего вида топлива, не являющегося при этом местным видом топлива, топливообеспечение региона не может быть признано надёжным и, следовательно, существуют риски возникновения угроз надёжности энергообеспечения и, соответственно, энергетической безопасности.

Наглядный пример понимания проблемы обеспечения энергетической безопасности — комплексный проект, реализованный в соответствии с поручением Президента Российской Федерации В. В. Путина в Калининградской

области, очевидные угрозы энергетической безопасности которой были обусловлены её географическим положением и особенностями топливно-энергетического обеспечения. Природный газ являлся монотопливом, поставляемым по магистральному газопроводу «Минск — Вильнюс — Калининград». В энергосистеме был единственный крупный источник энергоснабжения — газовая Калининградская ТЭЦ-2, энергосистема связана с ЕЭС России через линии электропередачи иностранных государств.

Указанный проект включал в себя строительство подземного хранилища природного газа, регазификационного терминала СПГ, а также четырёх электростанций (трёх газовых и одной угольной). Таким образом, в декабре 2020 г. была введена в эксплуатацию резервная угольная Приморская ТЭС (195 МВт) для обеспечения жизненно важных объектов области в случае дефицита газа на газовых электростанциях за счёт наличия запасов угля (резервного источника топлива), что имеет ключевое значение при работе энергосистемы в изолированном режиме.

#### *Обеспечение спроса на уголь и загрузки угольной отрасли*

Угольная генерация — единственный крупный внутренний потребитель энергетических углей, а функционирование российских буроугольных предприятий полностью определяется внутренним спросом, так как бурые угли, вследствие их низких теплотехнических характеристик, не экспортируются<sup>1</sup>.

В последнее время уровень объёмов добычи российских углей определяется экспортом. При этом необходимо подчеркнуть, что наиболее выгодна поставка на экспорт обогащённых и/или сортированных углей. Концентраты и сортовые угли, получаемые в результате обогащения и сортировки рядовых углей, имеют низкие зольность/влагу и высокую калорийность, однако, в результате этих технологических процессов образуются промпродукты и отсева, которые успешно используются в качестве топлива угольной генерацией. При отсутствии достаточного спроса со стороны угольной генерации невостребованные ей побочные продукты производства экспортных обогащённых и сортированных углей придётся накапливать в угледобывающих регионах как временные отходы.

В угольной промышленности страны занято около 150 тыс. человек и ещё около 500 тыс. человек в смежных отраслях, 1,5 млн человек живут в «уголь-

ных» городах и посёлках, в том числе в моногородах [2]. Поэтому растущий, по крайней мере, стабильный внутренний спрос на уголь — залог отсутствия напряжённости в социально активных и профессионально организованных угольных регионах, опасные последствия возникновения которой были продемонстрированы шахтёрами в начале 1990-х годов.

Кроме этого, развитие угольной энергетики России оказывает влияние на технологически связанные с ней отечественные отрасли промышленности (в том числе энергетическое и угольное машиностроение, энергостроительство и металлургию) и создаёт основу для восстановления частично утраченных позиций нашей страны в строительстве современных тепловых электростанций на уровне мировых стандартов, а также в лидерстве в области инженерной науки в мире. Новый российский угольный котлоагрегат может быть создан только в результате согласованного развития всех указанных отраслей промышленности и науки.

#### **Текущее состояние**

При всей очевидности значения угольной генерации для нашей страны возникает вопрос, чем же обусловлено отсутствие её развития за весь постсоветский период? Основных барьеров два: неконкурентоспособность угольной генерации по сравнению с газовой (во всех регионах страны, кроме Кузбасса<sup>2</sup>) и негативное экологическое воздействие. Рассмотрим суть каждого из них.

#### *Неконкурентоспособность угольной генерации*

Основные виды топлива, используемые на ТЭС России [с учётом предприятий муниципальной энергетики (ЖКХ)], — природный газ и уголь.

Неконкурентоспособность угольной генерации по сравнению с газовой обусловлена как технологическим, так и ценовым фактором.

Действующие угольные ТЭС имеют значительно более высокие затраты на топливоиспользование (в том числе на эксплуатацию и ремонт систем приёмки, складирования, подачи, подготовки угля, его сжигания, золошлакоудаления, золоулавливания, хранения золошлаковых отходов, экологические платежи и др.), старое неэффективное (с низкими КПД и высокими удельными расходами условного топлива) и неэкологичное генерирующее оборудование.

В условиях межтопливной конкуренции ценовое соотношение газ/уголь является индикатором конкурентного

<sup>1</sup> В незначительных объёмах экспортируется сахалинский бурый уголь марки (группы) ЗБ в единой теплотехнической спецификации с каменным углем марки Д (обе марки угля добываются на Солнцевском разрезе).

<sup>2</sup> В перспективе (после газификации) межтопливная конкуренция природного газа и угля может стать актуальной и для ТЭС юга Красноярского края и Иркутской области.

преимущества газовой или угольной генерации в определённый временной период. Пороговое значение ценового соотношения, при котором угольная генерация становится конкурентоспособной, уникально для каждой ТЭС, но в среднем должно находиться в диапазоне 2–3, т.е. цены поставки газа должны превышать цены поставки угля в 2–3 раза (все цены на условиях «франко-ТЭС» (СРТ<sup>3</sup> в международных торговых правилах Incoterms), приведённые в сопоставимый вид — в единицы условного топлива, руб/т у.т.), что позволяет компенсировать значительно более высокие затраты на топливоиспользование на угольных ТЭС по сравнению с газовыми.

Специалисты НИИ экономики энергетики на протяжении многих лет занимались исследованием данной тематики<sup>4</sup>. По разработанной НИИЭЭ методике на базе фактических данных конкретных газоугольных ТЭС для каждой из них проводились расчёты порогового значения ценового соотношения газ/уголь, при котором топливные затраты при сжигании газа и при сжигании угля равны, т.е. производство энергии в обоих вариантах равноэффективно (при допущении равенства условно-постоянных затрат).

Только на ТЭС Кузбасса существует фактическая межтопливная конкуренция газа и угля — значение ценового соотношения находится в диапазоне 2–3 (среднее значение в 2010–2021 гг. составляет 2,4). В других регионах Сибири это значение находится в диапазоне 1,5–2,0, в остальной России — не превышает 1,5. В текущих экономических условиях рост ценового соотношения газ/уголь до уровня межтопливной конкуренции, вследствие достаточного повышения цен поставки газа или снижения цен поставки угля, объективно невозможен.

За период существования рыночных отношений в энергетике в Центральной России произошло кардинальное сокращение работоспособной угольной генерации — в эксплуатации остаются только Черепетская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Рязанская ГРЭС (1-я угольная очередь) и ТЭЦ-22 Мосэнерго<sup>5</sup>, природный газ стал практически монотопливом (его доля в структуре расхода топлива на ТЭС в последние годы составляет почти 97%), а весь данный макрорегион с точки зрения надёжности топливообеспечения (диверсифи-

цированности структуры расхода топлива) находится теперь в зоне риска возникновения угроз энергетической безопасности.

По мнению специалистов ИСЭМ СО РАН, изложенному в статье, посвящённой текущим проблемам обеспечения энергетической безопасности России: «Ситуация с резким сокращением инвестиций в освоение новых газовых месторождений в ближайший период, скорее всего, чревата ограничением внутреннего спроса на газ в стране уже за пределы 2035 г. При сегодняшней доле природного газа в балансе котельно-печного топлива (порядка 74 %) не следует объяснять, что мы говорим о колоссальной угрозе обеспечения энергетической безопасности нашей страны и практически всех регионов её европейской части» [3].

Один из наиболее впечатляющих результатов рыночных отношений в энергетике, определяющих вывод из эксплуатации угольной генерации в Центральной России, был достигнут на Череповецкой ГРЭС. В 2015 г. три её угольных энергоблока (210 МВт каждый) находились в работоспособном состоянии, разрабатывался план их модернизации, однако, они не прошли конкурентный отбор мощности. Являясь единственным источником теплоснабжения пос. Кадуи, эти блоки получили статус «вынужденного генератора по теплоснабжению» и продолжили работу в режиме котельной с переносом всей электрической нагрузки на новую ПГУ-420 МВт.

Продолжение эта история «рыночных достижений» получила в 2018 г., когда вследствие отсутствия спроса со стороны единственного крупного потребителя интинского угля — Череповецкой ГРЭС — было принято решение о закрытии шахты Интинской — градообразующего предприятия моногорода Инта с населением 25 тыс. человек. Так рыночные отношения в энергетике породили одновременно и острейшую социальную проблему в г. Инта, полноценное решение которой до сих пор отсутствует.

Значимость наличия работоспособной угольной генерации для надёжного энергообеспечения в чрезвычайных обстоятельствах была продемонстрирована возможностями единственной угольной ТЭЦ-22 Мосэнерго (с пылеугольными котлами, модернизированными для сжигания природного газа)

в условиях экстремальных ограничений поставок газа и практически полного срабатывания запасов мазута на всех ТЭЦ Мосэнерго в осенне-зимний период (ОЗП) 2005/2006 г. [4].

Принципиально важно, что подобные аномальные для Центральной России холода повторяются с определённой периодичностью (зимы 1941–1942 гг., 1978–1979 гг., 2005–2006 гг.), а ПГУ, активно вводимые в эксплуатацию в последние годы на базе импортных однопаливных ПТУ, в отличие от угольных генерирующих мощностей даже не предполагают наличие резервного вида топлива — только аварийного (дизтопливо), предназначенного для замещения газа в течение крайне ограниченного времени, что, естественно, обуславливает дополнительную угрозу энергетической безопасности этого макрорегиона.

Следует также отметить, что последствия принятых в своё время решений по масштабному использованию импортного оборудования вместо развития отечественного производства газовых турбин большой мощности могут проявиться уже в обозримом будущем — на фоне принципиально изменившейся геополитической обстановки приближается срок капитальных ремонтов эксплуатируемых на ТЭС России газовых турбин иностранного производства.

А в завершение остаётся констатировать, что Мосэнерго озвучивались планы реконструкции ТЭЦ-22 с полным отказом от использования угля как резервного вида топлива<sup>6</sup>.

#### Негативное экологическое воздействие угольной генерации

Популярная краткая формулировка вопроса — может ли уголь быть чистым? При этом имеется в виду — может ли угольная ТЭС быть экологически безопасной? Ответ — да, может. Для этого разработаны «чистые угольные технологии», которые для исключения заблуждения в их применении в угледобыче более корректно называть «чистые технологии сжигания угля»<sup>7</sup>.

Данные технологии позволяют эффективно решать как климатические проблемы (сокращение выбросов CO<sub>2</sub>), так и экологические (сокращение выбросов загрязняющих веществ — твёрдых частиц, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>). К промышленно

<sup>6</sup> Годовые отчёты ПАО «Мосэнерго» за 2020 г. (с. 7) и 2021 г. (с. 34).

<sup>7</sup> Данная тематика широко представлена в отраслевой литературе. Например, Рябов Г. А., Тумановский А. Г., Епихин А. Н. Декарбонизация при производстве электроэнергии и тепла на твердотопливных электростанциях // Теплоэнергетика. 2023. № 1; Сомова Е. В., Тугов А. Н., Тумановский А. Г. Современные угольные энергоблоки на суперсверхкритических параметрах пара (обзор) // Теплоэнергетика. 2023. № 2.

<sup>3</sup> Carriage paid to (англ.) — перевозка оплачена до.

<sup>4</sup> Например, Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р., Образцов С. В. Методические подходы определения соотношения цен между различными видами топливных ресурсов и электроэнергией для энергетических объектов // Экономическая стратегия в электроэнергетическом комплексе. Сб. тр. НИИЭЭ, 1998.

<sup>5</sup> Установленная электрическая мощность, МВт: Черепетская ГРЭС — 450, Новочеркасская ГРЭС — 2258, Рязанская ГРЭС — 1114, ТЭЦ-22 Мосэнерго — 1070 (без учёта нового энергоблока мощностью 295 МВт, введённого в эксплуатацию в 2022 г.). Новыми являются только Черепетская ГРЭС (два энергоблока мощностью 225 МВт каждый, замещение выведенных из эксплуатации 1-й и 2-й очереди) и один энергоблок на Новочеркасской ГРЭС (мощностью 330 МВт с ЦКС).

освоенным за рубежом технологиям следует отнести сжигание угля в циркулирующем кипящем слое (ЦКС), с суперсверхкритическими параметрами пара (ССКП) и в установке с внутрицикловой газификацией угля (сравнительный анализ преимуществ и недостатков данных технологий не является предметом настоящей статьи).

Эксплуатационный опыт использования данных технологий сжигания угля на ТЭС в США, Австралии, Германии и Польше подтверждает экологическую безопасность угольной энергетики. В Китае — крупнейшей угольной державе, добывающей почти половину суммарного годового объёма угля в мире (для сравнения — 3,7 млрд т против 0,44 млрд т в России) — приоритетной задачей является создание собственного оборудования для экологически безопасной угольной генерации. Например, на разработку котла с ЦКС для блока 600 МВт для сжигания низкосортных углей и отходов углеобогащения специалисты Китая затратили 13 лет (от фундаментальных исследований до демонстрационного образца) [5].

При том что в России существуют собственные фундаментальные исследования в области чистых технологий сжигания угля (ВТИ), высокопрофессиональные инженеринговые организации (ОРГРЭС, КОТЭС) и действующие котлостроительные заводы (ТКЗ «Красный котельщик», ЗиО), на данный момент практический опыт внедрения ограничивается единственным котлом с ЦКС на Новочеркасской ГРЭС, созданный ТКЗ «Красный котельщик» по проекту Sumitomo Foster Wheeler. Котёл удовлетворяет европейским нормам по выбросам вредных веществ для угольных котлов (оксидов углерода, азота, серы и твёрдых частиц), имеет относительно высокий КПД блока (40 %) и низкий удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (320 г у. т./кВтч).

Однако с момента ввода в эксплуатацию в 2016 г. продолжают работы для достижения проектных показателей функционирования данного котлоагрегата (основного и вспомогательного котельного оборудования). А ведь практический опыт строительства и функционирования этого энергоблока мог бы стать основой для его тиражирования на других угольных ТЭС в России.

Также следует вспомнить о безвозвратной утрате нашей энергетикой собственной площадки для создания и отработки новых технологий сжигания угля — Экспериментальной ТЭС (Несветай ГРЭС) в Ростовской области. В середине 1990-х годов здесь занима-

лись созданием первого энерготехнологического комплекса с газификацией угля в шлаковом расплаве с получением продуктов восстановления чёрных, цветных и редкоземельных металлов с высокой добавленной стоимостью. Отсутствие золоотвала при данной технологии обеспечивало решение одной из актуальных проблем отечественной угольной энергетики — утилизации золошлаковых отходов. К концу 1990-х годов финансирование закончилось.

В начале 2000-х годов было принято решение о создании к 2005 г. опытно-промышленной установки с ЦКС. В связи с активной разработкой в то время данной технологии за рубежом на Научно-техническом совете РАО «ЕЭС России» высказывались обоснованные опасения о возможности потери имевшегося на тот момент лидерства России в этой области и покупки в недалёком будущем своих идей в зарубежном исполнении. В 2015 г. Экспериментальная ТЭС была закрыта, а в 2016 г. в России на Новочеркасской ГРЭС всё же появился первый котёл с ЦКС, но уже по проекту Sumitomo Foster Wheeler.

#### *Влияние угольной генерации на угольную отрасль*

Отдельного рассмотрения требует вопрос о текущем состоянии и перспективах спроса на уголь со стороны угольной генерации страны.

Для понимания ситуации следует разделять добываемый в России уголь на энергетический и коксующийся (примерно 80 и 20 % ежегодных объёмов добычи соответственно), энергетический уголь — на каменный и бурый (примерно 60 и 20 % ежегодных объёмов добычи соответственно)<sup>8</sup>. Коксующийся уголь используется для производства кокса, поэтому перспективы его добычи определяются спросом со стороны металлургии (отечественной и зарубежной), в энергетике не используется.

Каменные энергетические угли поставляются как на внутренний рынок, так и на экспорт, бурые — только на внутренний рынок<sup>9</sup>. При этом на внутреннем рынке единственным крупным потребителем и каменных, и бурых энергетических углей является угольная генерация. В последние 10 лет наблюдается устойчивая тенденция снижения

объёмов ежегодного спроса на уголь со стороны угольной генерации — примерно со 100 до 85 млн т/год<sup>10</sup>, что обусловлено в основном замещением угольной генерации газовой в европейской части страны, на Урале и в определённой степени на Дальнем Востоке. Таким образом, рост объёмов угледобычи в России в эти годы был обеспечен только увеличением экспорта.

На спрос угольных ТЭС Сибири, безусловно, влияет нагрузка ГЭС. Однако в данном контексте этим фактором можно пренебречь, так как он определяется водностью года и, соответственно, имеет разнонаправленное воздействие.

В дальнейшем возможно продолжение тенденции снижения спроса на уголь со стороны угольной генерации, однако, в сравнительно небольших объёмах, вследствие того, что на данный момент уже завершён масштабный ввод в эксплуатацию новой газовой генерации в рамках программы ДПМ-1 (Договоров о предоставлении мощности) и соответствующий вывод угольной генерации. Практически вся угольная генерация находится теперь в Сибири и на Дальнем Востоке, угольных ТЭС в остальных регионах страны осталось незначительное число.

Снижение спроса угольных ТЭС Сибири и Дальнего Востока возможно также в результате реализации программ газификации, например, в Амурской области, куда пришёл газопровод «Сила Сибири». Газопровод «Сила Сибири – 2» от месторождений полуострова Ямал, намеченный к прокладке по территории Красноярского края, Иркутской области и Республики Бурятия, пока имеет статус «перспективного направления поставки», а магистральные газопроводы от месторождений Иркутской области — статус «строящихся и перспективных газопроводов» [6].

По мнению действительных членов Академии горных наук, изложенному в статье, посвящённой перспективам развития угольной отрасли: «Риски дальнейшего снижения потребления угля внутри страны в условиях усиливающейся неопределённости дальнейшего роста объёмов международной торговли углем и объёмов российского угольного экспорта, могут оказаться сильнее тех позитивных факторов, кото-

<sup>8</sup> Округлённые значения приведены в целях формирования общего понимания ситуации.

<sup>9</sup> В незначительных объёмах экспортируется сахалинский бурый уголь марки (группы) ЗБ в единой теплотехнической спецификации с каменным углем марки Д (обе марки угля добываются на Солнцевском разрезе).

<sup>10</sup> Заметное увеличение спроса на уголь в 2022 г. обусловлено ростом объёмов расхода канско-ачинских углей на ГРЭС Красноярского края, преимущественно вследствие снижения нагрузки на Саяно-Шушенской и Красноярской ГЭС (маловодности в Енисейском бассейне).

рые поддерживают существующие позиции угля в топливно-энергетическом балансе страны.

Существующая в стране модель угольной электроэнергетики, основанная на использовании проектного топлива для ТЭС в виде рядовых углей конкретного месторождения, себя полностью исчерпала с позиции ресурсной обеспеченности, экономической и экологической эффективности. Назрела острая необходимость коренной модернизации угольной энергетики на базе эффективных и экологически чистых технологий генерации с использованием обогащённого угольного топлива.

К сожалению, существующая программа модернизации угольных ТЭС предполагает в основном замену устаревшего оборудования на новое с минимальными инновациями, поскольку промышленность не готова производить принципиально новое электрогенерирующее оборудование для энергоблоков на угольном топливе.

В этой связи приходится констатировать вероятность дальнейшего продолжения тенденции снижения внутреннего спроса на уголь до минимально возможного объёма, определяемого потребностью чёрной металлургии страны и объектов электро- и теплоэнергетики в отдельных регионах Сибири, где уголь останется конкурентоспособным по отношению к другим первичным энергоресурсам в долгосрочной перспективе»<sup>11</sup> [7].

Таким образом, одними из самых компетентных профессионалов в угольной отрасли высказано некоторое опасение относительно перспектив российского угольного экспорта и сделан запрос к угольной генерации на внедрение нового угольного котла «на базе эффективных и экологически чистых технологий генерации» для обеспечения роста внутреннего спроса на уголь в целях устойчивого развития угольной отрасли. Однако доминирующим в настоящее время всё же является видение первоочередной задачи по сохранению устойчивого развития угольной отрасли в максимальном развитии восточного экспортного направления.

### Выводы

К недостаткам угольной генерации, определяющим барьеры её развития, относятся:

1) технологическая и ценовая неконкурентоспособность угольной генерации по сравнению с газовой (ценовая — во всех регионах страны, кроме Кузбасса<sup>12</sup>);

2) негативное экологическое воздействие.

Создание пилотного проекта (проектов для последующего тиражирования) нового (первого) российского угольного котлоагрегата на базе чистых технологий сжигания угля обеспечит рост как энергетической (повышение КПД и снижение удельного расхода условного топлива), так и экологической (сокращение выбросов вредных веществ — оксидов углерода, азота, серы и твёрдых частиц) эффективности угольной генерации, т. е. её указанные недостатки превращаются в преимущества.

Таким образом, перечень преимуществ угольной генерации будет выглядеть уже следующим образом:

1) обеспечение региональной энергетической безопасности в части надёжности топливообеспечения, вследствие диверсифицированности структуры расхода топлива;

2) обеспечение спроса на уголь и, соответственно, загрузки угольной отрасли;

3) энергетическая эффективность;

4) экологическая эффективность.

Количество, установленная мощность, месторасположение новых и модернизируемых угольных генерирующих мощностей определяются в зависимости от региональных особенностей функционирования энергетики и организации топливообеспечения. Выбор конкретной чистой технологии сжигания угля для конкретного объекта генерации — задача профессионального сообщества, объединяющего отечественные отраслевые институты, инженеринговые организации и энергомашиностроительные предприятия.

Как показывает практика, разработка нового угольного котла не относится к приоритетам ни генерирующих, ни угольных компаний страны, поэтому, очевидно, не может быть осуществлена без государственного участия, в том числе финансового.

С определённой периодичностью на протяжении последних десятилетий проекты создания нового угольного котла упоминались в программных документах развития энергетики. Они даже были включены в подпрограмму 9 «Силовая электротехника и энергетиче-

ское машиностроение» Государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (утверждённой Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 г. № 328):

9.1.2) создание унифицированного энергооборудования для угольных энергоблоков нового поколения на суперсверхкритических параметрах пара (ССКП);

9.2.11) создание унифицированного энергооборудования для энергоблоков с использованием эффективных методов сжигания твёрдого топлива (внутрицикловой газификацией твёрдого топлива, ЦКС и т.д.) мощностью от 50 до 350 МВт, в том числе для замены/модернизации электростанций, систем теплоцентралей.

При этом бюджетные ассигнования для участия в реализации этих пилотных проектов в данной госпрограмме не предусматривались.

С учётом условий текущего геополитического положения нашей страны требуется незамедлительный переход от целеполагания к началу практической разработки пилотных проектов новых отечественных угольных котлоагрегатов.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 25543–2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. — М.: Стандартинформ, 2014.

2. Доклад Министра энергетики РФ А. В. Новака «О состоянии и перспективах развития угольной промышленности» в рамках совещания под руководством Председателя Правительства РФ Д. А. Медведева (г. Новокузнецк, 04.04.2016 г.). URL: <https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations/doklad-ministra-energetiki-rf-a-v-novaka-o-sostoyanii-i-perspektivakh-razvitiya-ugolnoy-promyshlenno>.

3. Сендеров С., Рабчук В. Энергетическая безопасность сегодня и основные методики ее обеспечения // Энергетическая политика. 2022. № 11 (177).

4. Семенов В. Г. Холод и энергетические аварии // Новости теплоснабжения. 2017. № 1 (197).

5. Гуанджи Ю. Развитие технологии ЦКС в Китае // В сб. докл. «Использование твёрдых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла» II междунар. науч.-практ. конф. — М.: ВТИ, 2014.

6. В единстве сила. Справочник «Газпром в цифрах 2018 – 2022». URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-in-figures-2018-2022-ru.pdf>.

7. Малышев Ю., Ковальчук А., Рожков А. Угольная отрасль: поиск ориентиров в эпоху перемен // Энергетическая политика. 2021. № 2 (156).

<sup>11</sup> Некоторые утверждения данной цитаты не являются очевидными и составляют предмет для обсуждения.

<sup>12</sup> В перспективе (после газификации) межтопливная конкуренция природного газа и угля может стать актуальной и для ТЭС юга Красноярского края и Иркутской области.

DOI: 10.34831/EP.2024.72.78.003

УДК 621

## Разработка системы собственных нужд энергокомплексов, состоящих из атомных станций с реакторами малой мощности, газотурбинных и парогазовых установок

ЖУКОВ В. В., доктор техн. наук, НИУ МЭИ; ZhukovVV@mpei.ru

БАБКИН Р. Р., АО «Производственный комплекс ХК ЭЛЕКТРОЗАВОД»

[babkin.rostislav13@gmail.com](mailto:babkin.rostislav13@gmail.com)

БАБКИНА А. В., АО «Атомэнергопроект»; [Babkina\\_AV@aep.ru](mailto:Babkina_AV@aep.ru)

СМОТРОВ Н. Н., канд. техн. наук, НИУ МЭИ



В. В. Жуков



Р. Р. Бабкин



А. В. Бабкина



Н. Н. Смотров

Показано, что для энергоснабжения удалённых и изолированных районов электрической и тепловой энергией можно использовать энергокомплексы с атомными электростанциями на базе ядерных реакторов малой (до 300 МВт) мощности с газотурбинными и парогазовыми установками.

Приведены результаты разработки вариантов проектирования энергокомплексов с атомными станциями малой мощности, в которых использована парогазовая технология, и энергокомплексов с электрически связанными блоками ГТУ, ПГУ и атомными станциями малой мощности. Энергокомплексы включают модульный реактор СВБР-100 с жидкометаллическим теплоносителем (сплавом свинец-висмут) мощностью 100 МВт, создание которого завершается Госкорпорацией «Росатом», энергоблоки с ГТУ мощностью 70 МВт каждая и парогазовой установкой мощностью 200 МВт.

Согласно нормам МАГАТЭ по безопасности определены мощности трансформаторов собственных нужд, разработаны и проанализированы три варианта схемы электроснабжения собственных нужд энергоблока с реактором СВБР-100, которые отличаются по режимам резерва и уровням напряжения. Для выбранных схем выполнен расчёт токов КЗ, который позволил выявить, какие из схем предпочтительнее. Разработаны системы собственных нужд для энергокомплексов разных типов.

**Ключевые слова:** собственные нужды, энергокомплексы, атомные станции с реакторами малой мощности, газотурбинные установки, парогазовые установки, электроснабжение.

**В** настоящее время в электроэнергетике признана целесообразной децентрализация производства электрической и тепловой энергии для электроснабжения удалённых и изолированных районов. Децентрализация производства энергии может быть в значительной степени удовлетворена энергокомплексами с атомными электростанция-

ми с реакторами малой мощности (АСММ), а также парогазовыми и газотурбинными установками.

По классификации Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) к реакторам малой мощности относятся реакторы, мощность которых не превосходит 300 МВт [1]. В 26 странах — членах МАГАТЭ уже эксплуатируется

131 блок с реакторами малой и средней мощности суммарной электрической мощностью 59 ГВт.

Далее приведён примерный перечень наиболее совершенных по имеющейся информации реакторных установок малой мощности с разной степенью разработки и перспективами применения [2].

Страна	Мощность, МВт
Аргентина	25 – 100
Китай	10, 40, 210
Республика Корея	100
Россия	10, 30, 35, 50, 100, 200
США	25, 45, 100, 165, 265
Франция	50 – 250
Япония	30 – 50, 100 – 150

В России первым опытом наземного использования малых АЭС были Билибинская АТЭЦ электрической мощностью 4 × 12 МВт, Белоярская АЭС, затем была создана плавучая АЭС (ПА ТЭС) «Академик Ломоносов» мощностью 2 × 35 МВт, которая введена в строй в 2019 г. в Чукотском АО. Кроме того, «Росатом» планирует построить к 2028 г. первый референтный блок на базе реактора РИТМ-200Н мощностью 55 МВт.

Известны результаты разработки некоторых проектов энергокомплексов с АСММ [3 – 5], которые отражают в основном технологические особенности установок и электрической части энергокомплекса, однако разработка системы собственных нужд электростанций в них практически не затрагивается. В этой связи актуальна разработка реальных проектов системы собственных нужд электростанций в целях определения взаимного влияния различных технологий производства электроэнергии при обеспечении надёжности источников аварийного и резервного снабжения систем собственных нужд энергоблоков различных типов.

Атомные электростанции малой мощности (АСММ) имеют целый ряд преимуществ перед АЭС большой мощности: меньшие физические размеры, возможность создания малых реакторов на заводе с последующей доставкой в собранном виде в различные регионы на место строительства АЭС, меньшие инвестиции, срок окупаемости и финансовые риски, возможность обеспечения потребителей теплом и пресной водой, пониженные требования к пропускной способности электрических сетей.



Основные области и цели применения АСММ:

1. Региональная энергетика, особенно в области теплоснабжения, поскольку подавляющее большинство работающих в регионах энергоблоков имеют мощность менее 100 МВт.

2. Энергообеспечение удалённых районов, к которым можно отнести локальные труднодоступные территории Севера, Сибири и Дальнего Востока и которые не имеют постоянных логических связей с освоенной территорией. В России насчитывается более пятидесяти регионов, в которых существует потребность в АСММ [6].

3. Энергоснабжение отдельных производственных предприятий, для которых энергетическая составляющая в структуре стоимости продукции и затрат на подключение к системному энергоисточнику значительна и играет определяющую роль.

4. Отдельной актуальной сферой для стран с развитой атомной энергетикой представляется производство АСММ в целях их экспорта в страны Юго-Восточной Азии, Африки и некоторые северные страны для использования в удалённых и слабо развитых в социальном и экономическом отношении регионах.

5. Другая область возможного применения, на которую ориентированы некоторые зарубежные проекты, связана с созданием распределённой генерации на основе АСММ и внедрением ВИЭ.

#### Выбор реактора для АЭС малой мощности энергокомплекса

Выбор типа и мощности реактора для АСММ энергокомплекса зависит от уровня спроса на мощность в рассматриваемом регионе, структуры энергокомплекса и схем выдачи мощности электростанциями, входящими в его состав. Так, в линейке малых реакторов Госкорпорации «Росатом» можно назвать проекты «Шельф», «Витязь», «АТГОР», «СВБР-100», «АБВ-6», а также сооружаемый в рамках проекта «Прорыв» БРЕСТ-300. Завершаются работы по созданию опытно-промышленного энергоблока АСММ с ядерным реактором СВБР-100 тепловой мощностью до 280 МВт и паротурбинной установкой электрической мощностью 100 МВт. Модульный реактор СВБР-100 на быстрых нейтронах спроектирован для работы с жидкометаллическим теплоносителем — эвтектическим сплавом свинец-висмут в замкнутом топливном цикле. Продольный разрез реактора приведён на рис. 1.

Данная технология отработана при эксплуатации подобных реакторов на атомных подводных лодках России, а проект СВБР-100 в значительной мере отвечает требованиям, предъявляемым к современным ядерным энергетиче-

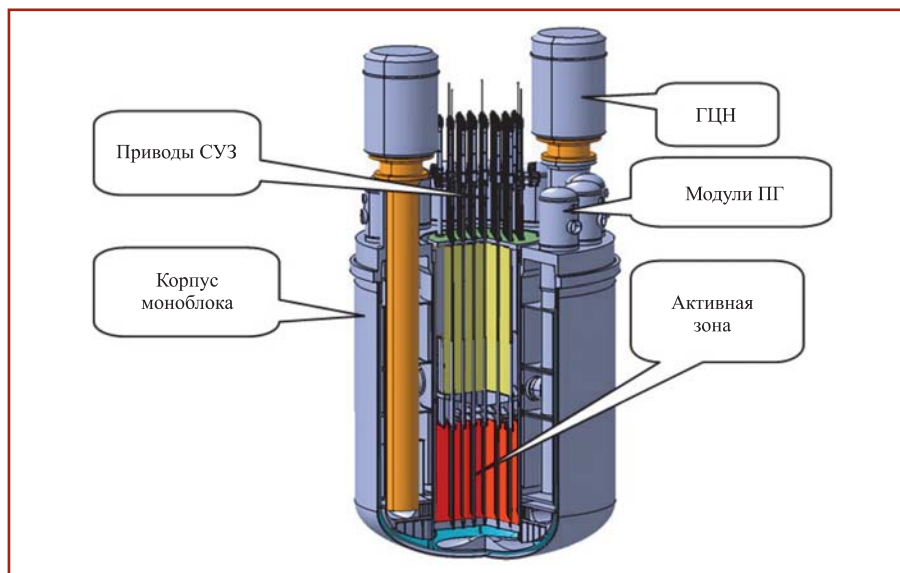


Рис. 1. Продольный разрез реакторного моноблока СВБР-100 [3]

ским установкам. Речь идёт о требованиях к безопасности, срокам службы реакторной установки (от 40 до 60 лет) и обеспечению удельных капитальных затрат на создание атомного энергоблока, сопоставимых с таковыми для электростанций (1000–1700 долл. США/кВт).

Помимо всего прочего, конструкция СВБР-100 такова, что позволяет объединять моноблоки друг с другом, получая электрические установки различного назначения, мощность которых кратна 100, 200, 300 или 400 МВт, включая атомные ТЭЦ и опреснительные энергокомплексы.

#### Создание энергокомплексов на базе ПГУ и АСММ

В последние десятилетия для повышения надёжности энергоснабжения, снижения потерь электроэнергии в линиях электропередачи прослеживается стремление к близкому размещению, а в некоторых случаях к технологическому объединению базисных электростанций (ТЭС и АЭС) и высокоманевренных электростанций (ГЭС, ПГУ и ПГУ) в энергокомплексы.

Для решения проблем маневренности, покрытия пиковых нагрузок потребителей электрической энергии, а также обеспечения их тепловой энергией наиболее перспективным представляется использование в энергокомплексе совместно с АЭС газотурбинных и парогазовых технологий. Поскольку электростанции на основе использования данных технологий обладают высокой маневренностью, то они могут служить источниками надёжного аварийного и резервного снабжения собственных нужд (с.н.) энергоблоков АЭС.

При создании энергокомплексов следует учесть, что они могут быть составлены из энергоблоков с технологическими связями по пару, т. е. с парогазовой технологией в энергоблоке

АСММ, и энергоблоков, имеющих только электрические связи между собой.

Анализ примеров использования различных схем парогазовых энергоблоков на АЭС показал, что их реализация сложна, прежде всего, в условиях применения реакторов большой мощности с существенными расходами пара [7]. Однако для АЭС с реакторами малой мощности подобные решения вполне осуществимы и позволят получить значимый эффект по экономичности, мощности и маневренности [6, 8].

При разработке проектов систем собственных нужд были рассмотрены следующие типы энергокомплексов:

а) энергокомплекс с парогазовой технологией в энергоблоке АСММ, на базе реактора СВБР-100 и двух газотурбинных установок GE610FA единичной мощностью 70 МВт каждая. Параметры тепловой схемы парогазового энергоблока с реактором СВБР приведены в статье [3].

Тепловая схема парогазовой установки ПГУ-330-ЯР также включает котёл-утилизатор с пароперегревательной и экономайзерной секциями, деаэрактор, конденсатор, питательный и конденсатный насосы, подогреватель низкого давления, совмещённый цилиндр высокого и среднего давления паровой турбины и цилиндр низкого давления.

Электрическая мощность паротурбинного агрегата составила  $P_э = 187,6$  МВт. Таким образом, общая мощность энергокомплекса с маркировкой ПГУ-330-ЯР составляет  $P = 328,1$  МВт. При этом для энергокомплекса получено значение электрического КПД брутто  $\eta_э^{бр} = 45,39$  %.

При формировании структурной электрической схемы энергокомплекса в основу положен блочный принцип (рис. 2).

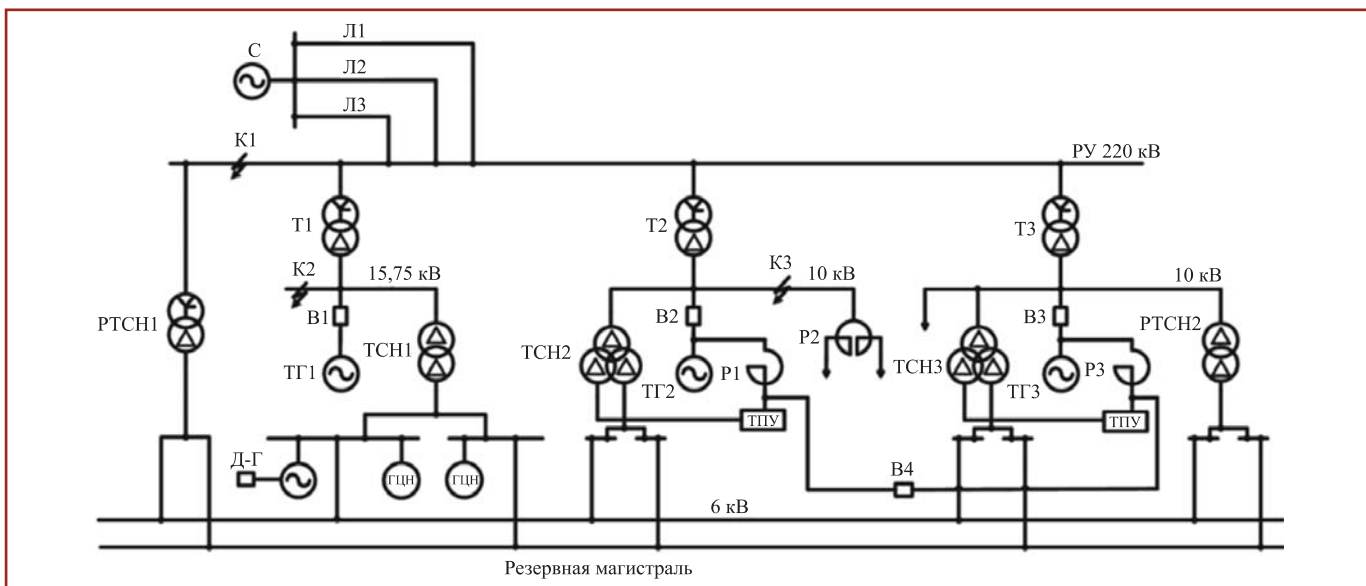


Рис. 2. Схема электрических соединений энергокомплекса АСММ и ГТУ:

С — система; Т1 — Т3 — блочные трансформаторы; ТГ1 — ТГ3 — турбогенераторы; ТСН1 — ТСН3 — трансформаторы собственных нужд; РТСН1, РТСН2 — резервные трансформаторы собственных нужд; Р1 — Р3 — токоограничивающие реакторы; ГЦН — главные циркуляционные насосы; Д-Г — дизель-генератор; ТПУ — тиристорное пусковое устройство; Л1 — Л3 — линии электропередачи; В1 — В4 — выключатели

Единичные блоки генератор-трансформатор с генераторными выключателями сформированы следующим образом: паротурбинный блок состоит из турбогенератора ТГ1 (ТГВ-200-2У3) и блочного трансформатора Т1 (ТДЦ-200000/220),  $U_{нн} = 15,75$  кВ; газотурбинные блоки включают турбогенераторы ТГ2, ТГ3 (ТФГ-100-2У3,  $U_{ном} = 15,75$  кВ) и блочные трансформаторы Т2, Т3 (ТДЦ-125000/220),  $U_{нн} = 10,5$  кВ;

б) энергокомплекс с электрическими блочными связями, состоящий из АСММ с одним или двумя ядерными реакторами СВБР-100, с турбогенераторами ТВФ-100 — 2ЕУ3 и парогазовой электростанции (ПГУ-ТЭЦ), включающей две газовые турбины мощностью 65 МВт каждая (ГТ-65), паротурбинный блок с паровой турбиной Т-60, два котла-утилизатора и три турбогенератора ТВФ-63-2У3 мощностью 63 МВт каждый. Энергокомплекс предназначен для электроснабжения потребителей автономной системы с высшим напряжением распределительной сети 110 или 220 кВ. Энергоблоки АСММ и ПГУ подключены к общему для энергокомплекса распределительному устройству (РУ);

в) энергокомплекс для электроснабжения потребителей автономной системы с распределительной сетью 110 и 220 кВ, в котором энергоблоки АСММ подключены к РУ 220 кВ, а энергоблоки ПГУ — к РУ 110 кВ. Связь между системами РУ осуществлена через два автотрансформатора связи (АТДЦН-63000/220/110), к третичной обмотке каждого из которых подключен РТСН2;

г) энергокомплекс, в котором энергоблоки АСММ и ПГУ территориально удалены друг от друга, но электрически

связаны двумя линиями электропередачи, предназначены также для электроснабжения потребителей автономной системы;

д) энергокомплекс в виде отдельных блоков АСММ и ПГУ-ТЭЦ с особенностями схем вариантов б) и г), подключенные отдельно к энергосистеме с помощью линий электропередачи.

#### Определение мощности собственных нужд АСММ с реактором малой мощности СВБР-100

При расчёте мощности приводов механизмов собственных нужд АСММ учитывалось, что высокий уровень внутренней самозащиты реакторной установки и пассивной безопасности исключает возможность возникновения тяжёлых аварий, что позволяет отказаться от специальных систем безопасности, работающих в режиме ожидания (кроме аварийной защиты реактора), необходимых для АЭС традиционных типов, что значительно удешевляет реакторную установку [8].

В разрабатываемом проекте определён состав потребителей, схемы их электроснабжения и источники питания с.н. Для разработки системы собственных нужд реактора СВБР-100 выполнена оценка мощности приводов механизмов с.н. для выбора рабочего (ТСН) и резервного (РТСН) трансформаторов с.н.

Для расчёта мощности с.н. были приняты следующие исходные данные.

1. Электрическая мощность блока АСММ — 100 МВт.

2. Номинальная температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора — 495 °С.

3. Расчётная температура охлаждающей воды — 20 °С.

4. Тип парогенератора (ПГ) — вертикальный; тип реактора — СВБР-100.

5. Тип привода питательного насоса — электропривод.

6. Частота вращения турбины — 3000 об/мин.

Расчёт выполнен при условии работы реакторной установки на перегретом паре и состоит из нескольких этапов:

- выбор основных технологических параметров рабочего тела;
- определение необходимого числа регенеративных подогревателей и давления пара в отборах;
- определение расходов пара и конденсата в элементах тепловой схемы;
- расчёт расхода электроэнергии на собственные нужды.

Принципиальная тепловая схема включает в себя основное оборудование энергоблока: реактор, парогенератор, паротурбинную, конденсационную и деаэрационно-питательную установки.

По результатам расчёта основных технологических параметров контура рабочего тела, определения необходимого числа регенеративных подогревателей и давления пара в отборах, а также расхода электроэнергии на приводы механизмов с.н. определена мощность системы с.н.

Мощность трансформаторов с.н. энергоблока в значительной степени зависит от расхода электроэнергии на приводы насосов. Мощности насосов определяются по следующей формуле:

$$N = \frac{G \Delta P \dot{v}}{\eta_{пр} \eta_{н}}$$

Таблица 1

Тип насоса	$G$ , кг/с	$\Delta P$ , МПа	$\eta_{пр,о.е.}$	$\eta_{н,о.е.}$	$\dot{v}$ , м <sup>3</sup> /кг	$P$ , МВт
КН	64,60	2,5	0,8	0,77	0,001	0,28
ПН	101,78	15,3	0,85	0,8	0,00115	3,21
ГЦН	15318	10	0,9	0,85	—	0,24
ДН1	0,08	0,239	0,85	0,82	—	0,0069
ДН2	0,07	0,543	0,9	0,8	—	0,0068
ДН3	0,091	0,9	0,85	0,85	—	0,0637
ЦН	6021	—	0,9	0,82	—	1,39

Примечание.  $H_{ур. ГЦН} = 10$  м;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;  $H_{ур. ЦН} = 20 \cdot 10^{-6}$  м.

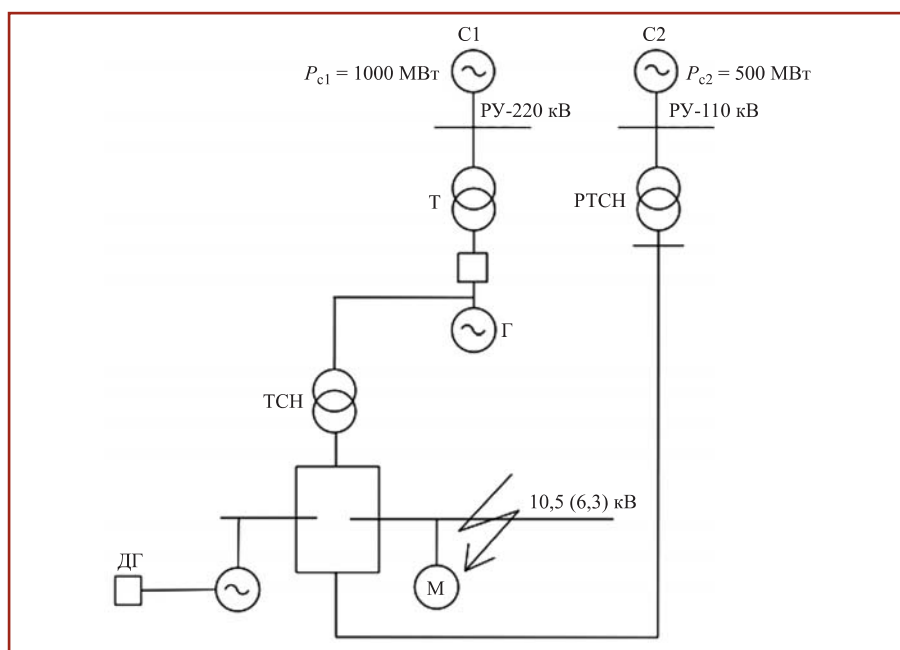


Рис. 3. Принципиальная схема предпочтительной схемы электроснабжения с.н. для варианта схемы 1

где  $G$  — расход среды через насос;  $\Delta P$  — напор, создаваемый насосом;  $\dot{v}$  — средний удельный объём среды в насосе;  $\eta_{пр}$  — КПД привода насоса, равный 0,9, по аналогии с действующими АЭС;  $\eta_{н}$  — внутренний относительный КПД насоса, принимается по аналогии с действующими АЭС для каждого типа насоса.

Суммарная мощность собственных нужд составляет:

$$N_{с.н.} = N_{кн} + N_{пн} + N_{гцн} + N_{др} + N_{цн} = 5,197 \text{ МВт,}$$

где  $N_{кн}$  — мощность конденсатного насоса;  $N_{пн}$  — мощность питательного насоса;  $N_{гцн}$  — мощность главного циркуляционного насоса;  $N_{др}$  — мощность дренажных насосов;  $N_{цн}$  — мощность циркуляционного насоса.

Результаты расчёта представлены в табл. 1.

По результатам расчёта выбраны рабочий и резервный трансформаторы с.н. с номинальной мощностью по 6300 кВ·А каждый, а также установлено, что независимым (аварийным) источником питания с.н. является дизель-генератор.

#### Выбор варианта схемы электроснабжения потребителей с.н. для различных схемных решений АСММ

Согласно нормам МАГАТЭ по безопасности система электроснабжения с.н. АЭС делится на несколько различных подсистем [1, 9]:

- предпочтительная схема электроснабжения;
- резервная схема электроснабжения;
- альтернативная схема электроснабжения;
- бесперебойная схема электроснабжения.

Исходя из сказанного, можно заключить, что существует значительное число вариантов построения схем электроснабжения с.н. АЭС. Основными можно назвать предпочтительные схемы в зависимости от режима ТСН и РТСН (явный и неявный резерв) и от уровня напряжения подключения РТСН, применения различного числа ступеней напряжения.

Система электроснабжения с.н. рассматриваемых далее схемных вариантов состоит из двух ступеней напряже-

ния — 10,5 (6,3) кВ и 0,4 кВ. Кроме того, принято, что рассматриваемый энергоблок подключён к сети 110 – 220 кВ.

Система электроснабжения с.н. по предпочтительной схеме питания, изображённой на рис. 3, получает электроэнергию от ТСН, подключённого к генераторному токопроводу. Резервным источником питания системы служит РТСН, подключённый к РУ 110 кВ. ТСН и РТСН работают по схеме явного резерва.

Система электроснабжения с.н. по предпочтительной схеме питания, изображённой на рис. 4, получает электроэнергию от ТСН, подключённого к РУ 220 кВ. В качестве резервного источника питания используется трансформатор РТСН, подключённый к РУ 110 кВ. ТСН и РТСН работают в режиме явного резерва.

Система электроснабжения с.н. по предпочтительной схеме питания, изображённой на рис. 5, получает электроэнергию от ТСН, подключённого к генераторному токопроводу, а РТСН подключён к РУ 220 кВ, ТСН работает в режиме неявного резерва.

При окончательном выборе схемы электроснабжения потребителей с.н. АЭС следует определить переходные и установившиеся значения напряжения и частоты на шинах системы электроснабжения после аварийных событий для всех режимов работы энергоблока.

Анализ переходных процессов в системе с.н. атомных электростанций проводится в соответствии с требованиями стандарта IEC 62855 [1]. Данный международный стандарт содержит рекомендации по анализу систем электроснабжения переменного и постоянного тока атомных электрических станций в целях продемонстрировать, что схема электроснабжения достаточна и надёжна для безопасной эксплуатации АЭС. Распространённые аварийные события, которые должны быть рассмотрены: аварии в энергосистеме, короткие замыкания и замыкания на землю, устранённые основной и резервной релейной защитой; короткие замыкания и замыкания на землю в цепи главного генератора, блочного трансформатора и ТСН; короткие замыкания и замыкания на землю в цепи системы электроснабжения с.н.; изменение частоты тока.

Значительное внимание уделяется анализу перевода шин на другой источник питания, вызванного возмущениями в энергосистеме и в цепи системы электроснабжения, ложными срабатываниями релейной защиты или ошибками оперативного персонала; исследованию пуска и самозапуска двигателей; работе энергоблока на собственные нужды.

Выполнен расчёт токов трёхфазных КЗ для рассматриваемых вариантов

схем электроснабжения с.н. По результатам расчётов проведено сравнение вариантов по значениям токов КЗ. При этом следует отметить, что данные зна-

чения оказывают непосредственное влияние как на построение схемы электроснабжения с.н., так и на её стоимость в целом.

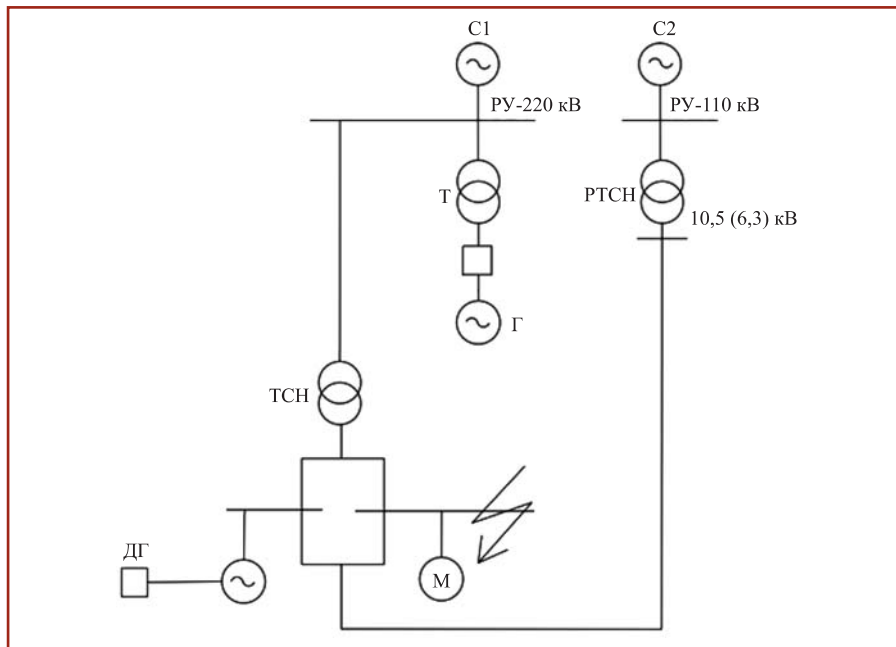


Рис. 4. Принципиальная схема предпочтительной схемы электроснабжения с.н. для варианта схемы 2

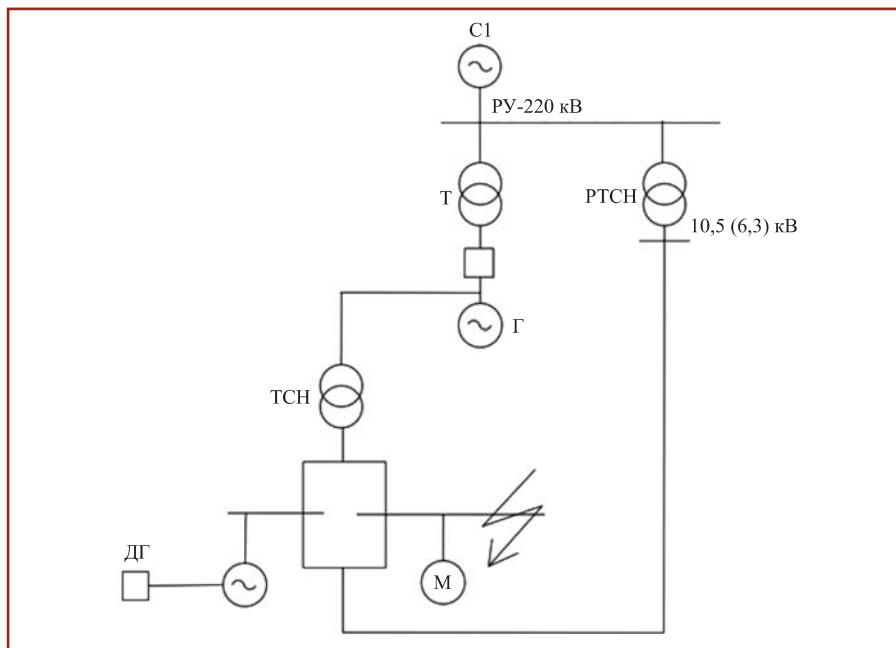


Рис. 5. Принципиальная схема предпочтительной схеме электроснабжения с.н. для варианта схемы 3

Расчёт токов трёхфазных КЗ был выполнен для следующих режимов питания системы с.н.:

- при питании секций РУ с.н. по предпочтительной схеме электроснабжения (от ТСН);

- при питании потребителей с.н. по резервной схеме электроснабжения (при работе трансформаторов по схеме явного резерва – от РТСН, при работе по схеме неявного резерва – от другого ТСН).

Базисная мощность, принятая для расчётов,  $S_6 = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , базисные напряжения секций составляют  $U_{61} = 230 \text{ кВ}$ ,  $U_{62} = 10,5 \text{ кВ}$  и  $U_{63} = 6,3 \text{ кВ}$ . Результаты проведённых расчётов, при напряжении на шинах с.н. 10,5 кВ представлены в табл. 2.

Анализ максимальных значений токов короткого замыкания необходим также для выбора коммутационной и токоведущей аппаратуры. Согласно ПУЭ и опыта проектирования АЭС были приняты рекомендуемые граничные значения для уровней токов КЗ в системе с.н.:  $I_{по}^{(3)} — 20 \text{ кА}$ ,  $i_{уд}^{(3)} — 50 \text{ кА}$ .

Анализ результатов расчёта показал, что варианты построения схем 1 и 2 являются благоприятными для РУ с.н. 10,5 кВ, так как  $I_{по}^{(3)}$  в вариантах схем меньше 20 кА, а значения ударного тока не превышает 50 кА. Значения токов КЗ для варианта 3, а также для всех схем при  $U_{с.н} = 6,3 \text{ кВ}$  превышают рекомендуемые пороговые значения, например, при  $U_{с.н} = 6,3 \text{ кВ}$  для схемы 1  $I_{по}^{(3)} = 23,69 \text{ кВ}$ , а для схемы 2  $I_{по}^{(3)} = 23,56 \text{ кВ}$ . Полученные уровни токов КЗ потребуют выбора коммутационной аппаратуры с большим током отключения, токопроводящих элементов и электродвигателей с большими номинальными значениями токов динамической стойкости, что приведёт к увеличению капитальных затрат.

### Системы собственных нужд энергокомплексов

Схема электроснабжения потребителей с.н. энергоблоков в значительной степени определяется типом энергокомплекса. Поскольку технологическая схема и главная электрическая схема энергокомплекса построены по блочному принципу без поперечных связей, схему системы с.н. целесообразно строить по тому же принципу. Это означает, что для электроснабжения системы с.н. каждого блока предусматривают отдельный рабочий трансформатор соответствующей мощности, который присоединяют к блокам между генератором и повышающим трансформатором (см. рис. 2). Кроме рабочих трансформаторов, для энергокомплекса необходимы два резервных трансформатора для замены рабочих трансформаторов в случае их повреждения. Один из них подключён к сборным шинам

Таблица 2

Вариант схемы с.н.	Условие КЗ	Значения токов КЗ в системе с.н. для схем 1 и 2	
		Начальное значение периодической составляющей, $I_{по}^{(3)}$ , кА.	Значение ударного тока, $i_{уд}^{(3)}$ , кА
Схема 1	Питание от ТСН	14,197	28,200
	Питание от РТСН	13,829	27,300
Схема 2	Питание от ТСН	14,109	28,049
	Питание от РТСН	13,829	32,770

РУ-220 кВ, второй — к токопроводам блока ГТУ.

В энергокомплексе ПГУ-330-ЯР с парогазовой технологией потребители с.н. АСММ и газотурбинных установок объединены общей резервной магистралью с.н. 6,3 кВ. При этом схема с.н. паротурбинного блока может иметь структуру предпочтительной схемы электроснабжения с.н. АСММ, изображённую на рис. 3 или 4.

Для электроснабжения потребителей с.н. энергоблоков ГТУ выбрана схема объединённого централизованного питания агрегатных и общестанционных с.н. на двух напряжениях (6,0 и 0,4 кВ), характерная для малоагрегатных станций. Номинальная мощность трансформаторов с расщеплённой обмоткой составляет 10 000 кВ·А. Одна из обмоток, напряжением 6,3 кВ, предназначена для питания потребителей с.н. ГТУ, другая (напряжением 4,0 кВ) — для питания тиристорного пускового устройства (ТПУ), которое используется для пуска ГТУ. При выборе схемы подключения ТПУ рассмотрены возможности его подключения к питающей сети и генератору. Тиристорный преобразователь является источником высших гармоник, поэтому при выборе места его подключения следует обеспечить гальваническую развязку ТПУ и с.н. электростанций. Питание двух ТПУ для двух ГТУ можно осуществить от специально выделенных трансформаторов или трансформаторов с.н. (см. рис. 2), а схема подключения к генератору организована таким образом, что от каждого ТПУ можно поочередно запускать любую ГТУ или проводить одновременный запуск обеих ГТУ при использовании двух ТПУ и, наконец, можно использовать два параллельно соединённых ТПУ для работы с одной ГТУ [10]. Для энергокомплексов с электрическими блочными связями (б, в) структура схемы с.н. может быть такой же, как для энергокомплекса ПГУ-220-ЯР, с учётом большего числа энергоблоков.

Для обеспечения живучести энергокомплекса в аварийных условиях энер-

госистемы или распределительной сети 220 кВ в проекте предусмотрено электроснабжение потребителей с.н. и местной нагрузки от отключённого от РУ 220 кВ энергоблока ГТУ. Этот способ сохранения с.н. всех энергоблоков обеспечением питания через сборные шины высшего напряжения или резервную магистраль с.н. 6,3 кВ при системной аварии заключается в создании в энергокомплексе автономной системы, включающей в себя турбогенератор ГТУ, потребителей с.н., потребителей электроэнергетики местной нагрузки от генераторного распределительного устройства (ГРУ). Его называют также автоматическим выделением с.н. (АВСН), которое предназначено для сохранения в рабочем режиме всех потребителей электроэнергетики с.н. на напряжении 6,0 и 0,4 кВ как основного технологического и электротехнического оборудования, так и оборудования вспомогательных цехов и хозяйственных объектов энергокомплекса.

### Выводы

Реакторы малой мощности — это новое направление развития энергетики, часть нового поколения перспективных проектов АЭС, разрабатываемых для обеспечения гибкого и экономически эффективного производства энергии для различных областей применения.

Разработка проектов энергокомплексов на базе энергоблоков АСММ и ПГУ показала эффективность технологического объединения базисных и высокоманёвренных электростанций для децентрализованного электроснабжения удалённых и изолированных районов.

Разработка системы собственных нужд энергокомплексов показала возможность использования опыта проектирования АЭС большой мощности и рекомендаций МАГАТЭ по безопасности при создании энергокомплексов на базе ядерных реакторов малой мощности и парогазовых технологий.

Использование способа электроснабжения потребителей с.н. и местной

нагрузки энергокомплекса от выделенного энергоблока ГТУ в аварийных ситуациях или распределительной сети 6 – 220 кВ повышает надёжность и живучесть энергокомплекса.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Nuclear power plants – Electrical systems – Electrical power systems analysis. — IEC, 2014.
2. Марцинкевич Б. Малые и средние АЭС // Geoenergetics.ru (аналитический онлайн-журнал) 10.01.2017 / 11679.
3. Касилов В. Ф., Дудолин А. А., Господченков И. В. Эффективность использования парогазовой технологии в энергоблоке АЭС с ядерным реактором СВБР-100 // Теплоэнергетика. 2015. № 5. С. 14 – 20.
4. Жуков В. В., Овечкин А. В. Перспективные энергокомплексы с парогазовыми технологиями и атомными электростанциями с ядерными реакторами малой мощности // Вестник МЭИ. 2019. № 6. С. 30 – 38.
5. Zhukov V. V., Pugachev R. V., Nyaware B. O. Energy complexes consisting of hydro and nuclear power plants with low power reactors: The international Ural conference on Green Energy, 4 – 6 October 2018, Chelyabinsk.
6. Крушельницкий В. Н. Области применения реакторных установок малой мощности // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики: Т. 2 / Под ред. А. А. Саркисова. — М.: Академ-Принт, 2015. — 387 с.
7. Новикова З. Ю., Хрусталева В. А. Эффективность комбинирования ГТУ с АЭС с ВВР // Труды Академэнерго. 2012. С. 66 – 74.
8. Зродников А. В., Тошинский Г. И. Модульные реакторы малой мощности для большой атомной энергетики // Атомная стратегия. 2005. № 16.
9. Design of Electrical Power Systems for Nuclear Power Plants No. SSG – 34, IAEA Safety Standards. — Vienna: IAEA, 2016.
10. Жуков В. В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками. — М.: Издат. дом МЭИ, 2015. — 519 с.

## ПОДПИСКА

Цены на подписку через редакцию на первое полугодие 2024 г.

129090, Москва, ул. Щепкина, 8.  
Тел. +7 (495) 234-74-21.  
energetick@mail.ru

Наименование издания	Подписной индекс	Цена одного экземпляра с почтовыми расходами в рублях	
		без НДС	с НДС
Энергетик	71108	2250,00	2475,00
Библиотечка электротехника	88983	1440,00	1584,00
Энергетика за рубежом	87261	1110,00	1221,00



DOI: 10.34831/EP.2024.85.39.004

УДК 621.316.311

## Проблемы функциональной несовместимости элементов гибкой ошиновки открытых распределительных устройств и воздушных линий электропередачи

МИРЗААБДУЛЛАЕВ А. О., канд. техн. наук  
АО «Техническая инспекция ЕЭС»  
109012, Москва, Китайгородский пр., 7, стр. 3  
akramzhan2011@yandex.ru

В инструкциях и руководствах по применению любого изделия, прибора или устройства указываются назначение, область применения, способы монтажа, а также предельные, граничные и допустимые условия их эксплуатации. Когда эти требования соблюдаются, функциональные характеристики всех смежных и взаимосвязанных элементов системы взаимодействуют гармонично, что в конечном итоге обеспечивает машинам, механизмам или любой многоэлементной системе условия для нормального выполнения своих функций. Поэтому помимо исправности и функциональности отдельного элемента системы необходимо обеспечение функциональной совместимости каждого элемента между собой. В статье рассмотрены случаи функциональной несовместимости элементов, используемых при монтаже и эксплуатации линейной арматуры гибкой ошиновки открытых распределительных устройств и воздушных линий электропередачи.

**Ключевые слова:** функциональная несовместимость, натяжной болтовой зажим, прессуемая линейная арматура, гибкая ошиновка, прочность заделки, разрывное усилие.

Произошедшие за последние 25 лет структурные преобразования в электроэнергетике кардинально изменили систему технического воздействия на энергетические объекты и на оборудование. С одной стороны, это положительно отражается на техническом состоянии объекта, когда речь идёт о применении современного передового оборудования при модернизации и реконструкции, и отрицательно, когда имеются в виду отступления от требований технических регламентов не только при эксплуатации подстанций и воздушных линий электропередачи (ВЛ), но и при их строительстве, реконструкции и техническом перевооружении [1]. Одна из причин возникновения подобной ситуации, помимо изменения функционала инженерно-технических работников [2] и снижения общего уровня подготовки кадров [3], — отмена или пересмотр ряда нормативно-технических документов (НТД). Особенно это проявилось после реализации механиз-

ма «регуляторной гильотины» [4], сопровождавшегося массовой отменой действующих технических регламентов и НТД, что привело к разрушению основ технических и технологических процессов из-за возникшего всеобщего пренебрежительного отношения к нормативам.

Таким образом, обеспечение технологической дисциплины при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении, а также при выполнении ремонтных работ на действующих подстанциях и ВЛ со сборкой изолирующих подвесок и с монтажом линейной арматуры для гибких ошинок становится актуальной задачей. Дефекты монтажа, которые возникают по причине нарушения технологии производства работ, становятся нередкостью. Более того, они обретают монотонно возрастающий характер, встречаются повсеместно и создают скрытую (эти дефекты не регистрируются) угрозу для надёжности энергообъектов. Рассмотрим два из них.

Практически повсеместно встречается функциональная несовместимость, связанная с дефектом монтажа натяжных болтовых зажимов типа НБ-2-6, НБ-3-6, НБ-90/15-22 и тому подобных. Для арматуры, воспринимающей нагрузки от натяжения проводов (тросов), значения разрушающей нагрузки, прочности заделки, а также схема приложения нагрузки должны соответствовать указанным в государственном стандарте, а также в технических условиях и рабочих чертежах на конкретные изделия арматуры (рис. 1) [5].

На рис. 2 приведена фотография наиболее часто встречающегося дефекта — неправильного монтажа натяжного болтового зажима НБ-2-6, который должен принимать на себя натяжения провода [6]. Казалось бы, провод заправлен в зажим, хомуты затянуты, а в чём суть дефекта монтажа и каковы последствия?

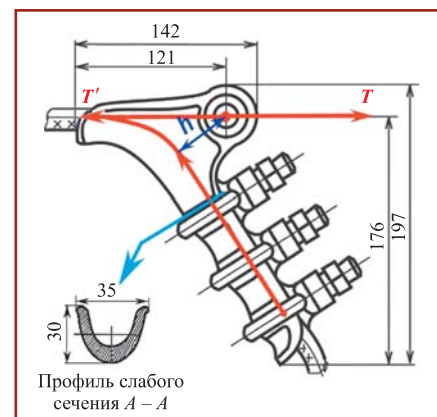


Рис. 1. Правильное положение натяжного болтового зажима НБ-2-6 после монтажа

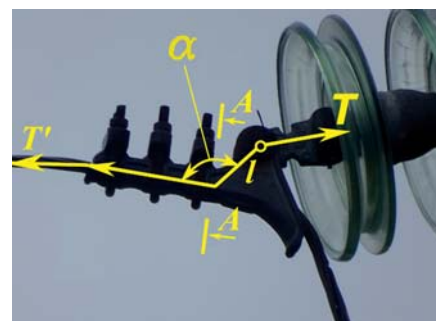


Рис. 2. Неправильный монтаж натяжного болтового зажима НБ-2-6

Как видно на рис. 2, натяжной болтовой зажим смонтирован с нарушением указаний по его монтажу [7]: часть зажима, на которой находятся болтовые хомуты, должна была быть направлена в сторону шлейфа и работать на сжатие (рис. 1), а фактически она направлена в сторону пролёта по натяжению провода и нагружается растягивающим усилием.

В результате зажим подвергается ненормированной нагрузке, т.к. изменилось направление действующей силы. На части зажима (сечение А – А на рис. 2), которая не усилена и не рассчитана на растягивающие нагрузки, действуют натягивающее усилие  $T_{нат}$  и разрывающий крутящий момент  $M(T)$ :

$$M(T) = T_{нат} l \sin(\pi - \alpha), \quad (1)$$

который должен быть уравновешен сопротивлением сечения А – А к разрывающему воздействию крутящего момента (рис. 2),

$$T_{AA} \frac{x_0}{2} = T_{нат} l \sin(\pi - \alpha), \quad (2)$$

отсюда,

$$T_{AA} = T_{нат} \frac{2l}{x_0} \sin(\pi - \alpha). \quad (3)$$

Тогда совместное усилие осевого натяжения  $T_{нат}$  и крутящего момента создаёт на сечении А – А результирующую растягивающую нагрузку:

$$T_{рез}(x) = T_{нат} \left[ 1 + \frac{2l}{x_0} x \sin(\pi - \alpha) \right], \quad (4)$$

$$-\frac{x_0}{2} \leq x \leq +\frac{x_0}{2}.$$

На рис. 3 показано опасное сечение зажима НБ-2-6 с эпюрами распределения напряжения по данному сечению. Напряжение  $\sigma(x)$  распределено неравномерно по сечению площадью  $S$  (строго говоря, функция  $\sigma(x)$  нелинейна, но в данном случае это не принципиально). Под воздействием крутящего момента напряжение в сечении зажима будет меняться с отрицательного значения

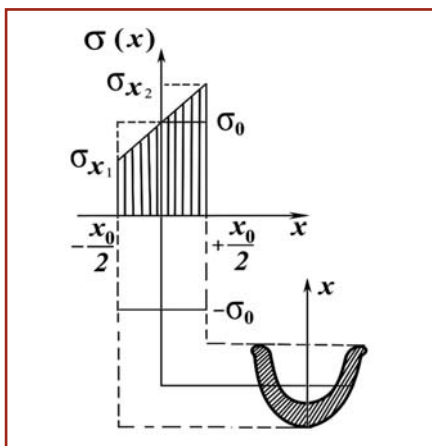


Рис. 3. Зависимость поперечного напряжения  $\sigma(x)$  в ослабленном сечении натяжного болтового зажима НБ-2-6

(сжатие) при  $-x_0/2$  до положительного (растяжение) при  $+x_0/2$  (рис. 3):

$$\alpha(x) = -\frac{T_{рез}}{S} \left[ 1 + \frac{2l}{x_0} x \sin(\pi - \alpha) \right], \quad (5)$$

$$-\frac{x_0}{2} \leq x \leq +\frac{x_0}{2}.$$

В зависимости от материала зажима — ковкий чугун или сплав алюминия площадь  $S$  данного опасного сечения для НБ-2-6 находится в диапазоне 350 – 450 мм<sup>2</sup>.

При правильном монтаже болтового зажима НБ-2-6 опасное сечение зажима подвергается только деформации сжатия —  $\sigma_0$  (рис. 3). Это усилие не приведёт к разрушению болтового натяжного зажима даже в случае предельно допустимых нагрузок, т.е. при прочности заделки провода не менее 90 % его разрывного усилия [7]. Например, для провода АС 150/24 разрывное усилие  $T_{разАС150} = 52\,279$  Н, прочность заделки в болтовом натяжном зажиме должно быть не менее  $T_{зак} = 47\,051$  Н [7].

При монтаже натяжного зажима, как показано на рис. 2, сечение А – А зажима подвергается не просто растягивающему усилию  $T_{нат}$ , а также неравномерному напряжению вследствие воздействия крутящего момента, которое может привести к разрушению из-за превышения предельно допустимого значения этого напряжения. Например, для рассматриваемого натяжного болтового зажима НБ-2-6 (рис. 2)  $l = 0,05$  м,  $x = 0,03$  м,  $\alpha = 130^\circ$  и при натяжении  $T_{зак} = 47\,051$  Н, по формуле (3) можем получить:  $T_{AA} = 120\,143$  Н, т.е. на верхний край опасного сечения воздействует растягивающее усилие, более чем в 2,5 раза превышающее допустимое усилие. Это означает, что при таком монтаже натяжной болтовой зажим НБ-3-6 и ему подобные функционально несовместимы с натяжной изолирующей подвеской, т.к. в целом они снижают её механическую прочность.

В последние 10 – 15 лет в процессе строительства, реконструкции или даже при выполнении ремонтных, аварийно-восстановительных работ на ВЛ 35 – 220 кВ и подстанциях 35 – 220 кВ также допускается функциональная несовместимость при выполнении монтажных работ. При этом наблюдается несовместимость применяемого монтажного инструмента — гидравлического или механического пресса с матрицами с прессуемой линейной арматурой — аппаратными, ответвительными или натяжными зажимами. Как правило, при монтаже указанной линейной арматуры необходимо руководствоваться соответствующими технологическими картами (или инструкциями для данного монтажного инструмента), где для каждого типа линейной арматуры указываются соответствующие требования по качеству, технологии и типу матрицы для опрессовки.

В настоящее время, ввиду того, что на рынке инструментов появились схожие по типу и функциональному назначению монтажные инструменты, многократно возросла вероятность возникновения функциональной несовместимости. Например, имеются гидравлические прессы разных конструкций с комплектами матриц круглого или шестигранного профиля для широкого диапазона сечений кабелей и проводов. При этом гидравлические прессы с комплектами матриц, предназначенные для опрессовки кабельных наконечников из алюминия, меди и медных сплавов, имеют компактный вид, легки в применении, в том числе на высоте (в люльке подъёмного сооружения) [9]. Данное обстоятельство, главным образом, и способствует возникновению функциональной несовместимости при опрессовке линейной арматуры: соединительных, ответвительных, натяжных и аппаратных зажимов.

На матрицах таких гидравлических прессов указаны сечения проводов, на которые рассчитана опрессовка соответствующих кабельных наконечников. Например, гидравлический пресс ППП-300 укомплектован матрицей ТМЛс16-ТМЛс240, которая позволяет опрессовать наконечники для кабелей сечением жил от 16 до 240 мм<sup>2</sup>. Однако следует подчеркнуть, что эти матрицы предназначены только для кабельных наконечников! Ни в коем случае ими нельзя опрессовывать указанную выше линейную арматуру, даже если на матрице указано соответствующее сечение провода.

Принципиальное отличие кабельных наконечников и линейной арматуры — аппаратных зажимов заключается в толщине их гильзы в зоне опрессовки. У кабельных наконечников толщина стенки прессуемой втулки значительно меньше, чем толщина втулки у аппаратного зажима. Например, кабельный наконечник ТМЛ (DIN)185-16 имеет толщину стенки опрессуемой части втулки 3,25 – 3,5 мм, а аппаратный зажим, например А2А-185, имеет толщину втулки 5 – 6 мм. К чему это приводит? Данное функциональное несоответствие при опрессовке линейной арматуры обуславливает изменение формы и структуры элементов зажима так, что такой зажим уже не может обеспечить необходимые, заложенные в конструкции, технические и эксплуатационные качества: механическую прочность при гололёдно-ветровых нагрузках, электрическую проводимость и термическую стойкость к токам короткого замыкания и перегрузкам. На рис. 4 и 5 приведены образцы монтажа, выполненного при функциональной несовместимости монтажного инструмента и монтируемой линейной арматуры.

Аппаратный зажим А2А-120 (рис. 4) с наружным диаметром втулки 23,5 мм



Рис. 4. Аппаратный зажим на проходном изоляторе к ЗРУ 35 кВ

должен быть опрессован матрицей с  $D = 23,5$  мм, а фактически опрессован матрицей для кабельного наконечника с  $D = 20,5$  мм и  $C = 9$  мм (рис. 6). Как видно на рис. 4, параметр использованной матрицы  $H$  сравним с диаметром провода, т. е.  $H \approx D$ , что означает существенное уменьшение толщины втулки аппаратного зажима в зоне опрессовки, особенно в месте, указанном стрелкой. В результате не только испорчен внешний вид, но и значительно ухудшено электрическое и механическое качество зажима, так как его сечение уменьшено из-за глубокой деформации. Поверхность опрессованной зоны зажима имеет неоднородности, которые будут создавать ультразвуковой шум и помехи в радио- и ультрафиолетовом диапазонах. Такие же последствия наблюдаются у опрессованных зажимов, приведённых на рис. 5 и 7.

Качество опрессовки линейной арматуры — аппаратных зажимов, изображённых на рис. 8, может быть оценено удовлетворительно, так как у них нет таких грубых отклонений от требований норматива.

В наилучшем варианте после опрессовки шестигранной матрицей поперечное сечение зоны опрессовки должно выглядеть как шестигранник, вписанный в окружность с диаметром, равным параметру матрицы  $D$  (рис. 5 и 7). Тогда коэффициент опрессовки  $k_o$  будет равен

$$k_o = \frac{S_o}{S_6} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi}, \quad (6)$$

где  $S_o$  — площадь окружности с диаметром  $D$ ,  $S_o = \frac{\pi}{4} D^2$ ;  $S_6$  — площадь формируемого шестигранника:

$$S_6 = \frac{3\sqrt{3}}{4} D^2. \quad (7)$$

При этом электромеханические качества зажима будут соответствовать конструкторско-технологическим документам.

Следует отметить, что у шестигранных матриц для опрессовки линейной арматуры ширина зоны опрессовки — параметр  $C$  значительно больше, чем у матриц для опрессовки кабельных наконечников. Как видно на рис. 10, параметр  $C > B$ , и это не случайно. При опрессовке аппаратных зажимов с соответствующими матрицами, параметр  $C$  обеспечивает равномерное давление на большей площади втулки (рис. 10), в результате внутренняя поверхность втулки равномерно прижимается к проводу. А при опрессовке матрицей для кабельного наконечника с меньшим параметром  $C$ , вдавливание происходит на меньшей площади, и матрица просто врежется во втулку и не обеспечивает необходимое давление внутренней стенкой на провод. При этом необходимый контакт не обеспечивается, а аппа-



Рис. 5. Ответственный зажим гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ:

а — грубое нарушение технологии монтажа; б — монтаж несоответствующей матрицей

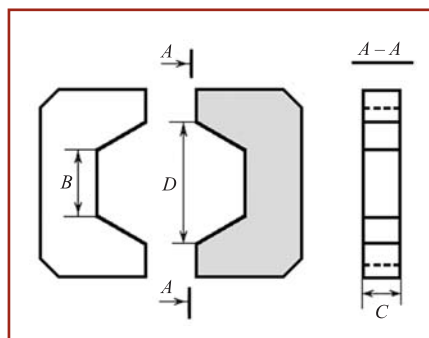


Рис. 6. Профиль и ширина шестигранной матрицы для опрессовки кабельных наконечников



Рис. 7. Аппаратный зажим на ошиновке трансформатора тока ТТ-110 кВ опрессован матрицей для кабельного наконечника

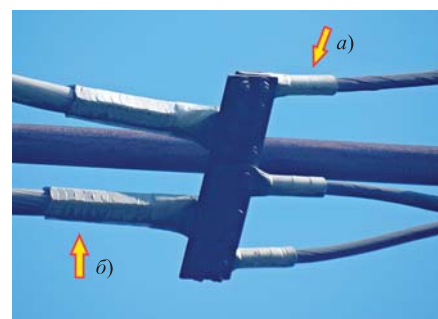


Рис. 8. Правильно выполненная опрессовка аппаратных зажимов:

а — круглый профиль; б — шестигранный профиль

ратный зажим недопустимо деформируется (рис. 4, 5, 7).

Такие зажимы по своим электрическим и механическим параметрам не

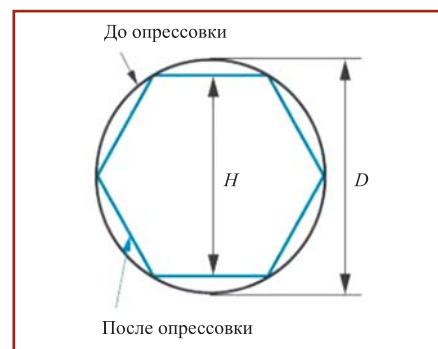


Рис. 9. К определению коэффициента опрессовки

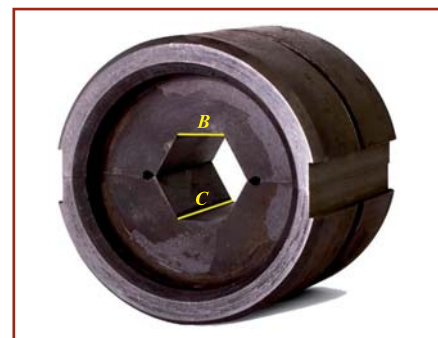


Рис. 10. Шестигранная матрица для опрессовки линейной арматуры



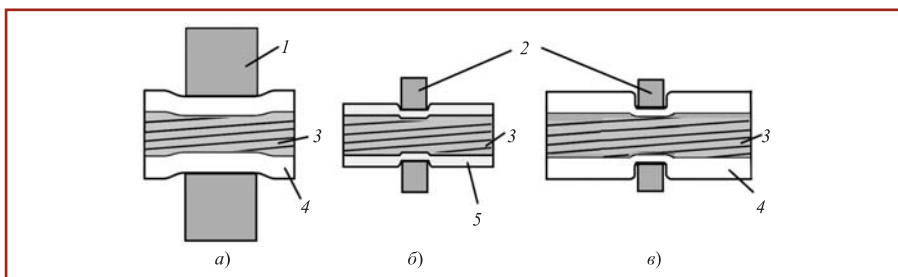


Рис. 11. Расположение матриц и прессуемая зона втулок аппаратного зажима и кабельного наконечника:

1 — матрица для линейной арматуры; 2 — матрица для кабельного наконечника; 3 — провод во втулке; 4 — втулка аппаратного зажима; 5 — втулка кабельного наконечника

соответствуют требуемым нормам и подлежат браковке. В противном случае, они снижают надёжность ВЛ или гибкой ошиновки на ОРУ подстанций, так как могут привести к отказам этих объектов при погоднo-климатических или режимных воздействиях.

На рис. 11 приведено расположение матриц и прессуемая зона втулок аппаратного зажима и кабельного наконечника при допущенном функциональном несоответствии: а — втулка аппаратного зажима при нормальной опрессовке; б — втулка кабельного наконечника при опрессовке соответствующей матрицей; в — втулка аппаратного зажима при опрессовке несоответствующей матрицей.

### Выводы

1. Образование дефектов монтажа линейной арматуры при ремонте, реконструкции и строительстве воздушных линий электропередачи и подстанций, ранее возникавших стихийно, в настоящее время в условиях снижения требований к нормативно-техническим

документам принимает характер определённой закономерности — возникновение проблемы функциональной несовместимости элементов и, как следствие, создание скрытой угрозы надёжности воздушных линий и подстанций.

2. В целях обеспечения надёжности эксплуатации воздушных линий электропередачи и подстанций и недопущения возникновения условий функциональной несовместимости элементов линейной арматуры с изолирующей подвеской и с монтажным инструментом, необходимо рассматривать эти вопросы при подготовке, аттестации и перееаттестации инженерно-технического и рабочего персонала энергокомпаний и строительнo-монтажных организаций.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаабдуллаев А. О. Практические вопросы диагностики воздушных линий электропередачи // Энергоэксперт. 2022. № 1. С. 40 — 43.  
2. Мирзаабдуллаев А. О. Эффективность функционирования персонала — основа надёжности электросетевого ком-

плекса // Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики. Под общ. ред. чл.-корр. РАН Н. И. Воропая. Сб. докл. Кн. 2. — Иркутск, 2021. С. 320 — 329.

3. Назарычев А. Н., Крупенёв Д. С. Надёжность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения. — Новосибирск: Наука, 2020. — 224 с.

4. Кнутов А. В. «Регуляторная гильотина» в России и ее количественные результаты / А. В. Кнутов, С. М. Плаксин, Р. Х. Синятуллин, А. В. Чаплинский // Право. Журнал Высшей школы экономики. 2022. Т. 15. № 2. С. 4 — 27.

5. ГОСТ Р 51177—2017. Арматура линейная. Общие технические требования. — М.: Стандартинформ, 2017. — 24 с.

6. Отраслевые типовые материалы для проектирования 12276 ТМ. Изолирующие подвески ВЛ 35 — 750 кВ из изоляторов с шарнирным сопряжением по СТ СЭВ 170—65 и унифицированными конструкциями арматуры. Альбом 2, лист 21. URL: <https://gostrf.com/normadata/1/4293835/4293835435.htm>.

7. РД 34.20.504—94. Типовая инструкцию по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 — 800 кВ. — М.: СПО ОРГРЭС, 1994. — 133 с.

8. Правила устройства электроустановок. Раздел 2. Передача электроэнергии. Главы 2.4, 2.5. — 7-е изд. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. — 160 с.

9. Приказ Минтруда и соцзащиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н. «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

10. Писаренко Г. С. Справочник по сопротивлению материалов / Г. С. Писаренко, А. П. Яковлев, В. В. Матвеев // Отв. ред. Писаренко Г. С. — 2-е изд., перераб. и доп. — Киев: Наукова Думка, 1988. — 736 с.

Вышел в свет

журнал «Библиотечка электротехника» — приложение к журналу «Энергетик»  
Выпуск 12 (300) 2023 г.

ГАРИЕВСКИЙ М. В., ЛАЗАРЕВ Г. Б., ХРУСТАЛЕВ В. А.

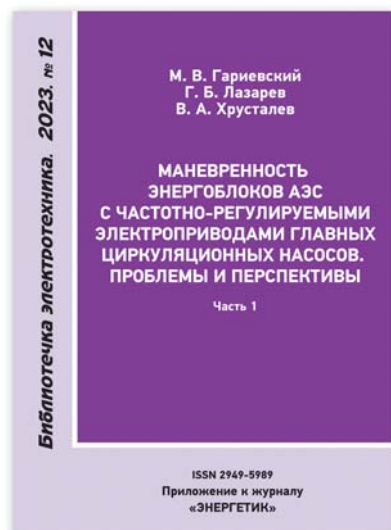
## МАНЕВРЕННОСТЬ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫМИ ЭЛЕКТРОПРИВОДАМИ ГЛАВНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ НАСОСОВ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Часть 1

Обоснована необходимость повышения маневренности, приемистости, эксплуатационной живучести и безопасности работы АЭС с ВВЭР. Приведены результаты разработок и исследований наиболее значимых аспектов системного влияния частотно-регулируемых приводов главных циркуляционных насосов на маневренность энергоблоков АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами и реакторами на быстрых нейтронах.

Предназначена для научных работников, специалистов, аспирантов, студентов старших курсов по специальностям энергетика, ядерные энергетические установки, электротехнические комплексы и системы.

По вопросам приобретения обращаться в редакцию  
к Давыденко Елене Иосифовне +7 495 234-74-21





DOI: 10.34831/EP.2024.75.84.005

УДК 621.316.11

## Программное обеспечение расчётов несбалансированных режимов работы в электрических сетях низкого напряжения

НАУМОВ И. В., доктор техн. наук

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск

Иркутский государственный аграрный университет имени А. А. Ежевского, Иркутский район

[professornaumov@list.ru](mailto:professornaumov@list.ru)

Представлена разработка нового программного комплекса для ЭВМ, позволяющего проводить оценку несбалансированных режимов работы действующих электрических сетей низкого напряжения. Установлено, что несбалансированность режимов работы этих сетей обусловлена несимметрично-несинусоидальным электропотреблением. Архитектура программного обеспечения разработана на основе использования объектно-ориентированного языка программирования «C Sharp» (C#), позволяющего проводить управление разработанными классами алгоритмов вводимых исходных данных, а также машинный анализ наполняемости дополнительных симметричных составляющих последовательностей токов и напряжений, обусловленных эмиссией высших гармонических составляющих. Апробирование предложенного программного обеспечения на реальном примере исследования несбалансированных режимов работы действующих низковольтных электрических сетей позволило установить степень эффективности применения технических средств балансирования режимов работы исследуемых сетей. Результаты исследования могут быть полезны научным работникам, занимающимся исследованиями в области энергосбережения и повышения качества электрической энергии, а также специалистам инженерно-технических служб предприятий, заинтересованных в корректной оценке режимов работы ведомственных электрических сетей и улучшении качества их функционирования.

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** несимметрия, несинусоидальность, гармоники, несбалансированность, напряжение электропитания, потери энергии, балансирующее устройство.

Последние годы в научных кругах российских вузов вновь активизировался интерес к режимам работы распределительных электрических сетей 0,4 кВ [1 – 10]. Интерес исследователей в значительной степени связан с несимметричными режимами работы, обусловленными в основном как неравномерным распределением мощных однофазных электроприёмников (ЭП) в трёхфазной системе электропитания, так и вероятностным характером коммутаций этих ЭП. Безусловно, такие же режимы возникают и при аварийных ситуациях (обрыв проводов), либо в неполнофазных ответвлениях. Но на современном этапе развития низковольтной электроэнергетики неполнофазные

режимы работы низковольтных электрических сетей (НЭС) практически не встречаются и могут возникать именно только при аварийных ситуациях. Трёхфазное напряжение электропитания стало нормой электропотребления, как производственных, так и коммунально-бытовых и административных потребителей.

Вместе с этим, развитие современной электроники, создание новейших ЭП, работающих преимущественно на постоянном напряжении электропитания, обуславливает широкое внедрение преобразователей, область применения которых весьма разнообразна. В настоящее время использование преобразовательной техники востребовано

в различных отраслях хозяйственной деятельности: промышленности, военном-промышленном и агропромышленном комплексах, в быту. По опубликованным за 2016 – 2019 гг. данным продажи (а значит и востребованность) преобразователей в России выросли на 21,4% (с 62,2 до 75,5 млн шт.) [11], а среднегодовой прирост производства этих устройств за период 2017 – 2022 гг. составил 19,3% [12].

Наряду с неоспоримыми достоинствами данного вида устройств при их востребованности, существует и ряд отрицательных факторов, в значительной степени снижающих их эффективность. Речь идёт о генерации высших гармонических составляющих (ВГС) тока и напряжения, эмиссия которых при функционировании преобразователей (в силу нелинейности их элементной базы), с одной стороны, увеличивает потери электроэнергии (гармоники тока) и, с другой — искажает её качественные показатели (гармоники напряжения). При этом определённые совокупности ВГС формируют дополнительные последовательности симметричных составляющих: 2-я, 5-я, 8-я, 11-я... — обратную последовательность ( $N$  — negative); 4-я, 7-я, 10-я, 13-я... — прямую последовательность ( $P$  — positive) и 3-я, 6-я, 9-я, 12-я... — нулевую последовательность ( $Z$  — zero). Исследованиям в области несинусоидальных режимов работы электрических сетей посвящено также значительное число опубликованных работ [13 – 22].

Вместе с этим, на современном этапе развития техники и технологий в различных отраслях хозяйственной деятельности рассматривать несимметричные и несинусоидальные режимы по отдельности не совсем корректно, поскольку дополнительно к несимметричности режимов работы НЭС, приводящей к появлению дополнительных симметричных составляющих  $N$  и  $Z$  — последовательностей токов и напряжений, добавляются и дополнительные  $P$ ,  $N$  и  $Z$  — последовательности, обусловленные эмиссией ВГС. При этом объединённые несимметричные режимы работы, обусловленные соответствующими эмиссиями симметричных составляющих обратной и нулевой последовательностей основной частоты в совокупности с аналогичными дополнительными прямой, обратной и нулевой последовательностей, вполне возможно объединить под одним общим

термином несбалансированного электропотребления.

На кафедрах электроснабжения технического и аграрного университетов г. Иркутска в течение многих лет проводились исследования несбалансированных режимов работы НЭС. Первоначально внимание было акцентировано лишь на несимметричных режимах этих сетей, разработке методов их расчёта, а также средств симметрирования [23 – 27]. В настоящее время, исходя из концепции рассмотрения объединённых несбалансированных режимов, исследования в этой области продолжаются, и отдельные результаты опубликованы в открытой печати [28, 29].

Цель, предлагаемой вниманию читателей статьи, — разработка программного обеспечения (ПО) расчётов режимов работы НЭС при несбалансированном электропотреблении. Соответственно поставленной цели, в статье предусмотрено решение двух основных задач: разработка непосредственно самого ПО на основе анализа существующих ресурсов, а также рассмотрение возможности использования предлагаемого ПО на примере реальных исследований в действующих цеховых электрических сетях низкого напряжения одного из промышленных объектов Иркутской области.

## Результаты исследования

### Методы и модели

Существующие ресурсы в виде программного обеспечения расчётов отдельно несимметричных и несинусоидальных режимов работы НЭС [30 – 36] позволяют оценивать уровень нарушения электромагнитной совместимости технических средств при симметричном или синусоидальном электропотреблении, а также определять эффективность применения различных технических средств либо симметрирования, либо уменьшения эмиссии ВГС [37 – 42]. При этом в качестве средства минимизации последствий такого электропотребления рассматривались или специализированные симметрирующие устройства (СУ) [24 – 26, 38, 42], или определённые фильтро-компенсирующие устройства (ФКУ) [17 – 22, 37, 39 – 41]. В основе каждого такого ПО лежат комплексы взаимосвязанных алгоритмических построений, основанных на разработанных методах, базой для которых является анализ схем замещения и составление уравнений для соответствующих компонентов прямой, обратной и нулевой последовательностей, обусловленных как действием основной частоты, так и действием ВГС. При этом в качестве балансирующих устройств использовались либо соответствующие СУ, либо ФКУ, либо вся совокупность балансирующих устройств, в зависимости от степени востребованности исследования.

Для расчёта и оценки общих несбалансированных режимов в НЭС и интеграции в эти сети специализированных универсальных компенсирующих ус-

тройств, представляющих собой комбинацию СУ и ФКУ [30 – 35], автором предлагалось усовершенствованное ПО, основанное на использовании модернизированных ресурсов [32 – 35], которые разработаны с использованием технологий MATLAB. При этом компилированное техническое средство (СУ + ФКУ, назовем его балансирующим устройством — БУ) достаточно подробно описано в [28].

В основе разработанных программ расчёта несбалансированных режимов работы НЭС лежит метод определения симметричных составляющих токов и напряжений, изложенный в [26, 27]. Указанный метод предполагает определение показателей качества электрической энергии, устанавливаемых государственными стандартами разных стран [42 – 45], а также показателя, характеризующего дополнительные потери электрической энергии, предложенного профессором Ф. Д. Косоуховым [46]. При этом метод предусматривает определение показателей качества как при отсутствии в сети средства балансировки — БУ, так и при его подключении в любой точке НЭС.

Оцениваемыми показателями, характеризующими степень несбалансированности режима, являются следующие критерии:

$$K_{2u} = \frac{U_2}{U_1} 100\%; K_{0u} = \frac{U_0}{U_1} 100\%;$$

$$\delta U_{(-)} = \left[ \frac{U_H - U_{m(-)}}{U_0} \right] 100\%;$$

$$\delta U_{(+)} = \left[ \frac{U_{m(+)} - U_H}{U_H} \right] 100\%;$$

$$K_P = 1 + K_{2i}^2 + K_{0i}^2 K_R + K_{1iHARM}^2 + K_{2iHARM}^2 + K_{0iHARM}^2 K_R, \quad (1)$$

где  $K_{2u}$  и  $K_{0u}$  — коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям напряжения соответственно;  $\delta U_{(-)}$ ,  $\delta U_{(+)}$  — отрицательное и положительное установившиеся отклонения напряжения соответственно;  $U_1$ ,  $U_2$ ,  $U_0$  — симметричные составляющие напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей напряжения электропитания;  $U_{m(-)}$ ,  $U_{m(+)}$  — значения напряжения электропитания, меньшие  $U_H$  и большие  $U_H$  соответственно, усреднённые в интервале времени 10 мин в соответствии с требованиями [42];  $U_H$  — напряжение, равное стандартному номинальному напряжению  $U_{ном}$  или согласованному напряжению  $U_c$ ;  $K_{2i}$  и  $K_{0i}$  — соответственно коэффициенты обратной и нулевой последовательностей токов, представляющие отношение токов обратной и нулевой последовательностей основной частоты к току прямой последовательности этой же частоты;  $K_{1iHARM}$ ,  $K_{2iHARM}$  и  $K_{0iHARM}$  — соответственно коэффициенты гармонических составляющих токов  $P$ ,  $N$  и  $Z$  последовательностей, представляющие собой отношение гармоники тока соответствующей последовательности к току

прямой последовательности основной частоты;  $K_R = r_0/r_1$  — коэффициент активного сопротивления ЛЭП;  $r_1 = r_\phi$  — активное сопротивление прямой последовательности, равное фазному сопротивлению линии электропередачи;  $r_0 = r_\phi + 3r_N$  — активное сопротивление нулевой последовательности ЛЭП;  $r_N$  — активное сопротивление нейтрального проводника.

Кроме того, несбалансированность режима и эффективность использования БУ могут быть оценены путём определения потерь активной и реактивной мощностей при отсутствии и наличии в электрической сети БУ. Потери мощности в сети определяются традиционными методами, с учётом потерь в линии и силовом трансформаторе. Потери мощности при включении БУ в исследуемой электрической сети определяются на основании использования закона Джоуля-Ленца от тех дополнительных токов, которые протекают в самом устройстве. При этом эффективность устройства безусловно учитывается с учётом потерь в устройстве. В общем случае потери мощности при включении устройства оцениваются по выражению:

$$\Delta P_{БУ} = \Delta P \frac{K_P}{K_{PБУ}}, \quad (2)$$

где  $\Delta P$  — потери мощности в электрической сети при отсутствии БУ;  $K_P$  — коэффициент потерь, определяемый по выражению (1) в случае, когда БУ в сети отсутствует;  $K_{PБУ}$  — коэффициент потерь, определяемый по выражению (1) при включении БУ в сети. Симметричные составляющие составляющих токов и напряжений, лежащие в основе расчёта исследуемых показателей получены на основании эквивалентных схем замещения (рис. 1). При этом в состав суммарных комплексных проводимостей схем соответствующих последовательностей, дополнительно вводятся проводимости БУ, вычисляемые по следующим выражениям:

$$\underline{Y}_{s1} = \underline{Y}_1 + \underline{Y}_{s1} + \underline{Y}_{БД1};$$

$$\underline{Y}_{s2} = \underline{Y}_2 + \underline{Y}_{s2} + \underline{Y}_{БД2};$$

$$\underline{Y}_{s0} = \underline{Y}_0 + \underline{Y}_{БД0} \quad (3)$$

В выражении (3)  $\underline{Y}_1$ ,  $\underline{Y}_2$  и  $\underline{Y}_0$  — комплексные проводимости прямой, обратной и нулевой последовательностей, включающие в себя параметры электрической сети соответствующих последовательностей (линия 10 кВ, силовой трансформатор, линия 0,4 кВ);  $\underline{Y}_{s1}$  и  $\underline{Y}_{s2}$  — комплексные проводимости трёхфазной симметричной нагрузки, подключаемой в узле нагрузки;  $\underline{Y}_{БД1}$ ,  $\underline{Y}_{БД2}$  и  $\underline{Y}_{БД0}$  — комплексные проводимости универсального балансирующего устройства), определение которых и схемное исполнение самого устройства подробно рассмотрены в [28].

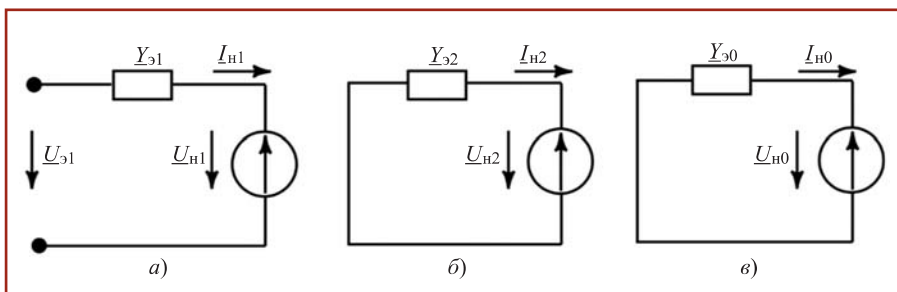


Рис. 1. Эквивалентные схемы замещения для прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей

### Разработка программного обеспечения

Как отмечено выше, ранее расчёт несбалансированных режимов в НЭС проводился на основе модернизированных программных комплексов [29–30], разработанных в пакете MATLAB. Новое программное обеспечение «Unbalance-3» создано на основе объектно-ориентированного языка программирования «C Sharp» (C#). Преимуществом данного языка является тот факт, что он разрабатывался как язык программирования прикладного уровня для CLR (CLR — Common Language Runtime — исполняющая среда для байт-кода CIL (MSIL), в который компилируются программы, написанные на .NET-совместимых языках программирования. CLR — один из основных компонентов пакета Microsoft). Опыт программирования на этом языке уже есть, примером могут служить программный комплекс (ПК) [47], с помощью которого можно осуществлять моделирование и расчёт любых ситуаций

с изменяющимся уровнем несимметричного электропотребления, а также программа «Unbalance-Modul» [31], позволяющая проводить расчёты несимметричных режимов в действующих электрических сетях также при отсутствии и включении в исследуемой сети средств симметрирования.

Архитектура ПК «Unbalance-3»<sup>1</sup> позволяет осуществлять ориентированное управление тремя составными классами (рис. 2):

1 класс — ввод параметров силового трансформатора (СТ): ток холостого хода, напряжение короткого замыкания, мощность холостого хода, номинальная мощность СТ, мощность короткого замыкания, комплексный коэффициент трансформации, полные комплексные сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей СТ. В этом же классе проводится ввод

<sup>1</sup> В настоящее время производится оформление прав на государственную регистрацию программного комплекса «Unbalance-3».

полных комплексных сопротивлений прямой (обратной) последовательностей линии высокого напряжения (10 кВ), по которой питание подаётся на обмотку высшего напряжения СТ.

2 класс — ввод параметров линии низкого напряжения (0,4 кВ): длина, км; удельные активное и индуктивное сопротивления фазного и нулевого проводников, Ом/км; полные комплексные сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей.

3 класс — ввод основных параметров, полученных предварительно при измерении сертифицированным прибором: фазные и междуфазные напряжения, фазные токи, десятиминутные временные интервалы, значения активной мощности трёхфазной симметричной нагрузки (двигательная нагрузка), значения коэффициентов гармонических составляющих токов и напряжений для каждой из трёх фаз (до 40-й гармоники включительно), а также углы фазового сдвига между токами и напряжениями соответствующих фаз; потребляемые активная и реактивная мощности. Значения основных параметров вводятся для каждого из 1008 десятиминутных интервалов, в соответствии с [42]. Ряд основных параметров для каждого из 10-минутных интервалов включает в себя 364 значения исходных данных. Кроме того, в этом же классе производится ввод дополнительных данных: комплексного оператора поворота ( $a = e^{-j120^\circ}$ ); комплексного коэффициента ( $e1 = e^{j180^\circ}$ ), заменяющего в алгоритме программы, знак «—», а также комплексного коэффициента, равного сопротивлению обратной последова-

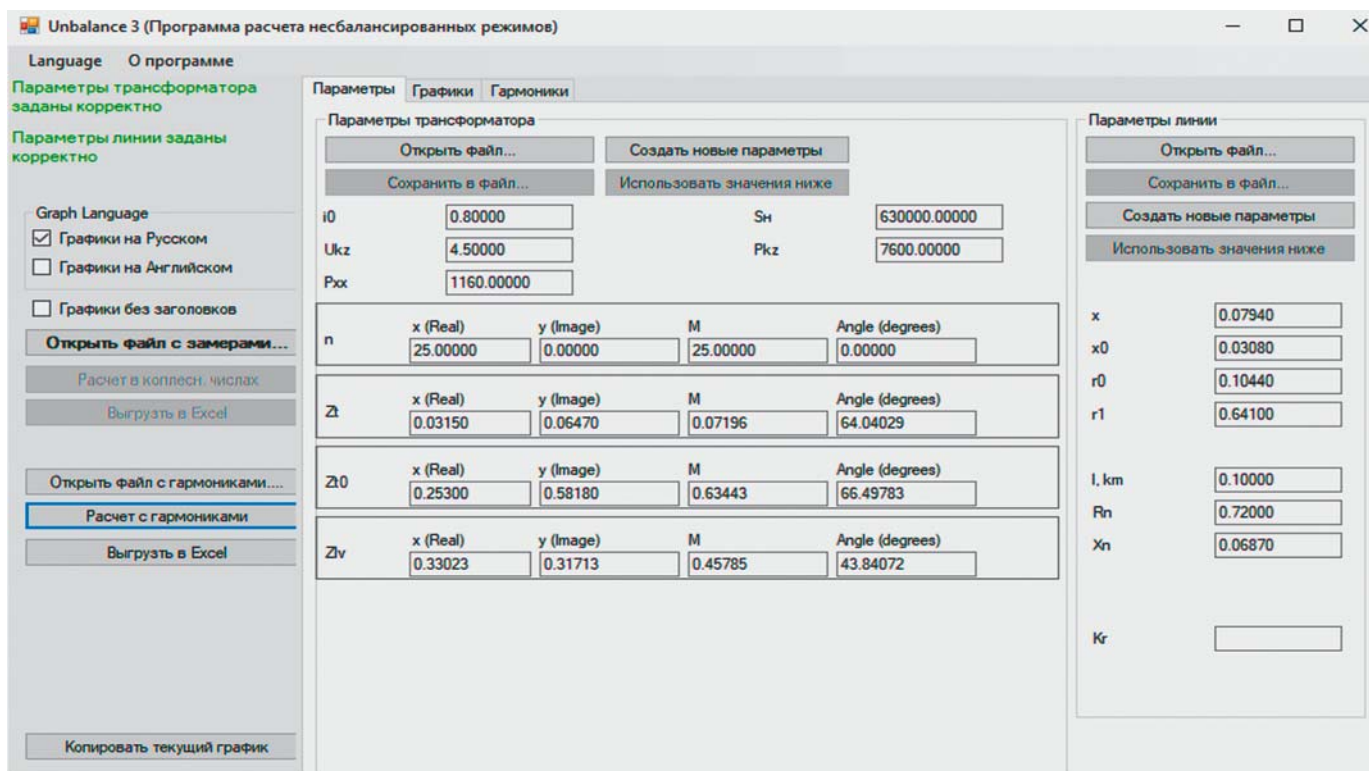


Рис. 2. Окно программы «Unbalance-3» после ввода исходных данных

тельности симметричной нагрузки в относительных единицах. Для обобщённого узла нагрузки, где подключается БУ, этот коэффициент составляет  $0,0735e^{j54,689^\circ}$  [26].

Ввод всех исходных данных проводится посредством предварительного создания текстовых файлов для каждого из трёх классов вводимых параметров. После открытия программы (рис. 2) проводится загрузка данных класса 1. При этом если возникает необходимость изменения исходных данных, необходимо пройти по ссылке «Использовать значения ниже», провести замену данных и зафиксировать данные кнопкой «Сохранить в файл». Далее, так же проводится загрузка данных следующего класса. При корректной загрузке данных классов 1 и 2 в верхнем левом углу окна (рис. 2) загораются надписи: «Параметры трансформатора (линии) заданы корректно». Если происходит нарушение логики ввода данных, здесь же красным цветом отображается надпись: «Параметры трансформатора (линии) заданы некорректно».

После ввода данных классов 1 и 2 происходит переход по ссылке «Открыть файл с гармониками» и затем — клавиша «Расчёт с гармониками». Далее, как видно из рис. 2, можно открывать графики исследуемых коэффициентов, визуализация которых позволяет осуществлять их анализ при отсутствии в электрической сети БУ и при его подключении. Клавишей «Копировать текущий график» его можно скопировать в буфер обмена для последующей вставки в любой требуемый файл формата Word. Тремя клавишами управления графиками можно изменить язык заголовков графиков. В зависимости от требований издательства название заголовков могут быть на русском, английском, русском и английском, либо график может заголовка не иметь. Клавишей «Выгрузить в Excel» возможно зафиксировать все значения исследуемых показателей для численного анализа.

Неоспоримое достоинство ПК — возможность машинного анализа гармонического состава электрической энергии позволяющего оценивать любые показатели, связанные с изменением норм качества электроэнергии при фактических изменяющихся гармонических искажениях токов и напряжений в исследуемых электрических сетях. В каждом из 1008 десятиминутных интервалов проводится анализ совокупностей прямой, обратной и нулевой последовательностей ВГС. Состав каждой из этих последовательностей формирует только те суммарные значения, численное значение которых отлично от нуля в каждом 10-минутном промежутке. Например, в одном 10-минутном промежутке для дополнительной P-совокупности суммарное значение может включать все, скажем 4-я, 7-я, 10-я, 13-я и прочие гармоники тока или напряжения, а в другом — 4-я, 10-я, в третьем — 7-я и т. д. То же самое происходит и для

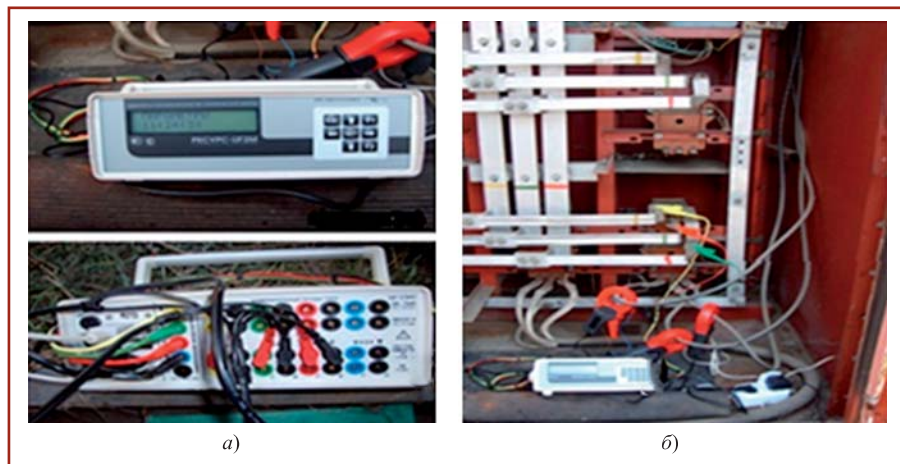


Рис. 3. Прибор «Ресурс-UF 2М» (а) и его подключение к исследуемой сети (б)

N и Z последовательностей. Такой машинный анализ проводится в каждом цикле решения для каждой из трёх фаз.

Следует отметить, что в схеме предлагаемого БУ интегрирован блок батарей конденсаторов [28] Его реактивная мощность автоматически рассчитывается в зависимости от необходимой степени компенсации реактивной мощности (КРМ) в сети, обеспечивающей скорость обмена электромагнитной энергией между СТ и несбалансированной на-

грузкой. Визуализация открытой вкладки потерь активной мощности до и после подключения батареи конденсаторов позволяет сделать вывод о том, следует или нет подключать в составе БУ батарею конденсаторов для целей КРМ.

*Реализация программного обеспечения для расчёта несбалансированных режимов*

Апробация разработанного ПК продемонстрирована на основе исследо-

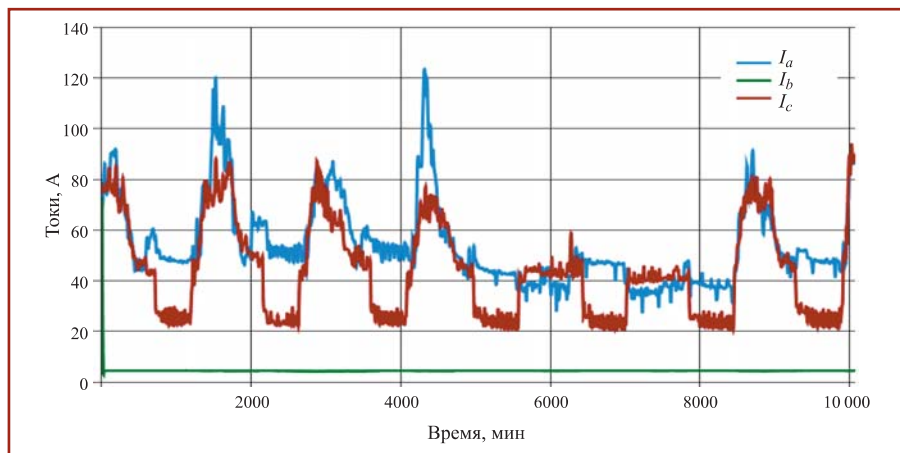


Рис. 4. Временные диаграммы изменения фазных токов в исследуемой электросети

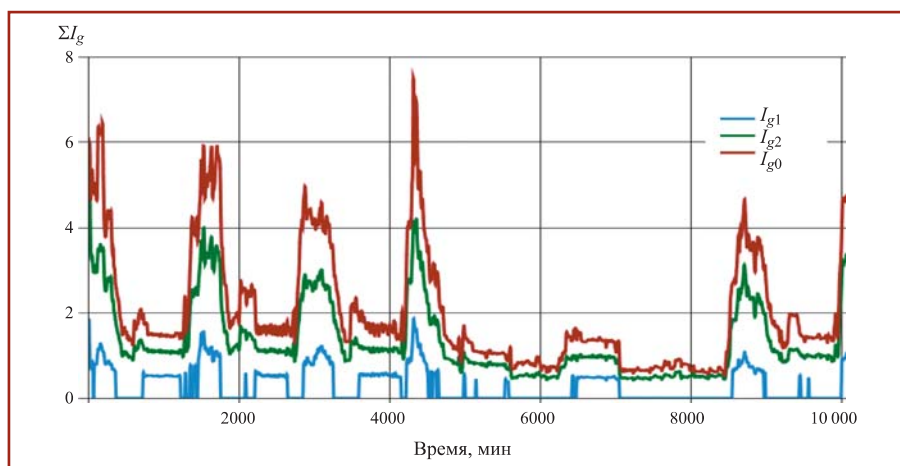


Рис. 5. Временные диаграммы изменения совокупностей P, N и Z последовательностей

ваний несбалансированных режимов в одном из цехов промышленного предприятия, состав нагрузок которого в основном представлен станочным оборудованием, в г. Иркутске весной 2023 г. Группа станков цеха получает питание от цехового силового распределительного щита, находящегося на расстоянии 100 м от СТ ТМГ630-10/0,4 кВ. На шинах 0,4 кВ СТ был установлен сертифицированный прибор Ресурс UF-2М<sup>2</sup> (рис. 3). Измерения проводили в течение одной недели в соответствии с [44].

На рис. 4 представлены диаграммы изменения фазных токов в исследуемой электрической сети. Из диаграмм видно, что загруженность всех трёх фаз существенно отличается. Так значение тока фазы А (54 А)<sup>3</sup> на 18,5 % превышает ток фазы С (44 А), а фаза В практически не загружена на протяжении всего периода измерений, и ток в ней составляет 4,6 А (на 92 % меньше тока фазы А).

Изменение характера гармонического состава токов показано на диаграмме рис. 5. Из анализа диаграмм следует: несмотря на то, что в каждом из 10-минутных интервалов фиксируется ток, превышающий на 5 % ток прямой последовательности основной частоты, усреднённые за каждый установленный период измерения временного интервала значения тока  $P$ ,  $N$  и  $Z$  последовательностей незначительны: для  $P$ -последовательности — чуть менее 1 % уровня основной гармоники тока основной частоты (при этом для 42 % интервалов измерения ток для этой последовательности равен 0); для  $N$ -последовательности — 4,3 % тока основной частоты, для  $Z$ -последовательности — 6,5 %.

Проведённый анализ показал, что несбалансированность режима работы исследуемой электросети в основном связана с несимметричным электропотреблением.

Эмиссия дополнительных гармоник тока не столь существенна, за исключением, так называемых *triplenharmonics*, то есть гармоник, кратных трём, формирующих дополнительную нулевую последовательность.

Тем не менее, общая несбалансированность режима работы электрической сети приводит к существенному изменению исследуемых показателей [выражения (1 – 3)]. На рис. 6 – 8 приведены диаграммы изменения указанных величин.

Анализ диаграмм рис. 6 – 8 показал следующее. Несбалансированность режима работы электрической сети привела к тому, что значения коэффициентов несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательно-

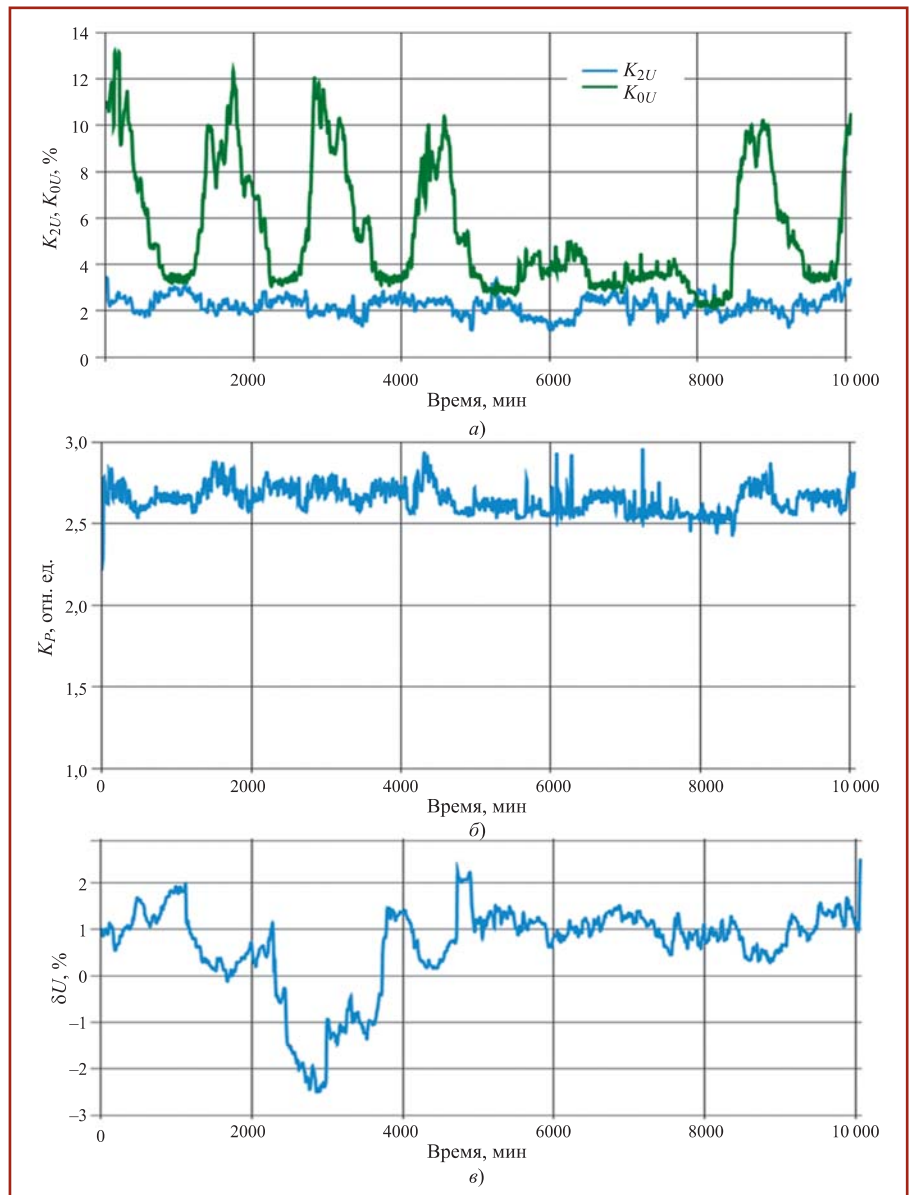


Рис. 6. Временные диаграммы изменения коэффициентов без БУ: а —  $K_{2U}$  и  $K_{0U}$ ; б —  $K_p$ ; в —  $\delta U$

стям выходят за пределы, устанавливаемые стандартом [44]:

Из рис. 6 видно следующее:  $K_{0U}$  превышает норму (2 %) в 2,7 раза, а коэффициент  $K_{2U}$  — на 11 % (рис. 6, а). Среднее значение коэффициента  $K_p$  составляет 2,65 (рис. 6, б). То есть потери мощности (и энергии) в исследуемой сети почти в 3 раза превышают потери в этой же сети при условии полностью сбалансированного режима (при котором  $K_p = 1$ ).

Отклонения напряжения  $\delta U$ , характеризующие медленные изменения напряжения электропитания (рис. 6, в), не выходят за пределы, установленные стандартом.

При подключении предлагаемой модели балансирующего устройства на шинах вводно-распределительного устройства, питающего станочное электрооборудование, исследуемые показатели снижаются в значительной степени (рис. 7).

Проведённый анализ (рис. 7) показал следующее:

1) При подключении в сети БУ значение коэффициента  $K_{0U}$  практически становится равным нулю (эффект балансировки близок к 100 %), а коэффициент  $K_{2U}$  снижается на 98 % (рис. 7, а).

2) Коэффициент  $K_p$  (рис. 7, б) уменьшается в 2,2 раза (балансирующий эффект составляет 55 %). Отклонение напряжения  $\delta U$  практически не изменяется, поскольку расстояние от шин РП до станочного оборудования не превышает 30 м.

Показателен эффект балансирования режима на примере изменения потерь активной мощности в исследуемой электрической сети (рис. 8). Потери активной мощности при включении БУ снизились в 2,25 раз (с 3,37 до 1,5 кВт), балансирующий эффект — 67 %. При этом в балансирующем эффекте учитываются потери в самом устройстве.

<sup>2</sup> Ресурс — UF2M, заводской № 2349, поверка от 11.10.2021 г. (Очередной срок поверки — 10.10.2023 г.)

<sup>3</sup> Здесь и далее под значением исследуемого показателя понимается его среднеарифметическое значение за 1008 десятиминутных интервалов, каждое значение которого, в свою очередь, усреднено за 600 с 10-минутного интервала.

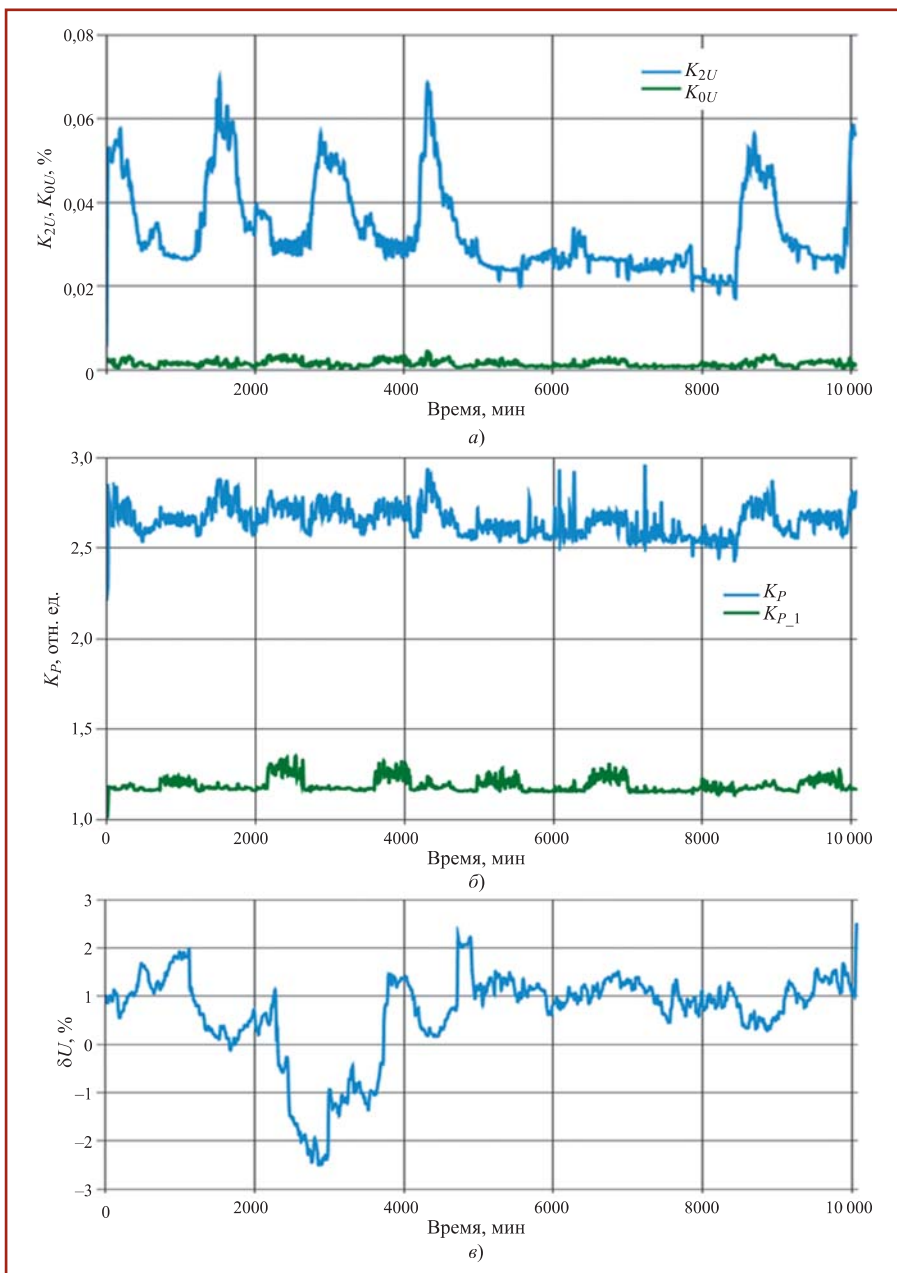


Рис. 7. Временные диаграммы изменения коэффициентов при включении БУ на шинах РПО, питающего станочное электрооборудование:

а —  $K_{2U}$  и  $K_{0U}$ ; б —  $K_P$ ; в —  $\delta U$

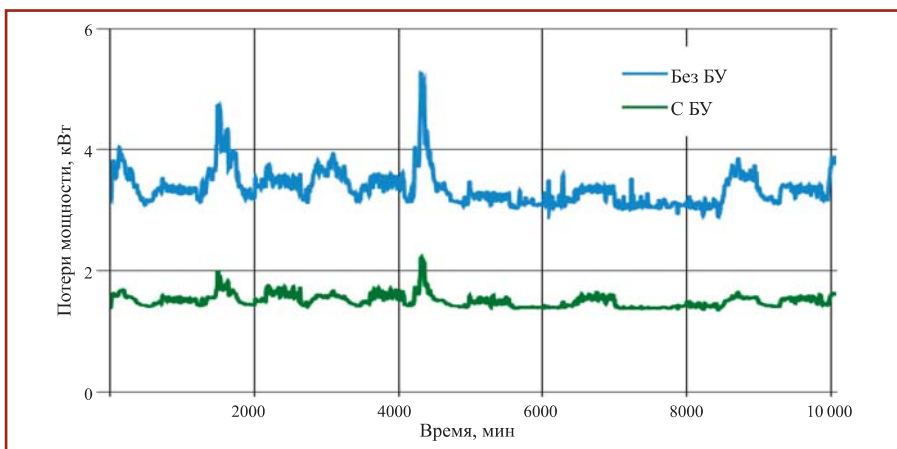


Рис. 8. Изменение потерь активной мощности в исследуемой сети при отсутствии и подключении в ней балансирующего устройства

Таким образом, представленный инструментальный в виде программного комплекса может быть эффективно использован для расчёта и анализа несбалансированных режимов работы ЭЭС. Объём комплекса «Unbalance-3» на диске составляет 6,54 МБ. Тип используемых ЭВМ: ПК с процессором Pentium или подобные. Операционная система: MS Windows ME/2000/XP/Vista/7/8/10.

На стадии опубликования статьи получено извещение о том, что описанный программный комплекс успешно прошёл государственную регистрацию. В течение полугода он используется при обучении студентов ИРНИТУ и ИрГАУ при изучении дисциплины «Качество электроэнергии», а также по программам магистратуры «Цифровые и интеллектуальные технологии в электроэнергетике».

### Выводы

1. Несбалансированность режимов работы действующих низковольтных электрических сетей обусловлена несимметрично-несинусоидальным электропотреблением за счёт пофазно-неравномерного распределения однофазных потребителей в трёхфазной электрической сети и случайного характера их коммутаций, а также эмиссионных потоков высших гармонических составляющих токов и напряжений, генерируемых потребителями с нелинейной вольт-амперной характеристикой. Это приводит к существенному нарушению норм качества электрической энергии и увеличению её потерь.

2. Разработанный программный комплекс на основе использования объектно-ориентированного языка программирования «С Sharp» позволяет проводить расчёт показателей несбалансированности при отсутствии и интеграции в электрической сети разработанного балансирующего устройства.

3. Апробация представленного программного комплекса показала возможность его использования для оценки несбалансированных режимов в низковольтных электрических сетях. Доказана эффективность использования разработанного технического средства балансирования режимов работы действующих электрических сетей низкого напряжения.

### Направление дальнейших исследований

Совершенствование представленного программного обеспечения за счёт интеграции в него блока имитационного моделирования несбалансированных режимов работы низковольтных электрических сетей при различных вариантах несимметрично-несинусоидального электропотребления.

Автор выражает благодарность программисту Иркутского национального исследовательского технического университета Митягину Алексею за оказанную помощь.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айтбаев Н. А., Гайыбов Т. С. Оптимизация режимов электросети по напряжению узлов с регулируемыми реактивными мощностями / Сб. докл. Республиканской науч.-техн. конф. Ташкент, 2018. С. 216 – 218.
2. Бородин М. В., Псарев А. И. Оценка фактического качества электроэнергии и анализ количества жалоб на несоответствие качества электроэнергии нормативным значениям // Агротехника и энергообеспечение. 2017. № 4 (17). С. 54 – 62.
3. Жилин М. И., Воркунов О. В. Повышение качества электрической энергии // Приоритетные направления развития науки. Сб. статей по материалам междунар. науч.-практ. конф. В 2-х частях. — М.: ООО «Научное партнерство «Апекс», 2017. С. 83 – 85.
4. Козловская В. Б., Калечич В. Н. Несбалансированные режимы линий наружного освещения // Энергия. Тр. высших учебных заведений СНГ и энергетических ассоциаций. 2019. № 62 (3). С. 232 – 246.
5. Костюков Д. А. Оценка вклада потребителя в асимметрию напряжения вдоль нулевой последовательности в точке общего подключения // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. 2018. № 6 (69). С. 24 – 34.
6. Килин С. В., Вендин С. В. Анализ несинусоидальности и асимметрии в электрических сетях 0,4 – 10 кВ // Проблемы электрификации сельского хозяйства: сб. науч. тр. по материалам Всерос. НПК. — Ярославль, 2018. С. 15 – 21.
7. Дмитриева У. Е., Хамматов А. В. Моделирование защиты от несимметричного высоковольтного асинхронного привода рециркуляционного компрессора установки гидроочистки топлива // Mining Science and TECHNOLOGY. 2023. Т. 8. № 3. С. 12 – 70.
8. Khatsevskiy K. V. The voltage asymmetry in electrical networks with single-phase load / K. V. Khatsevskiy, A. Antonov, T. V. Gonenko, V. F. Khatsevskiy // IEEE Conference «Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)». Omsk, Russia. DOI: 10.1109/Dynamics.2017.8239461.
9. Сариев Б. И. и др. Влияние асимметрии напряжения на потери электроэнергии в системах электроснабжения // Автоматизация и разработка программного обеспечения. 2017. № 2 (20). С. 46 – 51.
10. Сидоров С. В. Оценка эффективности эксплуатации электротехнического комплекса ответвлений линий электропередачи в 2020 году / С. В. Сидоров, И. С. Сухачев, В. В. Сушков, В. Р. Антропова // 14-я Междунар. науч.-техн. конф. IEEE «Динамика систем, механизмов и машин. Динамика 2020». Материалы. 9306118.
11. Naumov I. V., Savina N. V., Shevchenko M. V. Methodological problems in reliability study of large energy systems // E3S Web of Conferences 58, 03016 Rudenko International Conference: Section: «Energy Security, Reliability and Quality of Energy Consumption, Modeling and Information Technology» 03016 1-4 (2018)
12. Фетисов Л. В., Рожнецова Н. В., Булатов О. А. Повышение качества электроэнергии в низковольтных сетях // Новости высших учебных заведений. 2018. № 1 (12). С. 99 – 106.
13. Анализ рынка статических преобразователей в России в 2016 – 2020 гг. URL: <https://clck.ru/37hrnQ> (дата обращения: 30.07.2023).
14. Российский рынок статических преобразователей за 2017 – 2023 гг. Прогноз до 2025 гг. URL: <https://clck.ru/37hrp> (дата обращения: 30.07.2023).
15. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. — 4-изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2000. С. 332.
16. Escudero M. V., et al. Network modeling for harmonic studies // CIGRE TB № 766: JWG C4/B4.38, 2019.
17. Смирнов С. С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения. — Новосибирск: Наука, 2010. — 328 с.
18. Коверникова Л. И., Суднова В. В., Шамонов Р. Г. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению. — Новосибирск: Наука, 2017. — 220 с.
19. Коверникова Л. И., Нгуен Чи Тхань, Хамисов О. В. Оптимизационный подход к определению параметров пассивных фильтров // Электричество. 2012. № 1. С. 43 – 49.
20. Коверникова Л. И. Централизованное снижение уровня высших гармоник в сети высокого напряжения с распределенными нелинейными нагрузками с помощью пассивных фильтров // Электричество. 2010. № 9. С. 50 – 55.
21. Ananda S. H., Tarun K. C. Symmetrical component filter based on line condition monitoring instrumentation system for mine winder motor // Measurement. 2016. Vol. 82. P. 284 – 300.
22. Наумов И. В. Метод и программа расчета потерь мощности и показателей несимметрии токов и напряжений в распределительной сети 0,38 кВ с симметрирующим устройством // Мех. и электр. соц. сельск. хоз-ва. 1989. № 3. — 30 с. — реф. Деп. Рук. № 22 ВС-89 (Деп.)
23. Наумов И. В. К вопросу управления несимметричными режимами работы распределительных электрических сетей 0,38 кВ // Промышленная энергетика. 2022. № 5. С. 2 – 14.
24. Патент на полезную модель № 61063. Симметрирующее устройство для трёхфазной четырёхпроводной сети с регулируемыми параметрами: опубл. 10.02.2007 / Наумов И. В., Иванов Д. А., Шпак Д. А., Мавеев М. А., Подъячич С. В., Суяксов С. Ф. // Бюл. № 4. 2007.
25. Патент на изобретение № 2490768. Симметрирующее устройство для трёхфазных сетей с нулевым проводом: зарег. 20.08.2013 / Наумов И. В., Иванов Д. А., Подъячич С. В., Гантулга Д.
26. Наумов И. В. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств. — Дисс. ... доктора техн. наук, Иркутск, 2002. — 388 с.
27. Наумов И. В., Федоринова Э. С., Якупова М. А. Минимизация последствий искажения качества электрической энергии при несимметрично-несинусоидальном электропотреблении // Промышленная энергетика. 2023. № 3. С. 52 – 61. DOI: 10.34831/EP.2023.56.49.007.
28. Наумов И. В. Устройство для снижения потерь в электрических сетях с нелинейно-несимметричной нагрузкой // Электричество. 2023. № 6. С. 57 – 66.
29. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022610925. «Unbalance-1»: опубл. 07.07.2022 // И. В. Наумов, Э. С. Федоринова, М. А. Якупова, С. В. Подъячич.
30. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022610925. «Unbalance-2»: опубл. 18.01.2022 // И. В. Наумов, Э. С. Федоринова, М. А. Якупова.
31. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022667513. Программа «Unbalance-Modul» расчета режимов работы действующих электрических сетей 0,38 кВ с трёхфазной несимметричной нагрузкой и симметрирующим устройством: опубл.: 21.09.2022 // И. В. Наумов, А. А. Митягин, С. В. Подъячич.
32. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2018614901. Программа расчета показателей качества и потерь электрической энергии, обусловленных несимметричными режимами в электрической сети 0,38 кВ с симметрирующим устройством «RASPOT-1»: 120 / Дулепов Д. Е., Кондраненкова Т. Е. // Бюл. № 4. 2018.
33. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019610518. Программа для расчёта потерь мощности от несинусоидальных токов в трёхфазных трансформаторах и трёхфазных линиях с нулевым проводом при нелинейной симметричной нагрузке: опубл. 11.01.2019 / Косоухов Ф. Д., Горбунов А. О., Васильев Н. В.
34. Анализ несинусоидальных режимов и частотных характеристик электрических сетей для снижения негативного влияния гармонических составляющих на электрооборудование с помощью программного комплекса ETAP. URL: <https://clck.ru/37hrzK> (дата обращения: 30.07.2023).
35. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № RU 2022661768. Программа расчета уровней несинусоидальности напряжения и тока электрической сети: опубл. 27.06.2022 / Янченко С. А.
36. Патент РФ на полезную модель № 110876. Фильтрокомпенсирующее устройство для трёхфазных сетей с нулевым проводом: опубл. 27.11.2011 / Косоухов Ф. Д. и др.
37. Патент РФ № 179611. Симметрирующее устройство для трёхфазной сети с нейтральным проводом: опубл. 21.05.2018 / Дулепов Д. Е., Кондраненкова Т. Е.
38. Патент RU 2479088C1. Фильтрокомпенсирующее устройство: опубл. 10.04.2013 / Кулинич Ю. М.
39. Патент RU 2414925C1. Фильтрокомпенсирующее устройство: опубл. 21.02.2020 / Бутырин П. А. и др.
40. Патент № 2479088. Фильтрокомпенсирующее устройство: опубл. 10.04.2013 / Духовников В. К. и др.
41. Патент на изобретение (19) RU (11) 2 796 074 (13) C1. Устройство для преобразования фаз с регулируемой мощностью: опубл. 16.01.2023 // Наумов И. В., Федоринова Э. С., Якупова М. А., Подъячич С. В.
42. ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 2014.07.01 URL: <https://clck.ru/eSMKW> (дата обращения: 30.07.2023).
43. IEEE 1159–2019. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. URL: <https://clck.ru/37hsAK> (дата обращения: 30.07.2023).
44. IEC TS 62749:2020 (MAIN) Assessment of power quality — Characteristics of electricity supplied by public networks. URL: <https://clck.ru/37hsCV> (дата обращения: 30.07.2023).
45. Косоухов Ф. Д. Методы расчета и анализа показателей несимметрии токов и напряжений в сельских распределительных сетях: учеб. пособие. — Л.: ЛСХИ, 1984. — 42 с.
46. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021667376. Программа по моделированию и расчету несимметричных режимов работы электрических сетей 0,38 кВ с распределенной нагрузкой и симметрирующим устройством: зарег. 28.10.2021 // Наумов И. В., Митягин А. А., Федоринова М. А., Якупова М. А.





Ю. В. Матюнина



М. Е. Малыш

DOI: 10.34831/EP.2024.89.20.006  
УДК 621.316

## Планирование переноса нагрузки предприятия с часов максимума и часов пиковой нагрузки

МАТЮНИНА Ю. В., канд. техн. наук  
MatiuninaYV@mpei.ru

МАЛЫШ М. Е.; MalyshMY@mpei.ru

Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
111250, Москва, Красноказарменная ул., 14, стр. 1

Развитие управления спросом в России подталкивает предприятия к изменению режимов их технологических процессов с целью выравнивания графика нагрузки и экономии денежных средств. Предлагается переносить нагрузку предприятия с часов максимума и часов пиковой нагрузки на часы с меньшим потреблением с целью получения выгоды, выравнивания графика нагрузки и участия в управлении спросом на электроэнергию. Предлагаемый объём 5 – 10 % часового потребления — величина переноса, который предприятие может осуществить без ущерба основным процессам. Экономия, полученная от переноса нагрузки, может стать стимулом к невявному управлению спросом на электроэнергию.

**Ключевые слова:** график электрической нагрузки, невявное управление спросом, планирование электропотребления, выравнивание графика нагрузки, выбор ценовой категории, перенос нагрузки.

**В** настоящее время в России активно продвигаются программы управления спросом на электроэнергию [1 – 3]. Перенос нагрузки с часов максимума и часов пиковой нагрузки может стать инструментом невявного управления спросом для получения выгоды потребителем и выравнивания графика нагрузки энергосистемы [4]. Потребители могут планировать свой график нагрузки таким образом, чтобы за счёт изменения электропотребления в отдельные часы суток снизить общую стоимость электроэнергии.

При использовании четвёртой и шестой ценовых категорий на розничном рынке оплата электроэнергии складывается из нескольких составляющих: стоимости электроэнергии, стоимости мощности, приобретаемой потребителем, стоимости услуг по передаче электроэнергии. Для шестой ценовой категории добавляется ещё стоимость отклонений фактических почасовых объёмов покупки электрической энергии от плановых значений. Рассмотрим влияние переноса нагрузки на стоимость мощности и стоимость услуг по передаче.

### Снижение стоимости мощности

Расчёт мощности, оплачиваемой потребителем, предполагает следующие действия: в каждый рабочий день месяца берётся потребление электроэнергии в отчётный час, назначаемый ОАО «АТС» [5]. Эти показания суммируются, и полученная сумма делится на число рабочих дней в месяце:

$$P_{\text{макс}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^{\text{АТС}}}{n}, \quad (1)$$

где  $P_i^{\text{АТС}}$  — величина мощности в час максимального совокупного потребления электроэнергии (определяемого АТС) для  $i$ -го рабочего дня месяца, кВт;  $n$  — число рабочих дней в расчётном месяце.

Таким образом, потребитель может запланировать снижение нагрузки в часы максимального совокупного потребления и уменьшить оплату за мощность. Сложность переноса нагрузки данным методом заключается в том, что часы максимального совокупного потребления (далее — часы максимума)

заранее неизвестны, они могут изменяться в течение месяца [6].

Для понимания, в какие часы перенести нагрузку для получения выгоды от составляющей за оплату мощности, был проведён анализ вероятности назначения часа максимума для каждого месяца по данным ОАО «АТС» для АО «Мосэнергосбыт» за три полных года — 2020, 2021 и 2022 [5]. Вероятность  $p_j$  для каждого  $j$ -го часа одного месяца рассчитывалась по формуле:

$$p_j = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{раб}}} N_{ij}^{\text{АТС}}}{N_{\text{раб}}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где  $\sum_{i=1}^{N_{\text{раб}}} N_{ij}^{\text{АТС}}$  — суммарное число значений часов максимума в конкретный час  $j$  для соответствующего месяца за 2020 – 2022 годы;  $i$  — номер рабочего дня расчётного месяца за три года;  $N_{\text{раб}}$  — общее число рабочих дней в расчётном месяце за три года.

В табл. 1 представлены результаты анализа вероятности назначения часов максимума для АО «Мосэнергосбыт» за 2020, 2021 и 2022 годы для каждого месяца в отдельности. В таблице указаны только те часы, в которые вероятность назначения часа максимума была ненулевой за три года хотя бы для одного из месяцев. За три года ни разу не были назначены часы максимума в 10-й и 13-й часы (здесь и далее 10-й час — это интервал времени с 9.00 до 10.00, то есть для расчётов используется разность показаний, снятых в 9.00 и 10.00; аналогично для других часов суток). Красным цветом выделены часы, в которых вероятность назначения наибольшая.

Из табл. 1 видно, что характерные часы максимума для осенних, зимних и весенних месяцев приходятся на вечер. В ноябре, декабре и январе это 18-й час; в сентябре, октябре и феврале — 19-й и 20-й часы. В марте и апреле наблюдаются самые поздние часы максимума — соответственно 20-й и 21-й часы. В летние и весенние месяцы тенденции меняются — преобладают утренние и дневные часы максимума (май — 11-й час, июнь, июль и август — 15-й час).

Полученные значения вероятности верифицированы по 2023 году, и тенденции сохраняются. Например, в янва-

Таблица 1

**Вероятность назначения часов максимального совокупного потребления электроэнергии по данным за 2020, 2021 и 2022 годы**

Месяц	Вероятность назначения часов максимального совокупного потребления электроэнергии, %										
	11	12	14	15	16	17	18	19	20	21	
Январь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	77,1	22,9	0,0	0,0	
Февраль	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	86,0	8,8	0,0	
Март	12,7	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	81,0	1,6	
Апрель	13,5	0,0	9,6	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	61,5	
Май	53,7	1,9	7,4	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,4	
Июнь	32,3	4,8	14,5	38,7	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Июль	23,1	6,2	1,5	50,8	18,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Август	9,1	0,0	7,6	39,4	16,7	1,5	0,0	0,0	0,0	25,8	
Сентябрь	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	78,8	16,7	
Октябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	82,8	15,6	0,0	
Ноябрь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	80,3	8,2	0,0	0,0	
Декабрь	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	16,4	82,1	0,0	0,0	0,0	

Таблица 2

**Снижение оплаты электроэнергии за счёт переноса нагрузки с часов максимального совокупного потребления (в объёме 7 %)**

Снижение оплаты электроэнергии	Снижение стоимости по составляющим			Общая стоимость
	Электроэнергия	Мощность	Передача	
Март (перенос с 20-го часа)				
Абсолютное, руб.	3505	642 771	0	646 276
Относительное, %	0,02	5,97	0	1,49
Июль (перенос с 15-го часа)				
Абсолютное, руб.	4039	411 082	43 624	458 745
Относительное, %	0,02	3,12	0,25	0,92
Сентябрь (перенос с 20-го часа)				
Абсолютное, руб.	2764	793 605	0	796 369
Относительное, %	0,02	6,53	0	1,77
Декабрь (перенос с 18-го часа)				
Абсолютное, руб.	1928	701 791	0	703 719
Относительное, %	0,01	5,61	0	1,42

ре вероятность назначения 18-го часа составила 88,2 %, а в сентябре вероятность назначения 20-го часа — 81 %.

Таким образом, для снижения платы за мощность можно уменьшить электрическую нагрузку предприятия в наиболее вероятные часы максимума с переносом отдельных технологических процессов на другие часы, которые не будут учитываться в расчёте мощности по формуле (1). Расчёты проведены по шестой ценовой категории для реальных графиков нагрузки. Рассмотрен перенос нагрузки на 7 % от значения в соответствующий час максимума. Такую величину снижения нагрузки в отдельные часы предприятие может осуществить без ущерба основным технологическим процессам. Результаты расчёта для нескольких месяцев представлены в табл. 2.

Например, для марта перенос нагрузки осуществляется на 7 % от потребления в час (20-й), в котором вероятность назначения часа максимума из табл. 1 была наибольшей, на утренний

час (9-й), для которого вероятность — нулевая. Предполагается, что перенос нагрузки происходит в течение всех рабочих дней месяца. Для июля необходимо разгрузить 15-й час (возможен перенос на 19-й). Для сентября перенос осуществлён с 20-го на 9-й час, для декабря — с 18-го на 13-й час.

Наибольшее снижение оплаты при переносе нагрузки происходит в стоимости мощности, так как снижение нагрузки направлено именно на эту составляющую. Существует незначительная выгода от переноса в составляющей стоимости электроэнергии. Для марта составляющая стоимости снизилась на 6 %, а общая стоимость — на 1,5 %. В июле составляющая мощности уменьшилась на 3 % и произошло дополнительное снижение за счёт составляющей передачи мощности, так как час снижения совпадает с часом пика. Общая стоимость в июле снизилась на 1 %. Результаты уменьшения в сентябре — наилучшие за все сезоны: составляющая мощности снизилась на 6,5 %,

а общая стоимость — на 1,8 %. В декабре составляющая мощности снизилась на 5,6 %, а общая стоимость — на 1,4 %.

Анализ вероятности назначения часов максимума за предыдущие годы позволяет при планировании потребления значительно уменьшить затраты на составляющую мощности при оплате электроэнергии. Относительная разница в табл. 2 показывает, что выгода может достигать 7 % по составляющей мощности. Таким образом, предприятие, для которого проводился анализ, может сэкономить до 8 млн рублей в год при оплате электроэнергии.

**Снижение стоимости услуг по передаче электроэнергии**

Стоимость услуг по передаче электроэнергии рассчитывается с учётом передаваемой по сети мощности  $P_{\text{сеть}}$ , определяемой в диапазоне часов пиковой нагрузки, назначаемых системным оператором (СО) [7]. В каждый рабочий день месяца в данном диапазоне выбирается максимальное часовое потребление электроэнергии, затем эти значения суммируются и полученная сумма делится на число рабочих дней в месяце.

$$P_{\text{сеть}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^{\text{CO}}}{n}, \quad (3)$$

где  $P_i^{\text{CO}}$  — максимальная величина мощности в интервале пиковой нагрузки (часы СО) для  $i$ -го рабочего дня месяца, кВт.

В отличие от часов максимального совокупного потребления, системный оператор задаёт часы заранее, на год вперёд. При этом с 2019 по 2022 год диапазоны плановых часов пиковой нагрузки оставались неизменными. Диапазоны часов приведены в табл. 3. Поясним, что интервал, например, с 8-го по 21-й час начинается в 7.00 и заканчивается в 21.00.

Плановые часы пиковой нагрузки назначаются системным оператором в диапазоне с 8-го по 21-й час. Восемь месяцев в году часы пиковой нагрузки разделены на два интервала, следовательно, присутствуют часы дневного рабочего времени, которые не учитываются в оплате услуг по передаче (см. табл. 3). Поэтому для уменьшения стоимости составляющей по передаче возможен перенос нагрузки именно на эти часы.

Необходимо проанализировать потребление предприятия — в какие пиковые часы суток фиксируется максимум нагрузки, и часть нагрузки перенести на другие часы. При этом потребление в другие часы может быть увеличено, особенно в дневные интервалы, не учитываемые в пиковой нагрузке. Проведены сравнительные расчёты оп-

Плановые часы пиковой нагрузки с 2019 по 2023 год

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
Плановые часы	с 8-го по 21-й	с 8-го по 13-й и с 17-го по 21-й	с 8-го по 21-й	с 8-го по 15-й и с 18-го по 21-й	с 8-го по 15-й и с 20-го по 21-й	с 8-го по 16-й и с 20-го по 21-й
Не учитываемые в пиковой нагрузке дневные часы	—	14-й, 15-й, 16-й	—	16-й, 17-й	16-й, 17-й, 18-й, 19-й	17-й, 18-й, 19-й
	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Плановые часы	с 8-го по 17-й и с 20-го по 21-й	с 8-го по 21-й	с 8-го по 15-й и с 18-го по 21-й	с 8-го по 21-й	с 8-го по 11-й и с 16-го по 21-й	с 8-го по 12-й и с 15-го по 21-й
Не учитываемые в пиковой нагрузке дневные часы	18-й, 19-й	—	16-й, 17-й	—	12-й, 13-й, 14-й, 15-й	13-й, 14-й

Таблица 4

Снижение оплаты электроэнергии за счёт переноса нагрузки (в объёме 5 %) с часов пиковой нагрузки

Снижение оплаты электроэнергии	Снижение стоимости по составляющим			Общая стоимость
	Электроэнергия	Мощность	Передача	
Март (перенос с 10-го, 11-го, 12-го, 13-го на 8-й, 9-й, 18-й, 19-й часы)				
Абсолютное, руб.	93 583	112 496	143 296	349 376
Относительное, %	0,58	1,00	0,89	0,80
Июль (перенос с 14-го, 15-го, 16-го, 17-го на 18-й, 19-й, 20-й, 21-й часы)				
Абсолютное, руб.	12 717	617 931	288 573	919 221
Относительное, %	0,07	4,77	1,68	1,87
Сентябрь (перенос с 12-го, 13-го, 14-го, 15-го на 8-й, 9-й, 16-й, 17-й часы)				
Абсолютное, руб.	7 410	0	448 984	456 394
Относительное, %	0,04	0,00	2,82	1,01
Декабрь (перенос с 11-го, 12-го, 15-го, 16-го на 13-й, 14-й часы)				
Абсолютное, руб.	74	27 769	443 121	470 964
Относительное, %	0,00	0,21	2,51	0,95

латы электроэнергии по шестой ценовой категории с учётом переноса нагрузки (табл. 4).

Например, для июля проводился перенос 5 % нагрузки с 14, 15, 16 и 17-го часов на 18, 19, 20 и 21-й часы соответственно. Перенос осуществляется исходя из того, что в 18-й и 19-й часы максимум нагрузки не учитывается для июля, а в 20-й и 21-й часы потребление предпри-

ятия ниже остальных рабочих часов, и это не приведёт к увеличению значения максимума. По итогам расчётов выгода значительна и по составляющей передачи мощности, общее уменьшение стоимости — около 920 тысяч рублей.

Перенос 5 % потребления в сентябре проводится с 12, 13, 14, 15-го часов на 8, 9, 16, 17-й часы, так как в 16-й и 17-й

часы максимум нагрузки не учитывается для сентября, а в утренние рабочие часы потребление предприятия ниже остальных рабочих часов. В то же время это активные рабочие часы, и большой перестройки производственных процессов не потребуются. Наибольшая выгода по итогам расчётов стоимости электроэнергии за сентябрь в составляющей передачи мощности, общая выгода — 450 тысяч рублей за месяц.

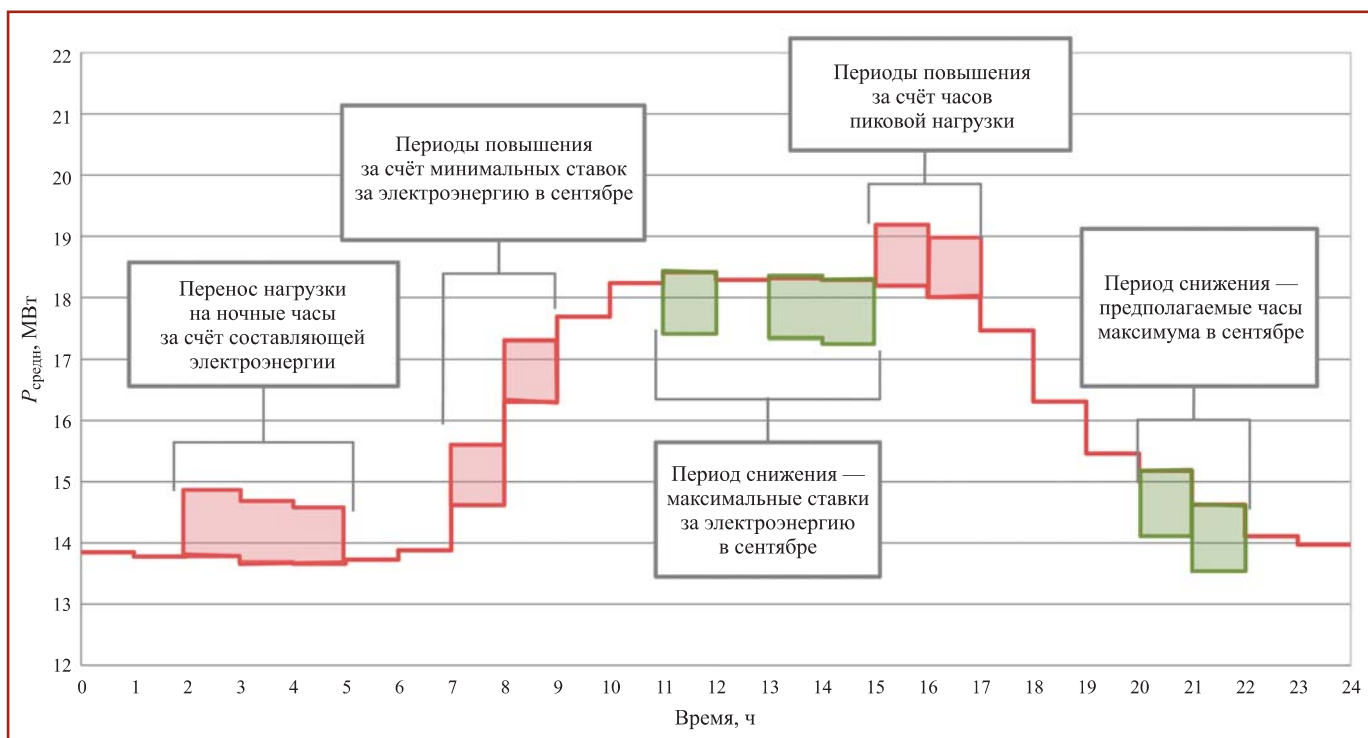
В декабре перенос нагрузки на 5 % осуществляется с 11-го, 12-го часов на 13-й час и с 15-го, 16-го на 14-й час, то есть всего на два дневных часа, так как в 13-й и 14-й часы максимум нагрузки не учитывается для декабря. Наибольшая выгода по итогам расчётов стоимости электроэнергии за декабрь в составляющей передачи мощности — 2,5 %. Общая выгода — 470 тысяч рублей за месяц. Всего за год экономический эффект от переноса 5 % нагрузки превышает 7 млн руб.

Если предприятие технически способно перестроить рабочий процесс для получения большей выгоды, может быть использован комбинированный метод переноса нагрузки с учётом всех составляющих, в том числе на ночные часы, когда стоимость электроэнергии ниже (как показано в [8]). Перенос на-

Таблица 5

Варианты переноса нагрузки для каждого месяца

Месяц	Уменьшение стоимости		
	Мощность	Мощность и передача	Все составляющие
Январь	С 11, 12, 13, 14, 15, 16 часов на 7, 8, 20, 21 часы	С 11 – 16, 18, 19 часов на 7, 8, 20, 21 часы	С 11 – 16, 18, 19 часов на 3 – 5 часы
Февраль	С 11, 12, 13, 17 часов на 14, 15, 16 часы	С 11, 12, 13, 17, 18, 19 часов на 14 – 16 часы	С 11, 12, 13, 17, 18, 19 часов на 3 – 5, 14 – 16 часы
Март	с 10, 11, 12, 13 на 8, 9, 18, 19 часы	с 10, 11, 12, 13, 20 на 8, 9, 18, 19 часы	с 10, 11, 12, 13, 20 на 3 – 5, 8, 9, 18, 19 часы
Апрель	С 11, 12, 13 часов на 16 и 17 часы	С 11, 12, 14, 21 часов на 16 и 17 часы	С 11, 12, 14, 21 часов на 3 – 5, 16, 17 часы
Май	С 12, 13, 14, 15 часов на 16, 17, 18, 19 часы	С 11, 12, 14, 15, 21 часов на 16 – 19 часы	С 11, 12, 14, 15, 21 часов на 3 – 5, 16 – 19 часы
Июнь	С 13, 14, 15 часов на 17, 18, 19 часы	С 11, 13, 14, 15, 16 часов на 17 – 19 часы	С 11, 13, 14, 15, 16 часов на 3 – 5, 17 – 19 часы
Июль	с 14, 15, 16, 17 на 18, 19, 20, 21 часы	с 11, 14 – 17 на 18 – 21 часы	с 11, 14 – 17 на 3 – 5, 18 – 21 часы
Август	С 11, 12, 13, 14 часов на 7, 8, 20, 21 часы	С 11, 12, 14 – 17 часов на 7, 8, 20, 21 часы	С 11, 12, 14 – 17 часов на 3 – 5 часы
Сентябрь	с 12, 13, 14, 15 на 8, 9, 16, 17 часы	с 12, 14, 15, 20, 21 на 8, 9, 16, 17	с 12, 14, 15, 20, 21 на 3 – 5, 16, 17
Октябрь	С 11, 12, 13, 14, 15, 16 часов на 7, 8, 20, 21 часы	С 11, 12, 14 – 16, 19, 20 часов на 7, 8, 21 часы	С 11, 12, 14 – 16, 19, 20 часов на 3 – 5 часы
Ноябрь	С 10, 16, 17, 18 часов на 12, 13, 14, 15 часы	С 10, 16, 17, 18, 19 часов на 12 – 15 часы	С 10, 16, 17, 18, 19 часов на 3 – 5, 12 – 15 часы
Декабрь	с 11, 12, 15, 16 на 13, 14 часы	с 11, 12, 15 – 18 на 13, 14 часы	с 11, 12, 15 – 18 на 3 – 5, 13, 14 часы



Рекомендации по корректировке графика нагрузки с учётом составляющих тарифа для сентября

Таблица 6

Снижение стоимости электроэнергии за счёт переноса нагрузки (в объёме 5 %) с учётом всех составляющих

Снижение оплаты электроэнергии	Снижение стоимости по составляющим			Общая стоимость
	Электроэнергия	Мощность	Передача	
Март (перенос с 10 – 13, 20 на 3 – 7 часы)				
Абсолютное, руб.	58 767	544 893	187 991	791 651
Относительное, %	0,4	5,0	1,2	1,8
Июль (перенос с 11, 14, 15 на 3 – 5 часы)				
Абсолютное, руб.	77 313	614 176	112 308	803 798
Относительное, %	0,4	4,7	0,6	1,6
Сентябрь (перенос с 12 – 15, 20 на 3 – 5, 16, 17 часы)				
Абсолютное, руб.	48 630	566 861	448 984	1 064 475
Относительное, %	0,3	5,3	2,8	2,4
Декабрь (перенос с 11, 12, 15 – 18 на 3 – 5, 13, 14 часы)				
Абсолютное, руб.	81 546	660 467	818 904	1 560 917
Относительное, %	0,4	5,3	4,7	3,2

грузки осуществляется с наиболее вероятных часов максимума и часов с наибольшим потреблением на ночные часы и на часы, в которые не учитывается пиковая нагрузка (предлагаемые часы переноса указаны в табл. 5). Пример планирования соответствующего графика нагрузки для одного месяца представлен на рисунке. Итоги сравнения переноса с использованием комбинированного метода приведены в табл. 6.

По итогам расчётов выгода от переноса нагрузки с учётом всех составляющих значительна. Наибольший эффект от переноса нагрузки был получен в декабре — 3,2 % общей стоимости электроэнергии (1561 тыс. руб. за месяц).

Общий эффект за год превышает 11 млн руб.

### Выводы

В зависимости от технологических возможностей и рабочего процесса предприятия может быть выбран один из методов переноса нагрузки для уменьшения оплаты электроэнергии. При этом необходимо планировать перенос нагрузки с наиболее вероятных часов максимального совокупного потребления (в течение одного – двух часов) и назначенных часов пиковой нагрузки (в течение нескольких часов). Снижение нагрузки в отдельные часы на 5 – 7 % не критично для производства,

но может принести ощутимую экономиию.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ (ред. от 04.08.2023) «Об электроэнергетике». URL: <https://clck.ru/37i8Kp>.
2. О технологии ценозависимого потребления. URL: <https://clck.ru/37i8P6>.
3. Паниковская Т. Ю. Возможности снижения платежей потребителей в условиях оптового рынка электроэнергии // Промышленная энергетика. 2017. № 11. С. 10 – 13.
4. Некрасов С. А., Матюнина Ю. В., Цырук С. А. Оптимизация электроснабжения с целью выравнивания графика нагрузки и снижения энергозатрат // Промышленная энергетика. 2015. № 5. С. 2 – 8.
5. Часы пиковой нагрузки. URL: <https://clck.ru/37i8Rr>.
6. Малыш М. Е. Управление электропотреблением при планировании графика нагрузки с учетом штрафных санкций и цены на мощность // Фёдоровские чтения — 2021: I международная научно-практическая конференция с элементами научной школы (Москва, 17 – 19 ноября 2021 г.). — М.: Издательский дом МЭИ, 2021. С. 123 – 128.
7. Плановые часы пиковой нагрузки на 2023 год. URL: <https://clck.ru/37i8VA>.
8. Малыш М. Е., Матюнина Ю. В. Оценка эффективности переноса нагрузки предприятия на ночные часы с использованием кластерного анализа // Промышленная энергетика. 2023. № 3. С. 38 – 44. — DOI 10.34831/EP.2023.96.43.005.

DOI: 10.34831/EP.2024.83.37.007

УДК 662.993.12

## Возможности и ограничения электроионизационной технологии воспламенения угольной пыли

КУЧАНОВ С. Н., КОЧЕРГИН Д. О., ХАЙБУЛЛИНА С. Р.

Группа компаний КОТЭС

ПОЧТАРЬ А. С., ВИНОГРАДОВ С. В.

Группа компаний КОТЭС, Новосибирский государственный технический университет

630049, г. Новосибирск, улица Красный проспект, 182/1

info@cotes.ru



С. Н. Кучанов



Д. О. Кочергин



С. Р. Хайбуллина



А. С. Почтарь



С. В. Виноградов

Розжиг, подсветка, подхват факела в процессе эксплуатации котла могут быть обеспечены без использования высокорекреационного топлива, например, путём применения электроионизационной технологии воспламенения угольной пыли. Применение данной технологии имеет свои возможности и ограничения при использовании углей различных типов, с разным качеством их подготовки. В статье представлены результаты исследований для бурых, газовых, длиннопламенных углей и лигнитов. Сделан вывод об эффективности их воспламенения и горения в растопочных горелках с электроионизационным воспламенением при ступенчатом режиме подачи топлива и воздуха для горения. При этом на первой ступени такой горелки обеспечивается оптимальный режим воспламенения с коэффициентом избытка воздуха на уровне 0,2 – 0,35. На второй ступени, в выходной части горелки, коэффициент избытка воздуха поднимается до значения, соответствующего оптимальному режиму горения, 0,35 – 0,45 с учётом того, что при слишком больших значениях коэффициента избытка воздуха возможен перегрев элементов горелки.

Низкое значение коэффициента избытка воздуха на первой ступени воспламенения и сжигания соответствует массовой доле летучих веществ в расчёте на рабочую массу угольной пыли. Остальная часть топлива, включающая в основном кокс и золу, представляется на этом участке совокупным балластом, не участвующим в тепловом эффекте горения растопочной горелки с электроионизационным воспламенителем.

Полученные экспериментальные данные, их анализ и сделанные выводы, позволяют обоснованно выбирать при проектировании эксплуатационные параметры растопочных горелок с электроионизационной технологией воспламенения для систем безмазутного розжига на тепловых электростанциях.

**К л ю ч е в ы е с л о в а:** электроионизационный, воспламенение, пылеугольный, летучие вещества, коэффициент избытка воздуха, моделирование CFD, стендовые испытания, система безмазутного розжига.

**Р**озжиг, подсветка, подхват факела в процессе эксплуатации котла могут быть обеспечены без использования

высокорекреационного топлива (мазута), например, путём использования электроионизационной технологии воспла-

менения угольной пыли [1 – 3]. Применение данной технологии имеет свои возможности и ограничения при сжигании углей различных типов с разным качеством их подготовки. Детальное представление о таких возможностях и ограничениях позволит проектировать более совершенные системы безмазутной растопки пылеугольных котлов для тепловых электростанций.

За последнее время в компании «КОТЭС Инжиниринг» проведены экспериментальные работы с разными типами углей и разным качеством подготовки угольной пыли в целях определения их проектных параметров для использования электроионизационных устройств воспламенения (далее УВЭИ) в теплоэнергетике.

В экспериментах использовались бурые, газовые, длиннопламенные угли и лигниты. Для более корректного в рамках представленного материала сравнения углей их параметры были приведены к средним значениям на рабочую массу угольной пыли с распределением на доли связанного углерода (коксовая часть), летучих веществ, влажности и зольности.

Низшая массовая теплота сгорания топливной составляющей угольной пыли рассчитывали по формуле Менделеева:

$$Q_p^R = 0,339[C] + 1,025[H] + 0,1085[S] - 0,1085[O] - 0,0251[W], \text{ МДж/кг, (1)}$$

где [X] — массовая доля химического вещества в составе угля, %.

Усреднённые данные по углям, участвующим в экспериментах, в переводе на рабочую массу с учётом справочных данных по химическому составу и формулы (1) приведены в таблице.

### Анализ параметров углей для воспламенения

Наиболее подходящими для технологии УВЭИ являются бурые угли с содержанием летучих компонентов на среднем уровне  $V^r = 34\%$ , которые уверенно воспламеняются в диапазоне тонины помола и влажности, используемых в практике эксплуатации теплоэлектростанций.

Использование технологии УВЭИ для лигнитов (с содержанием летучих компонентов на уровне  $V^r = 22\%$ ) потребовало дополнительной энергетической поддержки процесса воспламенения

Марка угля	Характеристики угля					
	C <sub>r</sub> %, кокс	V <sub>r</sub> %, летучие	W <sub>r</sub> %, влага	A <sub>r</sub> %, зола	Итого, %	Q <sub>r</sub> <sup>*</sup> , МДж/кг
Лигниты (Сербия)	27	22	11	40	100	11,08
ДГ (Кузнецкий бассейн)	48	29	11	12	100	24,88
ЗБ (Кузнецкий бассейн)	43	34	11	12	100	20,21

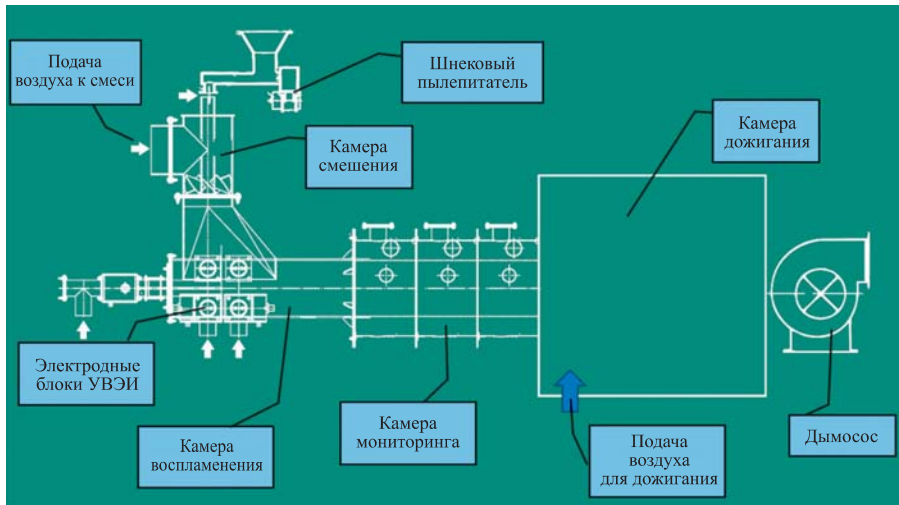


Рис. 1. Схема испытательного стенда

по отношению к выбранным для УВЭИ электрическим параметрам газового разряда. Такая энергетическая поддержка может быть обеспечена повышением удельной мощности газового разряда. Однако при этом существенно увеличивается эрозия электродов за счёт активного развития термоэлектронной эмиссии, аналогично электродуговым плазмотронам. Как следствие, такое решение приводит к усложнению условий эксплуатации — необходимости периодической замены электродов по мере их износа.

В связи с этим было выбрано техническое решение с комбинацией газового разряда УВЭИ и электромуфеля, размещаемого в зоне плазменного воздействия. Такое решение обеспечило низкую скорость эрозии электродов УВЭИ и уверенное воспламенение лигнитов. Однако воспламенение лигнитов в таком варианте происходит в более узком диапазоне тонины помола и влажности по сравнению с бурым углём.

Воспламенение газовых и длинно-пламенных углей с содержанием летучих компонентов на среднем уровне  $V_r = 29\%$  осуществляется аналогично бурым углём. При этом более низкие показатели по летучим веществам компенсируются более высокими показателями по теплоте сгорания. При грубом помоле и высокой влажности для этих углей могут возникать проблемы с воспламенением, но после прохождения этапа воспламенения температура факела имеет более высокие значения.

Использование технического решения с комбинацией газового разряда УВЭИ и электромуфеля обеспечивает расширение диапазона тонины помола и влажности до значений, используемых в практике эксплуатации ТЭС, аналогично бурым углём.

### Стендовое оборудование и параметры оптимизации

В статье представлены результаты экспериментальных исследований воспламенения длиннопламенных (в том числе газовых) и бурых углей в целях определения их оптимальных проектных параметров для применения в безмазутных системах растопки пылеугольных котлов.

Огневой стенд для проведения указанных экспериментов располагается на производственной площадке института теплофизики им. Кутателадзе СО РАН. Он включает в себя комплекс конструкций в составе камеры воспламе-

нения, сжигания, дожига и охлаждения отходящих газов, агрегатов подачи пыли и воздуха, а также системы измерений и мониторинга (рис. 1).

Система измерений и мониторинга включает в себя:

- комплект датчиков измерения температуры, скорости, давления, расхода на различных участках стенда;
- комплект сбора сигнальной информации на базе измерительного комплекса;
- мобильное автоматизированное рабочее место (АРМ) на базе ноутбука с установленной SCADA типа MasterSCADA 3.

Фотографии стенда во время проведения экспериментов представлены на рис. 2.

Общие подходы к проведению экспериментов заключались в следующем.

В качестве параметров оптимизации были выбраны:

- скорость роста температуры воспламеняемой смеси на выходе камеры воспламенения ( $dT_{\text{вос}} 700$ ), характеризующая эффективность процесса воспламенения;
- скорость роста температуры отходящих газов на выходе камеры дожигания ( $dT_{\text{отх}} 350$ ), характеризующая эффективность процесса горения воспламенённой топливной смеси в полости горелки.

Характерная диаграмма измерений указанных температур и других сопутствующих параметров из архива системы мониторинга приведена на рис. 3.

Параметр ( $dT_{\text{вос}} 700$ ) определяли как отношение показаний датчиков температуры «6 Темп3» (желтая кривая — температура в центре камеры) и «7 Темп4» (черная кривая — температуры на периферии камеры) в процессе её роста до  $700\text{ }^\circ\text{C}$  к значению времени достижения этой температуры. При этом учитывали среднюю скорость роста температуры между температурами в центре и на периферии камеры воспламенения.

Параметр ( $dT_{\text{отх}} 350$ ) определяли как отношение показаний датчика температуры «Т-уход газов» (зелёная кривая) до момента достижения значения  $350\text{ }^\circ\text{C}$  к значению времени достижения этой температуры. Единицы измерения параметров оптимизации — град/с.

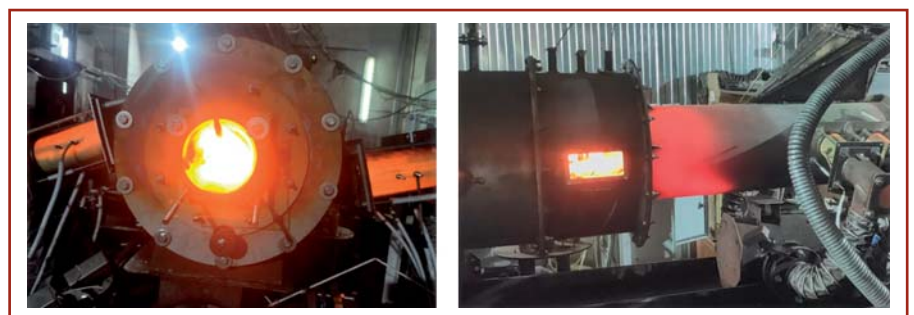


Рис. 2. Огневой стенд во время проведения экспериментов

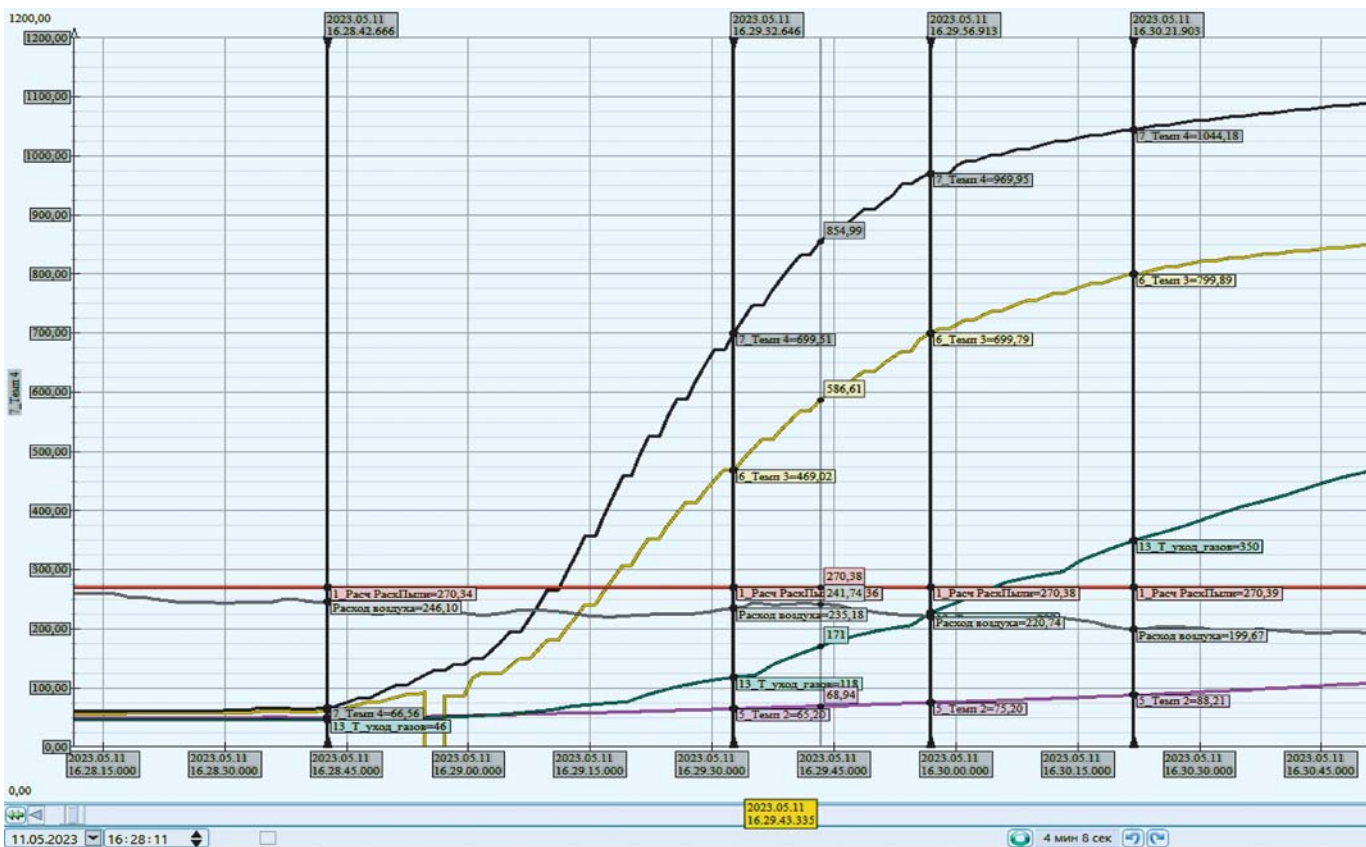


Рис. 3. Характерная диаграмма измерения параметров эксперимента

В качестве факторов влияния на параметры оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$ ,  $dT_{\text{отх}} 350$  были использованы:

- массовый расход пыли  $G$ , кг/ч (красная линия на диаграмме);
- объёмный расход воздуха  $V$ , м<sup>3</sup>/ч при нормальных условиях (серая линия на диаграмме).

В качестве дополнительных факторов анализа в экспериментах были использованы:

- совокупный параметр взаимного усиления влияния расходов пылесмеси (произведение расходов пыли и воздуха)  $S = GV$ , кг/ч·м<sup>3</sup>/ч;
- коэффициент избытка воздуха (отношение расхода воздуха в эксперименте к расчётному стехиометрическому расходу воздуха для массового расхода пыли в эксперименте)  $\alpha$ .

Стехиометрический расход воздуха для эксперимента определялся из формулы Менделеева:

$$V_{\text{возд}}^{\text{стех}} = 0,0889[C] + 0,265[H] - 0,033[O] + 0,033[S], \quad (2)$$

где  $[X]$  — массовая доля химического вещества в составе угля, %.

#### Экспериментальные данные для длиннопламенных углей

На рис. 4 приведены графики характерных выборок от архивных данных системы мониторинга для экспериментальных серий с длиннопламенными углями, воспламеняемыми в комбинированной системе газового разряда УВЭИ с электромуфельем. Изначальные экспериментальные данные о самой возможности осуществления воспламе-

ния при коэффициентах избытка воздуха более 0,7 и менее 0,1 дали отрицательные результаты. Объясняется это захлаживанием процесса холодными массами воздуха при больших значениях коэффициента избытка воздуха и недостаточностью теплового эффекта при минимальных значениях коэффициента. Зафиксированный таким образом факт экстремальной зависимости необходимо было уточнить — определить оптимальные границы значений коэффициента избытка воздуха.

Характерные зависимости параметров оптимизации от расхода пыли при постоянном расходе воздуха представлены на рис. 5.

Представленные данные показывают ярко выраженный экстремальный характер процесса воспламенения, отра-

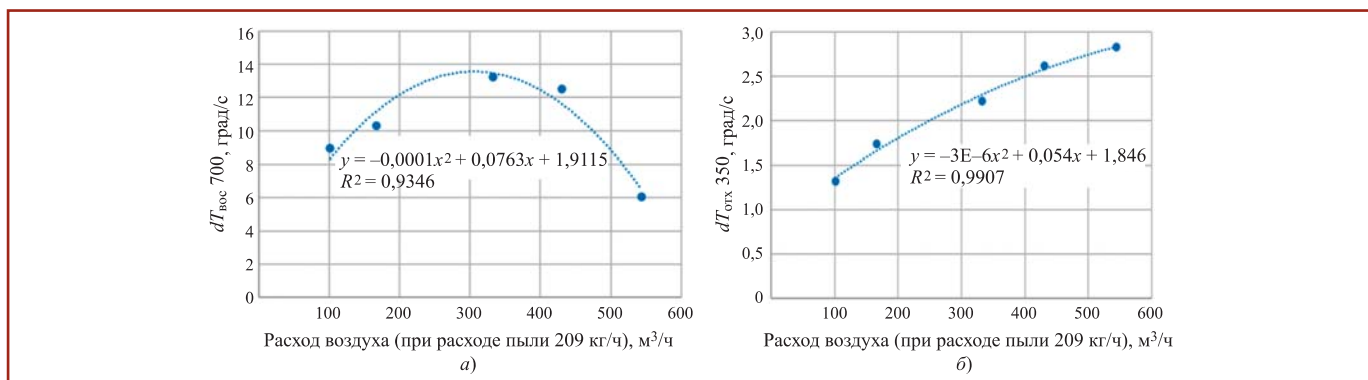


Рис. 4. Зависимости параметров оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$  (а) и  $dT_{\text{отх}} 350$  (б) от расхода воздуха при постоянном расходе пыли для длиннопламенных углей

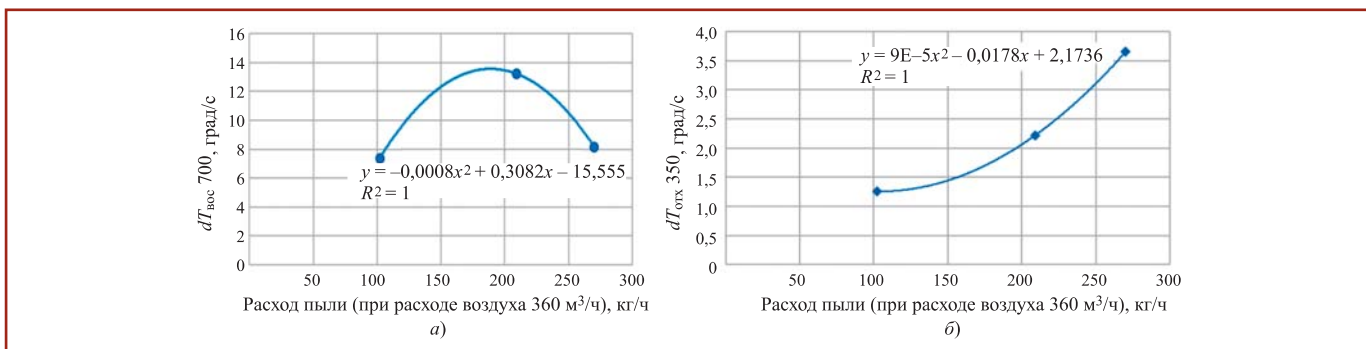


Рис. 5. Зависимости параметров оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$  (а) и  $dT_{\text{отх}} 350$  (б) от расхода пыли при постоянном расходе воздуха для длиннопламенных углей

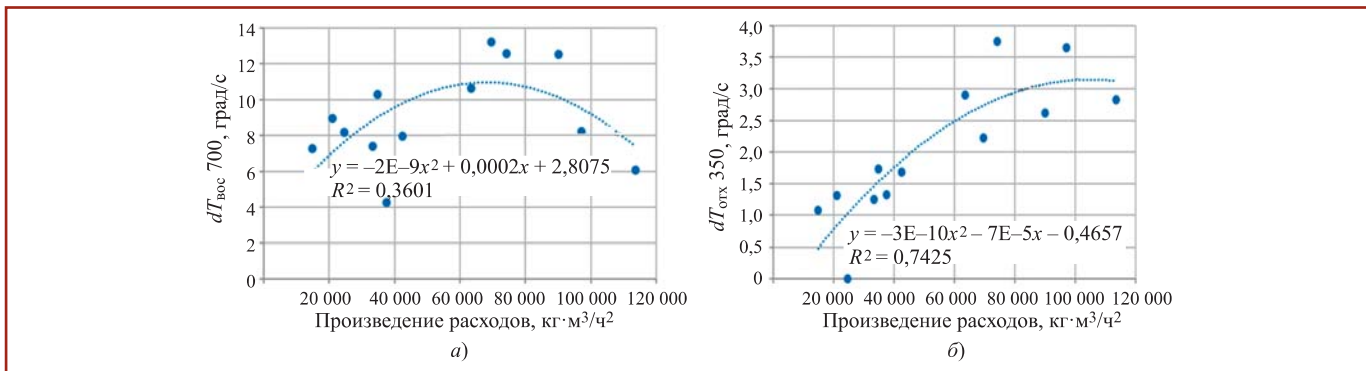


Рис. 6. Зависимость параметров оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$  (а) и  $dT_{\text{отх}} 350$  (б) от произведения расходов пыли и воздуха для длиннопламенных углей

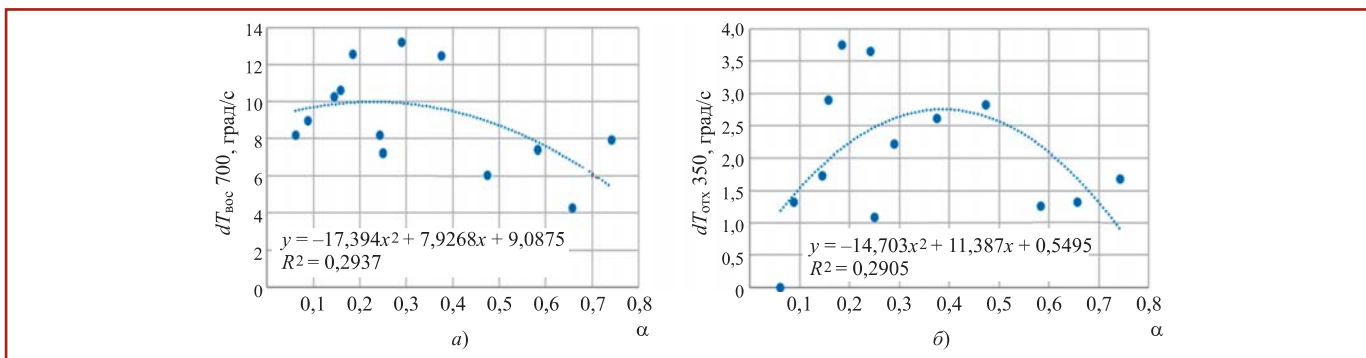


Рис. 7. Зависимость параметров оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$  (а) и  $dT_{\text{отх}} 350$  (б) от коэффициента избытка воздуха для длиннопламенных углей

жаемый зависимостью  $dT_{\text{вос}} 700$  от расходов топливной смеси  $G$  (расход пыли) и  $V$  (расход воздуха) — см. рис. 4, а и 5, а. При этом процесс интенсивности горения уже воспламенённой топливной смеси имеет однозначно возрастающий характер зависимости  $dT_{\text{отх}} 350$  от увеличения расходов обоих компонентов топливной смеси  $G$  и  $V$  (см. рис. 4, б и 5, б).

Экстремальный характер воспламенения ( $dT_{\text{вос}} 700$ ) подтверждается объединением данных измерений из разных выборок экспериментов при различных сочетаниях расходов топливной смеси. Такая объединённая диаграмма для  $dT_{\text{вос}} 700$  в зависимости от совокупного параметра расходов топливной смеси  $S$  (произведение расходов пыли и воздуха) представлена на рис. 6, а. При этом оптимальный коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  для воспламенения при  $dT_{\text{вос}} 700$  лежит в диапазоне значений 0,15 – 0,3 согласно объединённой диа-

грамме измерений из выборок экспериментов в разных комбинациях  $G$  и  $V$  (рис. 7, а).

Следует отметить особенный характер интенсивности горения уже воспламенённой топливной смеси в горелке ( $dT_{\text{отх}} 350$ ). Несмотря на то, что увеличение значения параметра совокупного расхода  $S$  в разных комбинациях приводит к однозначному увеличению тепловой мощности (см. рис. 6, б), оптимальный процесс наблюдается при значениях коэффициента избытка воздуха  $\alpha = 0,2 – 0,4$  (см. рис. 7, б).

Подтверждением экстремального характера зависимости процесса воспламенения длиннопламенных углей от коэффициента избытка воздуха является нестабильный процесс воспламенения при значениях  $\alpha > 0,7$  с переходом в пульсирующий режим и полным погашением.

### Экспериментальные данные для бурых углей

Аналогичные результаты получены и для пыли бурых углей в условиях экспериментов без использования электромuffеля. Для бурых углей также характерен экстремальный характер процесса воспламенения. При этом оптимальное значение коэффициента избытка воздуха для воспламенения лежит в диапазоне  $\alpha = 0,25 – 0,35$ . По сравнению с длиннопламенными углями для бурых углей наблюдается смещение оптимума коэффициента избытка воздуха, необходимого для воспламенения, в сторону больших значений.

Процесс горения бурых углей с УВЭИ также имеет оптимальный характер. На рис. 8 представлены графики зависимости  $dT_{\text{отх}} 375$  от коэффициента избытка воздуха для диапазонов рас-



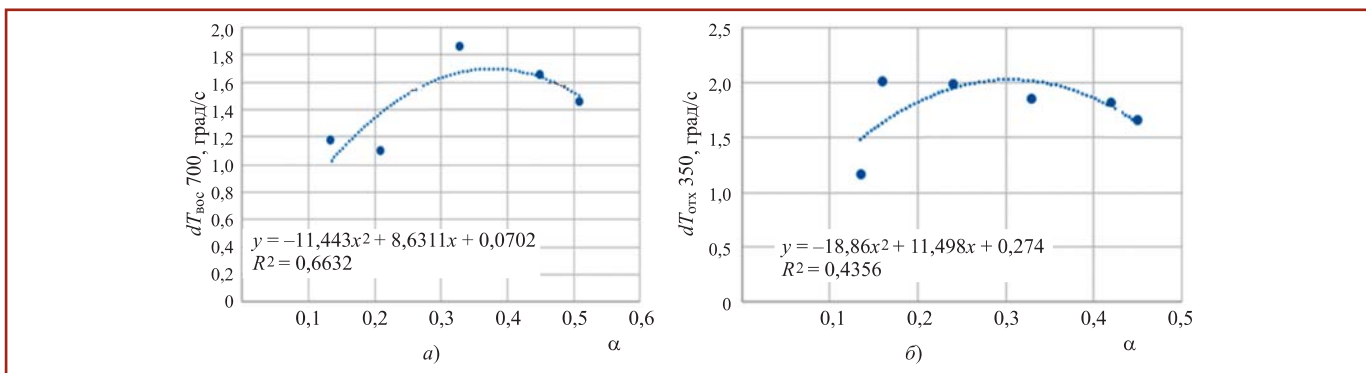


Рис. 8. Зависимость параметров оптимизации  $dT_{\text{вос}} 700$  (а) и  $dT_{\text{отх}} 350$  (б) от коэффициента избытка воздуха для бурых углей

ходов 80 – 120 кг/ч (см. рис. 8, а) и 120 – 150 кг/ч (см. рис. 8, б).

Подтверждением экстремального характера зависимости процесса воспламенения бурых углей от коэффициента избытка воздуха является нестабильный характер процессов воспламенения при значениях  $\alpha > 0,5$  с переходом в пульсирующий режим и полным погасанием. В связи с этим данные экспериментов с бурыми углями для диапазона значений коэффициентов избытка воздуха  $\alpha > 0,5$  не удалось представить в сравнительных характеристиках.

Аналогично длиннопламенным углям выявлен эффект смещения оптимального коэффициента избытка воздуха при горении пыли на выходе из горелки в область больших значений коэффициентов избытка воздуха  $\alpha = 0,2 - 0,4$ .

Объяснить специфическую картину зависимости процесса воспламенения от коэффициента избытка воздуха можно в предположении, что в процессе воспламенения на начальном участке горелки с УВЭИ участвует только наиболее активная часть топливной смеси — летучие компоненты, а остальная топливная часть до момента полного сжигания за пределами горелки выполняет роль балласта.

### CFD-моделирование

Сделанное предположение подтверждено CFD-моделированием.

Проведено математическое моделирование в программном комплексе ANSYS Fluent. Данное программное обеспечение (ПО) позволяет моделировать процесс горения твёрдых видов топлива, включающий в себя аэродинамику, нагрев частиц, сушку, выделение и горение летучих веществ, горение коксового остатка, нагрев или охлаждение золы. Расчёт траектории движения твёрдых частиц выполнялся с помощью Лагранжевой постановки. Частицы считались сферическими, состоящими из влаги, летучих веществ, кокса и золы.

На графиках (рис. 9 – 11) показано сравнение характеристик частицы (массовая доля коксового остатка, летучих веществ, температура) от времени нахождения частицы в горелке. Приведе-

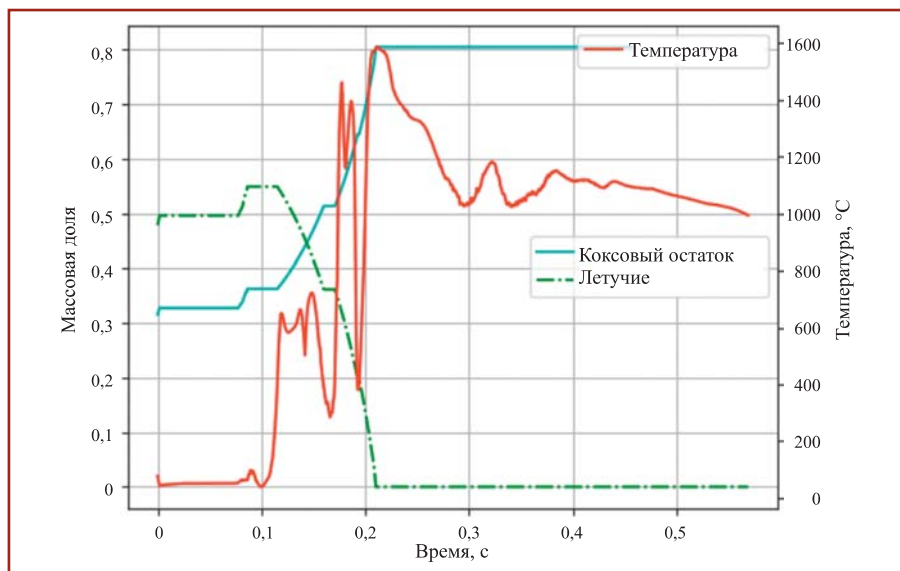


Рис. 9. Зависимость массовой доли состава частиц (кокс/летучие) от времени нахождения в горелке частиц минимальной массы

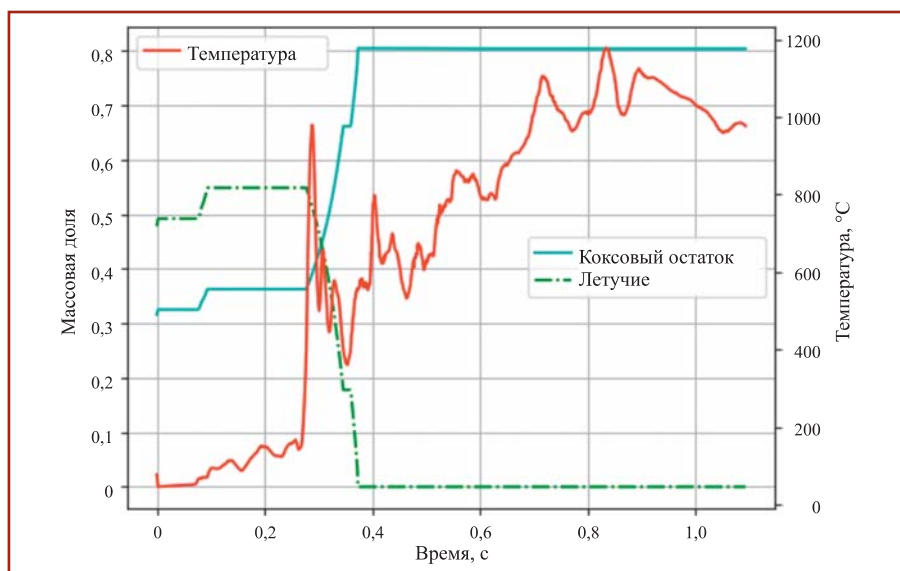


Рис. 10. Зависимость массовой доли состава частиц (кокс/летучие) от времени нахождения в горелке частиц средней массы

ны значения для одной частицы из трёх разных групп частиц — минимальные, средние и максимальные по массе.

Согласно графикам (см. рис. 9 – 11), время нахождения частиц в горелке до

выхода летучих веществ соответствует значениям 0,2 – 0,4 с в зависимости от массы. Оно приблизительно соответствует времени нахождения частиц в камере воспламенения (см. рис. 1).

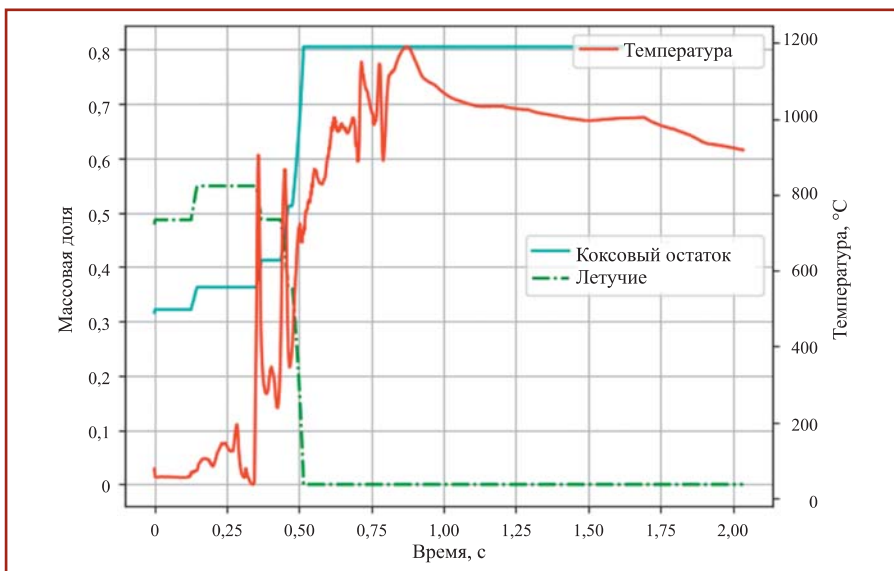


Рис. 11. Зависимость массовой доли состава частиц (кокс / летучие) от времени нахождения в горелке частиц максимальной массы

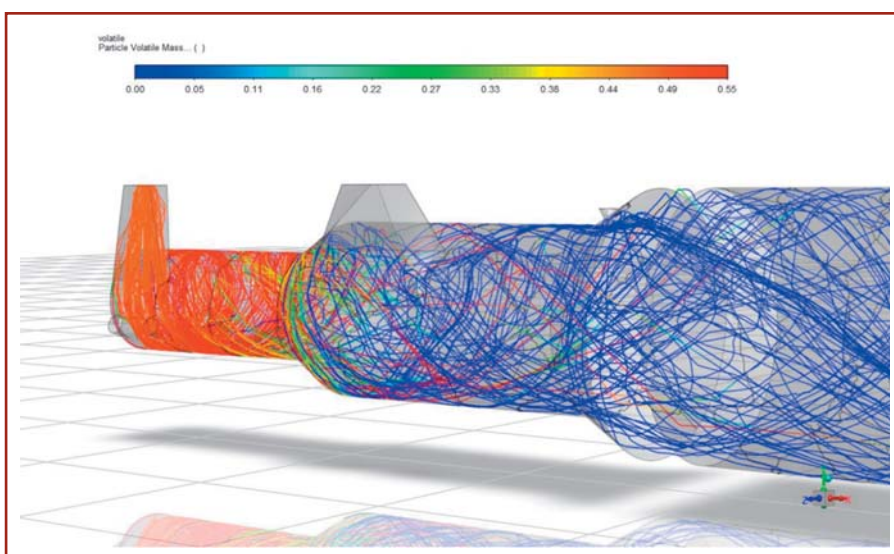


Рис. 12. Трек частиц пыли с характеристиками массовой составляющей летучих компонентов (красный цвет — максимальное количество летучих веществ; синий — их отсутствие)

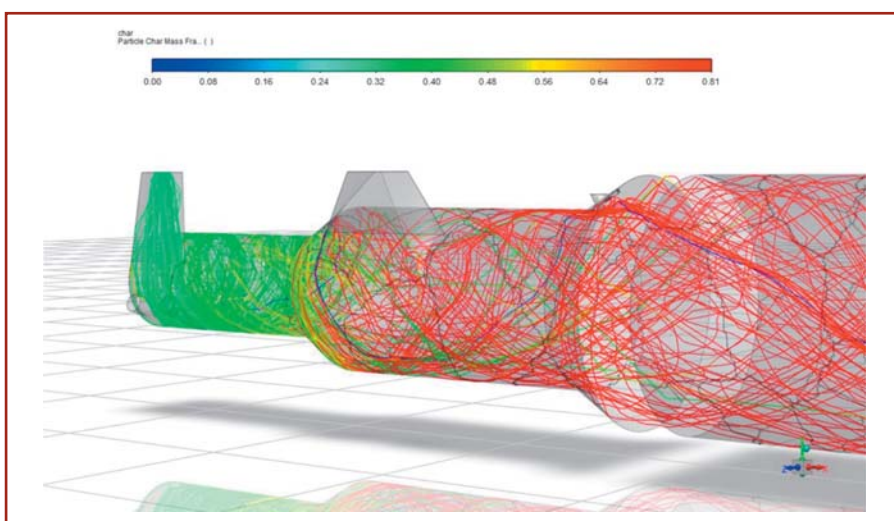


Рис. 13. Трек частиц пыли с характеристиками массовой составляющей коксовых компонентов (зеленый — наличие в частице влаги и летучих веществ; красный — частица состоит из кокса и золы выгоревшей частицы; синий — только зола выгоревшей частицы)

На рис. 12 изображены треки частиц внутри горелки станда, раскрашенные по массовой составляющей летучих веществ внутри частиц. В камере воспламенения горелки происходит интенсивное выделение и горение летучих компонентов угольной пыли. Для наиболее мелких частиц полный выход происходит почти мгновенно, а для тяжёлых — с некоторым затягиванием по времени.

На рис. 13 показаны частицы, окрашенные по массовой доле коксовой части в частице. На выходе из камеры воспламенения горелки наблюдаются горячие частицы, из которых летучие вещества выделились полностью.

Из графиков треков (см. рис. 12, 13) видно, что в камере воспламенения происходит полное сгорание летучих компонентов, и в камеру мониторинга переходит пылегазовая смесь, содержащая только коксовый остаток, который догорает в камере дожигания.

Таким образом, определено, что эффективная работа электроионизационных воспламенителей может быть обеспечена при достаточном объёме летучих компонентов в угольной пыли, который формирует стартовые условия воспламенения. Из этого же следует, что могут возникнуть проблемы и ограничения при использовании данной технологии при воспламенении угольной пыли с низким содержанием летучих компонентов. В таком случае потребуется обеспечение дополнительного вклада энергии для эффективного воспламенения за счёт других технологических приёмов. Определение конкретных значений допустимой доли летучих веществ в угольной пыли, обеспечивающей возможность использования представленной технологии, требует дополнительных исследований.

Следует отметить, что использование в качестве воспламенителя угольной пыли электродуговых плазматронов теоретически не зависит от доли летучих компонентов в этой пыли, так как температурное воздействие в области воспламенения для такой технологии лежит в области нескольких тысяч градусов [4]. Как следствие, основной проблемой для этой технологии становится обеспечение конструктивной и эксплуатационной надёжности горелочного устройства при сверхвысоких тепловых напряжениях.

### Выводы

Представленная интерпретация процесса воспламенения и горения в полости горелок с УВЭИ объясняет экстремальный характер влияния коэффициента избытка воздуха на воспламенение длиннопламенных и бурых углей. Оптимальное значение коэффициента избытка воздуха в камере воспламенения, вероятнее всего, находится в пределах значений  $\alpha = 0,2 - 0,35$ . Такой диапазон коэффициента избытка воздуха  $\alpha$

как раз соответствует ориентировочной массовой доле летучих веществ в расчёте на рабочую массу топлива. Остальная часть топлива, в основном, включающая кокс и золу, является на этом участке совокупным балластом, не участвующем в тепловом эффекте горения растопочной горелки с УВЭИ. Поэтому объём воздуха для данного участка должен выбираться из условия достаточности кислорода воздуха для сжигания не всего объёма топливной части, а только доли летучих веществ в составе топлива. Увеличение объёма воздуха сверх названных значений приводит к балластному захлаживанию зоны воспламенения и снижению эффективности воспламенения. На выходе из зоны воспламенения растопочной горелки уже есть необходимость повышения коэффициента избытка воздуха для развития процесса горения в управляемом режиме.

Таким образом, эффективность воспламенения и горения в растопочных горелках с УВЭИ обеспечивается ступенчатым характером подачи угольной пыли и воздуха для горения. Такое техническое решение описано в [5]. Общий подход к формированию оптимального режима работы в такой ступенчатой горелке формулируется следующим образом. На первой ступени горелки с УВЭИ обеспечивается оп-

тимальный режим воспламенения с коэффициентом избытка воздуха на уровне, близком к значениям  $\alpha = 0,2 - 0,35$ . На второй ступени горелки коэффициент избытка воздуха поднимается до уровня оптимального режима горения в выходной части горелки, в пределах  $\alpha = 0,3 - 0,45$ , с учётом возможного перегрева конструкций горелки при слишком больших значениях коэффициента избытка воздуха.

Указанные диапазоны оптимальных значений коэффициентов избытка воздуха могут уточняться, исходя из реальной практики эксплуатации горелок с электроионизационными воспламенителями, сорта сжигаемого угля, а также тонины его помола.

Полученные экспериментальные данные для угольной пыли длиннопламенных и бурых углей, их анализ и сделанные выводы позволяют обоснованно выбирать эксплуатационные параметры при проектировании растопочных горелок с УВЭИ для систем безмазутного розжига на тепловых электростанциях.

Определение конкретных значений допустимой доли летучих веществ в угольной пыли, обеспечивающей возможность использования представленной технологии, требует дополнительных исследований.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кучанов. С. Н., Синельников Д. С., Кочергин Д. О. Электро-ионизационная технология растопки пылеугольных котлов без применения высокорекреационного топлива // Энергетик. 2020. № 9. С. 27 – 31.
2. Патент РФ-RU №2731139. Способ факельного сжигания топливовоздушной угольной смеси и устройство для реализации способа / С. Н. Кучанов, Д. С. Синельников, П. Б. Стерлигов, В. А. Шукин, А. Ю. Яшин // Бюл. Изобретения. 2020. № 25.
3. Патент РФ-RU № 2731081. Способ факельного сжигания топливовоздушной смеси и устройство для реализации способа с использованием электроионизационного воспламенителя / С. Н. Кучанов, Д. С. Синельников, Д. О. Кочергин // Бюл. Изобретения. 2020. № 2 5.
4. Мессерле В. Е. Использование плазменной технологии воспламенения твёрдого топлива на пылеугольных тепловых электростанциях / В. Е. Мессерле, Е. И. Карпенко, А. Б. Устименко, Ю. Е. Карпенко // Энергетик. 2012. № 7. С. 22 – 26.
5. Патент РФ-RU №2766193. Способ ступенчатого сжигания пылеугольного топлива и устройство для его реализации / С. Н. Кучанов // Бюл. Изобретения. 2022. № 4.

Вышел в свет

журнал «Библиотечка электротехника» — приложение к журналу «Энергетик»  
Выпуск 7 (295) 2023 г.

ПЕРМИНОВ Э. М.

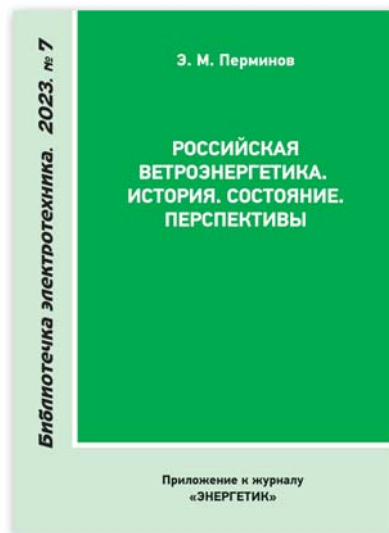
## РОССИЙСКАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА. ИСТОРИЯ. СОСТОЯНИЕ. ПЕРСПЕКТИВЫ

Одним из важнейших направлений возобновляемой энергетики является ветроэнергетика, которая по различным оценкам может обеспечить до 50 % и более перспективного энергопотребления. Поэтому интерес к проблемам развития ветроэнергетики во всём мире достаточно высок.

Данный материал — попытка коротко оценить историю, состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики, показать этапы развития, роль отечественной и отраслевой науки, возможности отечественной производственной базы и пути её совершенствования

При реструктуризации и реорганизации отечественной экономики были в значительной мере разрушены научно-конструкторские структуры и отечественное энергомашиностроение, радиоэлектроника, приборостроение и другие отрасли, на которых базируются НВИЭ, в частности ветроэнергетика. Потенциал ветроэнергетики, как и других «нетрадиционных» для российской энергетики НВИЭ, пока востребован не в полной мере, хотя в принципе они позволяют решить многие энергетические проблемы. Это связано с тем, что сложившийся на оптовом рынке электроэнергии уровень цен ниже себестоимости генерации электроэнергии на основе НВИЭ. Это особенно важно при решении вопросов децентрализованного энергоснабжения России с её обширной территорией, слабо развитой инфраструктурой и самым суровым в мире климатом, где по разным оценкам от 50 до 70 % территории не имеют надёжного гарантированного энергообеспечения. Вопросы успешного эффективного развития НВИЭ, в том числе ветроэнергетики, должны стать важнейшими задачами уже ближайшего будущего, и, как показано в последние годы, положительные шаги в этом направлении предпринимаются. При этом надо понимать, что НВИЭ не являются альтернативой «традиционной большой» энергетике, а дополняют её, занимая свою совершенно определённую нишу, которая будет расширяться.

По вопросам приобретения обращаться в редакцию  
к Давыденко Елене Иосифовне +7 495 234-74-21





DOI: 10.34831/EP.2024.15.10.008

УДК 620.92:001.8

## Возобновляемая энергетика России в публикациях журналов, сборниках трудов научных конференций, диссертациях. Обзор 2018 – 2022 гг.

**БУТУЗОВ В. А., доктор техн. наук, Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Трубилина, г. Краснодар**  
ets@nextmail.ru

Представлено состояние возобновляемой энергетики России по данным 2022 г. с суммарной установленной мощностью электрогенераций 55,8 ГВт. Подготовку специалистов вели 17 вузов и учреждений РАН, в которых обучались 219 бакалавров, 108 магистров. В семи вузах и одном учреждении РАН осуществлялась подготовка 49 аспирантов. Научные школы по ВЭ работали в шести вузах и в двух учреждениях РАН. Отмечена значимость научно-технических публикаций для оценки научного уровня специалистов и приоритетность (до 2022 г.) статей в зарубежных журналах баз данных Scopus и т. п. Приведены данные ведущих мировых журналов по возобновляемой энергетике и описаны их особенности. Представлен обзор публикаций по возобновляемой энергетике в 13 российских научно-технических журналах. Только два из них рецензируются в базе данных Scopus, а девять включены в перечень ВАК РФ. При общем числе статей в 2018 – 2022 гг. 610 (100 %) проблемам по комплексу возобновляемых источников энергии были посвящены 29, солнечной энергетике — 24, ветроэнергетике — 21 % статей. Отмечена специализация журнала «Альтернативная энергетика и экология» и лидерство по общему числу публикаций журнала «СОК». Описаны особенности тематики статей каждого журнала и их специализация. Анализируется деятельность научно-технических конференций. Отмечена работа секций научных советов РАН по электрогенерации на основе возобновляемых источников энергии и деятельность ежегодной конференции СНИО и НИУ МЭИ с участием представителей всех научных школ по возобновляемой энергетике, аспирантов и студентов. Большое значение имеют конференции молодых учёных в Москве, проводимые в МГУ с 1999 г., и в Махачкале, проводимые ОИВТ РАН. Рассмотрены проблемы подготовки аспирантов, обоснованность исключения специальности 15.14.08 из перечня ВАК РФ. Описана деятельность четырёх диссертационных советов по возобновляемой энергетике. При числе выпускников аспирантур за последние пять лет до 240 человек, число защит кандидатских диссертаций составило всего 14, а докторских — только пять.

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика, подготовка специалистов, научные школы, специализация журналов, научно-технические советы и конференции, аспирантуры, диссертации, диссертационные советы.

Электро- и теплогенерация на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) представляется ведущим трендом развития мировой энергетики, который в России насчитывает столетнюю историю [1]. В 80-е годы прошлого века в СССР большинство технологий возобновляемой энергетики (ВЭ) были конкурентоспособными, а восстановление научных школ, их создавших, началось только в 20-х годах XXI века. На 01.01.2023 г. при общей установлен-

ной мощности электрогенерации РФ 247,6 ГВт (100 %) возобновляемая системная электроэнергетика (ВЭС, СЭС, МГЭС, ГеоЭС) составляла 55,8 ГВт (22,3 %), в том числе: ГЭС — 50,1, ВЭС — 2,3, СЭС — 2,1, МГЭС — 1,22, ГеоЭС — 0,074 ГВт [2].

В России эксплуатировались тысячи энергоустановок, в основном СЭС и ВЭС. Теплогенерация на основе ВИЭ обеспечила выработку тепловой энергии в количестве 29,8 тыс. ГВтч/год,

в основном при сжигании дров и древесных отходов. В стране в 2022 г. работали два завода по производству фотоэлектрических коллекторов, шесть заводов по сборке ветроэнергетических агрегатов (ВЭА).

Подготовку специалистов для ВЭ вели 17 вузов и учреждений РАН. В 2021 г. там обучались 219 бакалавров, 108 магистров, 82 аспиранта [3]. Научные школы ВЭ в современной России действовали на шести кафедрах вузов и в двух научных учреждениях РАН [4]. Институт гидроэнергетики и энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) НИУ МЭИ (Москва) специализируется на создании МГЭС, солнечной и ветровой энергетики. Научно-образовательный центр (НОЦ) «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» СПбПУ (Санкт-Петербург) работает над созданием СЭС и ВЭС для арктических условий, совершенствованием МГЭС. Лаборатория ВИЭ МГУ выполняет межотраслевые исследования ВЭ, экономическое обоснование электрогенерации на основе ВИЭ, работает над водородослевой биоэнергетикой. Кафедра атомных электростанций и ВИЭ УРФУ (Екатеринбург) разрабатывает энергоустановки для суровых климатических условий, а кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения» ЮУрГУ (Челябинск) специализируется на проблемах повышения надёжности СЭС и создании малых ВЭУ. Институт ОИВТ (Москва) является ведущим научным учреждением РАН по геотермальной, солнечной и биоэнергетике, а учреждение ВИМ (ВИЭСХ) РАН (Москва) занимается исследованием СЭС и биотопливных энергоустановок.

Уровень развития ВЭ в данной статье оценивается по научно-техническим публикациям, материалам конференций и результатам защит диссертаций.

### Научно-технические публикации

За последние пять лет (2017 – 2022 гг.) в Институте гидроэнергетики и ВИЭ НИУ МЭИ было опубликовано наибольшее в России число работ по ВЭ — 185 (100 %), а в зарубежных и отечественных изданиях, в том числе в журналах Scopus и т. п. — 15 (8 %), в журналах из

перечня ВАК РФ — 36 (20 %). На втором месте по числу публикаций — специалисты ЮУрГУ с числом работ 159 (100 %), в том числе 92 статьи (58 %) — в зарубежных журналах Scopus и Web of Science и только 61 статья — в журналах, рекомендованных ВАК РФ. За указанный период Лабораторией ВИЭ МГУ было опубликовано меньше работ — 155 (100 %), в том числе 75 (48 %) — в журналах международных баз и 48 (31 %) — в журналах ВАК РФ. При этом коллектив лаборатории отличился наивысшей индивидуальной публикационной активностью: 17 работ на одного сотрудника.

Из 378 международных периодических изданий с публикациями по возобновляемой энергетике [5] наибольшую цитируемость в базе данных Web of Science имели журналы как по комплексу проблем использования ВИЭ, например, Renewable & Sustainable Energy Reviews; Renewable Energy, так и специализированные по отдельным её видам: по солнечной (Solar Energy), ветровой (Wind Energy), геотермальной энергетике (Geothermal Energy) — табл. 1.

Журнал «Solar Energy» издаётся Elsevier Science Publishing Company Inc. совместно с Всемирным обществом солнечной энергетики. Он специализируется на публикациях на тему электро- и теплогенерации на основе солнечной энергии, концентраторов, опреснителей и т. п. и существенно отличается от другого журнала того же издательства «Solar Energy Materials and Solar Cells», который публикует материалы по фотоэлектрическим, фототермическим и фотохимическим преобразователям. Журнал «Wind Energy», издаваемый в Нидерландах компанией John Willey&Sons, содержит статьи по оценке

ветрового потенциала, результатам эксплуатации ветропарков. Этот журнал в отличие от другого «Wind Energy Science», издаваемого Европейской академией ветровой энергетике, даёт читателям более полное представление об опыте развития мировой ветроэнергетики.

Один из ведущих журналов мирового уровня «Geothermal Energy» размещает статьи по комплексу проблем от исследования геотермальных ресурсов до технологий геотермальной электроэнергетики. Геотермальный журнал «Geothermica» публикует в основном работы по технологиям разработки месторождений. Издания «Biomass&Bioenergy», «Bioresource Technology» в основном печатают статьи по проблемам получения биотоплива. Работы по электро- и теплогенерации на основе биомассы весьма редки.

В мировой научной практике специализированные журналы по ВИЭ, как правило, издаются университетскими научными школами («Geothermal Energy») или профессиональными сообществами («Solar Energy»). В России пока не сложились устойчивые научные школы по ВЭ, они малочисленны и рассредоточены по регионам страны. Отечественные профессиональные сообщества предпочитают издавать информационные сборники. Ассоциация развития возобновляемой энергетике (АРВЭ) регулярно публикует обзоры [6].

При отсутствии в настоящее время национальных научных журналов, специализированных по возобновляемой энергетике, на данном этапе целесообразно наладить сотрудничество с журналами из дружественных стран, например, с журналом «Гелиотехника», а в английской версии «Applied Solar

Energy», который издаётся с 1965 г. в Ташкенте (Узбекистан) на русском и английском языках. В базе данных Scopus он имеет квартиль Q4.

Основные данные о публикациях статей по ВЭ в российских научных журналах, представлены в табл. 2. В журнале «Альтернативная энергетика и экология» публикуются материалы по возобновляемой энергетике, водородным технологиям и экологическим проблемам. В международных библиометрических базах данных он не рецензировался и отсутствует в перечне ВАК РФ. Из 13 указанных в табл. 2 журналов только два рецензируются в базах данных Scopus, Web of Science: «Теплоэнергетика» и «Энергетика высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ». Из перечня ВАК РФ в табл. 2 представлены девять журналов. Как следует из табл. 2, за пять лет (2018 – 2022 гг.) были опубликованы 610 (100 %) статей по ВЭ, в том числе 178 (29 %) — по комплексу ВИЭ, по солнечной энергетике — 149 (24 %), ветроэнергетике — 131 (21 %). Качество публикаций во многом зависит от наличия в составе редколлегии специалистов по ВЭ, как в журналах «Теплоэнергетика», «Энергетик», «СОК», а отсутствие специализации по отдельным видам ВИЭ приводит к снижению данного параметра.

По общему числу опубликованных статей (117), лидировал журнал «СОК» (Сантехника, отопление, кондиционирование), из них большинство — краткие сообщения о результатах использования ВИЭ. По научной специальности 05.14.08 по перечню ВАК РФ опубликовано 47 рецензированных статей. Основная тематика статей журнала: комплексы ВИЭ, солнечная и ветровая

Таблица 1

Международные научные журналы по возобновляемой энергетике	Сайт	Страна издания	Издатель	Специализация	Примечание
Renewable&Sustainable Energy Reviews/ Обзор возобновляемой и устойчивой энергетике	<a href="http://www.sciencedirect.com/science/journal/13640321">http://www.sciencedirect.com/science/journal/13640321</a>	Великобритания	Elsevier Science Publishing Company Inc.	Солнечная, ветровая, гидро-, биоэнергетика, экономика ВИЭ, морская энергетика	В составе редколлегии д.ф.-м.н. Д. Сидоров (Россия)
Renewable Energy/ Возобновляемая энергетика	<a href="http://www.sciencedirect.com/science/journal/09601481">http://www.sciencedirect.com/science/journal/09601481</a>	Великобритания	Elsevier Science Publishing Company Inc.	Солнечная, ветровая, гидро-, биоэнергетика, экономика ВИЭ, морская энергетика, опреснение	В составе редколлегии д.ф.-м.н. Д. Сидоров (Россия)
Solar Energy/ Солнечная энергетика	<a href="http://www.sciencedirect.com/science/journal/solar-energy">http://www.sciencedirect.com/science/journal/solar-energy</a>	США	Elsevier Science Publishing Company Inc.	Солнечная тепловая, фотоэнергетика, концентраторы	В составе член редколлегии И. Тюхов (Россия)
Wind Energy/ Ветроэнергетика	<a href="http://www.researchgate.net">http://www.researchgate.net</a>	Нидерланды	John Willey & Sons	Ветроэнергетика	—
Geothermal Energy/ Геотермальная энергетика	<a href="http://www.geothermal-energy-journal-springeropen.com">http://www.geothermal-energy-journal-springeropen.com</a>	Германия	Springer Open	Геотермальная энергетика	—
Biomass&Bioenergy/ Биомасса и биоэнергетика	<a href="http://www.sciencedirect.com/science/journal/09619534">http://www.sciencedirect.com/science/journal/09619534</a>	Великобритания	Elsevier Science Publishing Company Inc.	Биоэнергетика	—

Таблица 2

Название журнала	Сайт журнала	Специализация журнала	Издатель, учредитель	Научная специальность аккредитации в ВАК РФ		Рецензирование в базах данных		Периодичность в год	Формат издания (версия)	Число статей по возобновляемой энергетике						
				до 2022 г.	после 2022 г.	международных	РИНЦ			общее за 5 лет	комп-лекс ВИЭ	солнечная энергетика	ветроэнергетика	геотермальная энергетика	биоэнергетика	малая, волновая, океанская энергетика
Теплоэнергетика Thermal Enginее-plng	www.terep.ru	Теоретическая и научно-практическая	Издатель, учредитель РАИ, Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления, НИУ «МЭИ», Издатель: ООО МАИК «Наука-Интерперлоджика»	15.14.08	2.4.5 K1	Scopus	Да	12	Печатная/электронная	41	7	8	1	17	2	6
Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ	www.energy.bntu.by	Научная	Министерство образования Республики Беларусь; Энергоэнергетический совет СНГ; Комитет по высшей школе Министерства науки, высшей школы и технической политики Российской Федерации. Издатель: Белорусский национальный технический университет НИУ МЭИ	15.14.08	2.4.5 K1	Scopus	Да	6	Печатная/электронная	25	1	11	6	1	6	—
Вестник МЭИ	www.vestnik.mpei.ru	Теоретическая и научно-практическая	Канд. техн. наук Гордиенко В. М.; канд. техн. наук Титов В. Л.; канд. техн. наук Ованесов В. М. Издатель: Московский институт энергобезопасности и энергосбережения	15.14.08	2.4.5 K1	—	Да	6	Печатная/электронная	20	1	6	8	1	4	—
Энергетик	www.energetic.energy-journals.ru	Производственно-массовая	Минэнерго РФ; ПАО «ФСК ЕЭС»; Электроэнергетическая ассоциация «Корпорация ЕЭЭК»; АО «НТФ Энергопрогресс»; Всероссийский Электропрофсоюз; НП «НТС ЕЭС». Издатель: АО НТФ «Энергопрогресс»	15.14.08	2.4.5 K1	—	Да	12	Печатная/электронная	42	8	16	6	3	4	5
Энергосбережение и водоподготовка	www.energija.ru	Научно-техническая	Кубанский государственный аграрный университет им. И. Т. Грублина	15.14.08	2.1.3 K2	—	Да	12	Печатная/электронная	68	14	25	16	6	3	4
Промышленная энергетика	www.promen.energy-journals.ru	Научно-техническая	Минэнерго РФ; ПАО «ФСК ЕЭС»; Электроэнергетическая ассоциация «Корпорация ЕЭЭК»; АО «НТФ Энергопрогресс»; НП «НТС ЕЭС». Издатель: АО НТФ «Энергопрогресс»	15.14.08	2.4.5	—	Да	12	Печатная/электронная	48	13	10	16	5	4	—
Энергетическая политика	www.energypolicy.ru	Общественно-деловая научная	Минэнерго РФ, РЭА РФ	15.14.08	2.4.5	—	Да	12	Печатная/электронная	15	8	1	3	—	3	—
Альтернативная энергетика и экология	www.isjaee.com	Научно-практическая	ООО НТЦ «ТАТА» по Лицензионному договору с правообладателем Гусевым А. Л.	—	—	—	Да	12	Печатная/электронная	95	16	30	26	3	20	—
СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование)	www.c-o-k.ru	Отраслевая	Издательский дом «Медиа Технолоджи»	15.14.08	2.1.3K2	—	Да	12	Печатная/электронная	117	58	17	22	13	4	3
Энергосбережение	www.abok.ru	Профессиональная	НП «АВОК» (при поддержке Департамента топливно-энергетического хозяйства Москвы). Издатель: ООО ИИП «АВОК ПРЕСС»	—	—	—	—	8	Печатная/электронная	22	11	5	2	2	2	—
Окружающая среда и энергосбережение	www.jeees.ru	Научная, образовательная, культурно-просветительная	АО «Глобализация и устойчивое развитие», Институт энергетической стратегии	—	—	—	Да	4	Электронная	44	18	9	8	5	3	—
Энергия: экономика, техника, экология	www.jiht.ru	Научно-популярная, общественно-политическая	Интеграция. Образование и наука. Издатель: Издательский дом «Наука»	—	—	—	Да	12	Печатная/электронная	47	20	4	11	4	7	1

энергетика. В архиве журнала доступны статьи при поиске как по отдельным темам, так и по авторам. Журнал информирует читателей о соответствующих выставках, конференциях, книгах по ВЭ.

На втором месте по числу опубликованных статей — журнал «Альтернативная энергетика и экология», издаваемый канд. техн. наук А. Л. Гусевым, — 95 публикаций, из которых 30 посвящены солнечной энергетике, а 26 — ветроэнергетике.

На третьем месте с 68 статьями журнал «Энергосбережение и водоподготовка», издаваемый КубГАУ (Краснодар), главный редактор — доктор техн. наук, профессор Р. А. Амерханов. Приоритетной темой для него является солнечная энергетика.

Согласно табл. 2 по числу статей по комплексному использованию ВИЭ на первом месте журнал «СОК» — 58 статей, а на втором — журнал «Энергия: экономика, техника, экология» — 20 статей. По солнечной и ветровой энергетике впереди журнал «Альтернативная энергетика и экология» — 30 и 26 статей. По геотермальной энергетике лидируют журналы «Теплоэнергетика» — 17 и «СОК» — 13 статей. По биоэнергетике больше всего статей — 20 — опубликовано в журнале «Альтернативная энергетика и экология».

Всего в 2018 – 2022 гг. шесть вузовскими российскими школами ВЭ в зарубежных журналах, рецензируемых в мировых библиометрических базах данных по квартилям Q1, Q2, Q3, Q4, было опубликовано более 200 статей.

### Научно-технические советы и конференции

В 2018 – 2022 гг. научно-техническим советом ЕЭС (НТС ЕЭС), профессиональными сообществами (Ассоциацией развития возобновляемой энергетики России, АРВЕ, ветроэнергетической ассоциацией «Ветроэн» и др.), а также научными школами МЭИ, МГУ, СПбПУ, УРФУ, ЮУрГУ, ОИВТ РАН, ВИМ РАН было организовано несколько научно-технических конференций. Научный совет по системным исследованиям отделения энергетике, машиностроения, механики и проблем управления НТП в энергетике РАН (руководитель — академик, доктор физ.-мат. наук В. Ю. Хомич, учёный секретарь — доктор техн. наук П. В. Илюшин), провели несколько заседаний, а некоммерческое партнерство «НТС ЕЭС» — несколько круглых столов секции «Малая и нетрадиционная энергетика» (председатель — доктор техн. наук, профессор М. Г. Тягунов, учёный секретарь — доктор техн. наук П. В. Илюшин) и секции «Активные сис-

темы распределения электрической энергии и распределённые энергетические ресурсы» (председатель — доктор техн. наук П. В. Илюшин). Научной значимостью в области ВЭ отличаются четыре российские научно-технические конференции: совместная — комитета ВИЭ СНИО РФ и НИУ МЭИ (Москва); школы молодых учёных НИЛ ВИЭ МГУ (Москва), школы молодых учёных им. Э. Э. Шпильрайна ОИВТ РАН (Махачкала), Грозненского государственного нефтяного технического университета им. академика М. Д. Миллионщикова.

### Научно-техническая конференция СНИО РФ и НИУ МЭИ

Более двадцати лет ежегодно проводятся конференции СНИО РФ и НИУ МЭИ под неизменным руководством доктора техн. наук П. П. Безруких. Тематика докладов на них в последние годы существенно расширилась, что отразилось в названии «Возобновляемая и малая энергетика. Энергосбережение. Автономные системы энергоснабжения стационарных и подвижных объектов». Основанная инициатором развития ВЭ, одним из прежних руководителей Минэнерго РФ П. П. Безруких, она стала самой представительной как по числу участников, так и по научному уровню докладчиков, широте охвата аудитории: от академиков до студентов. В работе каждой конференции участвуют до 25 представителей отечественной ВЭ, практически все руководители российских научных школ, а традиции ведущей отечественной энергетической школы достойно представляют учёные и аспиранты НИУ МЭИ. За последние пять лет здесь было сделано больше всего докладов по ветроэнергетике — 59, из которых проектам и конструкциям были посвящены 25 докладов (табл. 3). На втором месте — комплексное использование ВИЭ. В 2021 г. из 61 доклада большая часть (44) была представлена по этой теме. На третьем месте — солнечная энергетика.

Конференция СНИО — МЭИ — одна из немногих, в работе которых участвуют зарубежные учёные (до пяти докладов). Её отличительная особенность — массовое участие аспирантов, студентов и магистрантов (более трети от числа участников, а в 2020 г. половина). Доклады конференции, как правило, публикуются в журналах, имеющих аккредитацию в ВАК РФ: «Вестник МЭИ» и «СОК» (Сантехника, отопление и кондиционирование). Архив статей последнего позволяет оценить трансформацию основных идей конференции. Существенным недостатком представляется отсутствие в 2018 – 2022 гг. издания сборников докладов конфе-

ренции. Последний сборник докладов датируется 2015 г. Весьма редки на этой конференции выступления представителей Минэнерго РФ, ПАО «РусГидро», других потенциальных заказчиков ВЭ.

**Конференции молодых учёных по возобновляемым источникам энергии МГУ** являются важными научными площадками, в работе которых, как правило, принимают участие ведущие российские специалисты. Традиции организации данных конференций были заложены в 1999 г. первым руководителем лаборатории ВИЭ МГУ доктором физ.-мат. наук, профессором В. В. Алексеевым и продолжены доктором физ.-мат. наук, профессором А. А. Соловьевым. Основными научными направлениями являются повышение эффективности фотоэлектрических преобразователей; математическое моделирование систем солнечной электро- и теплогенерации; современные методы преобразования солнечной энергии в тепло; ресурсы ВИЭ; оптимизация параметров ВЭУ и минимизация стоимости энергии; технологии хранения электрической и тепловой энергии; биоэнергетические технологии; геотермальные энергокомплексы; малая гидроэнергетика; экологические последствия жизненного цикла ВЭ; геоинформационные технологии ВЭ.

Наибольшее число докладов на этих конференциях — 97 было сделано в 2018 г. (табл. 3). Тогда преобладали выступления по солнечной энергетике — 40 докладов. В 2022 г. к организации конференции подключился Институт энергетических исследований (ИНЭИ РАН). Двенадцатью «наставниками», в том числе академиком РАН, доктором физ.-мат. наук, профессором С. В. Алексеенко, были подготовлены доклады о развитии основных видов ВЭ, а среди 26 молодых участников 17 были студентами и аспирантами. Доклады этих конференций изданы отдельными сборниками [7 – 9].

**Вторая российская молодёжная научная школа по ВЭ им. Э. Э. Шпильрайна** проводит конференции «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» совместно с ОИВТ РАН в г. Махачкале под руководством доктора техн. наук, профессора А. Б. Алхасова (табл. 3). За минувшие пять лет она проводилась дважды (2018, 2020 гг.). Доклады были посвящены в основном геотермии и скомпонованы в следующие разделы: роль ВИЭ в топливно-энергетическом балансе, геотермальная энергетика, теплофизические свойства термальных вод, физико-химия ВИЭ, возобновляемая энергетика, комбинированные энергетические технологии с различными ВИЭ, экологические аспекты ВЭ, экономика ВИЭ.

Год проведения	Число докладов		Тематика докладов ВЭ					
	всего	по возобновляемой энергетике	комплекс ВИЭ	солнечная энергетика	ветроэнергетика	геотермальная энергетика	биоэнергетика	малая, волновая, океаническая энергетика
<b>Конференция СНИО–МЭИ</b>								
2018	59	38	14	10	11	1	1	1
2019	62	44	10	10	13	3	4	4
2020	51	51	17	14	9	1	7	3
2021	61	44	9	10	17	1	5	2
2022	46	28	4	6	9	1	6	2
<b>В 2018 – 2022 гг.</b>	<b>279</b>	<b>205</b>	<b>54</b>	<b>50</b>	<b>59</b>	<b>7</b>	<b>23</b>	<b>12</b>
<b>Конференции МГУ</b>								
2018	97	97	11	40	22	—	21	3
2020	80	80	12	34	16	2	14	2
2022	23	34	10	10	4	—	8	2
<b>В 2018 – 2022 гг.</b>	<b>200</b>	<b>140</b>	<b>33</b>	<b>84</b>	<b>42</b>	<b>2</b>	<b>43</b>	<b>7</b>
<b>Конференции ОИВТ РАН</b>								
2018	81	44	8	9	2	17	8	—
2020	77	39	6	6	2	20	4	1
<b>2018 – 2022 гг.</b>	<b>158</b>	<b>80</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>4</b>	<b>34</b>	<b>12</b>	<b>1</b>
<b>Всего по конференциям 2018 – 2022 гг.</b>	<b>637</b>	<b>425</b>	<b>101</b>	<b>149</b>	<b>105</b>	<b>43</b>	<b>78</b>	<b>20</b>

Из общего числа докладов (до 81) тематике ВЭ отвечало около половины из них (44). Наряду с учёными ИПГиВЭ ОИВТ РАН в работе конференции принимали участие до 13 докладчиков из других научных организаций. В тематике докладов преобладала геотермальная энергетика – 34 выступления по следующим направлениям: общие проблемы геотермии, результаты геотермальных исследований, оценка запасов и бурение скважин, петрогеотермальные месторождения, моделирование геотермальных месторождений, эксплуатация систем и проблемы отложенных геотермальных теплоносителей. На втором и третьем местах были доклады по солнечной энергетике и комплексному использованию ВИЭ. Материалы конференции были изданы отдельными сборниками [10, 11] и доступны в электронном виде.

Международная научно-практическая конференция «GEOENERGO», четвёртая по счёту, была проведена 6 – 7 ноября 2019 г. в г. Грозном по инициативе доктора техн. наук, профессора М. Ш. Минцаева. На двух секциях конференции (геоэнергетика в России и в мире, технологические аспекты развития геоэнергетики) были заслушаны 53 доклада. Они были посвящены комплексу использованию ВИЭ – 12; геотермальной энергетике – 11; солнечной энергетике – 4 доклада [12]. 29 сентября – 2 октября 2022 г. в г. Грозном была проведена V конференция «Geoenergy – 2022» по аналогичной тематике.

#### Аспирантуры и защиты диссертаций

Подготовка научных кадров высшей квалификации в России до 2022 г. по направлению 14.06.01 «Ядерная, тепловая, возобновляемая энергетика и сопутствующие технологии», по специальности 05.14.08 — «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии» осуществлялась в семи вузах и одном научном учреждении [12], в которых обучались 49 человек, в том числе 17 иностранцев. Четыре из указанных учреждений имели диссертационные советы по данной специальности: НИУ МЭИ, Санкт-Петербургский политехнический университет (СПбПУ), Уральский федеральный университет (УрФУ), Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ (табл.4).

Анализ деятельности названных учреждений по подготовке научных кадров представлен в статье [4]. До 2022 г. в течении 50 лет основной научной специальностью по ВЭ в нашей стране была специальность 15.14.08 — «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии». В 2021 г. ВАК РФ отменил её, перенаправив основные виды исследований по ВИЭ в специальности 2.4.5 — «Энергетические системы и комплексы» (п.п. 1, 2, 3, 6); 4.3.2 — «Электротехнологии, электрооборудование и электроснабжение агропромышленного комплекса» (п. 3); 2.1.3 — «Теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение» (п.3). Эта новация по существу игнорирует ведущий тренд развития мировой энергетики.

Для исследования энергоустановок на основе возобновляемых видов энергии характерна органическая связь энергетических и ресурсных свойств объектов. Так, для создания геотермальной электростанции необходимы знания о месторождениях, режимах их эксплуатации, химическом и газовом составе теплоносителя и т. п. «Размытость» современных требований по ВЭ по нескольким специальностям приведёт к снижению уровня подготовки учёных.

Из табл. 4 следует, что специализацию по профилю «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии» декларирует только НИУ МЭИ. Этот вуз по числу аспирантов в 2022 г. лидировал со значительным отрывом. Здесь обучались 18 человек, в том числе шесть иностранцев, однако число защит в диссертационном совете этого учреждения в 2018 – 2022 гг. — всего четыре, существенно меньше числа выпускников аспирантуры. В их специализации преобладала гидроэнергетика.

На втором месте УрФУ — 16 аспирантов, в том числе девять иностранцев. Руководителями их выступали доктор техн. наук, профессор С. Е. Щеклеин (9 чел.) и доктор техн. наук, профессор В. И. Велькин (7 чел.). Диссертационный совет этого вуза с 2020 по 2022 г. принял к защите пять кандидатских работ.

При четырёхлетнем сроке обучения ежегодно аспирантуру со специализацией по ВЭ заканчивали в среднем 60 человек, а за четыре года — 240. За этот период (см. табл. 4) были защи-



Таблица 4

Организация	Институт, кафедра, лаборатория/число сотрудников по ВИЭ, чел.	Диссертационный совет (шифры диссертационных советов, утвержденных ВАК РФ)		Научная специальность		Число аспирантов по ВЭ на 01.01.2023 г.	Защиты диссертаций в 2018 – 2022 гг.; канд. техн наук/ доктор техн. наук		Примечание
		до 2022 г.	после 2022 г.	до 2022 г.	после 2022 г.		всего работ	специализация диссертаций	
НИУ МЭИ, Москва	Институт гидроэнергетики и ВИЭ/37	МЭИ 08	после 2022 г. МЭИ 118	05.14.08 05.04.13	2.4.5* 2.5.10	18, в том числе 6 иностранцев	4/4	Гидроэнергетика – 2 Солнечная энергетика – 1 Ветроэнергетика – 1	* Профиль — энергоустановки на основе возобновляемых источников энергии
УрФУ, Екатеринбург	Кафедра «Атомные электростанции и ВИЭ»/18	Д 05.03.04	УрФУ 24.07.17	05.14.08	2.4.5	16, в том числе 9 иностранцев	5/1	Ветроэнергетика – 2 Ветро-солнечная энергетика – 1 Солнечно-геотермальная энергетика – 1 Солнечное опреснение – 1	Диссертационный совет с 2020 г.
СПбПУ, Санкт-Петербург	НОЦ «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе»/5	У 05.14.08	У 2.4.5.43	15.14.08 05.09.03	2.4.5	7, в том числе 2 иностранца	4/1	Ветроэнергетика – 3 Комплекс ВИЭ – 1	Доктор техн. наук Велькин В. И. подготовлен в УрФУ
ОИВТ РАН, Москва	Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики, лаборатории: — инженерной теплофизики и ВЭ; распределённой энергетики/80	Д 006.110.02	Д 002.110.03	05.14.01	2.4.5	4	2/–	Солнечная энергетика – 1	—
ВИИ, (ВИЭСХ), Москва	Кафедра общенаучных и специальных дисциплин/8	Д 006.110.21	24.1.247.01	05.14.08	4.32	4	5/4	Кандидат техн. наук: — солнечная энергетика – 3 — комплекс ВИЭ – 1 Доктор техн. наук: — ветроэнергетика – 1 — солнечная энергетика – 1 — комплекс ВИЭ – 1	1 канд. техн. наук подготовлен Крымским ФУ; 1 доктор техн. наук подготовлен в Туркменистане
ВСЕГО	148					49/17	20/5		

Специальности: До 2022 г.: 05.14.08 — Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии; 05.04.13 — Гидравлические машины и гидропневмоавтоматы; 05.09.03 — Электротехнические комплексы и системы; 05.14.01 — Энергетические системы и комплексы. После 2022 г.: 2.4.5 — Энергетические комплексы и системы; 4.3.2 — Электротехнология, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса; 2.5.10 — Гидравлические машины, вакуумная, компрессорная техника, гидро- и пневмомашин

щены только 20 кандидатских и всего пять докторских диссертаций.

Современные аспиранты оценивают своё будущее в том числе по общественной значимости и востребованности. Проблемой является отсутствие в современной России концепции развития ВЭ. В РАН работают круглые столы, печатный орган Минэнерго РФ — журнал «Энергетическая политика» — публикует соответствующие статьи. Тем не менее, научной общественностью пока не предложены варианты национальной концепции развития ВЭ с выделением приоритетных направлений. Отсутствуют научно обоснованные оценки необходимого числа и научного профиля будущих учёных.

Из табл. 4 следует, что число обучаемых аспирантов до настоящего времени было в 7 раз меньше числа учёных, работающих на кафедрах и в лабораториях, специализирующихся в области ВИЭ (148 чел.). При четырёхлетнем сроке обучения ежегодно аттестуется до 10 аспирантов, за пять лет — 50 чел.; из них в 2018 – 2022 гг. защитились менее половины — 20 человек. Докторские диссертации за указанный период подготовили только пять человек. Перспективные исследования ведут, как правило, доктора наук. За последние 20 лет (с 2004 г.) по специальности 15.14.08 в трёх диссертационных советах (ЭНИН, ВИЭСХ, СПбПУ) были защищены только пять докторских диссертаций. Р. А. Амерханов в 2004 г. представил в ВИЭСХ работу «Совершенствование методов оценки сельскохозяйственных энергоустановок на основе ВИЭ». В Кубанском аграрном государственном университете (Краснодар) он основал научную школу энергетики агрокомплексов на основе ВИЭ. В. А. Бутузov в 2004 г. в ЭНИНе защитил докторскую диссертацию на тему «Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии», в которой в основном исследовались проблемы геотермальной и солнечной теплогенерации. Результатам широкомасштабных исследований систем энергоснабжения с использованием ВИЭ была посвящена в 2007 г. работа О. С. Попеля (ОИВТ РАН). После десятилетнего перерыва в 2018 г. докторскую диссертацию на тему «Методология определения параметров энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии» в СПбПУ защитил В. И. Велькин. В 2019 г. работу «Разработка и исследования предельных фотоэлектрических и тепловых характеристик энергоустановок» в ВИЭСХ защитил В. А. Майоров, ныне покойный, а в 2020 г. А. М. Пенджиев там же защитил диссертацию по проблемам комплекс-

ного использования ВИЭ в Туркменистане.

### Выводы

1. Участие российских учёных в публикациях по возобновляемой энергетике в зарубежных журналах носит эпизодический характер, а статьи иностранных специалистов в российских журналах редки. Практически отсутствуют обзоры публикаций по зарубежным научным школам. В мировых базах данных в 2022 г. были отражены только два отечественных научных журнала.

2. Число российских журналов и опубликованных в них статей по ВИЭ (13 изданий, 610 статей) свидетельствует о значительном интересе научно-технической общественности к данному направлению развития энергетики. Только журнал «Альтернативная энергетика и экология» претендует на издание по комплексу ВИЭ, однако в 2022 г. он сократил число выпусков. В стране отсутствуют специализируемые по видам энергии издания. Журнал «Гелиотехника», издаваемый в Узбекистане с 2021 г., доступен только на английском языке. По числу публикаций лидирует журнал «СОК» (Сантехника, отопление, кондиционирование).

3. Обсуждение научных проблем развития ВЭ в настоящее время происходит на нескольких уровнях: в РАН на заседаниях секций научных советов; в СНИО и НИУ МЭИ на ежегодных конференциях, в молодёжных школах МГУ и ОВТИ. В РАН в основном обсуждаются проблемы системной электрогенерации на основе ВИЭ. Конференции СНИО (их проводит НИУ МЭИ) являются наиболее массовыми, а молодёжные

конференции МГУ охватывают междисциплинарные проблемы. Конференция ОИВТ в Махачкале специализируется на геотермальной энергетике.

4. Будущее ВЭ определяется подготовкой учёных. До 2022 г. в РФ была научная специальность 05.14.08 — «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии», необоснованно отменённая в 2021 г. В 2022 г. в аспирантурах страны по ВЭ обучались 49 человек, а диссертационные советы работали в четырёх вузах Москвы, Санкт-Петербурга, Екатеринбурга. При подготовке в 2018–2022 гг. 240 аспирантов только 14 из них защитили кандидатские диссертации, что явно недостаточно даже для восполнения штата кафедр вузов. Защита за указанный период всего пяти докторских диссертаций по ВЭ свидетельствует об отсутствии мотивации учёных.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бутузов В. А., Безруких П. П., Елистратов В. В. Энергетика России на основе ВИЭ: история и современность // СОК (Сантехника, отопление, кондиционирование). 2021. № 8. С. 52–57.

2. Отчёт о функционировании ЕЭС России в 2022 году. — М.: Системный оператор Единой энергетической системы, 2022. Сайт [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru).

3. Энергетика на основе возобновляемых источников энергии: подготовка специалистов в российских вузах // Энергосбережение и водоподготовка. 2022. № 3. С. 4–16.

4. Бутузов В. А. Российские научные кадры для энергетики на основе ВИЭ / В. А. Бутузов, Р. А. Амерханов, О. В. Григораш, Д. А. Будников // Энергосбережение и водоподготовка. 2022. № 3. С. 17–28.

5. Лазарев В. С., Скалабан А. В. Основные мировые научные журналы в помощь выполнения исследований по проблеме «Возобновляемые источники энергии, местные и вторичные энергоресурсы» // Энергетика. Изв. высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2016. Т. 9. № 5. С. 488–502.

6. Информационный бюллетень «Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития» // АРВЭ. 2022. Июль. С. 69. URL: <https://rreda.ru>.

7. Возобновляемые источники энергии: Материалы Всеросс. науч. конф. с междунар. участием и XI науч. молодёжной школы, 3–6 декабря 2018 г. — М.: МАКС ПРЕСС, 2018. — 584 с.

8. Возобновляемые источники энергии: Материалы Всеросс. науч. конф. с междунар. участием и XII науч. молодёжной школы. — М.: ООО «Издательство «Наука», 2020. — 472 с.

9. Возобновляемые источники энергии и приоритеты научно-технологического развития энергетики России. Сб. докл. Школы молодых учёных. — М.: ИНЭИ РАН, 2022. — 222 с.

10. Материалы XI Школы молодых учёных «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» им. Э. Э. Шпильрайна. Вып. 7. — Махачкала: Изд-во АЛЕФ, 2018. — 520 с.

11. Материалы XII Школы молодых учёных «Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов» им. Э. Э. Шпильрайна. Вып. 8. — Махачкала: Изд-во АЛЕФ, 2020. — 520 с.

12. Геоэнергетика 2019. Материалы IV Всеросс. науч.-техн. конф., 6–7 ноября 2019 г. — Грозный: НПП «ГеоСфера», 2019. — 419 с.

## Вышли в свет в 2023 году следующие выпуски «Библиотечки электротехника» — приложения к журналу «Энергетик»

№ 1. Шульга Р. Н., Хренников А. Ю. **Расчетные режимы, разработка и испытания высоковольтных выключателей для генераторов, трансформаторов, конденсаторных батарей.** Часть 2. Разработка выключателей

№ 2. Рабинович М. А., Моржин Ю. И., Потапенко С. П., Каковский, С. К., Девяткин М. В. **Модели реального времени в задачах оперативного управления ЭЭС.** Часть 1

№ 3. Рабинович М. А., Моржин Ю. И., Потапенко С. П., Каковский, С. К., Девяткин М. В. **Модели реального времени в задачах оперативного управления ЭЭС.** Часть 2

№ 4. Шульга Р. Н. **Специальные вопросы электрооборудования. Контроллеры и преобразователи.** Часть 1

№ 5. Захаров О. Г. **Блоки питания цифровых устройств релейной защиты. Испытания**

№ 6. Шульга Р. Н., Хренников А. Ю. **Расчетные режимы, разработка и испытания выключателей.** Часть 3. Испытания выключателей

№ 7. Перминов Э. М. **Российская ветроэнергетика. История. Состояние. Перспективы**

№ 8. Львов М. Ю., Лесив А. В. **Термоиндикаторный контроль контактов и контактных соединений электрооборудования и линий электропередачи**

№ 9. Кувшинов А. А., Вахнина В. В., Хренников А. Ю. **Передача в искусственном режиме натуральной мощности по ВЛ 6–110 кВ распределительных сетей.** Часть 1

№ 10–11. Беляев А. В., Юрганов А. А. **Электростанции малой энергетики. Релейная защита и автоматика.** Часть 1

№ 12. Гариевский М. В., Лазарев Г. Б., Хрусталева В. А. **Маневренность энергоблоков АЭС с частотно-регулируемыми электроприводами главных циркуляционных насосов. Проблемы и перспективы.** Часть 1

### Валерий Владимирович Харченко (к 85-летию со дня рождения)

**В**алерий Владимирович Харченко, доктор технических наук, профессор, ведущий российский специалист в области возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и фотоэнергетики родился 18 декабря 1938 г. Свою научную деятельность он начал в 1962 г. после окончания Ташкентского политехнического института в Физико-техническом институте Академии наук Узбекистана. В последующие 35 лет, до 1996 г., также работал и в других ведущих учреждениях АН Узбекистана: Институте электроники, Центральном проектно-конструкторском и технологическом бюро научного приборостроения (заместителем директора по науке), Институте экономики (заместителем директора по науке), Специальном конструкторском бюро аэрокосмического приборостроения (директором), Институте энергетики и автоматики (главным научным сотрудником). В 1996 – 2002 г. Валерий Владимирович трудился в филиалах международных организаций в Узбекистане: ПРООН (Программа развития ООН), Глобального экологического фонда, участвовал в программе ТАСИС и других международных проектах. В течение ряда лет возглавлял Ташкентский научный центр. С 2003 г. Валерий Владимирович работает во Всероссийском институте электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ – ВИМ).

В научном творчестве Валерия Владимировича можно выделить узбекистанский и российский этапы. В Узбекистане с 1961 по 2002 г. он опубликовал более 200 печатных работ, в том числе по основному направлению его научной деятельности того этапа монографию «Вопросы эпитаксиального осаждения кремния» (1976), а также получил 12 авторских свидетельств СССР на способы и устройства для газофазного получения и измерения электрофизических параметров кремневых структур, используемых в микроэлектронике и солнечной энергетике. При работе в международных организациях он издал несколько брошюр по ВИЭ. Работая на руководящих должностях, В. В. Харченко активно продвигал не только проекты и разработки в рамках своих научных интересов, но и работы в смежных областях науки и техники. В частности, по предложению члена-корреспондента АН СССР А. Ю. Малинина, курировавшего в те годы союзные работы по микроэлектронике, в ЦПКТБ – НП АН УзССР был выполнен комплекс работ по разработке и выпуску специальных и крайне востребованных предприятиями электронной промышленности и цветной металлургии приборов и установок по оценке электрофизических параметров полупроводниковых структур. Специалистам хорошо известны результаты разработок, проведённые



с участием В. В. Харченко для производства кремния, приборов на его основе, фотоэлектрических модулей, приборов для космической техники. Рентгенорадиометрические спектрометры «ИФП» и счётчики частиц «ЛСА» успешно сработали на космических кораблях «Вега-1, 2» при исследовании планеты Венера. Эти разработки были отмечены медалями ВДНХ СССР и Премиями Ленинского комсомола Узбекистана.

Потенциал Валерия Владимировича полностью раскрылся на российском этапе его научной деятельности в институте ВИЭСХ – ВИМ в творческом содружестве с академиком Д. С. Стребковим. За двадцать лет Валерием Владимировичем опубликовано в высокорейтинговых журналах более 250 печатных работ, тематика которых включает фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии; применение фотоэлектрических модулей; комплексное использование фотоэнергетики и других ВИЭ; источники электрогенерации микросетей; термофотоэлектрические модули РVT; использование теплоты окружающей среды; общие проблемы ВИЭ; тепловое преобразование солнечной энергии. Наибольшее число публикаций юбиляра по применению фотоэлектрических модулей (21) отражает его уникальные знания технологий создания фотоэлектрических преобразователей. Он является одним из немногих современных российских учёных по исследованию РVT-коллекторов.

Для российской науки в целом и возобновляемой энергетики в частности боль-

шим событием стало издание в США (Издательство IGI Global) в 2018 – 2020 гг. под редакцией В. В. Харченко и доктора техн. наук Пандиана Васанта (Малайзия) серии справочников по проблемам ВИЭ (пять книг, всего 2643 стр.). При этом Валерий Владимирович участвовал в написании 18 глав этих справочников и оказывал неоценимую помощь своим российским коллегам при переводе их текстов на английский язык. В качестве соредатора опубликовал ряд книг в различных изданиях (EAI/Springer Innovations In Communication And Computing, Advances of Machine Learning in Clean Energy and the Transportation Industry, New York и др.). Всего с 1961 по 2022 г. Валерий Владимирович подготовил более 450 печатных работ, четыре монографии, создал 24 новых технических решения защищённых патентами.

В разные годы В. В. Харченко состоял членом Международного общества солнечной энергетики «Inter Solar Energy Society», членом Комитета ВИЭ СНИО, членом Научного Совета РАН по ВИЭ; членом редколлегии и журналов «Научный вестник НУБіП України, серия техника та енергетика», Енергетика і автоматика НУБіП України; Industrial Technology and Engineering, Shimkent, Kazakhstan. Несколькими годами ранее выполнял функции управляющего редактора журнала International Journal of Energy Optimization and Engineering, являлся официальным рецензентом журналов Solar Energy, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Renewable and Sustainable Review, соредатором журнала Applied Sciences (Switzerland) и др.

Наряду с научной деятельностью В. В. Харченко активно стремится передать свой богатый и разносторонний опыт молодым специалистам. Его циклы лекций отличаются глубиной рассмотрения вопросов, образностью, конкретикой примеров и доступностью для восприятия. Он удостоен высокого звания почётного профессора кафедры «Возобновляемые источники энергии» Института гидроэнергетики и ВИЭ НИУ «Московский энергетический институт». Им подготовлено три кандидата технических наук в Узбекистане, а за период работы в ВИЭСХ – ВИМ — семь кандидатов и два доктора технических наук.

Российская научно-техническая общественность, гелиотехники и материаловеды Республики Узбекистан и других стран СНГ, соратники, коллеги и ученики искренне поздравляют Валерия Владимировича со знаменательным юбилеем, желают ему долгих лет жизни и плодотворной творческой деятельности!

## Яков Иосифович Бляшко (к 75-летию со дня рождения)

**Я**ков Иосифович Бляшко, кандидат технических наук, генеральный директор АО «МНТО ИНСЭТ», ведущий российский специалист по малой гидроэнергетике родился 27.01.1949 г. в городе Чирчик Ташкентской области в Узбекистане. Закончив школу с серебряной медалью и приехав в 1966 г. в Ленинград, он поступил в Механический институт, ныне БГУ «Военмех».

После окончания института с 1978 по 1989 г. Яков Иосифович работает в структурах Ленинградского механического завода на должностях от инженера до начальника бюро, где он разработал и внедрил технологию ультразвуковой обработки лопаток турбомашин.

С 1989 г. по настоящее время Я. И. Бляшко руководит единственным в России специализированным научно-техническим предприятием «МНТО ИНСЭТ» в Санкт-Петербурге. За более 30-летний период в «МНТО ИНСЭТ» под его руководством разработаны, произведены и смонтированы в России и в зарубежных странах более 80 образцов нового гидроэнергетического оборудования. Предприятие выполняет полный цикл работ также по проектированию и строительству гидроэлектростанций. Конкурентоспособность АО «МНТО ИНСЭТ» определяется высоким научным уровнем руководителя.

После кратковременного обучения (1982 – 1983 гг.) Яков Иосифович в 1983 г. защитил кандидатскую диссертацию по повышению выносливости лопаток турбомашин, в 1987 г. окончил Центральный институт повышения



квалификации по патентоведению, а в 1996 г. — Институт повышения квалификации кадров при институте точной механики и оптики в Санкт-Петербурге.

Под руководством Я. И. Бляшко была разработана Концепция создания типоразмерного ряда гидроагрегатов малых ГЭС и методология их проектирования, подготовлено 25 изобретений и более 50 научных работ, в том числе три монографии. Я. И. Бляшко руководил научными программами Минобрнауки РФ, является ведущим экспертом нескольких научных фондов, участвовал в разработке Программы энергообеспечения районов Крайнего Севера, Программы развития малой гидроэнергетики России, является членом ре-

дакционного совета журнала «СОК» (отопление, кондиционирование, возобновляемая энергетика, энергосбережение), участвует во всех российских и в большинстве зарубежных конференций по возобновляемой энергетике.

Яков Иосифович более 10 лет занимается педагогической деятельностью в Инженерно-строительном институте СПбПУ: читает лекции, руководит ГЭК, издал два учебных пособия. Его отличает активная работа в ведущих российских научных и общественных организациях. Он — вице-президент объединения энергетиков Северо-Запада, член Президиума комитета по ВИЭ РосСНИО, член Президиума национального комитета по сотрудничеству с Латинской Америкой.

Активная производственная и научная деятельность Я. И. Бляшко получила признание: в 1987 г. ему присвоено звание «Кадровый турбостроитель»; награжден Золотой медалью ВДНХ СССР; в 2001 г. — Золотая медаль ВВЦ РФ; 2003 г. — звание РосНИО «Инженер года России»; 2008 г. — медаль имени В. Г. Шухова и медаль «300 лет Санкт-Петербурга»; 2009 г. — звание «Ветеран труда»; 2014 г. — имя Я. И. Бляшко занесено в Книгу почёта РосСНИО.

Научно-техническая общественность и коллеги Якова Иосифовича Бляшко сердечно поздравляют с юбилеем и желают долгих лет активной плодотворной творческой деятельности.

### К 80-летию Тегеранской конференции лидеров антигитлеровской коалиции

В конце ноября — начале декабря 2023 года исполнилось 80 лет проведения Тегеранской конференции руководителей трёх ведущих стран антигитлеровской коалиции, первой и особо важной военно-политической и дипломатической встречи Председателя Совнаркома (Правительства) СССР И. В. Сталина, Президента США Ф. Д. Рузвельта и Премьер-министра Англии У. Черчилля. Конференция была посвящена мерам по завершению Второй мировой войны и послевоенного мироустройства. Такая встреча назревала давно, но в силу разных обстоятельств лидерам встретиться не удавалось, хотя развивалось сотрудничество, главными вопросами которого были создание антигитлеровской коалиции и открытие второго фронта.

После нападения Германии и её сателлитов на СССР 22 июня 1941 г. Англия официально выступила в поддержку СССР. В июле 1941 г. состоялась первая встреча советских и английских представителей. В сентябре — октябре 1941 г. прошла Московская конференция представителей СССР, США, Англии, и было достигнуто соглашение о поставках в СССР из США по ленд-лизу одежды и продуктов питания, а также из США и Англии — оружия и военных материалов в обмен на поставки продукции и сырья из СССР. 1 января 1942 г. представители 26 стран в Вашингтоне (в том числе — СССР) подписали Декларацию о создании Организации Объединённых Наций (ООН). За годы войны Декларацию поддержали более 40 государств. 26 мая 1942 г. нарком иностранных дел СССР В. М. Молотов в Лондоне подписал договор между СССР и Англией о союзе в войне против гитлеровской Германии и её сообщников в Европе, сотрудничестве и взаимной помощи после войны. А 11 июня 1942 г. в Вашингтоне он подписал соглашение между СССР и США о принципах взаимопомощи в войне. Оформилась антигитлеровская коалиция, предусматривающая взаимопомощь и взаимопод-

держку в борьбе с Германией; взаимные обязательства при ведении переговоров; перемирие или мир с Германией — только с обоюдного согласия.

В ходе этих переговоров Советский союз постоянно ставил вопрос об открытии второго фронта в Европе и организации реальной помощи в вооружённой борьбе, однако союзники избегали конкретных обязательств относительно сроков и масштабов военного сотрудничества. При этом Англия предлагала не вторгаться в Европу через Ла-Манш, как настаивал СССР, а в 1942 г. совместно с США оккупировать Французскую Северо-Западную Африку. США и Англия стремились не допустить активного участия СССР в решении общемировых проблем, а также к достижению цели — ослабить и Германию, и СССР, но понимали, что нельзя было дать Германии победить. Ярый антикоммунист У. Черчилль стал инициатором этой идеи. США с ней были согласны, так как выигрывали и американцы, и англичане. Три крупнейшие державы мира могли бы быстро победить Германию. Для этого надо было объединиться, а лидерам Англии и США было необходимо, хотя бы на время забыть свою ненависть к СССР.

Но США устраивал и третий сценарий — ослабление всех участников войны, в том числе и Англии. Однако такие планы стали рушиться, когда Красная армия начала побеждать. Англичане и американцы испугались. А вместе с ними и Гитлер, который сосредоточил на территории СССР основную немецкую мощь. В 1943 г. минимум 70 – 80 % солдат, техники и вооружений Германии и её сателлитов воевало на советско-германском фронте. И эта мощь терпела поражения. Победа Красной армии под Москвой отрезала Запад.

Президент США Ф. Д. Рузвельт связался с И. В. Сталиным, предложив объединить усилия в борьбе с Гитлером, и согласился открыть второй фронт осенью 1942 года. Однако против была

Англия, которая ещё 29 сентября 1938 года подписала так называемый «Мюнхенский сговор» руководителей Англии, Франции, Италии и Германии, который позволил Германии захватить Судетскую область Чехословакии, получить союзника — Словакию и большое количество чехословацкой военной техники для нападения на СССР. Цель «сговора» — вытеснить СССР из Европы, выиграть время и вооружить Германию для войны с СССР. Как определил И. В. Сталин: *«По сути дела, английское правительство своей пассивно выжидательной политикой помогает гитлеровцам... То обстоятельство, что Англия нам аплодирует, а немцев ругает последними словами — нисколько не меняет дела. Понимают ли это англичане? Я думаю, что понимают. Чего же они хотят? Они хотят, кажется, нашего ослабления».*

И. В. Сталин, который руководил огромным и самым важным советско-германским фронтом был заинтересован в такой встрече, чтобы решить вопрос более активного участия союзников в военных действиях. Узнав о желании лидера США поддержать СССР, Черчилль вылетел в Америку и убедил его не открывать второй фронт в 1942 г. В начале 1943 г. в Касабланке (Марокко) и Вашингтоне проходят англо-американские встречи, на которых был одобрен план боевых действий, предложенный У. Черчиллем. Англо-американские войска через «балканский вариант» второго фронта должны были раньше советских вступить в страны Юго-Восточной Европы и перерезать Красной армии путь на запад. Представители СССР на встречах не присутствовали, но участвовали Китай и Франция.

Переломным моментом Второй мировой войны стал разгром германской армии под Сталинградом. С этого момента Красная армия перешла от обороны к наступлению и освобождению оккупированной территории! Рузвельт и Черчилль были потрясены. А что, если СССР захочет подчинить себе Польшу, потом Германию и всю Европу? А что, если ещё хуже — СССР заключит с Германией сепаратный мир и они поделят Европу на две части? Такое уже было!

Ф. Д. Рузвельт снова настаивает на встрече с И. В. Сталиным. Но тот безмолвен. СССР уже одержал крупные победы под Москвой, Сталинградом и в битве на Курской дуге. Западные лидеры начали осознавать, что открытие второго фронта СССР может и не потребуются и заговорили о встрече. Неожиданно для Ф. Д. Рузвельта И. В. Сталин предлагает встречу и место — Тегеран. Американский лидер предлагает встречу в Каире (Египет), Анкаре (Турция). Ответ И. В. Сталина краток — Тегеран или предлагает перенести её на 1944 г. И Ф. Д. Рузвельт соглашается на Тегеран. В Иране тогда находились советские, британские и американский войска.

О встрече трёх лидеров в Тегеране, несмотря на все меры секретности, стало известно руководству Германии. Немецкая разведка в октябре 1943 г., расшифровала американский военноморской код. Ликвидировать в Тегеране «Большую тройку» было поручено группе немецких диверсантов. Но службы безопасности «Большой тройки» предотвратили «покушение века». Советская разведка узнала, что группа немецких боевиков проходит подготовку под Винницей, о чём сообщил известный советский разведчик Кузнецов Н. И., действовавший в сражавшемся там партизанском отряде. Эта информация в центре совпала с другой из Ирана, где советский разведчик Геворк Вартамян обнаружил немецких радистов и перехватил их переговоры. Амбициозная операция провалилась. На время конференции в Тегеране пресса остановила свою деятельность, отключили телефон, телеграф и радиосвязь.

Правительственная делегация военных и дипломатов СССР остановилась в советском посольстве в центре Тегерана. Англичане расположились в посольстве на другой стороне улицы. И. В. Сталин предложил Ф. Д. Рузвельту в целях безопасности остановиться в советском посольстве, так как американское находилось на окраине города. Ф. Д. Рузвельт предложение принял с благодарностью.

28 ноября 1943 года в здании советского посольства союзники начали переговоры. Задача «закончить войну с Германией» была общей. К концу 1943 г. победа антигитлеровской коалиции стала очевидной. Но главными целями и задачами были последствия войны для победителей, распределение территорий Европы. Переговоры были непростыми, но были приняты важные решения:

**Открытие союзниками второго фронта во Франции.** Каждая из сторон отстаивала свои позиции, настаивая на

собственных условиях. Был обсуждён и согласован план операции «Оверлорд», десантной операции на Севере Франции 1 мая 1944 г., которая в действительности началась 6 июня 1944 г. Генерал Эйзенхауэр (США) был назначен главнокомандующим союзных войск, а английский генерал Монтгомери — командующим силами вторжения. Были утверждены сроки военных решений и по Японии, Китаю и странам Азии.

**О Германии.** США предлагали раздробление Германии. СССР настаивал на сохранении единства страны. Англия предлагала создать Дунайскую федерацию, в которую как часть должны будут войти и освобождённые от Гитлера немецкие территории.

**По польскому вопросу.** Претензии Польши на территории западных регионов Белоруссии и Украины были удовлетворены за счёт Германии. В качестве границы Польши на востоке признали известную, ранее согласованную условную линию — линию Керзона.

**Предоставление независимости Ирану.** Стороны договорились решить этот вопрос по окончании войны.

**Согласовано вступление СССР в войну с Японией.** И. В. Сталин заявил: «Россия объявит войну Японии после разгрома Германии».

**Обозначены условия и меры послевоенного устройства мира.** И. В. Сталин отметил важность вопросов — не дать возможности реванша Германии и поставил вопрос о передаче СССР Кёнигсберга (Калининграда) и территорий на севере Восточной Пруссии. И. В. Сталин настоял на том, чтобы Литва, Латвия и Эстония вошли в состав СССР. Ф. Д. Рузвельт и У. Черчилль считали, чтобы процесс присоединения происходил через референдум.

**Достигнуто единство взглядов в установлении мира и безопасности в мире.** Было определено, что будущий мировой порядок будет регулироваться отношениями между «странами — мировыми лидерами». Четвёртой такой страной был назван Китай. И если с миром и порядком на планете на долгие годы лидеры ошиблись, относительно КНР — нет.

У. Черчилль от имени Короля Великобритании вручил И. В. Сталину дарственный «Меч Сталинграду», на клинке которого на русском и английском языках выгравирована поздравительная надпись: «Гражданам Сталинграда, крепким как сталь — от короля Георга VI в знак глубокого восхищения британского народа». Шах Ирана Мухаммед Реза Пехлеви сначала попросил о встрече с «главным боссом» У. Черчиллем, а потом с Ф. Д. Рузвельтом и И. В. Сталиным. У. Черчилль и Ф. Д. Рузвельт приняли Шаха в резиденция

посольств. Когда представители Шаха обратились к И. В. Сталину о возможной встрече, они растерялись. И. В. Сталин спросил, когда Шах сможет его принять? И он прибыл во Дворец Шаха и поблагодарил его за гостеприимство и возможность провести эту важную встречу.

**Переписанная история.** В 1993 г. в Лондоне открыли памятник, посвящённый юбилейной дате. Но «Большую тройку стран-победителей» урезали, исключив самого главного лидера — руководителя СССР Иосифа Виссарионовича Сталина. Американцы открыли в г. Орлеане в 2000 г. Национальный музей Второй мировой войны, где рассказывают, что победили Гитлера США и союзники, освободив планету от вселенского зла, без упоминания СССР. Они выкинули из истории не только вождя СССР, но и великую советскую страну, её решающую роль в Победе, её огромные жертвы. Они при этом, конечно, «забывают», что СССР в этой войне уничтожил от 70 до 90 % военной мощи Германии и её союзников и потерял 26,6 млн человек и, что около 10 млн воинов Красной армии освобождали европейские страны, где погибло по данным журнала «Моя Россия» 1 089 502 человека, что превышает общие потери Англии и США во Второй мировой войне. Они просто решили переписать мировую историю, сделав себя в XX веке победителями главного врага Европы и мира [3, 4].

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ Президента Российской Федерации от 31.07.2023 № 568 «О подготовке и проведении празднования 80-й годовщины Победы в Великой Отечественной войне 1941 – 1945 годов».
2. Министерство обороны Российской Федерации. «Великая Отечественная война 1941 – 1945 годов. В 12 т. М.: Кучково поле, 2013.
3. Переписка Председателя Совета Министров СССР с президентами США и премьер-министрами Великобритании во время Великой Отечественной войны 1941 – 1945 гг. М.: Госполитиздат, 1986.
4. Великая Отечественная война 1941 – 1945 годы. События. Люди. Документы. Краткий исторический справочник. М.: Госполитиздат, 1990.

**ПЕРМИНОВ Э. М.,**  
**почётный энергетик Минэнерго**  
**России, заслуженный работник**  
**ОАО «РАО ЕЭС России», ветеран**  
**труда, ветеран энергетики,**  
**член Совета ветеранов Минэнерго РФ,**  
**почётный профессор НИУ МЭИ,**  
**канд. техн. наук**

# Тематический указатель публикаций журнала «Энергетик» в 2023 г.

## АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ. ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

**Байрамов А. Н.** Оценка эффективности перспективных вариантов схем комбинирования АЭС с водородным комплексом . . . . . № 2, с. 8

**Гиниятуллин И. А.** Тенденции развития эталонной базы электроэнергетики . . . . . № 1, с. 46

**Гительман Л. Д., Кожевников М. В.** О неотложных изменениях в подготовке менеджеров и инженеров для новой энергетики. . . . . № 10, с. 3

**Григорьев А. В.** Электроэнергетика как отрасль — реальность или умозрительная абстракция? . . . . № 12, с. 51

**Григорьев А. В., Осотов В. Н.** О техническом управлении в электроэнергетике . . . . . № 7, с. 23

**Жилкина Ю. В.** Обеспечение технологического суверенитета в электроэнергетике в условиях санкционного давления . . . . . № 7, с. 27

**Илюшин П. В., Георгиевский И. Д.** Обзор возможностей для увеличения доли ветровых и солнечных электростанций в структуре генерирующих мощностей энергосистем . . . . . № 5, с. 13

**Молодюк В. В., Исамухамедов Я. Ш.** Стратегия развития ядерной энергетики России до 2050 г. и перспективы на период до 2100 г. (Стратегия-2021) . . . . . № 3, с. 46

**Молодюк В. В., Исамухамедов Я. Ш.** Энергоблок с реакторной установкой БН-1200М. . . . . № 9, с. 43

**Молодюк В. В., Исамухамедов Я. Ш., Тягунов М. Г., Илюшин П. В., Ивановский Д. А., Рустамов Н. А.** Обзор трендов развития и опыта использования распределённых энергетических ресурсов по состоянию на 2022 г. . . . . № 8, с. 40

**Фролов М. С., Павлов А. А., Иванов Н. В.** Проблемы разработки нормативно-технической документации по топливоиспользованию и пути их решения . . . . . № 7, с. 44

## ЭНЕРГЕТИКА И РЫНОК, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОТРАСЛИ. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

**Аникьева Э. Н., Аникьев А. А., Миняйло Е. А.** Особенности технологии управления спросом на электрическую энергию и перспективные подходы к её реализации . . . . . № 12, с. 3

**Афанасьев В. Я., Любимова Н. Г.** Последствия ликвидации отдельных видов перекрёстного субсидирования в электроэнергетике . . . . . № 7, с. 4

**Бойко Е. Е., Бык Ф. Л., Илюшин П. В., Мышкина Л. С.** Подход к модернизации систем централизованного теплоснабжения с преобладанием коммунально-бытовых потребителей для повышения их гибкости, энергоэффективности и экологичности . . . . . № 12, с. 8

**Волокитин О. Г., Мингажева Ю. Г.** Технология обработки золотосодержащей пульпы наносекундными электромагнитными импульсами. . . . № 11, с. 55

**Галиев Р. И., Галиев И. Ф.** Анализ топологии многоуровневого графа при формировании схем электроснабжения для различных категорий потребителей . . . . . № 3, с. 23

**Ларин Е. А., Соколов А. А.** Термодинамический анализ утилизационного энергетического контура газотурбинного привода центробежных нагнетателей компрессорных станций магистральных газопроводов. . . . . № 2, с. 27

**Меленцов М. А., Меленцов А. А.** О методиках подтверждения экономического эффекта оптимизации энергетических режимов тепловых электростанций . . . . . № 8, с. 25

**Назаров М. А., Хренников А. Ю.** Использование грунтового аккумулирования тепловой энергии для собственных нужд подстанций . . . . . № 6, с. 18

**Паршуков В. И., Ефимов Н. Н., Горбачев В. М., Кихтев И. М., Католиченко Д. С.** Имитационное моделирование работы энергетического комплекса по переработке твёрдых коммунальных отходов как объекта управления. . . . . № 1, с. 36

**Султанов М. М., Константинов А. А., Баев Д. Н.** Методика прогнозирования показателей экономичности ТЭЦ . . . . . № 4, с. 55

## СОЦИАЛЬНОЕ РАЗВИТИЕ ТРУДОВЫХ КОЛЛЕКТИВОВ. ПОДГОТОВКА И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ КАДРОВ. СТИМУЛИРОВАНИЕ ТРУДА

**Александрова М. В., Мартынов В. В., Радин Ю. А.** Школа энергетики ВТИ — уникальный способ отбора талантливой молодежи для работы в научно-исследовательских, проектных и эксплуатирующих организациях . . . . . № 8, с. 48

**Бутузов В. А.** Возобновляемая энергетика России в 2021 г.: научные школы вузов Москвы, Санкт-Петербурга и Урала. . . . . № 8, с. 43

**Бутузов В. А., Брянцева Е. В.** Анализ деятельности современных отечественных научных школ геотермальной энергетики. . . . . № 9, с. 27

**Волков Э. П.** Энергетику — 95!. . . . . № 6, с. 3

**Любовь и преданность профессии . . . . .** № 3, с. 50

**Трофимов А. В., Козина М. А., Поляков А. М., Смотров Н. Н., Трофимов В. А.** Лабораторная ячейка КРУЭ 220 кВ как объект автоматизированного управления. . . . . № 6, с. 44

## ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ. НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

**Аль Саммаррай Хайдер Салах Хамза, Ефимов Н. Н., Малюков А. С.** Моделирование режимов работы комбинированной солнечной энергоустановки. . . . . № 9, с. 31

**Бутузов В. А.** Обзор развития возобновляемой энергетики России и Казахстана в 2021 г. . . . . № 3, с. 42

**Володин А. М., Епихин А. Н., Киселева О. А.** Использование морской воды при сероочистке дымовых газов . . . . . № 1, с. 27

<b>Вяткин Н. А.</b> Опыт сооружения мини-ГЭС на очищенных сточных водах г. Томска . . . . .	№ 10, с. 52	
<b>Киселева О. А., Иванова А. А., Мясина Т. Н., Кумпан Н. В.</b> Разработка алгоритма выполнения требований по квотированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух . . . . .	№ 3, с. 39	№ 3, с. 8
<b>Мильман О. О., Перов В. Б., Кузина Л. А., Лошкарева Е. А., Земченков С. М.</b> Гидропаровая турбина на отопительной котельной . . . . .	№ 10, с. 49	
<b>Николаев Ю. Е., Игнатов В. Ю.</b> Области эффективного применения в автономных энергокомплексах на базе ГТУ и ВЭУ в Российской Федерации . . . . .	№ 2, с. 32	№ 4, с. 25
<b>Перов В. Б., Мильман О. О., Сerezкин Л. Н., Сказочкин А. В., Земченков С. М.</b> О некоторых аспектах маркетингового исследования российского рынка гидропаровых турбин. . . . .	№ 12, с. 46	№ 4, с. 48
<b>Росляков П. В., Гуреев А. Н., Гусева Т. В., Рудомазин В. В.</b> Индикативные показатели выбросов парниковых газов при сжигании топлива на ТЭС и в котельных. . . . .	№ 5, с. 40	№ 3, с. 3
<b>Симонов А. В., Илюшин П. В.</b> О влиянии параметров схемы выдачи мощности ветровых электростанций на показатели качества электроэнергии в распределительных сетях . . . . .	№ 6, с. 22	№ 4, с. 50
<b>Тыскинеева И. Е., Тыхеев А. В., Бубеева И. А., Ахаржанова Т. В.</b> Опыт внедрения батарейных эмульгаторов второго поколения на ТЭЦ-1 г. Улан-Удэ. . . . .	№ 5, с. 49	№ 6, с. 52
<b>Шамарова Н. А., Шушпанов И. Н., Суслов К. В., Илюшин П. В.</b> Подход к учёту основных стресс-факторов, влияющих на деградацию аккумуляторных батарей в составе систем накопления электроэнергии . . . . .	№ 9, с. 9	№ 11, с. 34
<b>Шишкин Н. Д., Ильин Р. А.</b> Разработка конструктивных схем комбинированных энергетических установок на базе вертикально-осевых ветроэнергоустановок. . . . .	№ 2, с. 35	№ 1, с. 20
<b>ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕПЛА И ДРУГИХ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ. РАЦИОНАЛЬНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ И УЧЁТ ЭНЕРГИИ</b>		
<b>Жилкина Ю. В.</b> Аспекты осуществления майнинга в России . . . . .	№ 8, с. 20	
<b>Замалеев М. М., Абрамов А. В.</b> Расширение функционала ТЭЦ за счёт разработки технических решений, направленных на эффективную термическую переработку коммунальных отходов . . . . .	№ 2, с. 24	
<b>Крюков А. В., Суслов К. В., Черепанов А. В., Нгуен Куок Хиеу.</b> Повышение качества электроэнергии в системах электроснабжения стационарных объектов железнодорожного транспорта . . . . .	№ 4, с. 58	
<b>Кудинов А. А., Зиганшина С. К., Хусаинов К. Р.</b> Повышение экономичности ПГУ-450 за счёт промежуточного перегрева водяного пара в двухконтурном котле-утилизаторе . . . . .	№ 2, с. 13	
<b>Новичков С. В.</b> Экономическая эффективность воздушно-аккумулирующих газотурбинных электростанций с воздушным аккумулятором постоянного объёма . . . . .	№ 2, с. 16	
<b>Яблоков А. А., Литвинов С. Н., Лебедев В. Д., Панащатенко А. В., Готовкина Е. Е.</b> Исследования метрологических характеристик малогабаритных высоковольтных пунктов коммерческого учёта электрической энергии непосредственного включения . . . . .		№ 3, с. 8
<b>ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БЛОКОВ ТЭС. НАДЁЖНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ</b>		
<b>Айрапетян В. С.</b> ООО «Фирма ОРГРЭС» — орган по добровольной сертификации в системе добровольной сертификации АО «СО ЭЭС» . . . . .		№ 4, с. 25
<b>Горин Е. В., Вербенко Д. Е., Коклюков В. М.</b> Опыт проведения пусконаладочных работ на опорно-подвесной системе трубопроводов энергоблока, станционный № 3, Берёзовской ГРЭС. . . . .		№ 4, с. 48
<b>Григорьев А. В.</b> О мониторинге технического состояния турбогенераторов . . . . .		№ 3, с. 3
<b>Дегтярев Д. В.</b> Контроль состояния турбогенераторов . . . . .		№ 4, с. 50
<b>Иванов Н. В., Райхель С. А., Фролов М. С., Романовская Е. Ю., Суслин И. Г., Батанова М. И.</b> Опыт нормирования пусковых потерь парогазовых установок на примере ПГУ-110 Прегольской ТЭС . . . . .		№ 6, с. 52
<b>Ленёв С. Н., Радин Ю. А., Смышляев В. Б., Ханев К. В., Гришин И. А., Мельников Д. А.</b> Испытания энергетического оборудования ТЭЦ филиалов ПАО «Мосэнерго» для оценки его фактического технического состояния по критерию тепловой экономичности . . . . .		№ 11, с. 34
<b>Неуймин В. М., Маслова М. В.</b> Оценка вентиляционных потерь мощности в последних ступенях быстроходных турбин АО «Украинские энергетические машины». . . . .		№ 1, с. 20
<b>Охлопков А. В., Рыженков А. В., Орлов К. А.</b> Обеспечение надёжности турбогенераторов ТЭС на основе экспериментальных исследований долговечности огнестойких турбинных жидкостей . . . . .		№ 12, с. 32
<b>Попов А. Б.</b> О контроле температурных перемешений паропроводов . . . . .		№ 7, с. 40
<b>Попов А. Б.</b> О многообразии проблем с дренажными системами контуров высокого давления ПГУ . . . . .		№ 1, с. 22
<b>Сулынинков И. Н., Назарычев А. Н., Пугачев А. А.</b> Разработка методики и алгоритма расчёта надёжности схем распределительных устройств энергообъектов . . . . .		№ 1, с. 3
<b>Туз Н. Е., Ерин Д. А., Афоненко Е. А., Мухаррамов Р. В., Езжев Д. М., Лазарев М. В.</b> Исследование возможности автоматического перехода из режима «ПГУ» в режим «ПСУ» и обратно в случае аварийного отключения ГТУ на энергоблоках ПГУ-190/220 и ПГУ-209,7/220 Тюменской ТЭЦ-1 . . . . .		№ 6, с. 29
<b>Шкондин А. Ф.</b> О новых ПТЭ . . . . .		№ 8, с. 19
<b>ТЕПЛОТЕХНИКА</b>		
<b>Топливо, его подготовка и сжигание. Котлы, поверхности нагрева. Золоулавливание и золоудаление</b>		
<b>Беляков И. И., Попов М. С., Арефьев А. В., Макачария А. В., Толстых А. Д.</b> Анализ причин повреждений поверхностей нагрева котлов П-67 Берёзовской ГРЭС . . . . .		№ 10, с. 35



<b>Бойко Е. А., Страшников А. В.</b> Комбинированная технология производства электрической и тепловой энергии на основе газификации твёрдого органического топлива . . . . .	№ 2, с. 19	<b>Теплофикация и развитие систем теплоснабжения. Изоляция и защита теплопроводов от коррозии</b>	
<b>Володин А. М., Епихин А. Н.</b> Двойной щелочной метод и технология очистки уходящих газов от диоксида серы . . . . .	№ 11, с. 50	<b>Гариевский М. В., Бурденкова Е. Ю.</b> Оценка эффективности теплоснабжения от АЭС с учётом использования аккумулирующих свойств тепловых сетей и зданий . . . . .	№ 8, с. 3
<b>Рябов Г. А.</b> Проблемы эксплуатации котлов с ЦКС и ретроспектива путей их решения . . . . .	№ 10, с. 19	<b>Желнов А. Ю., Байбаков С. А., Субботина Е. А.</b> К вопросу об оценке качества подачи тепла на отопление потребителей без автоматического регулирования на тепловых пунктах . . . . .	№ 9, с. 34
<b>Соболев В. М., Шиндер Ю. К., Лупуляк С. В.</b> Использование низкоэмиссионных горелок для достижения предельно низких выбросов NO <sub>x</sub> при обеспечении надёжной и экономичной эксплуатации топочно-горелочных устройств на паровых котлах большой мощности. . . . .	№ 12, с. 35	<b>ЭЛЕКТРОТЕХНИКА</b>	
<b>Паровые и газовые турбины, вспомогательное турбинное оборудование</b>		<b>Генераторы, трансформаторы, электродвигатели, привод</b>	
<b>Аминов Р. З., Москаленко А. Б.</b> Оценка эффективности обводного парораспределения на паротурбинных энергоблоках, участвующих в первичном регулировании частоты . . . . .	№ 2, с. 4	<b>Ахметшин Р. С.</b> Электродвигатель постоянного тока с кольцевым коллектором . . . . .	№ 8, с. 38
<b>Куменко А. И.</b> Автоколебания и субгармонические вибрации. Часть 2. Гидродинамическое возбуждение. Анализ особенностей геометрии подшипников и их технического состояния . . . . .	№ 11, с. 24	<b>Гиниятуллин Э. А., Архангельский В. Б., Рахматов Б. Т., Сахно Л. И., Алиев И. Х.</b> Решение проблемы испытаний трансформаторов тока на лабораторном стенде больших токов. . . . .	№ 5, с. 60
<b>Машков Ю. А.</b> Отзыв на статью «О недостатках проектирования ответственных паропроводов ТЭС». . . . .	№ 10, с. 34	<b>Климова Т. Г., Николаева О. О.</b> Оптимальная настройка автоматических регуляторов возбуждения синхронного генератора, верификация и мониторинг параметров в режиме реального времени . . . . .	№ 10, с. 12
<b>Неуймин В. М., Маслова М. В.</b> Снижение вентиляционных потерь мощности в турбинной ступени за счёт размещения разделительных колец в рабочем колесе . . . . .	№ 3, с. 31	<b>Лютикова М. Н., Артемов А. М., Сотников С. И., Ридель А. В.</b> Контроль образования перекисей в эксплуатационном трансформаторном масле из высоковольтных трансформаторов. . . . .	№ 11, с. 42
<b>Ондар А. Б., Татарникова Н. А., Хрушков И. И., Звончевский А. Г.</b> Результаты разработки и апробации программы для ЭВМ по технологическому расчёту башенных испарительных градирен . . . . .	№ 10, с. 39	<b>Лютикова М. Н., Коробейников С. М., Ридель А. В., Коновалов А. А.</b> Опыт применения диэлектрических жидкостей в высоковольтном оборудовании. Обзор. . . . .	№ 5, с. 22
<b>Охлопков А. В., Орлов К. А., Шуварин Д. В.</b> Исторический обзор смазочных и гидравлических жидкостей с огнестойкими свойствами. . . . .	№ 3, с. 32	<b>Попов М. Г., Петрушин Д. Е., Фомин Е. Е., Климов К. С.</b> Снижение эксплуатационных затрат в системах охлаждения автотрансформаторов для повышения их энергоэффективности . . . . .	№ 5, с. 19
<b>Попов А. Б., Чеботарев О. М., Оноприенко О. С.</b> О недостатках проектирования ответственных паропроводов ТЭС. . . . .	№ 10, с. 27	<b>Сычев Ю. А., Назарычев А. Н., Дяченко Г. В.</b> Анализ основных видов и причин повреждения тяговых электродвигателей карьерных самосвалов в электротехнических комплексах . . . . .	№ 9, с. 22
<b>Шкляр М. И., Миронов А. М., Куменко А. И.</b> Некоторые особенности диагностики и наладки турбоагрегатов. . . . .	№ 1, с. 40	<b>Распределительные устройства высокого и низкого напряжения, компенсаторы. Электрическая изоляция и её контроль</b>	
<b>Водоподготовка, водный режим, деаэрация, очистка оборудования, химический контроль на электростанциях</b>		<b>Аксенов В. В., Демин А. И., Чуприков В. С.</b> Обеспечение качества электроэнергии в энергосистемах, примыкающих к Транссибу и БАМу. Опыт разработки и внедрения компенсирующих устройств . . . . .	№ 3, с. 14
<b>Акулич Р. В., Баранов Н. А., Фёдорова О. В.</b> Опыт снижения содержания кремниевой кислоты в воде малой минерализации . . . . .	№ 12, с. 42	<b>Гончар Д. В.</b> О диагностировании изоляции обмотки статора турбогенератора. . . . .	№ 4, с. 53
<b>Михайлов В. А., Новожилов А. И., Абакумов М. М.</b> Применение плёнообразующих аминов в энергетике . . . . .	№ 1, с. 33	<b>Григорьев А. В.</b> О техническом состоянии изоляции обмотки статора турбогенератора . . . . .	№ 8, с. 17
<b>Суслов С. Ю., Кирилина А. В.</b> По поводу статьи «Внутрирубные отложения в испарителях котлов-утилизаторов ПГУ и ступенчатое испарение» . . . . .	№ 1, с. 35	<b>Каземирова Ю. К., Анучин А. С., Балашенко Н. Г., Бурмистров А. А.</b> Сравнение основных схематехнических решений статических синхронных продольных компенсаторов на базе многоуровневых преобразователей . . . . .	№ 12, с. 23
<b>Хрушков И. И., Костюхина А. В., Такташев Р. Н.</b> Недостатки нормативно-технической документации по топливоиспользованию в части контроля работы оборудования систем технического водоснабжения и вакуумной системы . . . . .	№ 11, с. 46	<b>Наумов И. В.</b> Снижение дополнительных потерь, обусловленных несинусоидальными режимами и потоками реактивной мощности, в цеховой электрической сети 0,4 кВ . . . . .	№ 9, с. 3
		<b>Суханов А. Ю.</b> Современные методы оценки изоляции высоковольтных вводов. . . . .	№ 10, с. 44

**Фокеев А. Е., Вяткин Н. А., Новоселов И. М.** Система поддержки принятия проектных решений для выбора устройств компенсации неактивной мощности. . . . .

№ 7, с. 53

**Воздушные и кабельные сети.  
Магистральные линии электропередачи**

**Демченко Д. А., Рубцова Н. Б., Токарский А. Ю.** Методика и алгоритм определения токов, создаваемых магнитным полем работающей ВЛ 220 кВ в заземлённом на каждой опоре грозозащитном тросе отключённой параллельной ВЛ 220 кВ . . .

№ 8, с. 10

**Иванов И. Е., Умнов Я. А., Жуков А. В., Дубинин Д. М.** Определение места повреждения на воздушных линиях 500 кВ ЕЭС России по данным синхронизированных векторных измерений . . .

№ 7, с. 31

**Релейная защита, электроавтоматика и связь.  
Вторичная коммутация,  
электрические измерения и испытания**

**Александров А. М.** Согласование по времени максимальных токовых защит с зависимой от тока выдержкой времени . . . . .

№ 3, с. 5

**Ахмеев А. А., Артеменко В. А.** Масштабный преобразователь большого постоянного тока до 10 000 А. . . . .

№ 7, с. 58

**Ахмеев А. А., Воронская Е. В.** Измерительные возможности и перспективы развития ГЭТ 152 . . .

№ 1, с. 53

**Волошин А. А., Нухулов С. М., Волошин Е. А., Лебедев А. А., Акуличев В. О., Микрюков В. В., Баев Д. Н.** Разработка способа автоматизированного проведения функциональных проверок цифровых комплексов релейной защиты и автоматики подстанций. . . . .

№ 4, с. 28

**Голуб И. И., Войтов О. Н., Семенова Л. Н., Болотов Е. В., Карпова Е. В.** Отказоустойчивость распределительной сети среднего напряжения. . . . .

№ 5, с. 3

**Ильиных М. В., Телегин А. В.** Новые Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и режимы заземления нейтрали сетей 6 – 35 кВ . . . . .

№ 11, с. 3

**Кошкарева Л. А., Климова Т. Г.** Анализ применимости разных типов релейной защиты для УШР 500 кВ . . . . .

№ 1, с. 12

**Кузьмичев В. А., Захаренков А. Ю., Сахаров С. Н., Морозов А. П.** Анализ функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики филиалов ПАО «РусГидро» в 2022 г. . . . .

№ 12, с. 26

**Меньшов В. А., Валянский А. В., Монаков Ю. В., Бурмейстер М. В.** Влияние частоты переключения транзисторов на несинусоидальность напряжения в сетях с трёхфазными IGBT-инверторами. . . . .

№ 1, с. 16

**Мокеев А. В., Ульянов Д. Н.** Многофункциональные интеллектуальные электронные устройства цифровых подстанций. . . . .

№ 3, с. 52

**Шамрай С. В.** Выполнение комплекса пусконаладочных работ электротехнического оборудования. . . . .

№ 4, с. 46

**Ширковец А. И., Ильиных М. В.** Термическая стойкость экранов одножильных силовых кабелей в электрической сети 20 кВ с низкоомным заземлением нейтрали . . . . .

№ 11, с. 16

**Ширковец А. И., Ильиных М. В., Лиске А. Г.** Измерение ёмкостных токов, токов дугогасящих реакторов, напряжений на фазах и нейтрали в опыте контролируемого замыкания на землю . . . . .

№ 11, с. 7

**МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕМОНТ  
ОБОРУДОВАНИЯ.  
ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**Дамбиев Ц. Ц., Тыскинеева И. Е., Бубеева И. А., Тыхеев А. В.** Модернизация котла БКЗ-220-100Ф в целях повышения его экономичности и экологической безопасности . . . . .

№ 4, с. 62

**Онос С. П., Рожков И. А., Федотов А. А., Строгонов К. В., Шаклеин А. О.** Комплексное применение материалов на основе базальтовых непрерывных волокон в энергетике. . . . .

№ 6, с. 37

**Пермяков К. В., Наревич Т. П., Емельянов Е. В.** Опыт замены маслоохладителя с оребрёнными трубами гладкотрубным охладителем . . . . .

№ 8, с. 35

**Терешко О. А.** Оценка технического состояния электросетевых объектов напряжением 0,38 – 20 кВ . . . . .

№ 1, с. 8

**Фокеев А. Е., Ушаков Д. В., Новоселов И. В., Бегиев И. А.** Система поддержки принятия проектных решений для выбора мощности силовых трансформаторов. . . . .

№ 6, с. 48

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ  
СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И СЕТИ СВЯЗИ.  
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА.  
ИНФОРМАТИКА. КОМПЬЮТЕРНЫЕ  
ПРОГРАММЫ**

**Булатов Ю. Н., Крюков А. В., Суслов К. В.** Прогностическое управление турбогенераторной установкой на основе самонастраивающихся регуляторов . . . . .

№ 7, с. 9

**Гаврилов В. Н.** Самозапуск электродвигателей – как основа бесперебойного электроснабжения. . .

№ 4, с. 40

**Ивановский А. А., Балашенко Н. Г., Карелин В. С.** Системы мониторинга и диагностики энергетического оборудования с применением нейросетевых технологий. . . . .

№ 12, с. 19

**Комов Н. А., Козаченко М. И.** Об опыте создания автоматизированной системы учёта электроэнергии в электрических сетях АО «Чеченэнерго» . . . . .

№ 4, с. 36

**Кронгауз Д. Э.** Управление переключением силовых трансформаторов понижающих подстанций посредством нечёткой системы управления . . .

№ 5, с. 36

**Ларин В. С.** Отклик на статью Д. Э. Кронгауза «Управление переключением силовых трансформаторов понижающих подстанций посредством нечёткой системы управления» . . . . .

№ 5, с. 39

**Фишов А. Г., Петрищев А. В., Ожугас В. А.** Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 1. Физико-технологические основы объекта симуляции . . . . .

№ 6, с. 6

**Фишов А. Г., Петрищев А. В., Ожугас В. А.** Цифровой симулятор режимов минигрида, интегрированного с внешней электрической сетью. Часть 2. Техническая реализация и особенности использования симулятора . . . . .

№ 7, с. 14

**Шевлюгин М. В., Щегловитова Е. В.** Эксплуатация энергопринимающих устройств промышленной сети с учётом влияния тяговой нагрузки на несимметрию напряжений . . . . .

№ 3, с. 28

## ОПЫТ ЗАРУБЕЖНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- Бат-Эрдэнэ Б., Батмунх С., Дрочёв П. С., Подковальников С. В.** Развитие энергетического сектора Монголии: моделирование и оптимизация структуры ЕЭЭС Монголии. . . . . № 5, с. 26
- Бат-Эрдэнэ Б., Батмунх С., Подковальников С. В.** Развитие энергетического сектора Монголии: обзор и анализ проблем . . . . . № 2, с. 39
- Муджон М. М., Илюшин П. В.** Обзор электроэнергетики Республики Намибии и перспектив её развития . . . . . № 7, с. 47
- Папков Б. В., Осокин В. Л.** Особенности зарубежных показателей надёжности электроснабжения. . . . . № 6, с. 14
- Чжоу Х., Насыров Р. Р., Цзян Ф.** Анализ технологии передачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения в Китае. . . . . № 8, с. 30

## ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА, ОХРАНА ТРУДА

- Перов С. Ю., Коньшина Т. А.** Гигиеническая оценка магнитного поля промышленной частоты при выполнении работ на территории открытой трансформаторной площадки. . . . . № 9, с. 15
- Христинич А. Р., Христинич Р. М., Христинич Е. В.** Анализ исследований по воздействию электромагнитного поля на железной дороге . . . . . № 9, с. 17

## ИСТОРИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. ПАМЯТНЫЕ СОБЫТИЯ, ЛЮДИ. КОНФЕРЕНЦИИ. ВЫСТАВКИ

- 90 лет Фирме ОРГРЭС — уникальной организации в российской энергетике . . . . .** № 4, с. 5
- Аметистов Е. В., Мищеряков С. В.** Презентация книги А. Ф. Дьякова «Полвека в науке» . . . . . № 12, с. 53
- Виктор Владимирович Молодюк (к 80-летию со дня рождения) . . . . .** № 10, с. 53
- Гвоздецкий В. Л.** Отдав России всё, что мог (к 155-летию со дня рождения Р. Э. Классона) . . . . . № 8, с. 52
- Гвоздецкий В. Л., Будрейко Е. Н.** Энергетика Урала в годы войны. Челябинск. . . . . № 5, с. 52
- Герман Владимирович Ростик (к 90-летию со дня рождения) . . . . .** № 7, с. 61
- Григорий Бенционович Лазарев (к 85-летию со дня рождения) . . . . .** № 5, с. 58
- Гурген Гургенович Ольховский (к 90-летию со дня рождения) . . . . .** № 2, с. 46
- Да будет свет! — сказали люди. И был запущен первый блок (к 30-летию Псковской ГРЭС) . . . . .** № 9, с. 52
- Дмитрий Романович Любарский (к 80-летию со дня рождения) . . . . .** № 6, с. 63
- ИТЦ УралЭнергоИнжиниринг поздравляет . . . . .** № 7, с. 62
- Катков В. И. К 100-летию со дня рождения Г. Ф. Масловского. . . . .** № 12, с. 61
- Купченко В. А.** Краткая история ОРГРЭСа (1933 – 2023 гг.). . . . . № 4, с. 7
- Мирзаабдуллаев А. О.** О наследии инженера Шухова с инженерной точностью! (к 170-летию со дня рождения Г. В. Шухова) . . . . . № 6, с. 56
- Михаил Иванович Неуймин (к 95-летию со дня рождения) . . . . .** № 1, с. 58
- Михаил Михайлович Пчелин (к 90-летию со дня рождения) . . . . .** № 9, с. 46
- Неуймин В. М.** Дмитрий Петрович Бузин — главный конструктор СКБт Уральского турбинного завода в 1944 – 1973 г. . . . . № 9, с. 48
- Орлов Ю. Н., Баев Д. Н., Кузнецов А. П.** История электроцеха ОРГРЭСа с момента основания и по настоящее время . . . . . № 4, с. 12
- Памяти Александра Андреевича Потребича (6.09.1951 – 17.12.2022) . . . . .** № 2, с. 55
- Памяти Дмитрия Сергеевича Савваитова (27.05.1938 – 3.04.2023) . . . . .** № 5, с. 65
- Памяти Льва Спиридоновича Беляева (05.05.1928 – 13.02.2023). . . . .** № 3, с. 58
- Памяти Юрия Станиславовича Железко. . . . .** № 10, с. 62
- Перминов Э. М.** Годы решающих побед Красной армии и коренного перелома хода Великой Отечественной войны (1942 – 1943 гг.) . . . . . № 10, с. 54  
№ 11, с. 59
- Перминов Э. М.** Сталинградская эпопея (к 80-летию исторической победы Красной армии в Сталинградской битве) . . . . . № 2, с. 47
- Пешкун В. А.** Памяти Геннадия Петровича Орлова (28.05.1933 – 17.09.2023) . . . . . № 10, с. 61
- Пешкун В. А. Н. М.** Полянского поздравляем со столетним юбилеем! . . . . . № 6, с. 59
- Пешкун В. А., Новожилов И. А.** Николай Александрович Вяткин (к 85-летию со дня рождения) . . . . . № 8, с. 50
- Поздравление Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А. В. Новика Фирме ОРГРЭС с 90-летием. . . . .** № 4, с. 4
- Поздравление Председателя Совета директоров ООО «Фирма ОРГРЭС» С. М. Яхьяева Фирме ОРГРЭС с 90-летием . . . . .** № 4, с. 4
- Полянский Н. М.** Трудные годы военной поры . . . . . № 6, с. 59
- Раменский П. П.** Желая ОРГРЭСу возрождения! . . . . . № 4, с. 24
- Роберт Николаевич Шульга (к 85-летию со дня рождения) . . . . .** № 1, с. 59
- Ростик Г. В.** Память прошлых лет благодарит. . . . . № 4, с. 23
- Ткачев В. И.** К 75-летию ДонОРГРЭСа. . . . . № 4, с. 20
- Турецкий Г.** Само имя его славит. . . . . № 12, с. 58
- Шкондин А. Ф.** «Полвека в науке». А. Ф. Дьяков (1936 – 2015) . . . . . № 12, с. 55
- Штегман А. В.** Жизнь, посвящённая энергетике (Памяти Виктора Викторовича Нечаева) . . . . . № 12, с. 60
- Эдуард Максимович Перминов (к 85-летию со дня рождения) . . . . .** № 7, с. 63
- Эдуард Петрович Волков (к 85-летию со дня рождения) . . . . .** № 7, с. 3
- Юрий Иванович Жуков (к 85-летию со дня рождения) . . . . .** № 12, с. 57

# ABSTRACTS

DOI: 10.34831/EP.2024.31.56.001

## Energy efficiency in the system of innovative development

Chazov A. V., Cand. Econ. Sci.; alvachaz@gmail.com  
Chazova T. Y., Cand. Econ. Sci.

First Professor of Russia B. N. Yeltsin Ural Federal University  
19, Mira str., Yekaterinburg, 620002 Russia

The article examines the issues of increasing the energy efficiency of Russian enterprises and organizations of any production orientation and form of ownership against the backdrop of complex geopolitical factors, aggravated by the instability of production and the seriousness of the environmental situation. It is shown that in order to increase energy efficiency and competitiveness of the Russian economy, a transition to a socially oriented, innovative path of development is necessary, allowing companies to implement management decisions adequate to the first quarter of the 21st century. The need for significant activation of Russian companies in the direction of implementing an energy management system based on the requirements of the ISO 50001 standard is shown. It has been argued that today success in overcoming current global challenges is closely related to how a complex of environmental, social and governance factors (ESG principles) will be incorporated into the company's strategy, that is, ESG-business transformation and the energy management system are two mutually complementary and mutually conditioning processes that provide the prerequisites for the emergence of a synergistic effect. The author's vision of setting up an energy management system in enterprises and organizations is proposed.

**Keywords:** energy efficiency, sustainable development, environmental, social and governance (ESG), enterprise of any production orientation, energy management system, organizational aspects.

DOI: 10.34831/EP.2024.70.46.002

## The relevance of the creation of a new Russian coal-fired boiler unit

Aleshinsky R. E., Dr. Econ. Sci.; alro.mail@mail.ru  
Moscow

The basis of the Russian energy industry is thermal generation: gas-fired and coal-fired. Their balanced development is a guarantee of reliable fuel supply and, accordingly, energy security. Simply formulated, but in fact still unrealizable task — Russia immediately needs a new energy and environmentally efficient coal-fired boiler unit created by domestic industry institutes, engineering organizations and energy equipment enterprises. The development of coal-fired generation is also vital for the coal industry, because energy industry is the only major domestic consumer of thermal coals (coals of the energy direction of use).

**Keywords:** coal-fired boiler unit (boiler), coal-fired generation, clean coal combustion technologies, energy security, environmental safety, coal industry.

DOI: 10.34831/EP.2024.72.78.003

## Development of the auxiliary needs system of power complexes, consisting of nuclear power plants with small scale reactors, gas turbine and combined-cycle plants

Zhukov V. V., Dr. Tech. Sci.; ZhukovVV@mpei.ru  
National Research University «Moscow Power Engineering Institute», National Research University «MPEI»

Babkin R. R.; babkin.rostislav13@gmail.com  
Joint Stock Company «Manufacturing Complex Holding Company ELEKTROZAVOD»

Babkina A. V.; Babkina\_AV@aep.ru

Joint Stock Company «Atomenergoproekt», Bureau of Integrated Design of NPPs with RBMK and VVER (BCP-7)  
Smotrov N. N., Cand. Tech. Sci.  
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

It is shown that the decentralization of the production of electric and thermal energy for the power supply of remote and isolated areas can be satisfied by power complexes with nuclear power plants based on nuclear reactors of small (up to 300 MW) capacity (ASMM) and gas turbine and combined-cycle plants.

The results of the development of design options for power complexes with combined-cycle gas technology in the ASMM power unit and power complexes with electrically connected GTU, CCGT and ASMM units are presented. The power complexes include a modular reactor SVBR-100 with a liquid metal coolant — lead-bismuth alloy with a capacity of 100 MW, the creation of which is being completed by Rosatom State Corporation, power units with a GTU with a capacity of 70 MW each and a combined-cycle gas plant of 200 MW.

According to the IAEA safety standards, the capacities of the transformers of common auxiliaries have been determined, three variants of the power supply scheme for common auxili-

aries of the power unit with the SVBR-100 reactor have been developed and analyzed, which differ in reserve modes and voltage levels. For the selected circuits, the short-circuit currents were calculated, which made it possible to identify which of the circuits are preferred. Systems of common auxiliaries of different types of power complexes have been developed.

**Keywords:** common auxiliaries, power complexes, nuclear power plants with small scale reactors, gas turbine installations, combined-cycle gas installations, power supply.

DOI: 10.34831/EP.2024.85.39.004

## Incompatibility of flexible bushing elements open switchgear and overhead power lines

Mirzaabdullaev A. O., Cand. Tech. Sci.  
JSC «Technical Inspection of UES»  
Bld. 3, 7, Kitaygorodsky pr., Moscow, 109012 Russia  
akramzhan2011@yandex.ru

The instructions and manuals for the use of any product, device or device indicate the purpose, scope, installation methods, as well as the limit, boundary and permissible conditions of their operation. When all these requirements are met, the functional characteristics of all adjacent and interrelated elements of the system interact harmoniously, which ultimately provides machines, mechanisms or any multi-element system with conditions for the normal performance of their functions. Therefore, in addition to the serviceability and functionality of a separate element of the system, it is necessary to ensure the functional compatibility of each element with each other. The article deals with cases of functional incompatibility of elements used in the installation and operation of linear fittings for flexible bushing of open switchgear (hereinafter referred to as ORU) and overhead power lines (hereinafter referred to as overhead lines).

**Keywords:** functional incompatibility, tension clamp with bolt, pressed linear reinforcement, flexible conductor system, fastening strength, breaking force.

DOI: 10.34831/EP.2024.75.84.005

## The calculations software of unbalanced operating modes in low voltage electrical networks

Naumov I. V.  
Irkutsk National Research Technical University  
A. A. Yezhevsky Irkutsk State Agrarian University  
professornaumov@list.ru

The article presents the development of a new computer software package that allows evaluating unbalanced operating modes of operating low-voltage electrical networks. It is established that the unbalance of the modes of operation of these networks is due to asymmetric-non-sinusoidal power consumption. The software architecture is developed based on the use of the object-oriented programming language «C Sharp» (C#), which allows to control the developed classes of algorithms of input source data, as well as to perform a machine analysis of the occupancy of additional symmetric components of sequences of currents and voltages caused by the emission of higher harmonic components. Testing of the proposed software on a real example of the study of unbalanced modes of operation of existing low-voltage electrical networks allowed us to establish the degree of effectiveness of the use of technical means of balancing the modes of operation of the studied networks. The results of the study can be useful to researchers engaged in research in the field of energy saving and improving the quality of electrical energy, as well as to specialists of engineering and technical services of enterprises interested in correctly assessing the operating modes of departmental electrical networks and improving the quality of their functioning.

**Keywords:** asymmetry, non-sinusoidality, harmonics, unbalance, power supply voltage, energy loss, balancing device.

DOI: 10.34831/EP.2024.89.20.006

## Planning electrical load shifting of enterprise from peak hours and hours of peak load

Matiunina Yu. V., Cand. Tech. Sci.; MatiuninaYV@mpei.ru  
Malysh M. E.; MalyshMY@mpei.ru  
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»  
Bld. 1, 14, Krasnokazarmennaya str., Moscow, 111250 Russia

The development of demand response in Russia is pushing enterprises to think about changing their technological processes in order to equalize the load schedule and save money. It is proposed to shift the enterprise load from peak hours and hours of peak load to hours with lower consumption in order to obtain benefits for the enterprise, equalizing the load schedule and participating in the demand response. The proposed volume of 5 – 10% of hourly consumption is the amount of shifting that the enterprise can carry out without damaging the

main processes. Savings from load shifting can provide an incentive to implicit demand response.

**Keywords:** Electrical load schedule, implicit demand response, power consumption planning, load schedule equalizing, selection of pricing, electrical load shift

DOI: 10.34831/EP.2024.83.37.007

## Opportunities and limitations of the electro-ignition technology for pulverized coal ignition

Kuchanov S. N., Kochergin D. O., Khaibullina S. R.  
COTES Group of Companies  
Pochtat A. S., Vinogradov S. V.  
COTES Group of Companies, Novosibirsk State Technical University  
182/1, Krasnyy prospekt, Novosibirsk 630049 Russia  
info@cotes.ru

Ignition, illumination, and ensuring combustion safety during the boiler operation at the thermal power plant can be provided without using highly reactive fuel black oil, for example, by applying electro-ignition technology of pulverized coal ignition. Application of this technology has its own opportunities and limitations when using different types of coals, with different quality of their preparation. The article discusses the results of studies for brown coals, gas flame coals, long-flame coals, and lignites.

The provided studies allowed the conclusion on the efficiency of ignition and combustion in ignition burners with electro-ignition in the staged mode of fuel and combustion air supply. Provided that, the first stage of such burner provides the optimal ignition mode with an excess air ratio of 0.2 – 0.35. In the second stage of the burner, the excess air ratio is increased to the optimal combustion mode at the outlet within the range of 0.35 – 0.45, taking into account possible overheating of burner structures if the excess air ratio values are too high.

Low value of the excess air ratio at the first stage of ignition and combustion conforms to the weight fraction of volatiles based on working weight of pulverized coal. The rest of the fuel, primarily consisting of coke and ash, is a cumulative ballast in this area that does not take part in the thermal effect of combustion of the ignition burner with the electro-ignition igniter. The experimental data obtained, their analysis and conclusions allow us to reasonably select operating parameters when designing the electro-ignition-based ignition burners for black oil-free ignition systems at thermal power plants.

**Keywords:** electro-ignition, ignition, pulverized coal, volatile, excess air ratio, CFD modeling, bench tests, black oil-free ignition system.

DOI: 10.34831/EP.2024.15.10.008

## Renewable energy of Russia in journal publications, proceedings of scientific conferences, dissertations. Overview 2018 – 2022

Butuzov V. A., Dr. Tech. Sci.  
I. T. Trubilin Kuban State Agrarian University, Krasnodar  
ets@nextmail.ru

The state of renewable energy in Russia according to the data of 2022 with a total installed capacity of 55.8 GW is presented. Specialists were trained by 17 universities and institutions of the Russian Academy of Sciences, in which 219 bachelors and 108 masters were trained. 82 postgraduate students were trained at seven universities and one institution of the Russian Academy of Sciences. Research schools on RES worked in six universities and in two institutions of the Russian Academy of Sciences. The importance of scientific and technical publications for assessing the scientific level of specialists and the priority (until 2022) of articles in foreign journals of Scopus databases, etc. were noted. The data of the world's leading journals on renewable energy are presented and their features are described. The review of publications on renewable energy in 13 Russian scientific and technical journals is presented. Only two of them are reviewed in the Scopus database, and ten are included in the list of the Higher Attestation Commission of the Russian Federation. With the total number of articles in 2018 – 2022, 613 (100%) were devoted to the problems of the renewable energy complex, 29, solar energy — 24, wind energy — 21%. The specialization of the journal «Alternative Energy and Ecology» and leadership in the total number of publications of the journal «С. О. К» were noted. The features of the subject of articles of each journal and their specialization are described. The activity of scientific and technical conferences is analyzed. The work of the sections of the Scientific Councils of the Russian Academy of Sciences on electricity generation based on renewable energy sources and the activities of the annual conference of the Union of Scientific and Engineering Societies and the NRU MPEI with the participation of representatives of all scientific schools on renewable energy, graduate students and students were noted. Of great importance are the conferences of young scientists of Moscow State University in Moscow, held since 1999, and the Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences in Makhachkala. The problems of postgraduate training, the validity of the exclusion of speciality 15.14.08 from the list of the Higher Attestation Commission of the Russian Federation are considered. The activity of four dissertation councils on renewable energy is described. With the number of postgraduate graduates in the last five years up to 240 people, the number of PhD these defended was only 14, and doctoral theses — only five.

**Keywords:** renewable energy, renewable energy sources (RES), training of specialists, scientific schools, specialization of journals, scientific and technical councils and conferences, postgraduate studies, dissertations, dissertation council.

## Правила направления, рецензирования и опубликования рукописей в журнале «Энергетик»

Статьи, предлагаемые к публикации в журнале, должны содержать оригинальный материал, отвечающий следующим критериям: профильность по отношению к тематике журнала, актуальность темы, научная новизна и практическая ценность, научная и техническая значимость выводов.

**В журнале печатаются материалы, ранее не опубликованные и не предназначенные к одновременной публикации в других изданиях.**

1. Статья должна быть подписана **всеми без исключения** авторами и сопровождаться письмом на фирменном бланке предприятия, организации с просьбой рассмотреть возможность публикации или рекомендаций.

Со статьей необходимо представить следующие сведения о *каждом авторе*: фамилию, имя и отчество (полностью), место работы (на русском и английском языках), адрес места работы и почтовый адрес для переписки с почтовыми индексами, ученые степень и звание, должность, номер контактного телефона, электронный адрес.

2. К статье должны быть приложены на русском и английском языках аннотация (объемом порядка 100–200 слов) и ключевые слова.

3. Текст статьи должен быть набран шрифтом Times New Roman, кеглем 14 пунктов, через 1,5 интервала в любой версии Word. Объем статьи — до 10–12 стр. (30 строк на странице по 60 знаков в строке) или до 21 000 символов с пробелами.

**Все аббревиатуры** текста статьи должны быть раскрыты, кроме общепринятых сокращений химических и математических величин, терминов. Численные значения в таблицах должны быть представлены в системе единиц СИ.

4. **Формулы** в статье должны выражать лишь конечный результат математических выкладок и быть пригодными для практического пользования; их число должно быть минимальным.

Формулы должны быть набраны средствами Microsoft Office или с использованием программы Math Type.

5. **Цитаты**, приводимые в статье, должны быть выверены; в сноске необходимо указать название источника, год, выпуск, номера цитируемых страниц.

6. **Схемы и чертежи**, их элементы и обозначения на них следует выполнять в соответствии с действующими стандартами. Графики и кривые зависимостей, если их на рисунке несколько, а также отдельные детали на чертежах, узлы и линии на схемах и т. п. следует обозначать цифрами (позициями) или буквами; допускаются отдельные сокращения.

В электронном виде принимаются к обработке как сканированные, так и отрисованные на компьютере иллюстрации.

Графические файлы должны именоваться так, чтобы было понятно, к какой статье они принадлежат и каким по порядку рисунком статьи они являются. Каждый файл должен содержать один рисунок.

Подписи к рисункам и иллюстрациям должны содержать все введенные на них позиции (цифры и буквы): обозначения и расшифровка принятых сокращений приводятся в конце статьи на отдельном листе.

7. **Рисунки и фотоснимки** представляются отдельно. В тексте статьи даются ссылки на номера рисунков (фотографий). Если рисунки выполнены на компьютере, в редакцию следует представлять файл (требуемое разрешение: ч/б — 600 dpi, полутоновые и цветные — 300 dpi; форматы: TIFF, EPS, PSD, AI, CDR (CMX) или другие совместимые).

Число иллюстраций должно быть не более 5–6.

8. **Таблицы** должны быть построены наглядно, не быть громоздкими, иметь название, их заголовки — точно соответствовать содержанию граф. Все цифры, итоги и проценты должны быть тщательно выверены и соответствовать цифрам в тексте, где необходимо указать место таблицы и ее порядковый номер. Все наи-

менования граф необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения, размерностей содержащихся в таблице величин, параметров).

9. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В списке указывается:

а) *для журнальных статей* — фамилия и инициалы всех авторов, название статьи, журнала, год издания, номер журнала (том), номера цитируемых страниц;

б) *для книг* — фамилия и инициалы всех авторов, название книги, издательства, год издания, номера цитируемых страниц;

в) *для сборников и продолжающихся изданий* — фамилия и инициалы всех авторов конкретной статьи, её название, название сборника или издания, город, издательство, год, выпуск, номера цитируемых страниц;

г) *для других видов изданий* перечисляются идентичные библиографические данные.

В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы, материалы служебного пользования, а также мало-распространенные издания и материалы, отпечатанные литографическим или подобным ему способом.

10. Статьи, оформленные не в соответствии с указанными правилами, возвращаются авторам без рассмотрения.

Статьи принимаются исключительно через сайт <http://energetik.energy-journals.ru>.

11. Плата за публикацию статей с авторов (включая аспирантов) не взимается. Каждому автору опубликованной статьи бесплатно предоставляется один авторский экземпляр.

12. Издание осуществляет рецензирование всех поступающих в редакцию материалов, соответствующих ее тематике, с целью их экспертной оценки. Все рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов и имеют в течение последних 3 лет публикации по тематике рецензируемой статьи. Рецензии хранятся в редакции издания в течение 5 лет.

13. В случае необходимости редакция привлекает сторонних авторитетных специалистов отрасли. Рецензенты работают со статьей как с конфиденциальным материалом, строго соблюдая право автора на неразглашение до публикации содержащихся в статье сведений. Отрецензированные рукописи окончательно рассматриваются на ежемесячных заседаниях редколлегии журнала под председательством главного редактора.

Судьба статьи решается в процессе объективного обсуждения её достоинств и недостатков. При рассмотрении выясняется и необходимость её доработки. В этом случае статья направляется автору с подробными указаниями по предмету доработки. Если же члены редколлегии считают публикацию статьи нецелесообразной, она возвращается автору с мотивированным письмом. О положительном решении редколлегии редакция уведомляет автора письменно. Дополнительные эксперты могут быть привлечены рецензентом к работе только с разрешения редакции и также на условиях конфиденциальности.

14. Редакция направляет авторам представленных материалов копии рецензий или мотивированный отказ.

15. Редакция направляет копии рецензий в Министерство образования и науки Российской Федерации при поступлении в редакцию издания соответствующего запроса.

16. Рецензия направляется автору без указания имен рецензентов. Разрешение о публикации (или отклонении) статьи принимается редколлегией после получения рецензий и ответов автора.

17. Редколлегия оставляет за собой право сокращать и исправлять статьи.

Статьи публикуются в журнале по мере очередности поступления.

27-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОНИКА

24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# ЭЛЕКТРОТЕХ. СВЕТ

12-14.03.2024

Минск,

пр-т Победителей, 20



FALCON CLUB

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-ПАРТНЕР:  
GENERAL INTERNET-PARTNER:



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:  
GENERAL INFORMATION PARTNER:



[www.minskexpo.com](http://www.minskexpo.com)

ЗАО МИНСКЭКСПО УНН 100094846

Организатор:



**МИНСКЭКСПО**

220035, Минск, Беларусь  
ул.Тимирязева, 65

тел: +375 (17)373 98 88

e-mail: [sveta@minskexpo.com](mailto:sveta@minskexpo.com)