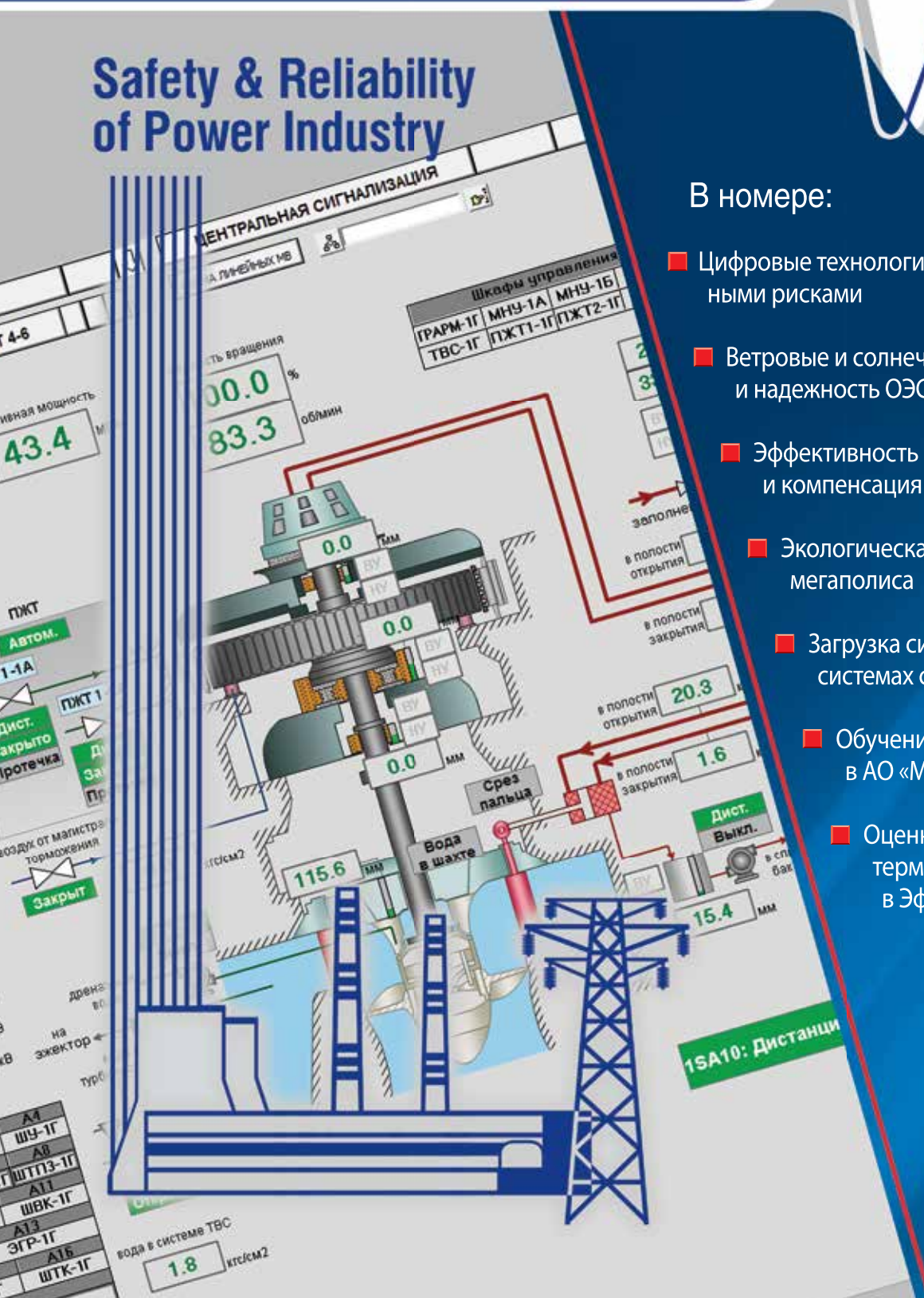


## Safety & Reliability of Power Industry

- Цифровые технологии управления антропогенными рисками
- Ветровые и солнечные электростанции и надежность ОЭС
- Эффективность энергосистем и компенсация реактивной мощности
- Экологическая ситуация и безопасность мегаполиса
- Загрузка силовых трансформаторов в системах сельского энергоснабжения
- Обучение действующего резерва в АО «Мособлэнерго»
- Оценка работы гелио-геотермальной электростанции в Эфиопии

**www.sigma08.ru**  
**www.testenergo.ru**





# Тренажер водоподготовительной установки для блоков СКД

Фирма АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») разработала и внедрила тренажерно-аналитический комплекс водоподготовительной установки для блоков СКД Нижневартовской ГРЭС

## Тренажер ВПУ блоков СКД

прошел корпоративную научно-техническую и сертификационную экспертизу, а так же государственную регистрацию в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.

## Тренажер ВПУ блоков СКД

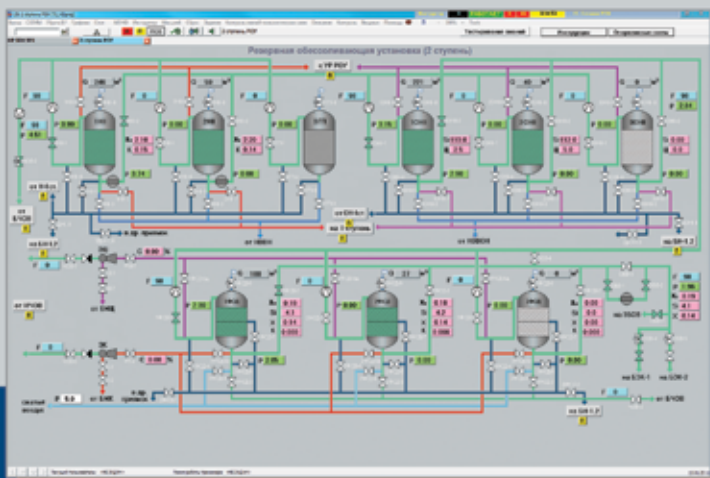
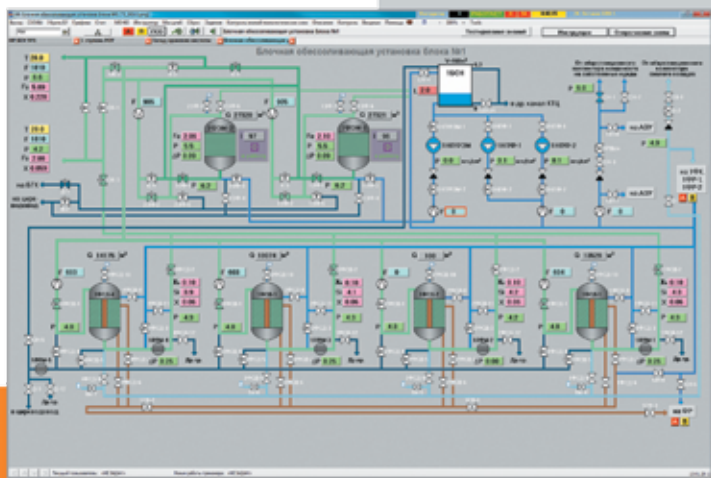
может применяться для подготовки оперативного персонала на тепловых электрических станциях, в учебных центрах, высших и средних учебных заведениях

## Состав оборудования

- Установка предварительной обработки воды – УПОВ
- Натрий-катионитовая установка – НКУ
- Резервная обессоливающая установка – РОУ
- Автоматизированная обессоливающая установка – АОУ
- Установка очистки замасленных и замазученных стоков – УОЗЗС
- Блочная обессоливающая установка – БОУ – 1,2
- Реагентное хозяйство – РХ, установка коррекционной обработки воды – УКОВ
- Водно-химический режим блока 800 МВт – ВХР-800-1,2
- Водно-химический режим блока ПГУ-413 МВт – ВХР ПГУ-413

## Состав тренажера

- активные динамические мнемосхемы 46 шт.
- всережимная физико-химическая модель оборудования и процессов ВПУ
- модель АСУТП (модель защит, блокировок, сигнализаций, АВР)
- модель водно-химического режима энергоблоков №№ 1,2,3
- развитая конфигурация сети
- комплект аварийных ситуаций
- контролирующая программа
- комплект штатных ситуаций
- графопостроение
- масштабирование времени
- сохранение режимов
- система поддержки оператора
- протоколы действий оператора, ошибок, сигнализации, защит, блокировок
- режим экзамена



АО «Тренажеры  
электрических станций  
и сетей»:

117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6  
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74  
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



## ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

С. И. МАГИД — д. т. н., профессор, генеральный директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей», директор Департамента «Технические обучающие системы в энергетических технологиях» TEST UNESCO (Москва, Россия)

## ЗАМ. ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Е. Н. АРХИПОВА — д. т. н., технический директор АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

В. В. КУЛИЧИХИН — д. т. н., заместитель директора Департамента «Технические обучающие системы в энергетических технологиях» TEST UNESCO (Москва, Россия)

## РЕДАКТОРЫ РАЗДЕЛОВ

Н. И. ВОРОПАЙ — чл.-корр. РАН, д. т. н., профессор, научный руководитель ФГБУН «Институт систем энергетики им. Л. А. Меленцева» Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) (Иркутск, Россия) — раздел «Общие вопросы надежности и безопасности энергетики»

А. Я. ШЕЛГИНСКИЙ — д. т. н., профессор кафедры «Промышленные теплоэнергетические системы», ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (Москва, Россия) — раздел «Генерация электроэнергии и тепла»

Л. А. ХОМЕНКО — д. т. н., профессор, заведующий аналитическим отделом Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова (ЦКТИ) (Санкт-Петербург, Россия) — раздел «Проектирование, исследование энергетического оборудования»

Н. Д. ЧИЧИРОВА — действительный член Российской академии естественных наук, д. х. н., профессор, зав. кафедрой «Тепловые электрические станции» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» (Казань, Россия) — раздел «Эксплуатация электрических станций»

В. СТРИЕЛКОВСКИ — доктор философии, профессор, научный сотрудник Кембриджской бизнес-школы Кембриджского университета (Англия) — раздел «Электрогенерация зарубежных стран»

И. Г. АХМЕТОВА — д. т. н., проректор по научной работе, зав. кафедрой Экономики и организации производства ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» (Казань, Россия) — раздел «Цифровые технологии и экономика»

Н. Н. ШВЕЦ — д. э. н., профессор, зав. кафедрой «Мировая электроэнергетика» МГИМО МИД России — раздел «Энергетические аспекты международных отношений»

А. И. ТАДЖИБАЕВ — Заслуженный энергетик Российской Федерации, действительный член Академии электротехнических наук, д. т. н., зав. кафедрой «Диагностика и управление техническим состоянием энергетического оборудования» ФГАОУ ДПО «ПЭИПК» (Санкт-Петербург, Россия) — раздел «Техническая диагностика и неразрушающий контроль в энергетике»

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. Н. ВИВЧАР — к. г. н., начальник инженерного управления ПАО «Мосэнерго» (Москва, Россия)

Е. П. ГРАБЧАК — Заместитель министра Министерства энергетики Российской Федерации (Москва, Россия)

Х. С. ДРАГАНЧЕВ — профессор Технического университета (Варна, Болгария)

И. Ш. ЗАГРЕТДИНОВ — к. т. н., генеральный директор АО «Институт Теплоэлектропроект», (Москва, Россия)

З. ЗИМОН — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой Бранденбургского Технического Университета (Котбус-Зенфтенберг, Германия)

Н. А. ЗРОЙЧИКОВ — д. т. н., профессор, заместитель директора по научной работе ОАО «Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского» (ОАО «ЭНИН») (Москва, Россия)

М. Х. Г. ИБРАГИМОВ — д. т. н., профессор, Первый заместитель председателя НП «Техноэкспо» (Москва, Россия)

Н. Б. КАРНИЦКИЙ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета (г. Минск, Беларусь)

С. А. КРОПАЧЕВ — д. и. н., ректор Энергетического института повышения квалификации АО «Мособлэнерго» (Москва, Россия)

Б. М. ЛАРИН — д. т. н., профессор кафедры химии и химических технологий в энергетике ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина» (Иваново, Россия)

М. Ю. ЛЬВОВ — д. т. н., советник генерального директора АО «Объединенная энергетическая компания» (Москва, Россия)

Н. Я. о. МАМЕДОВ — к. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Строительство инженерных систем и сооружений», Азербайджанский Архитектурно-строительный Университет (Баку, Азербайджан)

М. Е. МАРЧЕНКО — к. т. н., генеральный директор ООО «Энив» (Москва, Россия)

В. Е. МЕССЕРЛЕ — д. т. н., профессор, главный научный сотрудник НИИ экспериментальной и теоретической физики Казахского Национального Университета им. аль-Фараби (Алматы, Казахстан)

С. В. МИЩЕРЯКОВ — д. э. н., к. т. н., Генеральный директор Некоммерческого Партнерства «Корпоративный образовательный и научный центр Единой энергетической системы» (Москва, Россия)

Д. МОРВА — доктор, профессор Будапештского политехнического университета (Будапешт, Венгрия)

Л. П. МУЗЫКА — к. т. н., доцент, директор ООО «Ресурс-персонал» (Омск, Россия)

А. Н. НАЗАРЫЧЕВ — д. т. н., профессор, ректор ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

В. А. НЕПОМНЯЩИЙ — академик Российской академии естественных наук, д. э. н., профессор, к. т. н. (Санкт-Петербург, Россия)

М. М. ПЧЕЛИН — Государственный советник РФ 1-го класса в отставке, лауреат премии Совета Министров СССР (Москва, Россия)

А. Е. УЖАНОВ — к. с. н., доцент кафедры «Мировая электроэнергетика» Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, член-корреспондент Академии военных наук (Москва, Россия)

К. ФРАНА — д. т. н., профессор, заместитель декана факультета «Машиностроение» Технического университета (г. Либерец, Чехия)

М. И. ЧИЧИНСКИЙ — к. т. н., Генеральный инспектор — начальник Департамента технического надзора и аудита ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») (Москва, Россия)

Учредитель и издатель: Научно-производственное объединение «Энергобезопасность».

Периодичность издания четыре раза в год. Выходит с 2008 года.

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия. Свидетельство ПИ № ФС77-31974 от 14 мая 2008 г.

Журнал включен в новый перечень ВАК Министерства образования и науки РФ рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней, а также в базы данных: РИНЦ, ВИНТИ, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

Журнал ассоциирован при Международном центре обучающих систем ЮНЕСКО и Международной кафедре-сети ЮНЕСКО «TVET». Полнотекстовые версии статей размещены в научной электронной библиотеке elibrary.ru.

Подписные индексы: 45024 — Объединенный каталог и интернет-каталог «Пресса России»,  
E45024 — Интернет-каталог «Книга-сервис».

Художественный редактор: — Маланин Д. Б., Технический редактор — Кутыко Н. Е.  
Подписано в печать 30.12.2020 г. Отпечатано в ООО «Код-Полиграф»,  
125009, Россия, Москва, пр. Девичьего Поля, д. 4.

Почтовый адрес редакции: 117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6, ООО «НПО «Энергобезопасность»  
Телефон: +7 495 665-76-00, телефон/факс: +7 495 382-79-74; e-mail: sigma08@sigma08.ru; [www.sigma08.ru](http://www.sigma08.ru)

© ООО «НПО «Энергобезопасность», «Надежность и безопасность энергетики»

## EDITOR-IN-CHIEF

**Sergey I. MAGID** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Director General, JSC «Simulators of power plants and networks», Director of the Department «Technical educational systems in energy technologies» TEST UNESCO (Moscow, Russia)

## DEPUTY EDITOR-IN-CHIEF

**Elena N. ARKHIPOVA** — Dr. of Tech. Sc., Technical Director, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

**Vladimir V. KULICHKIN** — Dr. of Tech. Sc., Deputy Director of the Department «Technical educational systems in energy technologies» TEST UNESCO (Moscow, Russia)

## SECTION EDITORS

**Nikolay I. VOROPAI** — Corr. Member of the RAS, Dr. of Tech. Sc., Professor, Scientific Director of the Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russia) — section «General issues of safety and reliability of power industry»

**Aleksandr Y. SHELGINSKY** — Dr. of Tech. Sc., Professor of Heat Power Industry Department, National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia) — section «Electric power and heat generation»

**Leonid A. KHOMENOK** — Dr. of Tech. Sc., Professor, The head of analytical Department I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (St. Petersburg, Russia) — section «Design, research of power equipment»

**Nataliya D. CHICHIROVA** — full member of the Russian Academy of Natural Sciences, Dr. of Chem. Sc., Professor, head of the Department of Thermal power plants of the «Kazan State Power Engineering University» (Kazan, Russia) — section «Operation of power plants»

**Wadim STRIELKOWSKI** — Ph.D., University of Cambridge, Judge Business School (Cambridge, England) — section «Power generation in foreign countries»

**Irina G. AKHMETOVA** — Dr. Eng., Vice-rector for research, head of the Department of Economics and Information Technologies, of the «Kazan State Power Engineering University» (Kazan, Russia) — section «Digital technologies and economy»

**Nikolay. N. SHVETS** (PhD (Ec.)), Professor, Head of the World Electric Power Industry Department, MGIMO University of the Russian Federation Ministry of Foreign Affairs) — section Energy Related Aspects of International Relations

**Aleksey I. TADZHIBAYEV** — Honoured Power Engineer of the Russian Federation, full member of the Academy of Electrical Engineering Sciences, Doctor of Engineering, Head of FSAEI of Advanced Professional Training «PEIPK» (St. Petersburg, Russia) — section «Technical Diagnostics and Non-Destructive Testing in Power Engineering»

## EDITORIAL BOARD

**Anton N. VIVCHAR** — Cand. of Geogr. Sc., head of the engineering Department of PJSC «Mosenergo» (Moscow, Russia)

**Hristo S. DRAGANICHEV** — Professor of the Varna Technical University (Varna, Bulgaria)

**Evgeny P. GRABCHAK** — Deputy Minister of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

**Ilyas Sh. ZAGRETDINOV** — Cand. Sc. (Eng), Director of JSC «Institute Teploelectroproject» (Moscow, Russia)

**Sylvio SIMON** — Prof. Dr.-Ing., Brandenburg University of Technology (Cottbus-Senfenberg, Germany)

**Nikolay A. ZROICHKOV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, «G. M. Krzhizhanovsky Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

**Marat H. G. IBRAGIMOV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, First Deputy Chairman, NP «Tekhnookspo» (Moscow, Russia)

**Nikolay B. KARNITSKIY** — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the department of thermal power plants, the Belarus National Technical University (Minsk, Belarus)

**Sergey A. KROPACHEV** — Dr. of Hist. Sc., Rector of the Energy Institute for Advanced Studies of JSC Mosoblenergo (Moscow, Russia)

**Boris M. LARIN** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Department of chemistry and chemical technology in the power industry, of the «Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin» (Ivanovo, Russia)

**Mikhail Yu. IVOV** — Dr. of Tech. Sc., Adviser to the General Director of United Energy Company JSC (Moscow, Russia)

**Nurmammad Y. MAMMADOV** — professor, head of Department «Construction of engineering systems and facilities», Azerbaijan University of Architecture and Construction (Baku, Azerbaijan)

**Mikhail. E. MARCHENKO** — Cand. of Tech. Sc., Director, «Eniv», LLC (Moscow, Russia)

**Vladimir E. MESSERLE** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Head Research

Fellow of the Research institute of experimental and theoretical physics, the al-Farabi Kazakh National University (Almaty, Kazakhstan)

**Sergey V. MISHCHERYAKOV** — Dr. of Econ. Sc., Cand. of Tech. Sc., Director General of the Non-profit Partnership «Corporate Training and Scientific Center of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

**George MORVA** — Sc. Dr., Professor, the Budapest Polytechnic University (Budapest, Hungary)

**Leonid P. MUZYKA** — Cand. of Tech. Sc., Director, «Resurs-Personal», LLC (Omsk, Russia)

**Aleksandr N. NAZARYCHEV** — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

**Vladimir A. NEPOMNYASHCHIY** — Academician of the RANS, Dr. of Econ. Sc., Professor, Cand. of Tech. Sc. (St. Petersburg, Russia)

**Mikhail M. PCHELIN** — Class I State Councilor of the RF (retired), awardee of the Prize of the Council of Ministers of the USSR (Moscow, Russia)

**Aleksandr E. UZHANOV** — Cand. of Sociol. Sc., Associate Professor of World Power Industry Department, International Institute of Energy Policy and Diplomacy, MGIMO of the Russian Federation Foreign Ministry, associate member of the Academy of Military Sciences (Moscow, Russia)

**Karel FRANA** — Prof. Dr. — Ing. habil, Technical University of Liberec (Liberec, Czech Republic)

**Mikhail I. CHICHINSKIY** — Cand. of Tech. Sc., Inspector General / Head of the Department of technical supervision and audit, PJSC «Federal Grid Company of the Unified Energy System» (Moscow, Russia)

Founder and publisher: Scientific and Production Association «Energobezопасnost».

Frequency of the edition four times a year. Published since 2008.

The journal is registered in the Federal Service for Supervision in the Sphere of Mass Communication, Communications and the Protection of Cultural Heritage. Certificate III № ФЦ77-31974 dated May 14, 2008.

The journal is included into the SCADT's List of major reviewed scientific journals and publications, which shall publish the key scientific findings of theses for academic degrees of Doctor and Candidate of Sciences. The Journal is included in the following databases: RINC, VINITI, Google Scholar, Ulrich's Periodicals Directory.

The journal is associated with the UNESCO International Center of Training Systems and the UNESCO International Chair Network «TVET».

Artistic editor: Malanin D. B. Technical Editor: Kutko N. E. Signed in the press on December 30, 2020.

Printed in LLC «Code-Poligraf», Proyezd Devich'yego Poly, 4, Moscow, 119121, Russia.

## СОДЕРЖАНИЕ

### ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

|   |     |
|---|-----|
| <b>Акуличев В. О., Грабчак Е. П., Мищеряков С. В., Талалаев А. А.</b> Цифровые технологии управления антропогенными рисками в электроэнергетике .....   | 248 |
| <b>Непомнящий В. А.</b> Влияние ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС .....  | 257 |
| <b>Султанов М. М., Стрижиченко А. В., Болдырев И. А., Желяскова О. И., Волошин Е. А., Рогозинников Е. И.</b> К вопросу повышения эффективности энергосистем и обоснования компенсации реактивной мощности в электрических сетях ..... | 267 |
| <b>Гашо Е. Г., Мартынов А. В., Кутко Н. Е., Черханова О. А., Рудомазин В. В.</b> Улучшение экологической ситуации и безопасности мегаполиса путем модернизации энергопромышленного комплекса .....                                    | 273 |

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

|  |     |
|--|-----|
| <b>Наумов И. В., Карамов Д. Н., Третьяков А. Н., Якупова М. А., Федоринова Э. С.</b> Исследование загрузки силовых трансформаторов в системах сельского электроснабжения ..... | 282 |
| <b>Сухорукова Е. А., Трифонов Н. Н., Колпаков С. П.</b> Экспериментальные исследования изменения уровня и нагрева основного конденсата в ПНД смешивающего типа .....           | 290 |

### ЭНЕРГЕТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

|  |     |
|--|-----|
| <b>Гемечу Б. Д., Орлов М. Е.</b> Сравнительная технико-экономическая оценка работы гибридной гелио-геотермальной электростанции в условиях Эфиопии ..... | 296 |
|--|-----|

### СОЦИОЛОГИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

|  |     |
|--|-----|
| <b>Симбуховская К. Р., Ужанов А. Е.</b> Коммуникационный процесс как фактор развития альтернативной энергетики в России и мире ..... | 304 |
|--|-----|

### ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

|   |     |
|---|-----|
| <b>Кропачев С. А.</b> Обучение действующего резерва в АО «Мособлэнерго» ..... | 315 |
|---|-----|

|                                  |     |
|----------------------------------|-----|
| <b>ЮБИЛЕИ, НАГРАЖДЕНИЯ</b> ..... | 318 |
|----------------------------------|-----|

|                         |     |
|-------------------------|-----|
| <b>ИНФОРМАЦИЯ</b> ..... | 320 |
|-------------------------|-----|

|                                  |     |
|----------------------------------|-----|
| <b>ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ</b> ..... | 322 |
|----------------------------------|-----|

|   |     |
|---|-----|
| <b>ДО ГОРИЗОНТА СОБЫТИЙ: ФАКТЫ, МНЕНИЯ, МЕТАФОРИЗМЫ</b> ..... | 327 |
|---|-----|

## CONTENTS

### GENERAL ISSUES OF RELIABILITY AND SAFETY OF ENERGY

|  |     |
|--|-----|
| <b>Akulichev V. O., Grabchak E. P., Mishcheryakov S. V., Talalaev A. A.</b> Digital technologies for managing anthropogenic risks in electric power industry .....   | 248 |
| <b>Nepomnyashchiy V. A.</b> Impact of wind and solar power plants on the reliability of the IPS .....  | 257 |
| <b>Sultanov M. M., Strizhichenko A. V., Boldyrev I. A., Zhelyaskova O. I., Voloshin E. A., Rogozinnikov E. I.</b> On the issue of improving the efficiency of power systems and substantiation of reactive power compensation in electric networks ..... | 267 |
| <b>Gasho E. G., Martynov A. V., Kutko N. E., Cheranova O. A., Rudomin V. V.</b> Improving the environmental situation and safety of the megalopolis by modernizing the energy industry .....   | 273 |

### DESIGN, RESEARCH, CALCULATIONS

|  |     |
|--|-----|
| <b>Naumov I. V., Karamov D. A., Tretyakov A. N., Yakupova M. A., Fedurinova E. S.</b> Study of power transformer loading in rural power supply systems .....                 | 282 |
| <b>Sukhorukova E. A., Trifonov N. N., Kolpakov S. P.</b> Results of experimental studies of changes in the level and heating of the main condensate in mixing-type LPH ..... | 290 |

### ENERGY OF FOREIGN COUNTRIES

|   |     |
|---|-----|
| <b>Gemechu B. D., Orlov M. E.</b> Comparative technical and economic study of Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Ethiopia ..... | 296 |
|---|-----|

### SOCIOLOGY AND ENERGY

|   |     |
|---|-----|
| <b>Simbukhovskaya K. R., Uzhanov A. Ye.</b> Communication process as a factor of alternative energy development in Russia and worldwide ..... | 304 |
|---|-----|

### STAFF TRAINING

|  |     |
|--|-----|
| <b>Kropachev S. A.</b> Training of the current reserve in «Mosoblenergo» JSC ..... | 315 |
|--|-----|

## ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-248-256>

УДК 658.5

# Цифровые технологии управления антропогенными рисками в электроэнергетике

Акуличев В. О.<sup>1</sup>, Грабчак Е. П.<sup>2</sup>, Мищеряков С. В.<sup>3\*</sup>, Талалаев А. А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Россия, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Рождественская, д. 33

<sup>2</sup> Министерство энергетики Российской Федерации

107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

<sup>3</sup> Корпоративный энергетический университет

111250, г. Москва, ул. Красноказарменная д.13, корпус "П"

Поступила / Received 24.11.2020

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2020

Рассматривается информационно-аналитическая технология, реализуемая в процессе эксплуатации электрических сетей, основанная на возможностях мультиагентного мониторинга соматического и психического состояния персонала электросетевых компаний и предиктивного анализа антропогенных рисков энергетического производства в рамках риск-ориентированного подхода к управлению человеческими ресурсами. Анализ включает приборный мониторинг, оценку показателей (с использованием объективных данных), характеризующих состояние оперативных руководителей, оперативного и ремонтного персонала, участвующего в реальных технологических и бизнес-процессах по обслуживанию оборудования сетевых компаний с применением методов теории оптимизации, нечетких множеств, индексного анализа, предоставление интегральной информации оперативным руководителям и руководству энергокомпаний и формирование предложений по направлениям инвестиций в развитие их человеческих ресурсов на основании решения оптимизационной задачи минимизации ущербов из-за неправильных действий, бездействия и нарушения требований безопасности энергетического производства. Предлагается использовать систему индексных безразмерных показателей оценки состояния персонала, предиктивного анализа успешности его профессиональной деятельности и формирования ее онтологической модели в целях управления антропогенными рисками для обеспечения надежного и безопасного функционирования энергетического производства с возможностью разработки мер и сценариев воздействий на персонал в рамках производственного процесса. Представлены подходы к формированию технологии мониторинга, которая обеспечивает построение унифицированных систем учета состояния персонала, эксплуатирующего объекты электроэнергетики, статистики отказов по вине персонала для определения оптимального вида, состава и стоимости воздействия на персонал, улучшение его здоровья на основе мультиагентного анализа данных мониторинга, позволяющие направлять поток событий согласно условиям, заданным наличием финансовых средств на эти цели. Разработан математический аппарат, предложены приборы и программные средства, с помощью которых осуществляется автоматизированный анализ индексов состояния персонала каждой категории, обслуживающего единицы (узлы) оборудования и формирование сценариев воздействий на него (агентное моделирование управляемого состоянием поведения).

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** антропогенные риски, электрические сети, оборудование, цифровая модель, мониторинг технического состояния (МТС), человеческий капитал, техническое состояние (ТС)

### Адрес для переписки:

Мищеряков С. В.

НП «Корпоративный образовательный и научный центр ЕЭС»

ул. Красноказарменная д.13, к. «П», 111250, г. Москва, Россия

e-mail: msv@keu-ees.ru

### Address for correspondence:

Mishcheryakov S. V.

NP «CTSCenter UES»

Krasnokazarmennaya street, 13P, 111250, Moscow, Russia

e-mail: msv@keu-ees.ru

### Для цитирования:

Акуличев В. О., Грабчак Е. П., Мищеряков С. В., Талалаев А. А. Цифровые технологии управления антропогенными рисками в электроэнергетике. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 248 – 256.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-248-256>

### For citation:

Akulichev V. O., Grabchak E. P., Mishcheryakov S. V., Talalaev A. A. [Digital technologies for managing anthropogenic risks in electric power industry]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry 2020, vol. 13, no. 4, pp. 248 – 256. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-248-256>

# Digital technologies for managing anthropogenic risks in electric power industry

**Akulichev V. O.<sup>1</sup>, Grabchak E. P.<sup>2</sup>, Mishcheryakov S. V.<sup>3\*</sup>, Talalaev A. A.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> JIDGC of Center and Volga Region, PJSC,  
Russia, 603950, Nizhny Novgorod, st. Rozhdestvenskaya, 33

<sup>2</sup> Ministry of Energy of the Russian Federation,  
107996, GSP-6, Moscow, st. Shchepkina, 42

<sup>3</sup> Corporate Energy University,  
111250, Moscow, st. Krasnokazarmennaya 13, building "P"

The article examines the information and analytical technology implemented during the operation of electrical networks, based on the capabilities of multi-agent monitoring of the somatic and mental condition of the staff of power grid companies and predictive analysis of anthropogenic risks of energy production within the framework of a risk-based approach to human resource management. The analysis includes instrumental monitoring, assessment of indicators (using objective data) characterizing the condition of operational managers, operational and maintenance staff involved in real technological and business processes for servicing equipment of network companies using optimization theory methods, fuzzy sets, index analysis, provision of integral information to operational managers and management of energy companies, the formation of proposals on the areas of investment in the development of their human resources based on solving the optimization problem of minimizing damage due to wrong actions, inaction and violation of safety requirements for energy production. It is proposed to use a system of dimensionless index indicators for assessing the condition of staff, predictive analysis of the success of their professional activities and the formation of its ontological model in order to manage anthropogenic risks to ensure reliable and safe functioning of energy production with the possibility of developing measures and scenarios of impacts on staff within the production process. The article presents approaches to the formation of monitoring technology, which ensures the construction of unified systems for recording the condition of staff operating electric power facilities, statistics of failures due to staff's fault to determine the optimal type, composition and cost of impact on staff, improving their health based on multi-agent analysis of monitoring data, allowing to direct the flow of events in accordance with the conditions set by the availability of funds for these purposes. The authors have developed a mathematical apparatus, proposed devices and software, with the help of which an automated analysis of the indices of the condition of staff of each category, servicing equipment units (assemblies) and the formation of scenarios of impacts on it (agent-based modeling of condition-controlled behavior) has been carried out.

**KEYWORDS:** anthropogenic risks, electrical networks, equipment, digital model, technical condition monitoring (TCM), human capital, technical condition (TC)

## 1. Введение

Во втором десятилетии двадцать первого столетия Российская экономика, обретая «суверенитет», может и должна решать задачи нетривиального прорывного характера по траекториям лидирующего технологического развития. Достижение этой цели определено национальными проектами.

Одним из важнейших национальных проектов России на ближайшие годы стала цифровая модернизация экономики.

Уже кодифицированными в этой области знаний являются следующие понятия:

«Цифровая экономика — хозяйственная деятельность, в которой ключевым фактором производства являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых по сравнению с традиционными формами хозяйствования позволяют существенно повысить эффективность различных видов производства, технологий, оборудования, хранения, продажи, доставки товаров и услуг»[1].

Существует и более широкое определение: «Цифро-

вая (электронная) экономика — это экономика, характерной особенностью которой является максимальное удовлетворение потребностей всех ее участников за счет использования информации, в том числе персональной. Это становится возможным благодаря развитию информационно-коммуникационных и финансовых технологий, а также доступности инфраструктуры, вместе обеспечивающих возможность полноценного взаимодействия в гибридном мире всех участников экономической деятельности: субъектов и объектов процесса создания, распределения, обмена и потребления товаров и услуг.

Для «полноценного» взаимодействия все субъекты и объекты экономики должны обрести значительную цифровую составляющую» [2].

Прежде всего необходимо отметить следующее. Целями работ в области цифровой экономики является «создание экосистемы цифровой экономики Российской Федерации, в которой данные в цифровой форме являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности и в которой обеспечено эффективное взаимодействие,



включая трансграничное, бизнеса, научно-образовательного сообщества, государства и граждан» [3]. При этом «цифровая экосистема» — это метафора, которая предлагает рассматривать современные организации как смешанные сообщества и экосистемы, в которых взаимодействуют люди и цифровые агенты.

Ключевым фактором успеха всех инновационных инициатив являются люди с набором необходимых компетенций, формируемых в ходе непрерывного процесса их совершенствования.

«Основным показателем качества продукции предприятий энергетики является надежность энергоснабжения потребителей» [4]. В этой связи потребность в оценке состояния персонала для управления надежностью и эффективностью его профессиональной деятельности в отрасли обусловлена необходимостью снижения рисков<sup>1</sup> нарушения функционирования объектов электроэнергетики, социально-экономические последствия которых могут быть, в том числе, и катастрофическими и переходом к риск-ориентированному управлению в отрасли [5]. Авторами предложены подходы к управлению антропогенными рисками энергетического производства.

### Цели, задачи и область применения оценки антропогенных рисков

Цель предлагаемых подходов — сформировать (методически обосновать, сформулировать и определить структуру) комплексный показатель, характеризующий состояние персонала ( $I_{СП}$ ) для управления надежностью и эффективностью его профессиональной деятельности.

Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- сформирован агрегатный безразмерный показатель индекс состояния персонала ( $I_{СП}$ );
- определены методы оценки отдельных его элементов;
- разработана методика, схема и механизмы использования  $I_{СП}$  для формирования кадровой политики субъектов энергетики.

Область применения предлагаемой разработки для заинтересованных сторон:

- Регулятор (Минэнерго России): комплексный показатель по персоналу. Возможны набор статистики, аналитика, оценка, регулирование [6].
- Компании:
  - а) собственники: точная оценка эффективности бизнеса, обоснованное принятие инвестиционных решений;
  - б) руководство: комплексный показатель по персоналу, становится предметным управление;
  - в) руководители подразделений: с появлением ком-

плексного показателя, возможна конкретизация КПЭ, возникает возможность системной работы по управлению персоналом;

г) персонал: возможности улучшений условий труда, появляются ясные правила игры на рынке труда.

Предлагаемая оценка распространяется на группы персонала (оперативные руководители, оперативный персонал, оперативно-ремонтный персонал), основной производственной функцией которого является эксплуатация и техническое обслуживание основного технологического оборудования электрических станций и электрических сетей.

К основному технологическому оборудованию (ОТО) объектов электроэнергетики, в отношении которого производится оценка состояния персонала, относятся:

1. паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
2. паровые (энергетические) котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
3. гидротурбины установленной мощностью 5 МВт и более;
4. газовые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
5. гидрогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;
6. турбогенераторы номинальной мощностью 5 МВт и более;
7. силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;
8. линии электропередачи (далее — ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше (далее — основное технологическое оборудование).

### Методологические подходы к оценке индекса состояния персонала

Оценку состояния персонала для управления надежностью и эффективностью его профессиональной деятельности предполагается осуществлять на основе значений интегрального показателя, индекса состояния персонала (далее  $I_{СП}$ ).

Под индексом состояния персонала понимается интегральный показатель состояния персонала, который объединяет значения ряда других показателей его состояния в единую безразмерную величину, удобную для сравнения и оценки.

Результатами расчетов и оценки  $I_{СП}$  являются:

- индекс состояния персонала энергообъектов;
  - индекс состояния персонала энергообъектов по категориям: оперативные руководители, оперативный персонал, оперативно-ремонтный персонал;
  - индекс состояния персонала субъектов энергетики.
- Диапазоны индекса состояния персонала, устанавливаемые нормативно, приведены в таблице 1.

Оценка  $I_{СП}$  осуществляется путем сопоставления фактических значений измеряемых и расчетных показателей характеристик персонала с базовыми значениями (значениями предыдущих отчетных периодов

<sup>1</sup> "Риск — сочетание (произведение) вероятности и последствий отказа отдельного функционального узла либо основного технологического оборудования в целом" пр. Минэнерго России от 12 октября 2017 г. №676



**Таблица 1.** Диапазоны индекса состояния персонала

**Table 1.** Ranges of the staff condition index

| Диапазон $I_{СП}$ (усл.ед)<br>Range $I_{СП}$ (conven-<br>tional units) | Вид состояния<br>персонала<br>Staff status type | Визуализация (цвет)<br>Visualization (color) |
|--|---|--|
| $\leq 0$   | критический<br>(critical)                       | красный (red)                                |
| $0 < I_{СП} < 0,5$   | низкое (low)                                    | коричневый<br>(brown)                        |
| $0,5 < I_{СП} < 1$   | среднее (average)                               | желтый (yellow)                              |
| $1 < I_{СП} < 1,5$   | хорошее (good)                                  | зеленый (green)                              |
| $> 1,5$  | очень хорошее<br>(very good)                    | темно-зеленый<br>(dark green)                |

и/или пороговыми значениями по диапазонам),

Оценка  $I_{СП}$  осуществляется в следующей последовательности:

- расчет показателей состояния персонала, основной производственной функцией которого является эксплуатация и техническое обслуживание ОТО объекта электроэнергетики совокупно по трем категориям;
- расчет показателей состояния персонала субъекта энергетики, основной производственной функцией которого является эксплуатация и техническое обслуживание ОТО совокупно по трем категориям;
- расчет показателей состояния персонала, основной производственной функцией которого является эксплуатация и техническое обслуживание ОТО объекта электроэнергетики отдельно по категориям;
- оценка рисков профессиональной деятельности персонала;
- при необходимости анализ состояния персонала субъектов энергетики осуществляется по категориям.

Индекс состояния персонала для ОТО по группам основного оборудования ( $I_{СПi}$ ) вычисляется по формуле:

$$I_{СПi} = \omega_{ПУi} I_{ПУi} + \omega_{БПi} I_{БПi} + \omega_{КПi} I_{КПi} + \omega_{ПАi} I_{ПАi}, \quad (1)$$

где:  $\omega_{ПУi}$ ,  $\omega_{БПi}$ ,  $\omega_{КПi}$ ,  $\omega_{ПАi}$  — постоянные коэффициенты, сумма которых равна единице,  $i$  — количество единиц основного оборудования в группе (котлы, турбины, генераторы и др.).

Конкретные значения коэффициентов  $\omega$  определяют методом Т. Саати.

Расчет составляющих Индекса состояния персонала  $I_{СП}$  осуществляется следующим образом.

а) Индекс профессиональной успешности.

Профессиональная успешность — свойство работника, определяющее его способность обеспечивать выполнение всех возложенных на него функций на его рабочем месте в течение рабочего времени в определенных условиях с заданными скоростью и качеством. Индекс профессиональной успешности персонала определяется следующим образом:

$I_{ПУi} =$  { 1 — в случае отсутствия аварий (вывода из строя ОТО) из-за неправильных действий/бездействия оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала по актам расследования (инф. по приказу МЭ РФ от 02.03.2010 г. №92, приложение 1 таблицы 1, 2); Промежуточные значения в случае поломок оборудования,  $I_{ПУi} = U_i / U_{max}$ , где  $U_i$  — ущерб (в денежном выражении) от поломки функциональных узлов ОТО,  $U_{max}$  — ущерб (в денежном выражении) от вывода из строя ОТО (инф. по пр. от 23.07.2012 г. № 340, приложение 2 п. 1.8 — 1.12, п. 7.10, приказа РТН от 19.08.2011 г. №480 (редакция от 15.08.2017 г.), п.17, п.п. 17), 19))  
0 — при наличии аварий (вывода из строя ОТО) из-за неправильных действий/бездействия оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала по актам расследования (инф. по приказу МЭ РФ от 02.03.2010 г. №92, приложение 1 таблицы 1, 2)

Промежуточные значения  $I_{ПУi}$  определяются экспертным путем с учетом его значений при полном выводе из строя ОТО, в долях от величины максимального ущерба по формуле, указанной выше.

б) Индекс безопасности энергетического производства.

Безопасность — состояние защищенности отдельного человека, общества и окружающей среды от чрезмерной опасности, обусловленной экологическими, техногенными и природными факторами.

$I_{БПi}$  — индекс безопасности энергетического производства определяется следующим образом:

$I_{БПi} =$  { 1 — в случае отсутствия несчастных случаев на производстве по категориям: оперативных руководителей, оперативного и оперативно-ремонтного персонала по актам расследования (инф. по приказу МЭ РФ от 02.03.2010 №92, приложение 1 таблицы 1, 2); Промежуточные значения определяются по формуле:  $I_{БПi} = K_o \times (1 - O_p)$ , где  $K_o$  — коэффициент оснащенности работника,  $K_o = 1$  при полном оснащении работника необходимыми ИСЗ и инструментом и проведении всех видов инструктажей / первичного инструктажа на рабочем месте и т. д. /,  $K_o = 0$  при отсутствии хотя бы одного из элементов оснащения и инструктажей;  
 $O_p = K_m \times T / (P_c \times M \times 22,5)$  — коэффициент опасности работ;  $K_m = D / T$  — коэффициент тяжести травматизма, при  $D$  — общее количество дней нетрудоспособности за отчетный период;  $T$  — количество учтенных травм (несчастных случаев);  $P_c$  — среднесписочное число работников;  $M$  — число месяцев в отчетном периоде; 22,5 — среднее число рабочих дней за месяц (инф. по приказ от 23.07.2012 №340, приложение 2 п. 1.8 – 1.12, п. 7.10);  
0 — при наличии смертельных случаев на производстве в группах оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала по актам расследования (инф. по приказу МЭ РФ от 02.03.2010 г. №92, приложение 1 таб. 1, 2)

в) Индекс профессиональной компетенции персонала ( $I_{КП}$ ) определяется следующим образом: показатель, характеризующий знания, умения, навыки и опыт экс-

платации основного технологического оборудования.

Индекс профессиональной компетенции персонала определяется по формуле:

$$I_{kниj} = N_{ijфакт} / N_{штij} \quad (2)$$

где  $N_{ijфакт} = N_{ri} + N_{oi} + N_{ori}$  — число прошедших профессиональное обучение, подтвержденное документами оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала (с учетом требований о ежегодном обучении этого персонала согласно п 8.3.4.3 Межгосударственного стандарта (ГОСТ 33066-2014) «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств-участников СНГ» и п. 6. Приказа Минтопэнерго от 19.02.2000 г. № 49);

$N_{штij}$  — суммарное число оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала согласно штатному расписанию, запланированного к обучению на момент оценки.

Информация формируется по приказу МЭ от 23.07.2012 г. № 340, приложение 45 раздел 2 п. 2.1)

$$I_{кп} = \min \Sigma(a_i \times I_{кни}); \quad I_{кп} = \min \Sigma(a_j \times I_{книj}), \quad (3)$$

где  $i$  — количество основного оборудования,  $j$  — категории персонала, 1 соответствует оперативным руководителям, 2 — соответствует оперативному персоналу, 3 — соответствует оперативно-ремонтному персоналу,  $a_i$  и  $a_j$  — весовые коэффициенты определяются методом Т. Саати.

Уточненно:

$$I_{кп} = \frac{n-1}{n} - (0,9)^{k/3}, \quad (4)$$

где  $n$  — число компетенций,  $k$  — число повторений операций.

д) Индекс профессиональной адаптации персонала ( $I_{па}$ ) определяется следующим образом:  $I_{паi}$  — системный ответ организма человека на действие внешних и внутренних стимулов и факторов, направленный на достижение полезного приспособительного результата и служит критерием оценки изменений (нарушений) в состоянии здоровья по данным мониторинга в ходе предсменных медицинских осмотров и психофизиологических обследований (экспертизы) функционального состояния в соответствии с нормативными документами и/или средними значениями.

В прикладных целях выделяется пять возможных состояний профессиональной адаптации человека:

- Критический, ему соответствует очень высокий риск утраты психологической и физической работоспособности;
- Низкий, ему соответствует высокий риск утраты психологической и физической работоспособности;
- Средний, ему соответствует средний риск утраты психологической и физической работоспособности;
- Высокий, ему соответствует низкий риск утраты пси-

- хологической и физической работоспособности;
- Очень высокий, ему соответствует очень низкий риск утраты психологической и физической работоспособности.

Информация для оценки определяется по приказу Министерства здравоохранения РФ от 15 декабря 2014 г. N 835н «Об утверждении Порядка проведения предсменных, предрейсовых и послесменных, послерейсовых медицинских осмотров» и приказа Минэнерго №390 от 31.08.2011 г. «Об утверждении Порядка проведения медицинских осмотров (обследований) работников, непосредственно занятых на работах, связанных с обслуживанием объектов электроэнергетики».

$$I_{паi} = (P_c - I_{паfi}) / (P_{c0} - I_{паoi}), \quad (5)$$

где  $P_c$  — среднесписочное число работников за отчетный и базовый периоды;

$I_{паfi}$  — численность лиц, стоящих на учете с профзаболеваниями в отчетном периоде;

$I_{паoi}$  — численность лиц, стоящих на учете с профзаболеваниями в базовом периоде (предыдущем отчетном периоде).

Расчет индекса профессиональной адаптации персонала, обслуживающего основное оборудование ( $I_{па}$ ) осуществляется по ниже представленным формулам:

$$I_{па} = 1/3 \times \Sigma_{j=1}^3 (a_j \times I_{паj}), \quad (6)$$

$$\text{или } I_{па} = 1/i \times \Sigma_{i=1}^n (a_{ji} \times I_{паi}), \quad (7)$$

где  $I_{паi}$  — индекс профессиональной адаптации конкретной категории персонала (для формулы 1) определяется по следующей формуле:

$$I_{паj} = 1/\kappa \times \Sigma_{k=1}^k (a_{jk} \times I_{паjik} / 100), \quad (8)$$

где  $I_{паjik}$  — индекс профессиональной адаптации конкретного работника,  $\kappa$  — количество персонала (возможно деление по категориям —  $j$ ) обслуживающего конкретную группу оборудования —  $i$  (все смены),  $i$  — количество единиц основного оборудования в группе (трансформаторы, выключатели, котлы, турбины, генераторы и др),  $j$  — категории персонала, 1 соответствует оперативным руководителям, 2 — соответствует оперативному персоналу, 3 — соответствует оперативно-ремонтному персоналу,  $1/100$  — коэффициент приведения к общим единицам измерения,  $a_{ijk}$ ,  $a_{ji}$ ,  $a_j$  — весовые коэффициенты определяются методом Т. Саати;  $I_{паi}$  — индекс профессиональной адаптации персонала всех категорий, обслуживающего конкретную группу оборудования (котлы, турбины, генераторы и т. д.) для формулы (7)

$$I_{паi} = 1/\kappa \times \Sigma_{k=1}^k (a_{ji} \times I_{паjik} / 100), \quad (9)$$

$I_{паji}$  — индекс профессиональной адаптации конкретной категории персонала, обслуживающего конкретную группу оборудования.

$$I_{ПАji} = 1/\kappa \times \sum_{k=1}^k (a_{ji} \times I_{ПАjik}/100), \quad (10)$$

$I_{ПАjik}$  — определяется экспертно на основе статистических данных по отдельным уровням психофизиологической адаптации (уровне психической адаптации, уровнях психической и физической работоспособности) и/или по количественным методам многомерного динамического визуализационного анализа. Для оценки может быть использована информация по приказу Минэнерго России от 23.07.2012 г. № 340, приложения 45, 44 раздел 2 коды стр. 2 – 5 [7].

Предложенная методология позволяет рассчитать:

а) Индекс состояния персонала для основного оборудования:

$$I_{СПi} = \omega_{ПУi} I_{ПУi} + \omega_{БПi} I_{БПi} + \omega_{КПi} I_{КПi} + \omega_{ПАi} I_{ПАi},$$

где  $I_{ПУi}$  — индекс профессиональной успешности,  $I_{БПi}$  — индекс безопасности энергетического производства;  $I_{КПi}$  — индекс компетентности персонала;  $I_{ПАi}$  — индекс профессиональной адаптации;  $i$  — основное оборудование / энергообъект / субъекта энергетики,  $\omega_{ПУi}$ ,  $\omega_{БПi}$ ,  $\omega_{КПi}$ ,  $\omega_{ПАi}$  — постоянные коэффициенты, сумма которых равна единице. Конкретные значения определяются методом Т. Саати.

б) Индекс состояния персонала для энергообъекта:

$$I_{СПэj} = \min \{I_{СПij}\}, \quad (11)$$

для  $i = 1 \dots 8$  — номер группы основного технологического оборудования (при  $j = 0$  — совокупно для всех категорий персонала),

для  $j = 1 \dots 3$  — номер категорий персонала, при  $j = 0$  — совокупно для всех категорий персонала.

Для энергообъекта определяется индекс состояния персонала по категориям персонала, производственной функцией которого является эксплуатация и техническое обслуживание основного технологического оборудования ( $I_{СПэj}$ ) по формуле (11)

$$I_{СПэj} = \min \{I_{СПэ1}, I_{СПэ2}, \dots, I_{СПэ3}\}, \quad (12)$$

для  $j = 1 \dots 3$  — номер категорий персонала.

Определена «светофорная» индикация  $I_{СПэj}$ .

Расчет индекса состояния персонала объекта электроэнергетики с учетом его важности для ЕЭС определяется по формуле (14)

$$I_{СП} = \frac{\sum_1^k (N_{npk} \times I_{спэijk})}{\sum_1^k (N_{npk})}, \quad (13)$$

где  $I_{спэijk}$  — индекс состояния персонала для основного технологического оборудования  $k$ -того энергообъекта (при  $j=0$ );

$N_{npk}$  — приведенная мощность  $k$ -того объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения.  $N_{npk}$  определяется в соответствии с приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 (приложение 9).

Для оценки экономических последствий рисков профессиональной деятельности персонала (в отличие от профессионального риска<sup>2</sup>) введено понятие «антропогенный риск» энергетического производства, который определяется на основе рассчитанной вероятности наступления ущерба субъекта энергетики из-за неправильных действий/бездействия персонала.

Оценка вероятности наступления ущерба из-за антропогенного риска по индексу его состояния осуществляется по формуле:

$$Z_{СПi} = I_{СП}/sup(D), \quad (14)$$

где  $I_{СП}$  — индекс состояния персонала, определяемый по формуле (1);  $D$  — значения индекса состояния персонала по границам диапазонов согласно таблице 1.

При этом, если  $Z_{СПi} \geq 1$ , то необходимо задаться следующим по величине значением  $sup(D)$ <sup>3</sup> и определить вероятность в соответствии со следующим диапазоном. Уточнение соотношения (14) осуществляется по мере накопления статистических данных.

Вероятность отказа единицы основного технологического оборудования и/или несчастного случая уточняется на основании существующей статистики.

Оценка возможного ущерба из-за отказа единицы основного технологического оборудования (последствия отказа ОТО из-за неправильных действий/бездействия персонала или несчастного случая) в том числе включает в себя прямые производственные показатели и стоимость аварийного восстановления или замены единицы оборудования в целом, а из-за несчастного случая включает все понесенные затраты по нему.

Риск определяется произведением вероятности наступления ущерба на его величину по формуле:

$$P_{СПi} = Z_{СПi} \times \Pi_{СПi}, \quad (15)$$

где  $P_{СПi}$  — антропогенный риск наступления ущерба,  $Z_{СПi}$  — вероятность наступления ущерба от профессионального риска,  $\Pi_{СПi}$  — величина ущерба (финансовые потери) от наступления профессионального риска,  $\Pi_{СПi} = \Pi_{ai} + \Pi_{пз}$ , где  $\Pi_{пз}$  — все понесенные затраты при реализации профессионального риска.

Результаты оценки опасности энергетического производства, профессиональной успешности, профессиональной компетенции и профессиональной адаптации персонала и иная информация, связанная с рисками, хранится в подразделениях ответственных за работу с персоналом до 5 лет. Эта информация относится к материалам ограниченного пользования.

<sup>2</sup> ТК ст. 209: «Профессиональный риск — вероятность причинения вреда здоровью в результате воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов при исполнении работником обязанностей по трудовому договору или в иных случаях, установленных настоящим Кодексом, другими федеральными законами».

<sup>3</sup>  $sup(D)$  — минимальное или максимальное значение  $D$

Порядок использования баз данных и круг лиц, имеющих к ним доступ, определяются руководством энергетического предприятия. Ответственность за сохранность данных оценки и прогнозирования рисков профессиональной деятельности, за их целевое использование несут руководители энергетических предприятий [8].

Результаты оценки состояния персонала (значения  $I_{СП}$ ) характеризуют его готовность к обеспечению функционирования ОТО и ранжируются по убыванию в группах однотипного оборудования [9]. Наименьший индекс состояния персонала в группе выбранного ОТО или категории персонала (для энергообъектов) определяет наивысший приоритет необходимости осуществления воздействия на персонал, его обслуживающий. Диапазоны  $I_{СП}$ , установлены, определяют необходимые виды воздействия, которые приведены в таблице 2.

На основе оценки динамики изменения значений  $I_{СП}$  готовится прогноз изменения индекса и времени достижения критического состояния, при которых работа оперативных руководителей, оперативного, оперативно-ремонтного персонала будет недопустима.

Результаты проведенных расчетов объединяют в карту возможных сценариев выбора вида воздействий, содержащую:

- текущий  $I_{СП}$ ;
- величину риска отказа основного технологического оборудования из-за неправильных действий/бездействия персонала;

- возможные стратегии воздействия на сферу управления персоналом (например, внеплановое обучение, улучшение условий труда, изменение организации производства, изменение производственных технологий);
- прогноз изменения  $I_{СП}$  в зависимости от выбранной стратегии воздействия;
- суммарную стоимость проводимых мер воздействия.

В соответствии с принятой кадровой политикой согласно карты возможных сценариев выбора вида воздействий планируются программы (планы) работы с персоналом.

Бизнес-процессы риск-ориентированной модели принятия решения о виде воздействия на сферу управления персоналом приведена на рисунке.

Она апробирована в ходе НИОКР на тему «Программно-аппаратный комплекс управления здоровьем персонала филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» «Тулэнерго» шифр: «Готовность», выполняемой в 2019–2020 г. при поддержке Минэнерго России под руководством Первого заместителя генерального директора — Директора по развитию ПАО «МРСК Центра и Приволжья» В. О. Акуличева.

Внедрение методики позволило:

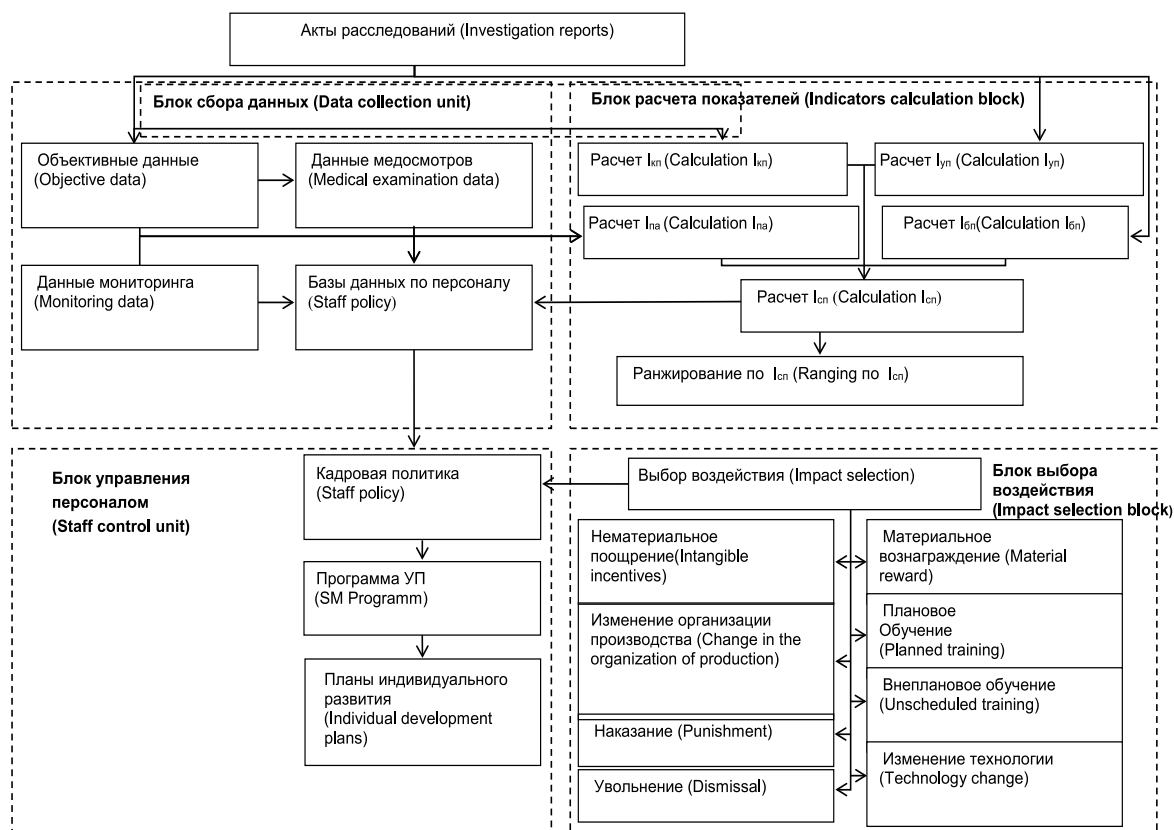
- обеспечить заданный нормативный уровень надежности при генерации и транспорте электроэнергии;
- определить необходимые численность и состав

**Таблица 2.** Меры регулирующего воздействия на персонал (справочно) [10]

**Table 2.** Measures of regulatory impact on staff (for reference) [10]

| Диапазон<br>Range    | Уровень состояния и риск утраты профессиональной дееспособности персонала<br>State level and risk of loss of professional competence of staff          | Меры воздействия<br>Measures of influence  |
|----------------------|--|--|
| $\leq 0$             | Критический уровень профессиональной дееспособности.<br>Critical level of loss of professional capacity.   | Отстранение от исполнения обязанностей, исключение из профессиональной деятельности до восстановления требуемого уровня показателей.<br>Suspension from duties, exclusion from professional activity until the required level of indicators is restored.   |
| $0 < I_{СП} < 0,5$   | Низкий уровень. Значительный риск утраты профессиональной дееспособности.<br>Low level. Significant risk of loss of professional capacity.             | Внеплановое обучение, мероприятия по специальным профессиональным тренировкам персонала, неотложные мероприятия по оздоровлению персонала (через механизм ДМС).<br>Unscheduled training, measures for special professional training of staff, urgent measures to improve the health of staff (through the VHI mechanism) |
| $0,5 < I_{СП} < 1,0$ | Средний уровень риска утраты профессиональной дееспособности.<br>Average level of loss of professional capacity  | Плановое обучение с контрольной проверкой знаний, плановые мероприятия по тренировкам, плановые мероприятия по оздоровлению персонала.<br>Planned training with a control check of knowledge, planned training activities, planned measures for the health of staff.   |
| $1,0 < I_{СП} < 1,5$ | Высокий уровень. Незначительный риск утраты профессиональной дееспособности.<br>High level. Low risk of loss of professional capacity.                 | Плановые стимулирующие мероприятия материального и нематериального характера.<br>Planned incentive measures of a material and non-material nature.   |
| $> 1,5$              | Очень высокий уровень. Отсутствует риск утраты профессиональной дееспособности.<br>Very high level. There is no risk of loss of professional capacity. | Плановые стимулирующие мероприятия материального и нематериального характера. Повышение в должностной позиции или окладе.<br>Planned incentive measures of a material and non-material nature. Promotion in position or salary   |





**Рисунок.** Схема риск-ориентированной модели принятия решения по  $I_{СП}$   
**Figure.** Scheme of a risk-based decision-making model of  $I_{СП}$

оперативного и оперативно-ремонтного персонала, обеспечивающие технико-экономическую эффективность, надежность производственной деятельности и устойчивое развитие субъектов энергетики и ЕЭС в целом;

- повысить эффективность инвестиций в развитие человеческого капитала субъектов энергетики, определить их оптимальный объем и направления использования;
- повысить прозрачность хозяйственных отношений с органами власти и широким кругом заинтересованных сторон в процессе обеспечения технико-экономической эффективности в масштабах ЕЭС России;
- обеспечить объективность и обоснованность принимаемых регулирующих воздействий в области "подготовки работников в сфере электроэнергетики к работе на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках" в соответствии с требованиями ст. 28. п. 2. Федерального закона от 23.06.2016 г. № 196-ФЗ.

Примечательным побочным результатом анализа антропогенного риска является величина, основанная на дополненной вероятности наступления ущерба по вине персонала. Ее можно интерпретировать как величину стоимости человеческого капитала. Действительно, если благодаря нереализации антропогенного риска, компания не получает ущерб, то ровно на эту величину вырастает ее капитализация, то есть определяется капи-

тализированная способность выполнять трудовую функцию, создавать минимальную добавленную стоимость (минимум определяется как нулевая выручка). В дальнейшем эту величину можно использовать для оценки инвестпроектов и для других действий экономического анализа.

## Закключение

В рамках представленного изложения сформированы подходы, определены методы и разработаны механизмы системы оценки антропогенных рисков уровня предприятия и компании, отражающие объективную, сложившуюся на рынке картину функционирования субъектов энергетики в едином целом, ЕЭС России.

Важным является определение инвестиционной стороны управления формированием и развитием человеческого капитала.

## Использованные источники

1. Указ Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 г. № 203 "О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы. Официальный сайт Президента Российской Федерации: [www.kremlin.ru/acts](http://www.kremlin.ru/acts)
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 июля 2017 г. № 1632-р «Цифровая экономика Российской Федерации». Официальный сайт Правительства России: <http://government.ru/docs/>
3. Грабчак Е. П. Концептуальный подход к внедрению в отрасли

рискоориентированной системы мониторинга и оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон // Электроэнергия. Передача и распределение 2018; 3 (48): 4 – 10.

4. Грабчак Е. П. и др. Как сделать цифровизацию успешной // Энергетическая политика 2018; 5: 25 – 29.

5. Новак А. В. Доклад об итогах работы топливно-энергетического комплекса в 2018 году и задачах на 2019 год на заседании Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14548> (дата обращения: 02.09.2019).

6. Проект «Цифровая энергетика» [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://iot.ru/energetika/minenergo-rf-sformirovalo-proekt-tsifrovaya-energetika> (дата обращения: 02.09.2019).

7. О ходе разработки и внедрения ГИС ТЭК / Материалы к расширенному заседанию Комитета по энергетике Государственной думы Российской Федерации [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14309> (дата обращения: 02.09.2019).

8. Совещание по вопросам развития электроэнергетики / 14 ноября 2017 года [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/56071> (дата обращения: 02.09.2019).

9. Российское энергетическое агентство. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015 – 2016 годы. Информационно-аналитический доклад. / [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (дата обращения: 02.09.2019).

10. Методические рекомендации по оценке и прогнозированию антропогенных рисков в деятельности энергетических предприятий государств-участников СНГ, утвержденные 55-м заседанием Электроэнергетического Совета СНГ 25 – 29 октября 2019 года.

## References

1. Decree of the President of the Russian Federation of May 9, 2017 No. 203 "Strategy for the development of the information society

in the Russian Federation for 2017 – 2030". Official website of the President of the Russian Federation: [www.kremlin.ru/acts](http://www.kremlin.ru/acts)

2. Order of the Government of the Russian Federation dated July 28, 2017 No. 1632-r "Digital economy of the Russian Federation". Official website of the Russian Government: <http://government.ru/docs/>

3. Grabchak E. P. Conceptual approach to the implementation in the industry of a risk-oriented system for monitoring and assessing the readiness of subjects of the electric power industry to work in the heating season // Electricity. Transmission and distribution 2018; 3 (48): 4 – 10.

4. Grabchak E. P. and others. How to make digitalization successful // Energy Policy 2018; 5: 25 – 29.

5. Novak A. V. Report on the results of the fuel and energy complex in 2018 and tasks for 2019 at a meeting of the Government of the Russian Federation [Electronic resource] // Access mode: <https://minenergo.gov.ru/node/14548> (date of access: 02.09.2019).

6. Project "Digital Energy" [Electronic resource] // Access mode: <https://iot.ru/energetika/minenergo-rf-sformirovalo-proekt-tsifrovaya-energetika> (date of access: 02.09.2019).

7. On the development and implementation of GIS FEC / Materials for an extended meeting of the Energy Committee of the State Duma of the Russian Federation [Electronic resource] // Access mode: <https://minenergo.gov.ru/node/14309> (date of access: 02.09.2019).

8. Meeting on the development of the electric power industry / November 14, 2017 [Electronic resource] // Access mode: <http://kremlin.ru/events/president/news/copy/56071> (date of access: 02.09.2019).

9. Russian Energy Agency. Heat power and district heating in Russia in 2015 – 2016. Information and analytical report. / [Electronic resource] // Access mode: <https://minenergo.gov.ru/node/10850> (date of access: 02.09.2019).

10. Guidelines for assessing and predicting anthropogenic risks in the activities of energy enterprises of the CIS member states, approved by the 55th meeting of the CIS Electric Power Council on October 25 – 29, 2019.



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>

УДК 620.9

## Влияние ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС

**Непомнящий В. А.**

Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия

Поступила / Received 22.09.2020

Принята к печати / Accepted for publication 10.11.2020

Одним из наиболее эффективных направлений в развитии электроэнергетики принято считать повышение в балансе мощности и электроэнергии энергосистем доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в виде ветровых и солнечных энергоустановок (ВЭУ и СЭС), основными преимуществами которых считаются экономия органического топлива (угля, газа, мазута) и снижении экологически вредных выбросов в атмосферу. Однако при этом остаются совершенно неисследованным влияние ВИЭ на управляемость режимами работы электроэнергетических систем и на надежность функционирования ОЭС.

В настоящее время в мировой энергетике используется 318 млн. кВт ВЭУ и около 142.4 млн. кВт СЭС, из которых на основные страны Западной Европы приходится около 227 млн. кВт, или 49.3%. В среднем по Западной Европе ветровые и солнечные электростанции составляют почти 30% суммарной генерирующей мощности, при этом наибольший удельный вес ВЭУ приходится на Данию (47%), а самая высокая доля СЭС (18.6%) относится к Германии. Однако бесконтрольное повышение доли ВЭУ и СЭС в структуре генерирующих мощностей энергосистем начинает проявляться в резком снижении надежности функционирования электроэнергетики из-за неучета (или недостаточного учета) ряда отрицательных свойств ВЭУ и СЭС, которые практически проявили себя в системной аварии в энергосистеме Англии 9.08.2019 г., когда в результате «рядового» короткого замыкания произошла системная авария с отключением от системы электроснабжения до 1.1 млн. потребителей с общей нагрузкой 1690 МВт на время от 15 до 45 мин. Это по расчетам привело к экономическим ущербам у потребителей 12.3–15.0 млн.USD.

Причина заключается в неучете повышенной чувствительности ВЭУ, СЭС, ГТУ и газопоршневых энергоустановок (ГПЭУ) к снижениям напряжения и частоты в условиях недостаточного по мощности вращающегося (мобильного) резерва генерации. Ущерб может быть предотвращен увеличением вращающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива. Соотношение снижения вероятного ущерба потребителям и стоимости дополнительного расхода топлива на поддержание в энергосистеме необходимого вращающегося резерва позволяет экономически обосновать стратегию и масштабы внедрения в электроэнергетику возобновляемых источников энергии.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** энергосистема, ветровые и солнечные энергоустановки, вращающийся резерв, надежность электроснабжения, авария, ущерб

### Адрес для переписки:

Непомнящий В. А.

Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия

e-mail: [nva.sbor@mail.ru](mailto:nva.sbor@mail.ru)

### Address for correspondence:

Nepomnyashchiy V. A.

Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia

e-mail: [nva.sbor@mail.ru](mailto:nva.sbor@mail.ru)

### Для цитирования:

Непомнящий В. А. Влияние ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 257–266.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>

### For citation:

Nepomnyashchiy V. A. [Impact of wind and solar power plants on the reliability of the IPS]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020, vol. 13, no. 4, pp. 257–266. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-257-266>

# Impact of wind and solar power plants on the reliability of the IPS

**Непомнящий В. А.**

*Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia*

One of the most promising areas in the development of the electric power industry is generally regarded to lie in expanding the share of renewable energy sources (RES) in the electric energy balance of power systems in the form of wind and solar power plants (WPP and SPP), the saving of organic fuel (coal, gas, fuel oil) and the reduction of environmentally harmful emissions into the atmosphere considered to be their most important advantages. However, the impact of RES on the controllability of the modes of operation of electric power systems and on the reliability of the IPS operation remains quite unexplored.

Currently, the global energy industry uses 318 million kW of WPP and about 142.4 million kW of SPP, of which the major West European countries account for about 227 million kW, or 49.3%. On average, wind and solar power plants account for almost 30% of the total generating capacity in Western Europe, with Denmark having the largest share of WPP (47%) and Germany having the highest share of SPP (18.6%). However, an uncontrolled growth in the share of WPP and SPP in the structure of generating capacities of power systems begins to manifest itself in a sharp decline in the reliability of the power industry due to the fact that a number of negative properties of WPP and SPP have not been taken into account (at least, to a sufficient extent), which manifested themselves in practice in a system accident in the UK power system that occurred on August 09, 2019, when, as a result of an "ordinary" short circuit, a system accident occurred, with up to 1.1 million consumers with a total load of 1690 MW disconnected from the power supply system for a period of 15 to 45 minutes. This is estimated to have resulted in economic losses for consumers amounting to 12.3–15.0 million USD.

The reason for this is that the high sensitivity of WPP, SPP, CCGT and gas piston units to voltage and frequency drops is not properly considered in conditions of insufficient capacity of the rotating (mobile) generation reserve. Damage can be prevented by increasing the rotating reserve within the available reserve of the power system, which will require an increase in funds for maintaining the same due to additional fuel consumption. The ratio of reduction of probable damage to consumers and the cost of additional fuel consumption for maintenance of a required rotating reserve in the power system allows to economically substantiate the strategy and scale of introduction of renewable energy sources to the power industry.

**KEYWORDS:** power system, wind and solar power plants, rotating reserve, reliability of power supply, accident, damage

Согласно исследованиям [1] в настоящее время в мировой энергетике используется 318 млн. кВт ВЭУ и около 142.4 млн. кВт СЭС, из которых на основные страны Западной Европы приходится около 227 млн. кВт, или 49.3% (дислокацию этих электростанций по странам см. таблицу 1).

Из представленных данных видно, что в среднем по Западной Европе ветровые и солнечные электростанции составляют почти 30% суммарной генерирующей мощности, при этом наибольший удельный вес ВЭУ приходится на Данию (47%), а самая высокая доля СЭС (18.6%) относится к Германии.

Современные ветрогенераторные установки подразделяются на станции сухопутного и морского базирования (т. н. оффшорные ВЭУ), располагаемые на расстоянии до 10–12 км от берега и соединяемые с береговыми системными подстанциями кабельными линиями ВН. При этом надо иметь в виду, что инвестиции в оффшорные ВЭУ выше, чем в сухопутные в 1.5–2 раза.

Солнечные электростанции подразделяют на несколько типов: башенные, тарельчатого типа, использующие фотоэлектрические и фотовольтаические модули, параболические концентраторы, комбинированные и солнечно-вакуумные СЭС. Согласно [1, 2] эксплуатируемые на Земле наиболее крупные СЭС относятся к башенному типу, используются также гелиоконцентриче-

ские и параболические (мощностью от 100 до 500 МВт), фотоэлектрические (мощностью до 1170 МВт) и фотовольтаические СЭС (мощностью до 550 МВт). Из них в России функционируют в Крыму, Оренбургской и Самарской областях семь СЭС фотоэлектрического типа общей мощностью 412 МВт.

Современная ветрогенераторная установка содержит непосредственный генератор, накопитель энергии (аккумулятор) и инвертор. Если предусматривается морское базирование ВЭУ, то в состав электростанции входит кабель ВН для связи генератора с высоковольтной электрической сетью энергосистемы.

При оценке надежности ВЭС и СЭС было учтено, что согласно [3] ВЭУ, как правило, должны работать без обслуживания непрерывно не менее 15 лет. Эта же норма была условно распространена и на СЭС. Показатели надежности ВЭУ и СЭС, полученные аналого-расчетным методом, приведены в таблице 2.

Для исследования влияния ветровых и солнечных электростанций на надежность функционирования ОЭС воспользуемся моделью надежности энергосистем «САТУРН» в версии 3.3, отличающейся от базовой версии, опубликованной в 2011 г. в журнале «Электричество» №2 [4], а также в [5, 6].

Идея учета ВЭУ и СЭС в расчетах надежности ЭЭС возникла из-за аварии в магистральных сетях энерго-



**Таблица 1.** Использование ветровых и солнечных электростанций в Западной Европе в 2018 г  
**Table 1.** Use of wind and solar power plants in Eastern Europe in 2018

| Наименования<br>Name | Установленная мощность ЭЭС<br>Installed capacity of Power System<br>(млн. кВт / million kW) | в том числе (МВт / %) (including MW / %%) |                            |                  | Источник информации<br>(Source of information) |
|----------------------|---|---|----------------------------|------------------|--|
|                      |   | ВЭУ<br>(Wind turbines)                    | СЭС (Solar Power<br>Plant) | Итого<br>(Total) |  |
| Англия (England)     | 108,28  | 21,37<br>19,74                            | 13,12<br>12,12             | 34,49<br>31,85   | [3]  |
| Германия (Germany)   | 229,2   | 55,48<br>24,20                            | 42,52<br>18,55             | 98,00<br>42,76   | [4]  |
| Франция (France)     | 133,46  | 14,95<br>11,20                            | 9,61<br>7,20               | 24,56<br>18,40   | [5]  |
| Дания (Denmark)      | 15,07   | 7,08<br>47,00                             | 0,99<br>6,60               | 8,08<br>53,60    | [6]  |
| Австрия (Austria)    | 68,35   | 5,24<br>7,66                              | 1,10<br>1,60               | 6,33<br>9,26     | [7,8]  |
| Италия (Italy)       | 115,22  | 9,28<br>8,06                              | 19,28<br>16,74             | 28,57<br>24,79   | [9]  |
| Испания (Spain)      | 103,74  | 23,44<br>22,60                            | 7,05<br>6,80               | 30,50<br>29,40   | [10]   |
| Итого (Total)        | 773,32  | 136,84<br>17,70                           | 93,68<br>12,11             | 230,52<br>29,81  |  |

**Таблица 2.** Расчетные показатели надежности ветровых и солнечных электростанций  
**Table 2.** Estimated indicators of reliability of wind and solar power plants

| Наименования<br>Name   | Параметры надежности (Reliability parameters)   |  |                       |  |   |   |
|--|---|--|-----------------------|--|---|---|
|  | $\lambda^{ab}$ , 1/год<br>1/year  | $\bar{\tau}^{ab}$ , час/отказ<br>hour/ failure | $Q$ ,<br>отн. ед. г.у | $\lambda^{пл}$ , 1/год<br>hour/ repair | $\bar{\tau}^{пл}$ , час/рем<br>hour/ repair | $\bar{\tau}^{пл}$ , отн.ед<br>hour/ r.u |
| Ветроэнергетическая установка наземного базирования (groun-based wind turbine)           | 0,6667  | 6,00   | 0,000467              | 0,0667                                 | 4,00  | 0,000030                                |
| а) генератор (generator)   | 0,50  | 6,00   | 0,000342              | 0,0667                                 | 4,00  | 0,000030                                |
| б) инвертор (inverter)   | 0,1667  | 6,00   | 0,000114              | 0,0667                                 | 1,50  | 0,000011                                |
| Ветроэнергетическая установка наземного базирования (water-based wind turbine, offshore) | 0,6739  | 6,53   | 0,000503              | 1,00                                   | 1,50  | 0,001826                                |
| а) генератор (generator)   | 0,50  | 6,00   | 0,000342              | 0,0667                                 | 4,00  | 0,000030                                |
| б) инвертор (inverter)   | 0,1667  | 6,00   | 0,000114              | 0,0667                                 | 1,50  | 0,000011                                |
| в) кабель ВН, (cable HV), L = 2 км   | 0,0072  | 56,00  | 0,000046              | 1,00                                   | 16,00                                       | 0,001826                                |
| Солнечная электростанция на фото-электрических модулях (solar plant)                     | 0,1667  | 6,00   | 0,000114              | 0,0667                                 | 1,50  | 0,000011                                |
| а) солнечные панели (solar panels)   | -   | -  | -                     | -                                      | -   | -                                       |
| б) инвертор (inverter)   | 0,1667  | 6,00   | 0,000114              | 0,0667                                 | 1,50  | 0,000011                                |
| Примечание (note):   | Показатели надежности ВЭУ и СЭС получены аналого-расчетным методом и требуют уточнения при наличии статистической информации.<br>The reliability indicators of wind turbines and solar power plants were obtained by analogous calculation and require calculation when statistical information is available. |  |                       |  |   |   |

системы Англии 9.08.2019 г. Подробное описание этой аварии изложено в [7], а суть ее протекания приводится ниже.

1. 9.08.2019 г. до 16:52 энергосистема работала в нормальном режиме со структурой генерации: ВЭУ — 30%, ТЭС на газе — 30%, АЭС — 20%, прочие станции — 10% и перетоки мощности по межсистемным связям — 10%.

2. В 16:52 после разряда молнии и отключения по-

врежденной ЛЭП, которая была включена системой АПВ, из-за кратковременной посадки напряжения при к.з. устройствами РЗА были отключены 150 МВт распределенной генерации. Эти же последствия привели к отключению от сети оффшорной ВЭУ 737 МВт и паросиловой турбины 244 МВт. Таким образом, общая отключенная от сети генерация составила 1131 МВт при оперативном резерве в размере мощности самого крупного агрегата 1000 МВт.

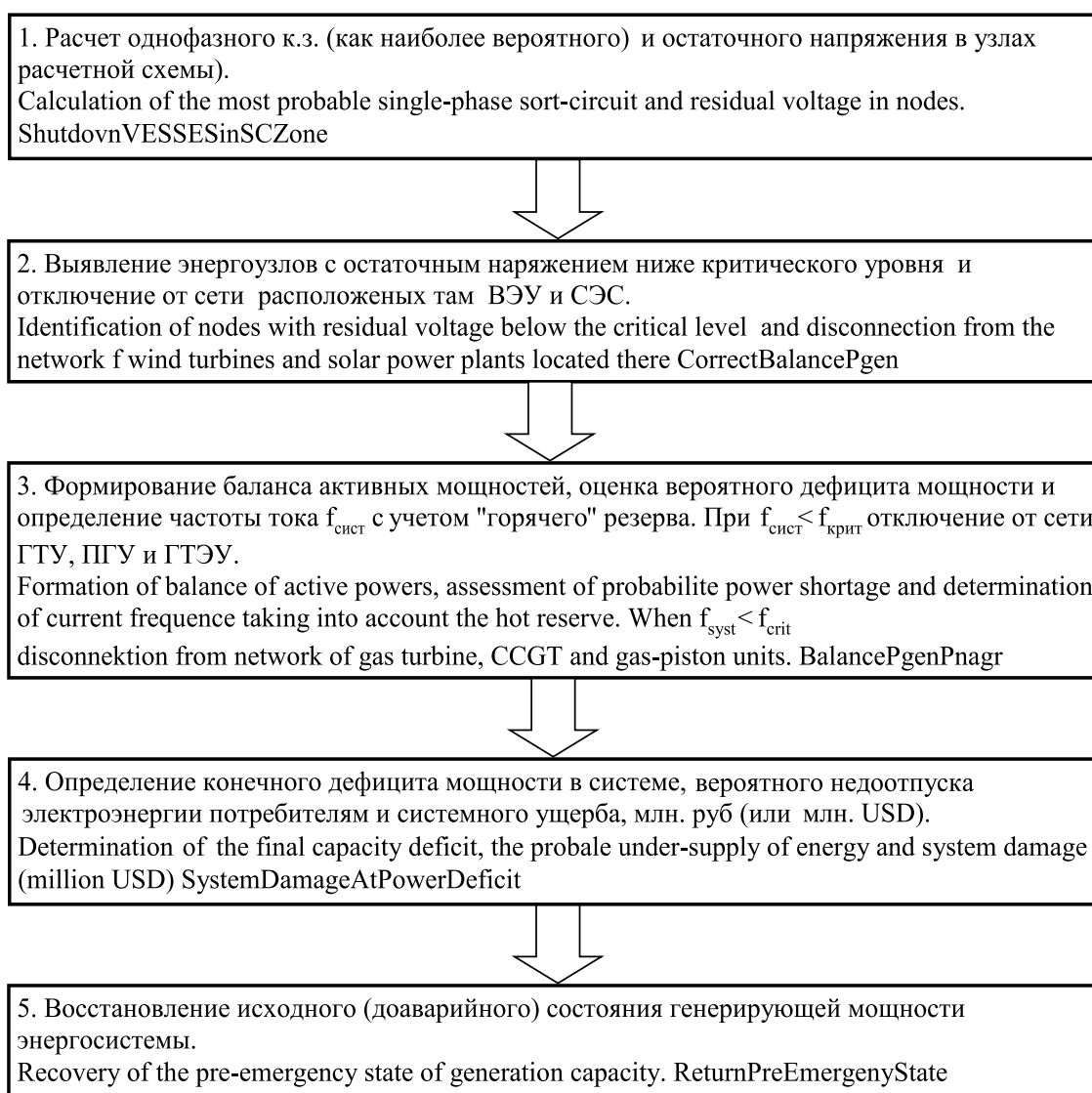
3. Дальнейшее снижение частоты в энергосистеме привело к дополнительному отключению еще 350 МВт и к дальнейшему снижению частоты до 49.1 Гц с последующим отключением еще 210 МВт. Таким образом, совокупный дефицит мощности достиг 1691 МВт. Весь доступный диспетчеру «горячий» резерв был задействован, а сохранившийся дефицит генерации привел к снижению частоты до 48.8 Гц и работе АЧР, отключивших примерно 5% нагрузок потребителей энергосистемы ( $\approx 350$  тыс. кВт).

Таким образом, высокая доля ВЭУ в структуре генерирующей мощности в силу своей высокой чувствительности к снижениям напряжения в сочетании с недостаточной величиной «горячего» резерва привела к каскадному отключению генерирующих мощностей и возникновению «лавины частоты и напряжения» с отключением от системы электроснабжения 1.1 млн. по-

требителей на время от 15 до 45 мин (к этому времени следует добавить еще от 0.5 до 2–4 часа на восстановление технологических процессов у потребителей).

В итоге по расчетам общий недоотпуск электроэнергии при этой аварии достиг 1.23–1.50 млн. кВт·ч (включая неэффективный расход электроэнергии при восстановлении технологических процессов). При значении удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии 10 USD/кВт·ч [5, 6] суммарный ущерб потребителям составил 12.3–15.0 млн. USD.

Экономико-математическая модель для исследования влияния ВЭУ и СЭС, а также ГТУ (как самостоятельных энергоагрегатов, так и в составе ПГУ) и газопоршневых агрегатов (ГПЭУ), которые в силу малой инерционности обладают повышенной чувствительностью к изменениям частоты и напряжения, представлен в блок-схеме на рисунке 1.



**Рисунок 1.** Блок-схема алгоритма расчета влияния ВЭУ и СЭС на надежность функционирования энергосистемы (на примере аварии в энергосистеме Англии 09.08.2019 г.)

**Figure1.** Flow chart of an algorithm for calculating the influence of wind turbines and solar plants on reliability of functioning of power system (exemplified by a UK system blackout of August 09, 2019)

Функционирование отдельных блоков описывается рядом приводимых ниже формул.

Оперативный, или «горячий» резерв мощности энергосистемы по мнению автора имеет три критериальных значения:

**Первое** — математическое ожидание количества агрегатов в аварийном состоянии

$$R_1 = \sum_{i=1}^{n_{\text{ген}}} q_{\text{ген}_i} N_{\text{ген}_i}, \quad (1)$$

где  $n_{\text{ген}}$  — количество агрегатов (генераторов) в энергосистеме;

$q_{\text{ген}_i}$  — вероятность аварийного состояния каждого (i-го) агрегата;

$N_{\text{ген}_i}$  — располагаемая мощность i-го агрегата;

**Второе** — определенная доля располагаемого резерва мощности ЭЭС

$$R_2 = (N_{\text{расп}}^{\text{сист}} - P_{\text{сист}}^{\text{макс}}) * r_{\text{вращ}}, \quad (2)$$

где  $N_{\text{расп}}^{\text{сист}}$  — располагаемая мощность энергосистемы за вычетом плановых ремонтов в период максимума нагрузки;

$P_{\text{сист}}^{\text{макс}}$  — максимальная нагрузка энергосистемы;

$r_{\text{вращ}}$  — доля вращающегося резерва в располагаемом резерве ЭЭС;

**Третье** — мощность самого крупного агрегата в системе, увеличенная на величину  $3\sigma^*$  (относительное среднеквадратичное отклонение случайных значений располагаемой мощности и максимальной нагрузки ЭЭС)

$$R_3 = (1 + 3\sigma^*) N_{\text{агр}}^{\text{макс}} \quad (3)$$

$$\text{при } \sigma^* = \sqrt{\sigma_{\text{нагр}}^{*2} + \sigma_{\text{ген}}^{*2}} \quad (4)$$

здесь  $\sigma_{\text{нагр}}^*$ ,  $\sigma_{\text{ген}}^*$  — соответственно относительные среднеквадратичные отклонения случайных значений располагаемой мощности и максимальной нагрузки ЭЭС; на основе обработки статистических данных ЭЭС России за 2010–2018 гг. можно принять  $\sigma_{\text{нагр}}^* = 0.018 - 0.022$ , и  $\sigma_{\text{ген}}^* = 0.018 - 0.02$ ,  $\sigma^* \approx 2.0$ , а мощность самого крупного агрегата в примере составляет  $N_{\text{агр}}^{\text{макс}} = 1200$  МВт.

Расчетное значение вращающегося резерва будет являться максимальным из полученных значений

$$R_{\text{вращ}}^{\text{сист}} = \max\{R_1, R_2, R_3\} \quad (5)$$

Для дальнейших исследований влияния ВЭУ и СЭС на надежность работы ЭЭС в основу положено изучение поведения этих типов электростанций при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме при возникновении коротких замыканий, особенно в электрических сетях. Здесь наиболее вероятными являются однофазные к.з., доля которых согласно «Руководству по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений (РД 153-34.3-35.125-99, 1999 г.) составляет по классам напряжения:

Класс напряжения, кВ 110 220 330 500 750 1150.  
Доля однофазных к.з. 0.67 0.84 0.86 0.92 0.95 0.99.

Особенностью ВЭУ и СЭС является то, что при внешних к.з. в электрических сетях из-за снижения остаточного напряжения в точках размещения этих энергоустановок входящие в их состав инверторы «опрокидываются» и энергоагрегаты отключаются от сети устройствами релейной защиты. При этом располагаемая мощность системы составит

$$N_{\text{расп.ав}}^{\text{сист}} = N_{\text{расп.исх}}^{\text{сист}} - \left( \sum N_{\text{ВЭУ}}^{\text{откл}} + \sum N_{\text{СЭС}}^{\text{откл}} \right), \quad (6)$$

Функционирование отдельных блоков описывается рядом приводимых ниже формул.

Если в ЭЭС недостаточно мобильного (вращающегося) резерва, способного компенсировать отключившуюся генерирующую мощность, то в энергосистеме возникнет дефицит мощности, равный

$$\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} = (P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} - N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}}) > 0, \quad (7)$$

где  $N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}}$  — мобильная располагаемая мощность ЭЭС, равная

$$N_{\text{расп.моб}}^{\text{сист}} = P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} + R_{\text{вращ}}^{\text{сист}} \quad (8)$$

После несложных преобразований выражений (6)–(8) получим основное условие полной компенсации «выпавших» мощностей ВЭУ и СЭС

$$\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} \leq R_{\text{вращ}}^{\text{сист}}. \quad (9)$$

При нарушении этого условия в ЭЭС сохранится дефицит мощности

$$\Delta N_{\text{деф}_2}^{\text{сист}} = (\Delta N_{\text{деф}_1}^{\text{сист}} - R_{\text{вращ}}^{\text{сист}}) > 0, \quad (10)$$

который приведет к снижению частоты тока в ЭЭС до уровня

$$f_{\text{сист}_1}^{\text{ав}} = f_{\text{ном}} (1 - \Delta N_{\text{деф}_2}^{\text{сист}} / P_{\text{нагр}}^{\text{макс}}); \quad (11)$$

здесь  $f_{\text{ном}} = 50$  Гц — номинальная частота тока в ЭЭС.

Если частота тока в ЭЭС (11) окажется ниже некоторого критического значения  $f_{\text{крит}} \approx 47.0 - 46.5$  Гц, то есть

$$f_{\text{сист}_1}^{\text{ав}} < f_{\text{крит}}, \quad (12)$$

то начнут отключаться от сети малоинерционные ГТУ (в том числе и в составе ПГУ) и газопоршневые энергоагрегаты (ГПЭУ), что создаст в энергосистеме дополнительный дефицит мощности и вызовет каскадное развитие системной аварии со снижением частоты до  $f_{\text{сист}_2}^{\text{ав}}$ .

Для восстановления частоты до номинального уровня 50 Гц придется отключать дополнительные нагрузки, общая сумма которых может достичь значения

$$\Delta P_{\text{нагр}}^{\text{огр}} = \Delta N_{\text{деф}_3}^{\text{сист}} = P_{\text{нагр}}^{\text{макс}} (1 - f_{\text{сист}_2}^{\text{ав}} / f_{\text{ном}}). \quad (13)$$

Как показал анализ аварии 9.08.2019 г. в энергосистеме Англии [7], длительность ликвидации подобных аварий и восстановления нормального режима работы ЭЭС может составлять до 45–60 мин, а для полного восстановления режима электропотребления потребуется в зависимости от состава потребителей еще от 0.25 до 5–6 час, а при наличии потребителей со сложным технологическим процессом (нефтепереработка, химия, металлургия) 9–10 час после восстановления электроснабжения.

Следующий этап расчетов заключается в определении объема недополученной потребителями электроэнергии и оценке ущерба потребителям от нарушений их электроснабжения.

Недоотпуск электроэнергии можно подразделить на две части:

Первая часть — за время ликвидации аварии и восстановление нормального режима работы ЭЭС ( $\Delta\mathcal{E}_{огр1}^{ав}$ ), вторая часть — за время восстановления нормального технологического процесса потребителя после подачи электроэнергии ( $\Delta\mathcal{E}_{огр2}^{ав}$ ), которые можно вычислить по выражениям

$$\Delta\mathcal{E}_{огр1}^{ав}(\varepsilon_{сист}^{ав}) = 8.76 P_{нагр}^{огр} \varepsilon_{сист}^{ав} \gamma_{сист}^{ав}(\varepsilon_{сист}^{ав}) \lambda_{к.з.}^{ав} \bar{\tau}_{сист}^{ав}, \quad (14)$$

млн. кВтч/год,

где  $\varepsilon_{сист}^{ав} = \Delta N_{деф3}^{сист} / P_{нагр}^{макс}$  — степень ограничения нагрузки системы, отн.ед.;

$\gamma_{сист}^{ав}(\varepsilon_{сист}^{ав})$  — плотность ограничиваемой части графика нагрузки системы, зависящая от степени ее ограничения, отн. ед.;

$\lambda_{к.з.}^{ав}$  — среднегодовая частота однофазных к.з. в системе, 1/год;

$\bar{\tau}_{сист}^{ав} = 1.0$  час — среднее время восстановления нормального режима работы системы, час/отказ, или  $0.114 \cdot 10^{-3}$  года.

$$\Delta\mathcal{E}_{огр2}^{ав}(\varepsilon_{сист}^{ав}) = 8.76 P_{нагр}^{огр} \varepsilon_{сист}^{ав} \gamma_{сист}^{ав}(\varepsilon_{сист}^{ав}) \lambda_{к.з.}^{ав} \Delta \bar{\tau}_{восст}^{технол}, \quad (15)$$

млн. кВтч/год

Общий недоотпуск электроэнергии потребителям при этом определится суммой

$$\Delta\mathcal{E}_{огр}^{сист}(\varepsilon_{сист}^{ав}) = \Delta\mathcal{E}_{огр1}^{сист} + \Delta\mathcal{E}_{огр2}^{сист}, \quad \text{млн. кВтч/год} \quad (16)$$

Плотность ограниченной части графика нагрузки и удельный ущерб потребителям от нарушений электрообеспечения при отключениях ВЭУ, СЭС, ГТУ, ПГУ и ГПЭУ можно подразделить на три зоны, представленные в таблице 3, которые характеризуются некоторыми пограничными значениями частоты тока: до значения уставок срабатывания АЧР (49.95–48.5 Гц), до значений частоты, при которых энергосистема еще может функционировать в аварийном состоянии (48.5–47.0 Гц), достижений частоты критического уровня 47.0–46.5 Гц, при котором может нарушиться работа собственных нужд электростанций, что приведет к развалу работы ЭЭС. Удельный ущерб при ограничениях потребителей в связи с авариями в электрических сетях согласно [8] можно принимать равным

$$3_{ущ}^{CAOH}(\varepsilon) = 59.85 + 243.15 \varepsilon^{1.3}, \quad (17)$$

руб/кВтч (в ценах 2010 г.)

В результате отказов электросетевых элементов (ЛЭП и трансформаторов связи) могут возникать аварийные ситуации, приводящие к возникновению дефицита мощности со снижением частоты вплоть до срабатывания устройств АЧР и снижению пропускной способности сети из-за отключений ее элементов.

В результате возникнут ограничения нагрузок потребителей, недоотпуск электроэнергии  $\Delta\mathcal{E}_{огр}^{сист}(\varepsilon_{сист}^{ав})$  и вероятный экономический ущерб, равный

$$3_{ущ}^{ав} = \Delta\mathcal{E}_{огр}^{сист}(\varepsilon_{сист}^{ав}) \cdot 3_{ущ}^{уд}(\varepsilon) \cdot Q_{сх}^{ав}, \quad \text{млн. руб/год} \quad (18)$$

где  $3_{ущ}^{уд}(\varepsilon)$  — удельный ущерб, вычисляемый по данным таблиц 3 и (17);  $Q_{сх}^{ав} = \lambda_{к.з.}^{ав} \bar{\tau}_{сист}^{ав}$  — вероятность аварийной ситуации.

Вторым шагом в исследовании является определение влияния удельного веса мощности ВЭУ, СЭС, ГТУ (ПГУ) и ГПЭУ в располагаемой мощности ЭЭС в диапазоне от 1.0 до 23.0%. При этом определялись изменения вероятности ограничения нагрузок ЭЭС, суммарного ущерба потребителям и ущерба, обусловленного дефицитом генерирующей мощности и снижением частоты тока.

**Таблица 3.** Техно-экономические последствия снижения частоты в энергосистеме и нарушений электроснабжения потребителей

**Table 3.** Technical and economic consequences of frequency drop in power system and consumer power supply disruptions

| Диапазон частоты тока, Гц<br>Current frequency range, Hz | Степень ограничения нагрузки, ε, отн.ед.<br>Load limiting degree, r.u. | Плотность ограничиваемой части графика нагрузки, γ, отн.ед.<br>Density of the limited part of the load curve, r.u. | Удельный ущерб потребителям от снижений частоты и нарушений электроснабжения, руб/кВтч (в ценах 2010 г.)<br>Specific damage to consumers from frequency cuts and power failures, million USD, (in 2010 prices) |
|--|--|--|--|
| 49.95 – 48.5   | 0.001 – 0.030  | $\gamma_{ав}^{сист} = 0.65 \varepsilon^{0.74}$   | $3_{ущ}^f = 36.93 + 621.8 \varepsilon^{1.256}$   |
| 48.5 – 47.00   | 0.030 – 0.060  | $\gamma_{ав}^{сист} = 0.80 \varepsilon^{0.75}$   | $3_{ущ}^f = 40.46 + 720.15 \varepsilon^{1.3}$  |
| 47.00 – 46.5   | 0.06 – 0.070   | $\gamma_{ав}^{сист} = 0.80 \varepsilon^{0.75}$   | $3_{ущ}^{AЧР} = 40.46 + 720.15 \varepsilon^{1.3}$  |



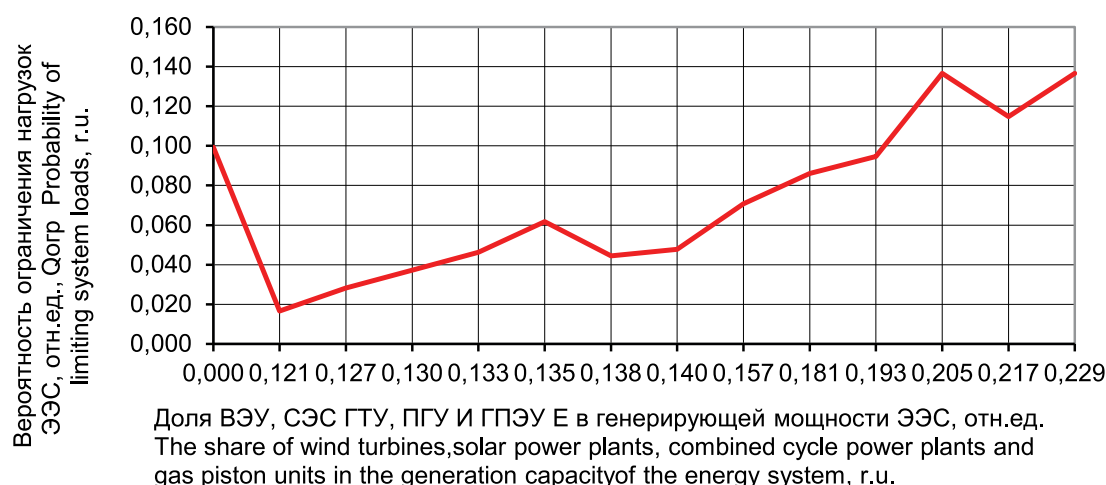
Расчеты проводились с использованием вычислительного комплекса «САТУРН» (версия 3.5), а результаты представлены на рисунках 2 и 3. Из рисунка 2 следует, что с увеличением удельного веса ВИЭ, ГТУ и ГПЭУ вероятность ограничения нагрузок, возрастает с темпом 0.6 (на каждые 10% увеличения доли ВИЭ вероятность нарушений электроснабжения увеличивается на 6%).

Аналогичная тенденция проявляется и при увеличении доли ветровых и солнечных электростанций в диапазоне 10–48% (рисунок 4).

Таким образом, если распространить полученные ре-

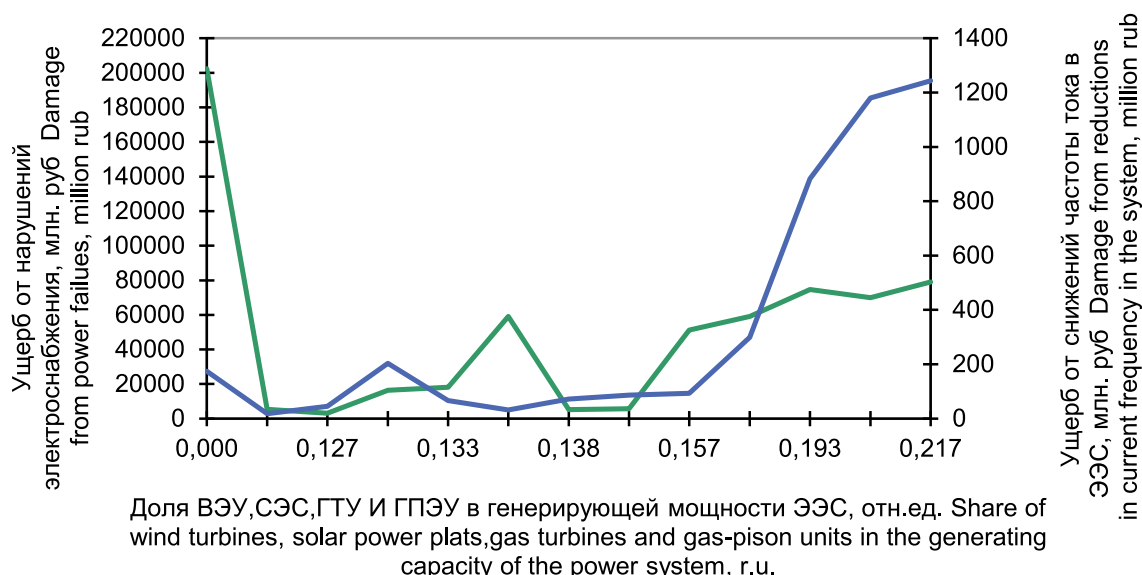
зультаты на западно-европейские энергосистемы (таблица 1), то можно утверждать, что широкое распространение в них ветровых и солнечных электростанций существенно снижает надежность этих ЭЭС и обуславливает достаточно высокие ущербы потребителям от нарушений их электроснабжения.

Третий шаг исследований заключается в экономическом обосновании величины вращающегося резерва в энергосистеме, от которого существенно зависит оперативное управление балансом мощности генерации и нагрузки в периоды потери ВЭС и СЭС из-за коротких замыканий в сетях с последующим «выпадение» из ра-



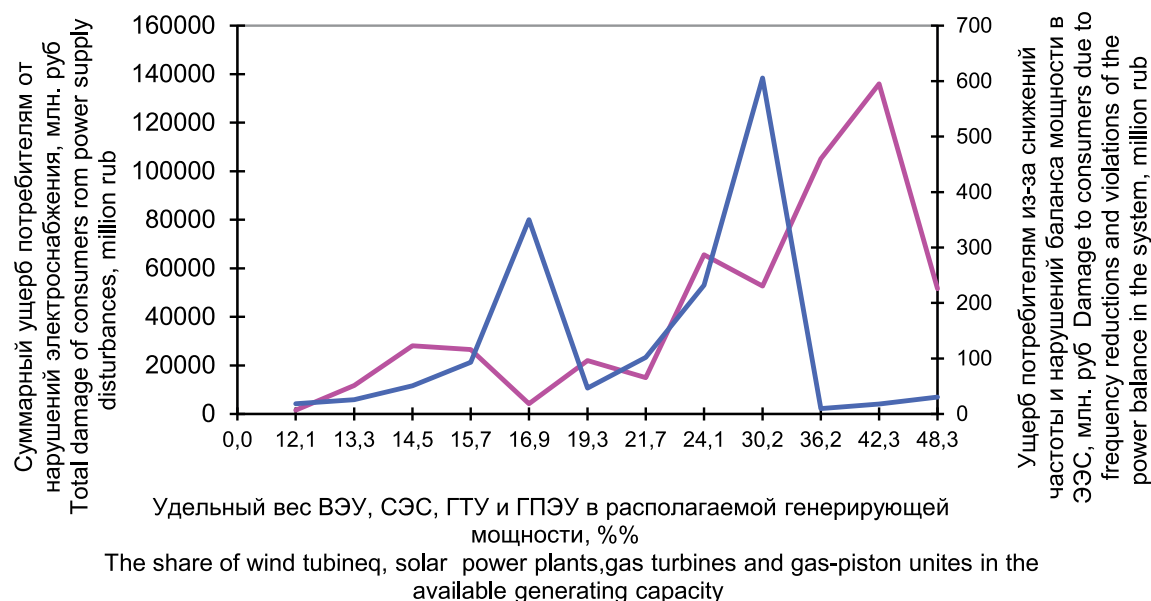
**Рисунок 2.** Зависимость вероятности ограничения нагрузок ЭЭС от доли ВЭУ, СЭС, ГТУ и ГПЭУ в генерирующей мощности ЭЭС

**Figure 2.** Dependence of the probability of limiting loads of the power system on the share of wind turbines, solar power plants, CCGTs and gas piston units in the system's generating capacity



**Рисунок 3.** Зависимость вероятного ущерба от нарушений электроснабжения и снижения частоты тока от доли ВЭУ, СЭС, ГТУ и ГПЭУ в генерирующей мощности ЭЭС (Зеленым цветом указан ущерб от нарушений электроснабжения, синим цветом указан ущерб от снижения частоты)

**Figure 3.** Dependence of probable damage from power supply disruptions and current frequency drops on the share of wind turbines, solar power plants, combined cycle power plants and gas-piston units in the generating capacity of the power system (damage from power supply disruptions is marked with green, and damage from frequency drops is marked with blue)



**Рисунок 4.** Влияние удельного веса ветровых и солнечных энергоустановок на ущерб потребителям от нарушений их электроснабжения. (Голубым цветом указан ущерб потребителям от снижений частоты и дефицита мощности, розовым цветом указан суммарный ущерб потребителям)

**Figure 4.** Influence of the specific weight of wind and solar energy installations on damage to consumers from violations of their power supply (damage to consumers from frequency drops and power deficit is marked with blue, and the aggregate consumer damage is marked with pink)

боты ПГУ и ГПЭУ при снижении частоты ниже критического значения.

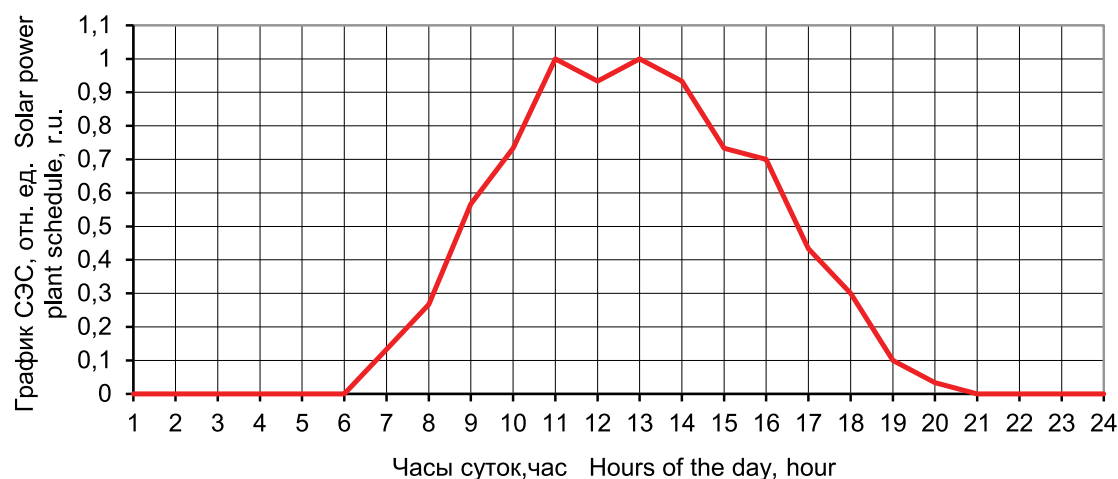
Здесь результаты будут существенно зависеть от точных графиков выработки электроэнергии ВЭУ и СЭС. Такие графики на примере материалов [7] и статистических данных Крымской энергосистемы приведены на рисунках 5 и 6.

Проведенный в [7, 9, 10] анализ работы ВЭУ и СЭС показал, что в западно-европейских энергосистемах число часов использования максимума для ветровых электростанций составляет  $T_{\max}^{\text{ВЭУ}} = 2300$  ч/год, а для солнечных  $T_{\max}^{\text{СЭС}} = 2000$  ч/год; для Крымской энергосистемы эти показатели значительно ниже:  $T_{\max}^{\text{ВЭУ}} =$

1200 ч/год и  $T_{\max}^{\text{СЭС}} = 1332$  ч/год.

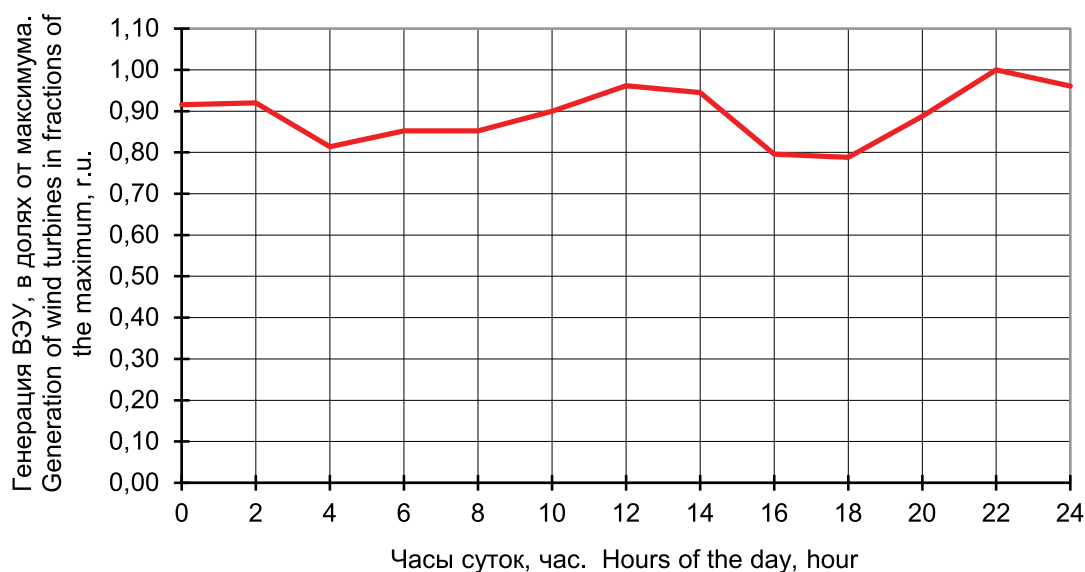
Из выражения (9) следует, что условием полной компенсации «выпавших» в результате аварийного снижения напряжения и частоты мощностей ВЭУ и СЭС является превышение вращающегося резерва над возникшим дефицитом мощности, в противном случае может возникнуть каскадное развитие системной аварии с дальнейшим снижением частоты и отключением потребителей системой АЧР.

Из [7] следует, что развития аварии в энергосистеме Англии можно было бы избежать, если бы система обладала достаточным «горячим» резервом, который бы сумел компенсировать отключившиеся в результате



**Рисунок 5.** Суточный график работы солнечной электростанции

**Figure 5.** Solar power plant daily operation schedule



**Рисунок 6.** Суточный график работы ветровой электростанции  
**Figure 6.** Wind farm daily operation schedule

аварии ветровые электростанции и не допустить отключения ГТУ из-за снижения частоты (по расчетам такой «горячий» резерв должен был бы составлять не 1000 МВт, а 1700 МВт).

Однако использование повышенного вращающегося резерва вызывает увеличение расхода топлива на холостой ход резервных паросиловых агрегатов мощностью 200–800 МВт на газовом топливе, удельная величина которого составляет  $b_{\text{агр}}^{\text{xx}} = 0.022$  тут/МВт. Годовой расход топлива на х.х. агрегатами вращающегося резерва определим по выражению

$$B_{\text{сист}}^{\text{xx}} (\Delta N_{\text{рез}}^{\text{вращ}}) = \Delta N_{\text{рез}}^{\text{вращ}} T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} b_{\text{агр}}^{\text{xx}}, \quad (19)$$

где  $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}}$  — число часов вращения «горячего» резерва на х.х., ч/год.

Исходя из суточных графиков работы ВЭС и СЭС, для расчетов можно принять: для ВЭУ  $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 8000$  ч/год, для СЭС  $T_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 5760$  ч/год.

Согласно [11] среднегодовая оптовая цена на природный газ без НДС, выраженная в масштабе 2010 г., составляет 1273 руб/тут, что соответствует 5036 руб/тыс.м<sup>3</sup> в действующих ценах 2019 г. При этом стоимость топлива, расходуемого на х.х. прироста вращающегося резерва 700 МВт составит

$$B_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 1700 \cdot 8000 \cdot 0.022 = 123.2 \text{ тыс.тут/год}$$

на сумму

$$C_{\text{рез}}^{\text{вращ}} = 123.2 \cdot 1273 \text{ руб/тут} = 156.83 \text{ млн. руб/год.}$$

При этом согласно графику на рисунке 3 будет предотвращен ущерб от нарушений электроснабжения в размере 1200 млн. руб (в ценах 2010 г.), что превышает годовые расходы на содержание вращающегося резерва в 7.65 раза.

Таким образом, увеличение в установленной (располагаемой) мощности ЭЭС доли ветровых и солнечных

электростанций обуславливает экономию органического топлива и снижает вредные выбросы в атмосферу. С другой стороны, этот же фактор обуславливает снижение надежности энергосистемы, увеличивает вероятность развития системных аварий с отключением потребителей и нанесением им серьезного экономического ущерба, достигающего 1% произведенного ВВП.

В рассмотренном примере этот ущерб может быть предотвращен увеличением вращающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива.

## Закключение

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Увеличение в энергосистемах доли ветровых и солнечных электростанций обуславливает экономию органического топлива и снижает вредные выбросы в атмосферу.
2. Этот же фактор обуславливает снижение надежности энергосистемы, увеличивает вероятность развития системных аварий с отключением потребителей и нанесением им серьезного экономического ущерба, достигающего 1% произведенного ВВП.
3. Этот ущерб может быть предотвращен увеличением вращающегося резерва в пределах располагаемого резерва ЭЭС, что потребует увеличения средств на его поддержание за счет дополнительного расхода топлива.
4. Соотношение снижения вероятного ущерба потребителям и стоимости дополнительного расхода топлива на поддержание в энергосистеме необходимого вращающегося резерва позволяет экономически обосновать стратегию и масштабы внедрения в электроэнергетику возобновляемых источников энергии.

## Список использованных источников

1. Ловягин К. Развитие солнечной и ветровой энергетики в мире: проблемы и перспективы. Электронные ресурсы: <https://present5.com/razvitie-solnechnoj-i-vetrovoj-energetiki-v-mire-problemy/>, М., 2015.
2. Солнечные электростанции. Электронные ресурсы: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> М., 2020.
3. Деян Шрайбер (перевод Андрея Колпакова). Преобразователи высокой мощности для возобновляемых источников энергии. Электронные ресурсы: <https://power-e.ru/quality/preobrazovateli-vysokoj-moshhnosti-dlya-vozobnovlyaemyh-istochnikov-energii/>, 2010.
4. Непомнящий В. А. Экономико-математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей. Электричество 2011; 2: 5–16.
5. Непомнящий В. А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. Энергорынок 2014; 9: 36–47.
6. Непомнящий В. А. О применении ВВП для оценки ущерба от нарушений электроснабжения. Энергорынок 2012; 6: 37–43.
7. Технический отчет Независимого системного оператора об аварии в энергосистеме Англии 9 августа 2019 г. Электронные ресурсы: [https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimyj\\_sistemnyj\\_operator\\_Velikobritanii\\_opub](https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimyj_sistemnyj_operator_Velikobritanii_opub) Лондон 2020.
8. Непомнящий В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения. – М., Издательский дом МЭИ 2010; 188.
9. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике России. Международный бенчмаркинг. Аналитическое исследование. Июль 2020. KPMG. Электронные ресурсы: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/docs/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> 2020.
10. Ефимова Е. В., Коробков А. В., Смирнов А. Н., Шлайфштейн В. А. Актуальные вопросы использования ветроэнергетических и солнечных установок с учетом мирового опыта их применения. Известия НТЦ Единой энергетической системы 2016; 1(74): 137–143.
11. Оптовые цены на газ в 2019 году. Электронные ресурсы: <http://gasmsk.ru/>. М., 2019.

## References

1. Lovyagin K. Development of solar and wind energy in the world: problems and prospects. Online resources: <https://present5.com/razvitie-solnechnoj-i-vetrovoj-energetiki-v-mire-problemy/>, М., 2015.
2. Solar power plants. Online resources: <https://ru.wikipedia.org/wiki/> М., 2020.
3. Dejan Schreiber (translated by Andrey Kolpakov). High efficiency power converters for renewable sources of energy. Online resources: <https://power-e.ru/quality/preobrazovateli-vysokoj-moshhnosti-dlya-vozobnovlyaemyh-istochnikov-energii/>, 2010.
4. Nepomnyashchiy V. A. Economic and mathematical model of reliability of power systems and electric networks. Elektrichestvo 2011; 2: 5–16.
5. Nepomnyashchiy V. A. Aggregated values of specific damage from power supply failures. Energorynok 2014; 9: 36–47.
6. Nepomnyashchiy V. A. On applying GDP to assess damage from power supply failures. Energorynok 2012; 6: 37–43.
7. Technical report of the Independent System Operator on an accident in the UK power system on August 9, 2019 r. Online resources: [https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimyj\\_sistemnyj\\_operator\\_Velikobritanii\\_opub](https://www.ruscable.ru/news/2019/09/23/Nezavisimyj_sistemnyj_operator_Velikobritanii_opub) London 2020.
8. Nepomnyashchiy V. A. Economic losses from power supply failures. – М., MPEI Publishing House 2010; 188.
9. Cross-subsidizing in Russia's electric power industry. International benchmarking. Analytical study. July of 2020. KPMG. Online resources: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/docs/ru-ru-cross-subsidies-in-the-russian-power-industry.pdf> 2020.
10. Yefimova Ye. V., Korobkov A. V., Smirnov A. N., Shlayfshteyn V. A. Topical issues of using wind power and solar installations with consideration of international record of their application. Gazette of RTC of Integrated Power System 2016; 1(74): 137–143.
11. Natural gas wholesale prices in 2019. Online resources: <http://gasmsk.ru/>. М., 2019.





<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

УДК 621.316

## К вопросу повышения эффективности энергосистем и обоснования компенсации реактивной мощности в электрических сетях

Султанов М. М.<sup>1</sup>, Стрижиченко А. В.<sup>1\*</sup>, Болдырев И. А.<sup>1</sup>, Желяскова О. И.<sup>1</sup>,  
Волошин Е. А.<sup>2</sup>, Рогозинников Е. И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Филиал ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»  
в г. Волжском

ул. Ленина, 69, 404110, г. Волжский, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»  
ул. Красноказарменная, 14, 111250, г. Москва, Россия

Поступила / Received 05.10.2020

Принята к печати / Accepted for publication 17.11.2020

Реактивная мощность в энергосистеме отрицательно влияет на режим работы электрической сети, дополнительно загружая высоковольтные линии и трансформаторы, что приводит к увеличению потерь мощности, а также к увеличению падений напряжения. Влияние активной и реактивной составляющих мощности на напряжения в узлах сети различно и в подавляющей степени определяется соотношениями активных и реактивных составляющих сопротивлений элементов электроэнергетической системы. В высоковольтных сетях реактивная составляющая сопротивления существенно превышает активную, и поэтому протекание реактивного тока по сети приводит к большему падению напряжения, чем протекание активной составляющей тока. Передача реактивной мощности может привести к выходу за нормируемый диапазон напряжений в узлах нагрузки.

Для уменьшения потерь мощности и падения напряжения в элементах электрической сети могут применяться синхронные компенсаторы (СК), батареи статических конденсаторов (БСК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Стоимости производства и передачи активной и реактивной мощности различны, и при выборе мощности средств компенсации реактивной мощности необходимо учитывать затраты и сравнивать их с получаемым эффектом, который различен для больших и малых значений реактивной мощности при снижении её на одну и ту же величину. Для оценки целесообразности применения компенсирующих устройств, выбора их типа и мест установки требуется проведение соответствующих расчетов. Предложен эмпирический критерий для первичной оценки технической целесообразности проведения компенсации реактивной мощности. Он позволяет определить участки и узлы сети, для которых существует необходимость компенсации реактивной мощности и которые следует рассмотреть подробнее.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** реактивная мощность, компенсация, эмпирический критерий принятия решения

### Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного контракта Российской Федерации № FSWF-2020–0025 "Разработка методики и анализ методов обеспечения безопасности и конкурентоспособности объектов электроэнергетики на основе цифровых технологий".

Исследование выполнено при использовании оборудования ЦКП НТИ МЭИ (рег. номер 668788 в каталоге ЦКП <http://ckp-rf.ru>).

### Адрес для переписки:

Стрижиченко А. В.

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», кафедра Энергетики

ул. Ленина, 69, 404110, г. Волжский, Россия

e-mail: Strizhichenko@yandex.ru

### Address for correspondence:

Strizhichenko A. V.

National Research University "MPEI"

69 Lenin str., 404110, Volzhskiy, Russia

e-mail: Strizhichenko@yandex.ru

### Для цитирования:

Султанов М. М., Стрижиченко А. В., Болдырев И. А., Желяскова О. И. К вопросу повышения эффективности энергосистем и обоснования компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 267–272.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

### For citation:

Sultanov M. M., Strizhichenko A. V., Boldyrev I. A., Zhelyaskova O. I., Voloshin E. A., Rogozinnikov E. I. [On the issue of improving the efficiency of power systems and substantiation of reactive power compensation in electric networks]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 267–272 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-267-272>

# On the issue of improving the efficiency of power systems and substantiation of reactive power compensation in electric networks

Sultanov M. M.<sup>1</sup>, Strizhichenko A. V.<sup>1\*</sup>, Boldyrev I. A.<sup>1</sup>, Zhelyaskova O. I.<sup>1</sup>, Voloshin E. A.<sup>2</sup>, Rogozinnikov E. I.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National Research University "MPEI"  
69 Lenin str., 404110, Volzhskiy, Russia

<sup>2</sup> National Research University "MPEI"  
4 Krasnokazarmennaya str., 111250, Moscow, Russia

Reactive power in the power system negatively affects the operating mode of the electric network, additionally loading high-voltage lines and transformers, which leads to an increase in power losses, as well as to an increase in voltage drops. The influence of active and reactive power components of voltage in the network nodes is different and is overwhelmingly determined by the ratio of active and reactive components of the resistance elements of the electric system. In high-voltage networks, the reactive component of the resistance significantly exceeds the active component, and therefore the flow of reactive current through the network leads to a greater voltage drop than the flow of the active component of the current. The transfer of reactive power can lead to exceeding the normalized voltage range in the load nodes. To reduce power losses and voltage drop in the elements of the electric network, synchronous compensators (SC), static capacitor banks (SCB), static thyristor compensators (STC), controlled shunt reactors (CSR) can be used. The cost of production and transmission of active and reactive power are different, and when choosing the power of reactive power compensation means, it is necessary to take into account the costs and compare them with the resulting effect, which differs for large and small values of reactive power when this is reduced by the same amount. To assess the feasibility of application of compensatory devices, and to choose their type and locations of installation, relevant calculations are required. An empirical criterion is proposed for preliminary assessment of the technical feasibility of reactive power compensation. It enables to identify the network sections and nodes, which require reactive power compensation and should be considered in greater detail.

KEYWORDS: reactive power, compensation, empirical criterion of decision-making

## Acknowledgments

The research is funded by Russian Federation public contract № FSWF-2020-0025 "Technique development and method analysis for ensuring power system object safety and competitiveness based on digital technologies".

The study was performed using the equipment of the NTI MPEI Central Research Center (reg. number 668788 in the CCP catalog <http://ckp-rf.ru>).

Одной из ключевых системных проблем электроэнергетики России является достаточно высокая нагрузка элементов систем передачи электроэнергии потоками реактивной мощности вследствие ее значительного потребления как элементами системы передачи, так и потребителями электроэнергии. В связи с этим снижается пропускная способность линий электропередач по передаче активной мощности и энергии, что уменьшает экономическую эффективность функционирования всей энергосистемы страны в целом [1]. Поэтому вопросы компенсации реактивной мощности являются актуальными как применительно к системам электропитания (ЭС) промышленных объектов, так и к электрическим сетям.

Как правило, в электрических сетях преобладает активно-индуктивная нагрузка, вследствие чего одновременно с активной мощностью  $P$  передается реактивная мощность индуктивного характера  $Q$ . Проблема компенсации реактивной мощности возникла одновременно с практическим применением систем переменного тока, поскольку передача реактивной мощности по сети вызывает потери активной энергии.

Для оценки потребления доли активной мощности  $P$  в составе полной мощности  $S$  применяется предложенный Дж. Максвеллом коэффициент мощности

$\cos\varphi = P/S$  — показатель режима работы электроустановок переменного тока. Однако данный коэффициент недостаточно полно отражает потребление реактивной мощности, так как при высоких значениях  $\cos\varphi$  она может быть достаточно велика, например, при  $\cos\varphi = 0,92$  реактивная мощность составляет более 40% от активной. Для оценки потребления реактивной мощности применяется коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi = Q/P, \quad (1)$$

где  $Q$  — реактивная мощность, МВАр;

Предельное значение коэффициента реактивной мощности зависит от класса напряжения сети. Для сетей 0,4 кВ он составляет 0,35, а для сетей класса напряжения 110 кВ — 0,5.

Выражения для определения доли тока, доли потерь напряжения и доли потерь активной мощности в элементе электрической сети, обусловленных протеканием реактивной мощности, приведены в таблице 1.

На рисунке 1 представлены графики снижения потерь активной мощности при проведении компенсации реактивной мощности.

Из графиков на рисунке 1 видно, что, например, при компенсации реактивной мощности от значения

**Таблица 1.** Расчетные выражения для определения доли тока, доли потерь напряжения и доли потерь активной мощности в элементе электрической сети, обусловленных протеканием реактивной мощности

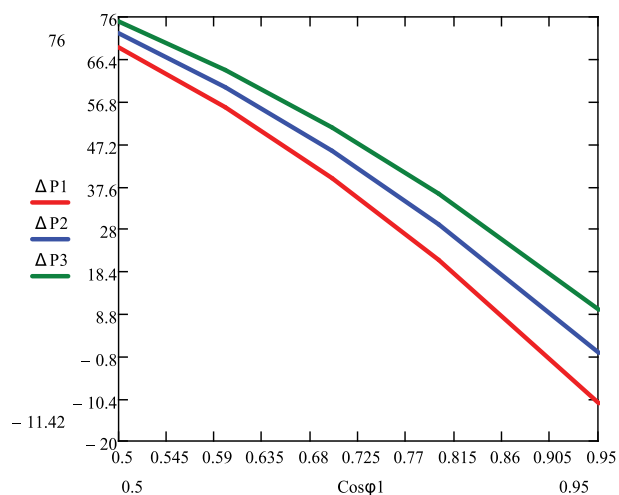
**Table 1.** Calculation expressions for determining the share of current, the share of voltage losses, and the share of active power losses in an electric network element due to reactive power flow

| Параметр<br>Parameter  | Формула для расчета<br>The formula for calculating        |
|--|---|
| Доля тока, обусловленная передачей реактивной мощности, $d_{pI}$<br>Percentage of current due to reactive power transmission, $d_{pI}$                   | $1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}$    |
| Доля потерь напряжения, обусловленная передачей реактивной мощности, $d_{pU}$<br>Percentage of voltage loss due to reactive power transmission, $d_{pU}$ | $1 - \frac{1}{1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi}$ |
| Доля потерь мощности, обусловленная передачей реактивной мощности, $d_{pAP}$<br>Percentage of power loss due to reactive power transfer, $d_{pAP}$       | $1 - \frac{1}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}$           |

$\cos \varphi = 0,7$  до значения  $\cos \varphi = 0,9$  потери активной мощности снижаются на 39,5%, при компенсации до значения  $\cos \varphi = 0,95$  — на 45,7%, при полной компенсации — на 51%.

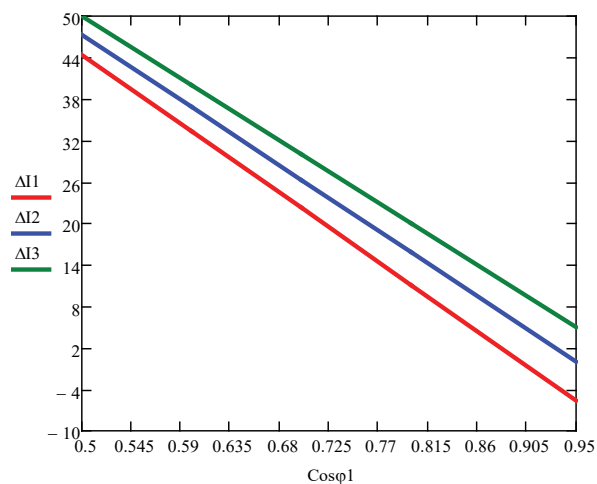
На рисунке 2 представлены графики снижения доли тока, обусловленного протеканием реактивной мощности при проведении её компенсации.

Из графиков на рисунке 2 следует, что, например, при компенсации реактивной мощности от значения  $\cos \varphi = 0,7$  до значения  $\cos \varphi = 0,9$  доля тока, обуслов-



**Рисунок 1.** Снижение величины потерь активной мощности, % при компенсации реактивной мощности: 1 — при повышении  $\cos \varphi$  до 0,9; 2 — при повышении  $\cos \varphi$  до 0,95; 3 — при повышении  $\cos \varphi$  до 1

**Figure 1.** Reduction of active power losses, % when compensating for reactive power: 1 — when  $\cos \varphi$  increases to 0.9; 2 — when  $\cos \varphi$  increases to 0.95; 3 — when  $\cos \varphi$  increases to 1



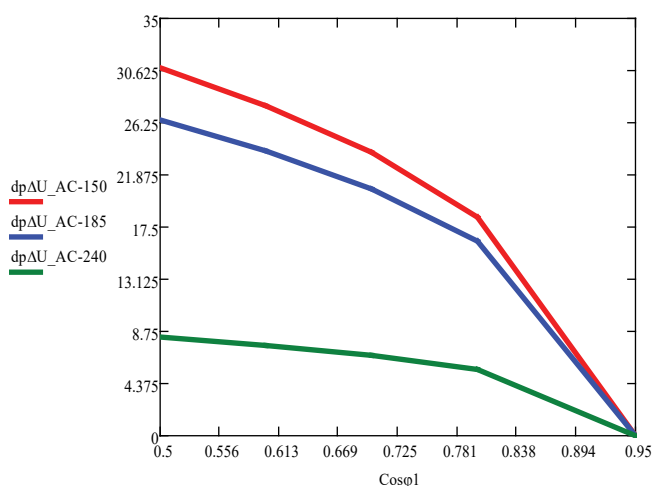
**Рисунок 2.** Снижение доли тока, % при компенсации реактивной мощности: 1 — при повышении  $\cos \varphi$  до 0,9; 2 — при повышении  $\cos \varphi$  до 0,95; 3 — при повышении  $\cos \varphi$  до 1

**Figure 2.** Reduction of the current share, % with reactive power compensation: 1 — when  $\cos \varphi$  increases to 0.9; 2 — when  $\cos \varphi$  increases to 0.95; 3 — when  $\cos \varphi$  increases to 1

ленная протеканием реактивной мощности, снижается на 22,2%, при компенсации до значения  $\cos \varphi = 0,95$  — на 26,3%, а при полной компенсации — на 30%.

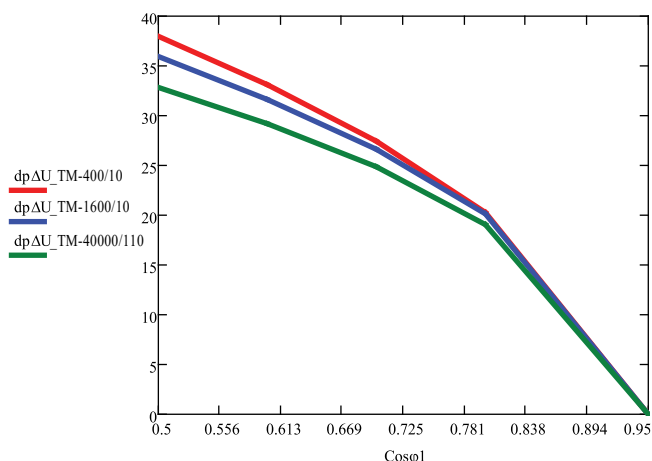
На рисунке 3 представлены графики зависимости снижения доли потерь напряжения, обусловленных передачей реактивной мощности при проведении её компенсации до значения  $\cos \varphi = 0,95$  для проводов АС-150, АС-185 и АС-240, %.

На рисунке 4 представлены графики зависимости снижения доли потерь напряжения, обусловленных передачей реактивной мощности при проведении её компенсации до значения  $\cos \varphi = 0,95$  для трансформаторов ТМ-400/10, ТМ-1600/10 и ТД-40000/110, %.



**Рисунок 3.** Снижение доли потерь напряжения, % при компенсации реактивной мощности до  $\cos \varphi = 0,95$ : 1 — для проводов АС-150; 2 — для проводов АС-185; 3 — для проводов АС-240

**Figure 3.** Reduction of the share of voltage losses, % with reactive power compensation to  $\cos \varphi = 0.95$ : 1 — for AC-150 wires; 2 — for AC-185 wires; 3 — for AC-240 wires



**Рисунок 4.** Снижение доли потерь напряжения, % при компенсации реактивной мощности до  $\cos\varphi = 0,95$ : 1 — для трансформатора ТМ-400/10; 2 — для трансформатора ТМ-1600/10; 3 — для трансформатора ТД-40000/110

**Figure 4.** Reduction of the share of voltage losses, % with reactive power compensation to  $\cos\varphi = 0,95$ : 1 — for the ТМ-400/10 transformer; 2 — for the ТМ-1600/10 transformer; 3 — for the ТД-40000/110 transformer

Из графиков следует, что для мощных высоковольтных силовых трансформаторов эффект снижения потерь напряжения менее выражен, что связано со значительной реактивной составляющей сопротивления высоковольтных трансформаторов.

Передача значительного количества реактивной мощности по линиям электропередач и через трансформаторы невыгодна по причине возникновения дополнительных потерь активной мощности, дополнительных потерь реактивной мощности в линиях, влияющих на дополнительные потери напряжения, а также уменьшения пропускной способности сетей.

Для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения, как правило, применяются комплекты конденсаторных установок (КУ). Конденсаторы обеспечивают разгрузку от реактивных токов всех элементов СЭС от места установки КУ до источника питания в энергосистеме.

В [2] предложено устройство независимой пофазной компенсации в низковольтных сетях общего назначения.

Для уменьшения потерь мощности и падения напряжения в элементах электрической сети проводится компенсация реактивной мощности, для чего могут применяться СК, БСК, СТК, УШР.

До недавнего времени основными средствами компенсации реактивной мощности в электрических сетях 110–750 кВ являлись:

- нерегулируемые масляные шунтирующие реакторы (ШР), которые, как правило, устанавливаются на ЛЭП. Однако эффективность их применения снижена из-за ограниченного коммутационного ресурса выключателей и большой мощности коммутируемой ступени;
- СК, подключаемые к третичным обмоткам автотрансформаторов. Однако большинство находящихся в эксплуатации СК выработали ресурс и требуют замены [3].

С учетом новейших достижений в области статических компенсирующих устройств, модернизация схемы компенсации реактивной мощности состоит в применении СТК. СТК — это комплексные устройства параллельного включения, которые за счет тиристорного управления обладают исключительным быстродействием, широким рабочим диапазоном и высокой надежностью. Основной функцией СТК является регулирование напряжения в рассматриваемом узле путём управления вводом реактивной мощности в месте своего подсоединения [4]. СТК устанавливаются на подстанциях энергосистем и имеют различные схемы подключения к высоковольтной сети управления потребляемой реактивной мощностью. Основу СТК составляют накопительные элементы (ёмкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки.

В отличие от УШР, СТК позволяет передавать по линии активную мощность выше натурального значения.

Результаты практического применения источников реактивной мощности приведены в [5].

Требуемый режим напряжений в нагрузочных узлах обуславливает устойчивый режим работы потребителей, для чего необходимо поддержание баланса реактивной мощности, так как даже кратковременное увеличение её потребления может привести к снижению напряжения в узле. Применение компенсирующих устройств позволяет снизить дефицит реактивной мощности в энергосистеме, снизить потери мощности и напряжения, повысить экономичность работы электрической сети.

Для выбора типа и мест установки КУ требуется проведение громоздких расчётов.

Для первичной оценки технической целесообразности и принятия решения о компенсации реактивной мощности может применяться предлагаемый эмпирический критерий  $K_Q$ :

$$K_Q = 1,37 \cdot 10^{-3} \cdot U + 0,35 - \frac{Q}{P}, \quad (3)$$

где  $U$  — напряжение, кВ.

Данный критерий позволяет определить участки и узлы сети, для которых требуется более подробное рассмотрение и выбор средств КУ согласно технико-экономическому обоснованию.

Рекомендуется принимать меры по компенсации реактивной мощности при значении  $K_Q < 0$ .

Рассмотрим применение (3) для узла фрагмента электроэнергетической системы, изображенного на схеме (рисунок 5, значения перетоков мощности без скобок).

Исходные данные:

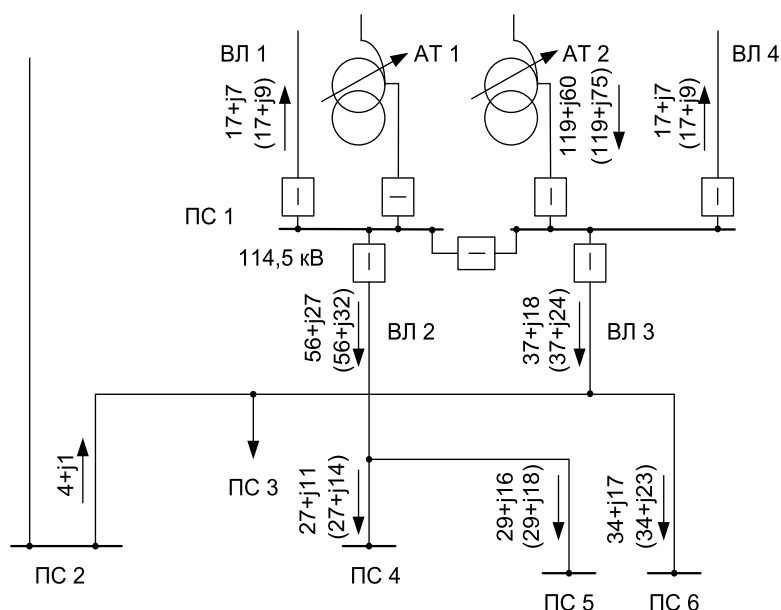
ПС 1 220/110 кВ; АТ-1 200 МВА — в ремонте; АТ-2 200 МВА — в работе.

Параметры линий приведены в таблице 2.

В данном случае  $K_Q = 2,7 \cdot 10^{-3} > 0$ , мероприятия по компенсации реактивной мощности не требуются.

Найдем потери активной мощности на участках схемы (таблица 3). Примем число часов максимума нагруз-





**Рисунок 5.** Расчётный фрагмент электроэнергетической системы  
**Figure 5.** Calculated fragment of the electric power system

ки  $T_{HB} = 5000$  ч, тогда время наибольших потерь составит  $\tau = 3411$  ч.

Потери энергии до компенсации  $\mathcal{E}_1 = 921$  МВт·час.

Примем стоимость потерь электроэнергии  $c = 1,2$  руб./кВт·час.

Стоимость потерянной электроэнергии  $C_1 = c \cdot \mathcal{E}_1 = 1\,105\,200$  руб.

Потери энергии после компенсации  $\mathcal{E}_k = 784$  МВт·час

$C_k = c \cdot \mathcal{E}_k = 941\,436$  руб.

Экономический эффект:

$$\Delta C = C_1 - C_k = 1\,105\,200 - 941\,436 = 163\,764 \text{ руб./год.}$$

**Таблица 2.** Параметры линий электропередачи

**Table 2.** Parameters of power lines

| Линии<br>Power lines   | Марка провода<br>Wire brand | $X_0$ ,<br>Ом/км / Ohms/km | R,<br>Ом / Ohms | $X$ ,<br>Ом / Ohms |
|--|-----------------------------|----------------------------|-----------------|--------------------|
| ВЛ-1<br>PL-1   | AC-240                      | 0,405                      | 0,375           | 1,265              |
|  | AC-185                      | 0,413                      | 1,958           | 6,61               |
|  | $\Sigma$                    |                            | <b>2,333</b>    | <b>7,875</b>       |
| ВЛ-2: ПС1 – ПС 4<br>PL-2: substations 1-4  | AC-240                      | 0,405                      | 0,118           | 0,399              |
|  | AC-185                      | 0,413                      | 0,058           | 0,149              |
|  | $\Sigma$                    |                            | <b>0,176</b>    | <b>0,548</b>       |
| ВЛ-2: отпайка на ПС 5<br>PL-2: tap-off line to the substation 5                                | AC-240                      | 0,405                      | <b>1,192</b>    | <b>4,022</b>       |
| ВЛ-3: ПС 1– ПС 2 с отпайкой на ПС 3<br>PL-3: substations 1-4, tap-off line to the substation 3 | AC-240                      | 0,405                      | <b>2,04</b>     | <b>6,885</b>       |
| ВЛ-3: ПС 1– ПС 6<br>PL-3: substations 1-6  | AC-240                      | 0,405                      | 0,043           | 0,146              |
|  | AC-185                      | 0,413                      | 0,062           | 0,157              |
|  | $\Sigma$                    |                            | <b>0,105</b>    | <b>0,303</b>       |
| ВЛ-4<br>PL-4   | AC-240                      | 0,405                      | 0,402           | 1,357              |
|  | 2AC-95                      | 0,428/2                    | 2,203           | 2,858              |
|  | $\Sigma$                    |                            | <b>2,605</b>    | <b>4,215</b>       |

При стоимости компенсирующего устройства 1 500 000 руб. простой срок окупаемости составит 9 лет, что является нецелесообразным.

Рассмотрим применение (3) в случае иного распределения потоков реактивной мощности в схеме (рисунок 5, значения перетоков мощности указаны в скобках).

В данном случае  $K_Q = -0,12 < 0$ , и требуются мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Результаты расчета потерь мощности и напряжения в схеме сведём в таблицу 3.

Стоимость потерянной электроэнергии  $C_2 = c \cdot \mathcal{E}_2 = 1\,351\,430$  руб.

В случае подключения компенсирующего устройства к третичной обмотке автотрансформатора простой срок окупаемости составит 4 года.

Экономическая целесообразность компенсации реактивной мощности

может определяться по затратным критериям.

Затраты на покрытие потерь в существующей схеме до компенсации:

$$3_1 = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} R \cdot \tau \cdot c_{\text{эл}} \cdot (1 + E)^{1-t}, \quad (4)$$

где  $T_p$  — расчётный период, лет;

$t$  — год расчётного периода;

$\tau$  — время наибольших потерь, час;

$c_{\text{эл}}$  — стоимость потерь электроэнергии, руб./МВт·ч;

$E$  — норматив дисконтирования.

**Таблица 3.** Результаты расчета потерь активной мощности в схеме  
**Table 3.** Results of calculation of active power losses in the circuit

| Линии<br>Power lines   | $\Delta P$<br>(1 вариант) МВт<br>(1 option) MW | $\Delta P$<br>(2 вариант) МВт<br>(2 option) MW | $\Delta P^*$ ,<br>МВт / MW |
|--|--|--|----------------------------|
| ВЛ-1 / PL-1  | 0,06   | 0,07   | 0,05                       |
| ВЛ-2: ПС1 – ПС 4 / PL-2: substations 1–4   | 0,04   | 0,05   | 0,03                       |
| ВЛ-2: отпайка на ПС 5 / PL-2: tap-off line to the substation 5                                 | 0,08   | 0,09   | 0,07                       |
| ВЛ-3: ПС 1– ПС 2 с отпайкой на ПС 3<br>PL-3: substations 1–4, tap-off line to the substation 3 | 0,01   | 0,02   | 0,01                       |
| ВЛ-3: ПС 1– ПС 6 / PL-3: substations 1–6   | 0,01   | 0,01   | 0,01                       |
| ВЛ-4 / PL-4  | 0,07   | 0,09   | 0,06                       |
| $\Sigma$   | 0,27   | 0,33   | 0,23                       |

Затраты на установку и эксплуатацию КУ:

$$\begin{aligned}
 Z_2 = & K_{KY} + \sum_{t=1}^{T_p} [(a_{ам} + a_{эспл}) K_{KY} + \\
 & + \Delta p_* \cdot Q_K \cdot T_{раб} \cdot c_{э_t} + \\
 & + \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U_{НОМ}^2} R \cdot \tau \cdot c_{э_t}] (1 + E)^{1-t},
 \end{aligned} \quad (5)$$

где  $K_{KY}$  — стоимость компенсирующего устройства (КУ), руб;

$a_{ам}$  — норма годовых отчислений на амортизацию КУ;

$a_{эспл}$  — норма годовых отчислений на эксплуатацию;

$\Delta p_*$  — потери активной мощности в КУ в относительных единицах;

$T_{раб}$  — число часов работы КУ в году, час.

## Выводы

Передача реактивной мощности по линиям и через трансформаторы сети электроснабжения невыгодна в связи с возникновением дополнительных потерь активной мощности во всех элементах системы электроснабжения, дополнительных потерь реактивной мощности в линиях, влияющих на дополнительные потери напряжения, уменьшения пропускной способности сетей. Стоимости производства и передачи активной и реактивной мощности различны, и при выборе мощности средств компенсации реактивной мощности необходимо учитывать затраты и сравнивать их с получаемым эффектом. Предложен эмпирический критерий  $K_Q$  для первичной оценки технической целесообразности и принятия решения о компенсации реактивной мощности, который позволяет выявить участки и узлы сети, подлежащие более подробному рассмотрению с целью технико-экономического обоснования типа и мощности компенсирующего устройства.

## Список использованных источников

1. Колибаба В. И., Жабин К. В. Методика оптимизации затрат на компенсацию реактивной мощности в электроэнергетических системах / Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение 2017; 2 (50): 113–121.

2. Кузьмин С. В., Завалов А. А., Кузьмин Р. С., Меньшиков В. А. Повышение эффективности компенсации реактивной мощности на основе устройств пофазной компенсации / Журнал Сибирского Федерального университета. Техника и технологии 2020; 13 (1): 14–24.

3. Кочкин В. И. Реактивная мощность в электрических сетях. Технологии управляемой компенсации / Новости электротехники 2019; 6 (120). Электронный ресурс. Режим доступа: <http://news.elteh.ru/arh/2007/45/08.php>

4. Солонина Н. Н., Суслов К. В., Солонина З. В. Новые технологии компенсации реактивной мощности / Вестник ИргТУ 2016; 5 (112): 135–143.

5. Радкевич В. Н., Тарасова М. Н. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности / Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ 2016; 59 (1): 5–13.

## References

1. Kolibaba V. I., Zhabin K. V. methods for optimizing the cost of reactive power compensation in electric power systems / Modern science-intensive technologies. Regional Appendix 2017; 2 (50): 113–121.

2. Kuzmin S. V., Zavalov A. A., Kuzmin R. S., Menshikov V. A. improving the efficiency of reactive power compensation based on phase-by-phase compensation devices / Journal of the Siberian Federal University. Technique and technologies 2020; 13 (1): 14–24.

3. Kochkin V. I. Reactive power in electric networks. Technologies of controlled compensation / electrical engineering news 2019; 6 (120). Electronic resource. Mode of access: <http://news.elteh.ru/arh/2007/45/08.php>

4. Solonina N. N., Suslov K. V., Solonina Z. V. New technologies of reactive power compensation / Bulletin of Irstu 2016; 5 (112): 135–143.

5. Radkevich V. N., Tarasova M. N. Assessment of the degree of reduction of active power losses in power Transmission lines when compensating for reactive power / Energetika. Proceedings of higher educational institutions and energy associations of the CIS 2016; 59 (1): 5–13.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-273-281>

УДК 620.92

## Улучшение экологической ситуации и безопасности мегаполиса путем модернизации энергопромышленного комплекса

Гашо Е. Г.<sup>1\*</sup>, Мартынов А. В.<sup>1</sup>, Кутько Н. Е.<sup>1</sup>, Черханова О. А.<sup>1</sup>, Рудомазин В. В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»

ул. Красноказарменная, д. 14, 111250, г. Москва, Россия

<sup>2</sup> ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»

пер. Стремянный, д. 38, 115054, г. Москва, Россия

Поступила / Received 17.07.2020

Принята к печати / Accepted for publication 17.11.2020

Рассматриваются варианты модернизации энергопромышленного комплекса, включающего в себя большое количество предприятий и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) с наличием низкопотенциального сбросного тепла. При модернизации предлагается использование тепловых насосов (ТНУ) в системах ТЭЦ. Представлен вариант использования низкопотенциального тепла незамерзающего в зимнее время Енисея. Произведены оценки экологической и экономической эффективности предлагаемых вариантов.

В качестве примера рассматривается город Красноярск, расположенный на обоих берегах Енисея. В Красноярске работают крупные ГЭС, которые по электроэнергии вырабатывают избыточную мощность. Также работают ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 и большое количество котельных, вредные выбросы которых подробно изложены в статье. Кроме этого, приводятся данные по количеству низкопотенциальных источников, рассматриваются варианты использования низкопотенциальных источников тепла в ТНУ. Представлен выход низкопотенциального тепла по месяцам, результаты расчета по сопоставлению вариантов использования ТНУ на трех ТЭЦ. Изучена возможность закрытия неэффективных котельных, работающих на угле, что позволит сократить вредные выбросы в атмосферу и уменьшить себестоимость производства тепла в мегаполисе для систем централизованного теплоснабжения.

Рассматривается работа Красноярского алюминиевого завода, который имеет вредные выбросы (фтор, оксиды серы, пыль, смолистые вещества), а также потери первичной энергии 13,5 млн. Гкал, из которых только 40% идет на производство алюминия, а 60% теряется и выбрасывается в окружающую среду. Для уменьшения этих потерь в 1,5 раза предлагается установить воздушные теплообменники. Перспектива использования ТНУ большой мощности обеспечивается наличием речной воды из Енисея, температура которой даже в зимнее время не опускается ниже 3°C. Мощные ТНУ с центробежными компрессорами, выпускаемыми в г. Казань, позволят обеспечить теплом строящиеся в Красноярске административные и жилые здания с суммарной тепловой нагрузкой 803 Гкал/ч. Срок окупаемости систем с ТНУ составляет 6÷8 лет.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Экологическая модернизация, сокращение вредных выбросов, ТНУ, ТЭЦ, вторичные энергоресурсы (ВЭР), утилизация тепла, теплоснабжение

### Адрес для переписки:

Гашо Е. Г.

ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», кафедра ПТС

ул. Красноказарменная, д. 14, 111250, г. Москва, Россия,

e-mail: gashoyg@mpei.ru

### Address for correspondence:

Gasho E. G.

National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Department IHES

Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia

e-mail: gashoyg@mpei.ru

### Для цитирования:

Гашо Е. Г., Мартынов А. В., Кутько Н. Е., Черханова О. А., Рудомазин В. В. Улучшение экологической ситуации и безопасности мегаполиса путем модернизации энергопромышленного комплекса, включающего ТЭЦ. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 273–281.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-273-281>

### For citation:

Gasho E. G., Martynov A. V., Kutko N. E., Cheranova O. A., Rudomin V. V. [Improving the environmental situation and safety of the megalopolis by modernizing the energy industry]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020. vol. 13, no. 4 pp. 273 – 281. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-273-281>

# Improving the environmental situation and safety of the megalopolis by modernizing the energy industry

Gasho E. G.<sup>1\*</sup>, Martynov A. V.<sup>1</sup>, Kutko N. E.<sup>1</sup>, Cherkhanova O. A.<sup>1</sup>, Rudomazin V. V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia

<sup>2</sup> HIGHER «Sri «cap»

per. Stremyanny, 38, 115054, Moscow, Russia

Options are considered for modernization of the energy industry complex, which includes a large number of enterprises and combined heat and power plants (CHPP) with low-potential waste heat. For modernization, it is proposed to use heat pumps (HPI) in CHPP systems. A variant is presented of using the low-potential heat of the ice-free Yenisei River. The environmental and economic efficiency of the proposed options have been evaluated.

The city of Krasnoyarsk located on both banks of the Yenisei River, is considered as an example. In Krasnoyarsk, there are large hydroelectric power plants that generate excess power for electricity. CHPP-1, CHPP-2 and CHPP-3 also operate, as well as a large number of boiler houses, whose harmful emissions are described in detail in the article. In addition, data on the number of low-potential sources are provided, and options for using low-potential heat sources in heat pump installations are considered. The output of low-potential heat by month is presented, and the calculation results are based on comparison of options for using HPI at three CHPPs. The possibility of closing inefficient coal-fired boilers has been examined, which would reduce harmful emissions into the atmosphere and reduce the cost of heat production in the megalopolis for district heating systems.

The operation of the Krasnoyarsk Aluminium Plant is considered, which has harmful emissions (fluorine, sulfur oxides, dust, resinous substances), as well as primary energy losses of 13.5 million Gcal, of which only 40% goes to aluminium production, and 60% is lost and released into the environment. To reduce these losses by 1.5 times, it is proposed to install air heat exchangers. The prospect of using high-capacity HPIs is provided by the presence of river water from the Yenisei, the temperature of which does not fall below 3°C even in winter. Powerful HPIs with centrifugal compressors manufactured in Kazan will provide heat to administrative and residential buildings under construction in Krasnoyarsk with a total heat load of 803 Gcal/h. The payback period of systems with HPI is 6÷8 years.

**KEYWORDS:** Environmental modernization, reduction of harmful emissions, HPI, CHPP, secondary energy resources (SER), heat recovery, heat supply

Экологическая обстановка многих промышленных городов, особенно мегаполисов в России, во многом зависит от методов производства энергии различных видов, таких, как электроэнергия, тепло, холод, а также от различных энергоносителей, таких, как пар, сжатый воздух и др.

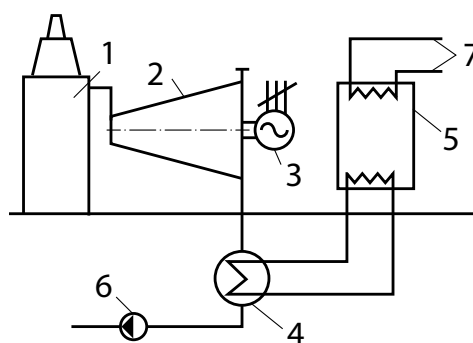
Ухудшение экологической обстановки во многом связано с наличием вторичных энергоресурсов (ВЭР), которые высвобождаются при производстве промышленных товаров на предприятиях. Большое количество ВЭР связано с наличием тепловой воды, образующейся при охлаждении конденсаторов паровых турбин и холодильных установок, холодильников воздушных компрессоров, а также охлаждения различных печей и другого оборудования.

Большое количество тепловой воды требует создания установок для ее охлаждения. Так, на ТЭЦ сооружаются градирни, которые, занимая большую территорию, приводят к ухудшению экологической обстановки в городах. При работе градирен охлаждаемая вода стекает сверху вниз, и при этом создаются большие выбросы мелкой дисперсной водяной пыли, которая распространяется вокруг на большие расстояния по всей прилегающей к градирне территории, а при наличии ветра водяная пыль распространяется далеко по всему городу.

Ликвидация градирен на ТЭЦ является одним из на-

правлений улучшения экологической обстановки городов. Так, в г. Иваново в процессе модернизации ТЭЦ в июле 2019 г. была произведена ликвидация градирни. Градирня весом в 5000 т при направленном взрыве мягко и медленно опустилась на землю [1].

На рисунке 1 представлена схема модернизирован-



**Рисунок 1.** Схема модернизации ТЭЦ (1 — котел, 2 — турбина, 3 — электрогенератор, 4 — конденсатор, 5 — тепловой насос (ТН)), 6 — центробежный насос, 7 — система централизованного теплоснабжения

**Figure 1.** CHPP modernization diagram (1 — boiler, 2 — turbine, 3 — electric generator, 4 — condenser, 5 — heat pump (HP)), 6 — centrifugal pump, 7 — district heating system



ной ТЭЦ без градирни. При ликвидации градирен, а их на ТЭЦ имеется несколько, высвобождается достаточно большая площадь, которая может быть использована для других целей, например, для городского строительства и строительства промышленных предприятий.

При модернизации ТЭЦ с ликвидацией градирни для охлаждения циркуляционной воды, подаваемой в конденсатор 4, необходимо предусмотреть любой трансформатор тепла (ТТ) с производством холода.

Это может быть парокомпрессионный или абсорбционный ТТ. Однако, наиболее подходящим вариантом при модернизации ТЭЦ является установка теплового насоса, который, кроме охлаждения циркуляционной воды, являющейся источником тепла ( $Q_{НПИТ}$ ), производит тепло ( $Q_{ТС}$ ) для теплоснабжения потребителей.

Кроме ликвидации градирен, для улучшения экологической обстановки необходимо демонтировать дымовые трубы на ТЭЦ, из которых распространяются продукты горения. Так, на Красноярской ТЭЦ 26 марта 2020 г. была взорвана дымовая труба. Ликвидация дымовых труб позволит очистить воздух в мегаполисе от продуктов горения, которые распространяются из дымовых труб ТЭЦ, работающих на угле. При отсутствии дымовой трубы на энергоблоке будут установлены электрофилтры.

Красноярск — административный центр Красноярского края — расположен на обоих берегах Енисея на стыке Западносибирской равнины, Среднесибирского плоскогорья и Алтайско-Саянских гор, в котловине, образованной северными отрогами Восточного Саяна. Высота над уровнем моря — 145 метров (русло реки Енисей) (рисунок 2).

Красноярск находится в умеренном климатическом поясе, в середине Евразийского континента, вдали от океанов и морей. Наиболее часто сюда поступают массы континентального полярного воздуха, реже арктического. Воздух тропиков до этой широты доходит еще реже и преимущественно в теплое время года. Потому климат на территории города сухой и резко-

континентальный со значительными изменениями температуры дня и ночи, зимы и лета.

Население Красноярска оставляет около 1,1 млн. чел., а Красноярской агломерации — примерно 1,34 млн. Площадь города 354 км<sup>2</sup>, плотность населения — 2765 чел./км<sup>2</sup>. Градусо-сутки Красноярска — 6341, продолжительность отопительного периода — 234 сут. Город имеет развитую промышленность, порядка 56 промышленных предприятий функционируют и расположены в черте города и оказывают значительное влияние на экологическую обстановку города.

Река Енисей практически не замерзает после пуска Красноярской ГЭС и создания водохранилища, что является важным фактором, определяющим состояние микроклимата Красноярска. Создание водохранилища существенно смягчило континентальность климата в пределах трехкилометровой зоны от уреза воды, что особенно заметно зимой. Общий ход температур приобрёл более плавный характер. Зимой при температуре ниже –30°C, температура Енисея +3°C, из-за чего река «парит» — образуется водяной смог, который концентрирует в себе выбросы ТЭЦ и транспорта (рисунок 2).

Красноярск — один из немногих городов-миллионников в РФ, который обеспечивается электроэнергией от крупной ГЭС рядом с городом, а также Красноярской ГРЭС-2 и комплекса городских ТЭЦ на угле. Регион является энергоизбыточным по электрической мощности. Теплоснабжение города осуществляется от трёх ТЭЦ тепловой мощностью ТЭЦ-1 — 1677 Гкал/час, ТЭЦ-2 — 1405 Гкал/ч, ТЭЦ-3 — 1405 Гкал/ч и угольных котельных суммарной мощностью 2292,84 Гкал/ч [2]. Тепловая нагрузка потребителей составляет свыше 12 тыс. Гкал/ч. В городе Красноярске преобладает централизованное теплоснабжение потребителей коммунально-бытового сектора от ТЭЦ, угольных и электрокотельных.

Теплоснабжение жилищного фонда и объектов социальной сферы города обеспечивается работой 31 теплоисточника, из которых 5 входят в группу компаний



**Рисунок 2.** Вид на Енисей зимой в центре Красноярска  
**Figure 2.** The Yenisei River in the center of Krasnoyarsk in winter

Красноярского филиала ООО «СГК» (из них четыре неэксплуатируемые электростанции), 16 находятся в муниципальной собственности и эксплуатируются специализированными организациями, в том числе 7 котельных, которые находятся в аренде ООО «КрасКом», 19 котельных в аренде ООО «КрасТЭК», в собственности прочих теплоснабжающих организаций находятся 10 котельных. Из них 9 предлагаются к выводу из эксплуатации с переключением зон действия на источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в период с 2018 – 2024 гг. [2]

Фактическая нагрузка ТЭЦ составляет 28522,2 Гкал/ч, фактическая нагрузка котельных составляет 5113,38 Гкал/ч, что говорит о преобладании крупной генерации ТЭЦ.

ТЭЦ-1 обеспечивает теплом и горячей водой более 400 тысяч жителей правого и левого берега р. Енисей г. Красноярск и пригородного поселка Березовка, обеспечивает тепловой энергией крупные промышленные предприятия. ТЭЦ-2 отапливает и снабжает горячей водой Свердловский, Центральный, Железнодорожный и Октябрьский районы Красноярска, поставяет пар предприятиям южного промышленного узла.

ТЭЦ-3 обеспечивает теплом микрорайоны Северный, Иннокентьевский, Взлетка, Покровский, промышленные предприятия Советского района. Температурный график — 150/70 [2–4]. Вредные выбросы по каждой ТЭЦ представлены в таблице 1.

Первая важная предпосылка для комплексных энерго-экологических решений — это наличие значительного количества низкопотенциальной тепловой энергии на территории мегаполиса. Помимо крупных энергоисточников тепловой и электрической мощности город имеет несколько дополнительных источников тепла низкой концентрации: вторичные энергоресурсы предприятий, в том числе Красноярского алюминия-

**Таблица 1.** Данные о вредных выбросах ТЭЦ 1, ТЭЦ 2, ТЭЦ 3

**Table 1.** Data on harmful emissions of CHPP-1, CHPP-2, CHPP-3

|                | <b>Зола т/год</b><br>Ash t/year | <b>SO<sub>2</sub> т/год</b><br>SO <sub>2</sub> t/year | <b>NO<sub>x</sub> т/год</b><br>NO <sub>x</sub> t/year |
|----------------|---------------------------------|---|---|
| ТЭЦ-1<br>CHP-1 | 6139                            | 5682  | 3501  |
| ТЭЦ-2<br>CHP-2 | 2997,56                         | 4950,52   | 2251,28   |
| ТЭЦ-3<br>CHP-3 | 1495,01                         | 10841,8   | 5280,02   |

**Таблица 2.** Количество тепла от низкопотенциальных источников

**Table 2.** Amount of heat from low-potential sources

| <b>Источник</b><br>Source | <b>Количество тепла млн Гкал</b><br>Heat quantity mln Gcal |
|---------------------------|--|
| КраЗ (KrAZ)               | 5  |
| ТЭЦ-1 (CHP-1)             | 4,38   |
| ТЭЦ-2 (CHP-2)             | 5,07   |
| ТЭЦ-3 (CHP-3)             | 1,25   |
| Енисей (Yenisei)          | 150-200  |

**Таблица 3.** Варианты использования ТНУ

**Table 3.** Options for using HP

| <b>Вариант</b><br>Option  | <b>Пояснение</b><br>Explanation   |
|---|---|
| 1. Использование ТНУ для дополнительного производства тепла.<br>Use of HP for additional heat production. | Достигается за счет снижения нагрузок теплофикационных отборов паровых турбин. Отпуск теплоты от ТЭЦ и расход топлива остаются без изменения.<br>It is achieved by reducing the loads of cogeneration extraction of steam turbines. Heat release from CHP and fuel consumption remains unchanged. |
| 2. Увеличение отпуска тепла от ТЭЦ.<br>Increase in heat supply from CHP.                                  | Суммарная электрическая нагрузка на ТЭЦ и суммарный расход топлива не меняются.<br>The total electrical load at the CHPP and the total fuel consumption do not change.  |
| 3. Снижение расхода топлива.<br>Reducing fuel consumption.  | Суммарная выработка электроэнергии и отпуск тепла от ТЭЦ остаются неизменными.<br>The total electricity generation and heat supply from the CHP plant remains unchanged.  |

евого завода; сбросное тепло ТЭЦ; тепло незамерзающего Енисея.

Суммарные тепловые выбросы от трех ТЭЦ составляют около 8,5 млн Гкал, от КраЗ около 5 млн Гкал. Наиболее мощным источником низкопотенциальной тепловой энергии является река Енисей (охлаждая Енисей на 1–1,5 градуса, можно получить 150–200 млн Гкал (60 ГВт). Теоретически предполагаемое количество тепла представлен в таблице 2.

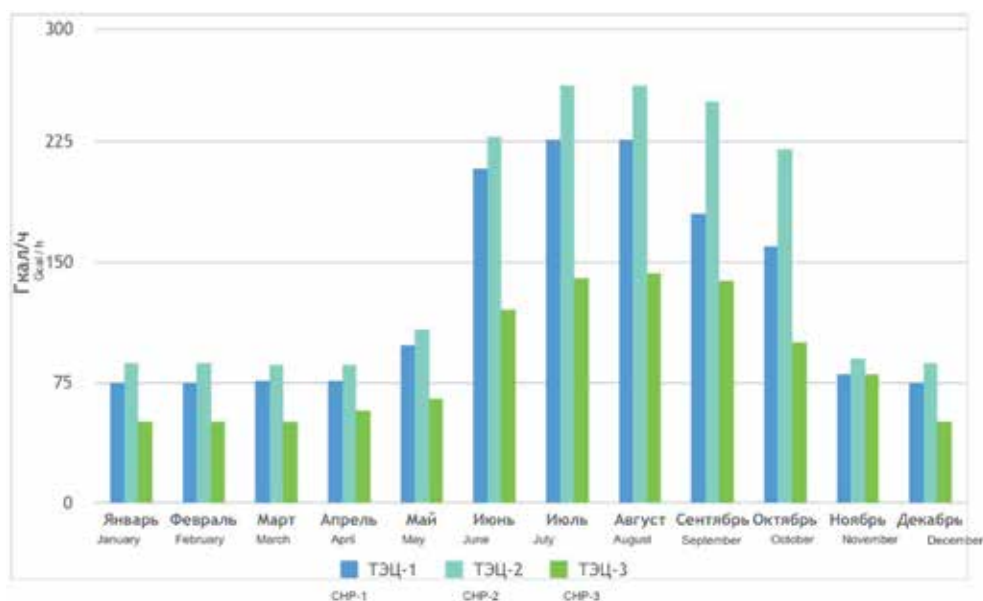
Комплекс предлагаемых мер включает в себя установку специального оборудования (обратимых ТНУ) для преобразования низко-потенциального тепла ВЭР, сбросного тепла ТЭЦ в теплоту для отопления центральной части города и хладоснабжения в летнее время. Круглогодичное использование оборудования является второй предпосылкой его эффективной эксплуатации.

Третьей важной предпосылкой комплексных решения является низкая цена электроэнергии в городе (наличие мощной ГЭС), что предопределяет высокую окупаемость проектов с использованием ТНУ. Кроме снижения выбросов в атмосферу, отвод излишнего тепла летом из города также позволит существенно улучшить экологическую ситуацию.

В то же время, по свидетельству ряда экспертов, Енисей в черте города в летнее время стал прогреваться хуже, поэтому поступление в него вторичного тепла от ТНУ также позволит стабилизировать ситуацию. В статье рассмотрены три варианта использования низкопотенциального тепла в ТНУ, которые представлены в таблице 3.

На всех ТЭЦ Красноярска циркуляционное водоснабжение прямоточное, из Енисея. Нагретая вода отводится по пятикилометровому каналу к правой протоке реки. Поэтому в качестве низкопотенциального источника была выбрана охлаждающая вода технического водоснабжения. Выбор такого источника низкопотенциального тепла даст следующие преимущества:

- сокращение количества сбросного тепла;
- снижение температуры циркуляционной воды в



**Рисунок 3.** Потенциал сбросного тепла

**Figure 3.** Potential of waste heat

тепловой схеме с паровой турбиной (ПТ) и повышение её тепловой эффективности;

- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Потенциал сбрасываемой воды с ТЭЦ представлен на рисунке 3. Можно заметить, что наибольший потенциал приходится на летний режим. Также данный источник низкопотенциального тепла позволяет подбирать ТН в большом диапазоне мощности.

На станции Красноярских станции работают по графику, который базируется на четырех основных режимах:

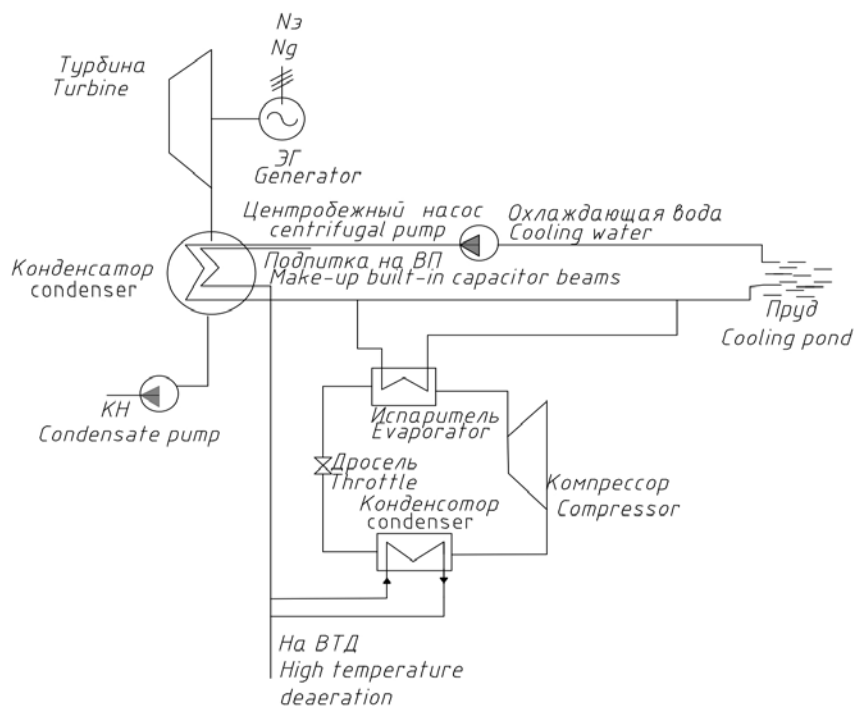
- зимний с большими отопительными нагрузками;
- зимний с малыми отопительными нагрузками;
- промежуточный режим;
- летний режим.

Температурный уровень подпиточной воды на Красноярских ТЭЦ усредненно составляет 35°C перед деаэратором и расход пропиточной воды в среднем равен 2200 т/ч, что позволяет установить ТНУ большого диапазона по мощности от 1 до 100 МВт. Таким образом, учитывая все выше сказанное, предполагается место включения ТНУ в тепловую схему ТЭЦ после пучков конденсаторов турбин. Схема представлена на рисунке 4.

В таблице 4 представлены результаты расчета по сопоставлению вариантов использования ТНУ на трёх ТЭЦ, сравнение производилось по величине отпускаемой тепловой энергии, производству электроэнергии, и удельным расходам топлива на выработку электроэнергии и тепловой энергии соответственно.

Таким образом, анализируя полу-

ченные результаты, можно отметить, что при применении варианта 1 и 2 увеличивается расход электроэнергии на собственные нужды, при варианте 3 он остается без изменения. Вариант 2 представляется наиболее выгодным, поскольку дает наибольшее снижение удельного расхода топлива. Вариант 3 показывает незначительное уменьшение в пределах допускаемой погрешности. Дополнительная выработка теплоты при использовании второго варианта составила порядка 448 тыс. Гкал, что покрывает пиковую нагрузку на ТЭЦ-1. Срок окупаемости варьируется от 4 до 8 лет, как показано в [2] срок окупаемости зависит от тарифа на электроэнергию. Кроме того, снижение удельных рас-



**Рисунок 4.** Схема теплонаносной установки

**Figure 4.** Diagram of heat pump installation

**Таблица 4.** Результаты расчёта применения ТНУ на трёх станциях Красноярска

**Table 4.** Results of calculation of using HP at three Krasnoyarsk plants

| Вариант<br>Option                                    | Отпуск тепловой<br>энергии<br>Heat energy supply |                 |                 | Производство<br>электроэнергии<br>Electricity production |                 |                 | Расход электрoэнергии<br>на собственные нужды<br>Electricity consumption for<br>own needs |                 |                 | Удельный расход<br>топлива на выработку<br>электроэнергии SFC for<br>electricity generation |                 |                 | Удельный расход<br>топлива на выработку<br>тепловой энергии<br>SFC for heat generation |                 |                 |
|--|--|-----------------|-----------------|--|-----------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|--|-----------------|-----------------|
|  | тыс. Гкал<br>thousand Gcal                       |                 |                 | млн кВт ч<br>million kWh                                 |                 |                 | млн кВт ч<br>million kWh  |                 |                 | г/кВт ч<br>g / kWh  |                 |                 | кг/Гкал<br>kg / Gcal   |                 |                 |
|  | Тэц-1/<br>CHP-1                                  | Тэц-2/<br>CHP-2 | Тэц-3/<br>CHP-3 | Тэц-1/<br>CHP-1  | Тэц-2/<br>CHP-2 | Тэц-3/<br>CHP-3 | Тэц-1/<br>CHP-1   | Тэц-2/<br>CHP-2 | Тэц-3/<br>CHP-3 | Тэц-1/<br>CHP-1   | Тэц-2/<br>CHP-2 | Тэц-3/<br>CHP-3 | Тэц-1/<br>CHP-1  | Тэц-2/<br>CHP-2 | Тэц-3/<br>CHP-3 |
| Без ТНУ<br>(БАЗА+ПИК)<br>Without HP<br>(BASE + PEAK) | 1677   | 1259            | 632             | 1760   | 2221            | 1114            | 88  | 112             | 56              | 307,8   | 270,3           | 292,7           | 147,2  | 140,1           | 162,4           |
| 1. Нвыр<br>Nyr                                       | 1677   | 1259            | 632             | 1861   | 2324            | 1215            | 158   | 181             | 102             | 305,3   | 268,4           | 288,1           | 147,5  | 140,1           | 162,5           |
| 2. Qот<br>Q <sub>th</sub>                            | 2125   | 1662            | 1003            | 1758   | 2220            | 1112            | 147   | 172             | 93              | 298   | 259             | 279             | 143  | 134             | 157             |
| 3. Экономия<br>топлива<br>Fuel economy               | 1678   | 1261            | 635             | 1760   | 2221            | 1114            | 88  | 112             | 56              | 307,5   | 270,1           | 292,4           | 145,2  | 138,1           | 159,4           |

ходов топлива при применении ТНУ повышает экологическую безопасность станции.

Использование сбросного тепла от ТЭЦ даст возможность закрыть неэффективные котельные. В таблице 5 представлены наиболее проблемные котельные города в зоне покрытия тепловых нагрузок от ТЭЦ. Это позволит получить сокращение выбросов в атмосферу от угольных котельных и уменьшить себестоимость производства тепловой энергии.

Красноярский алюминиевый завод — один из крупнейших производителей алюминия в мире [5]. На долю КраАЗа приходится около 27,6% алюминия, производимого в России, и 2% объема мирового производства. На Красноярском алюминиевом заводе имеются 25 корпусов электролиза, отделение по производству анодной массы и литейное отделение. На заводе осуществляется производство алюминия: первичного алюминия, высокой чистоты и алюминиевых сплавов. Схема производства первичного алюминия представлена на рисунке 5, а также указаны основные источники и виды выбросов. В результате процессов в электролизёрах и после «мокрой» доочистки, происходят выбросы вредных веществ, таких как: фтороводород HF, F (фтор), оксиды серы (SO<sub>2</sub>), пыль и смолистые вещества [6].

Завод ежегодно производит более 1 млн. тонн алюминия, производство которого высокоэнергоёмкое. Основным источником энергии является Красноярская ГЭС. Потребление энергии на производство 1 тонны алюминия составляет примерно 13,5 млн Гкал. На рисунке 3 показаны потери первичной и конечной

энергии. Таким образом, из 13,5 млн. 60% теряется и выбрасывается в атмосферу и только 5,2 млн Гкал, что составляет 40%, потребляется в процессе электролиза. Для использования низкопотенциального тепла предполагается включение в схему теплонаносной станции.

Для минимизации потерь тепла и дальнейшего их использования предполагается в процессе электролиза установить воздушные теплообменные аппараты. Энергетический эффект от данных мероприятий представлен в таблице 6. Как можно заметить, после модернизации процессов выбросы сократятся более чем в 1,5 раза, и составят уже не 60%, а 40%.

Из данных на рисунке 6 и в таблице 5 следует, что завод может отдавать городу около 3 млн Гкал, в резуль-

**Таблица 5.** Замена угольных котельных

**Table 5.** Replacement of coal-fired boiler houses

| Название<br>Name                         | Удельный расход топлива,<br>кг.т/Гкал<br>Specific fuel consumption,<br>kg.c.t./Gcal | Отпущенная<br>теплота Гкал/ч<br>Released heat<br>Gcal / h | ТЭЦ<br>CHP     |
|--|---|---|----------------|
| Котельная №7<br>Boiler room No. 7        | 264,55  | 0,319   | Тэц-3<br>CHP-3 |
| Котельная №12<br>Boiler room No. 12      | 255,1   | 5,1   | Тэц-3<br>CHP-3 |
| ООО УК Мекран<br>LLC UK Mekran           | 1255,86   | 0.822   | Тэц-3<br>CHP-3 |
| Ул. Полярная, 17а<br>St. Polyarnaya, 17a | 246,31  | 0,06  | Тэц-2<br>CHP-2 |
| Ул. Гагарина, 48<br>St. Gagarin, 48      | 248,3   | 0,418   | Тэц-2<br>CHP-2 |
| Ул. Ст. Разина<br>St. Art. Razin         | 242,13  | 0,149   | Тэц-2<br>CHP-2 |
| Ул. Диксона<br>St. Dixon                 | 246,31  | 0,469   | Тэц-2<br>CHP-2 |
| Всего<br>Total                           |   | 6,515   |                |



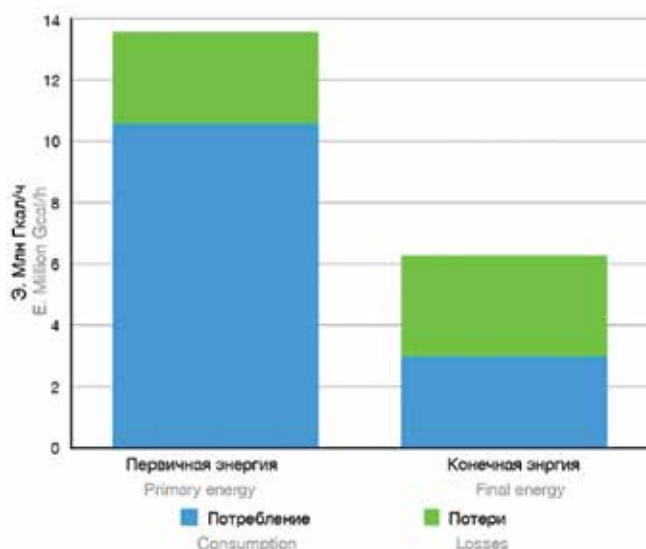


Рисунок 5. Потребление алюминиевого завода  
Figure 5. Consumption of aluminium plant

тате город может ликвидировать неэффективные и экологически опасные угольные котельные. Такая замена приведёт к сокращению вредных выбросов на 15%. Но это будет возможно только при соблюдении техниче-

ского регламента (параметры отпускаемого теплоносителя, температурный график, сменность и сезонность работы и т. д.). Экономическая эффективность зависит от многих параметров, в том числе и от технической возможности.

Енисей делит Красноярск на левый и правый берег. Саяно-Шушенская ГЭС расположена на большом расстоянии около 580 км ниже по течению, также в 510 км расположена Майнская ГЭС. Такая отдалённость расположения ГЭС означает, что данные станции практически не влияют на уровень воды и скорость реки в городе.

Енисей является самым крупным потенциальным источником низкопотенциальной энергии, и в этих условиях наиболее эффективным источником могут стать ТНУ, использующие теплоту речной воды. Тепловые насосы большой мощности, использующие тепло воды для теплохладоснабжения, в настоящее время распространены в Швеции и в Финляндии. Производство отечественных парокомпрессионных тепловых насосов большой мощности осуществляется в г. Новосибирске, тепловая мощность достигает 3 МВт. Производство ТНУ с центробежными компрессорами также организовано в г. Казань, их тепловая мощность достигает 11,5 МВт.

Рабочим телом ТНУ может быть фреон третьего по-

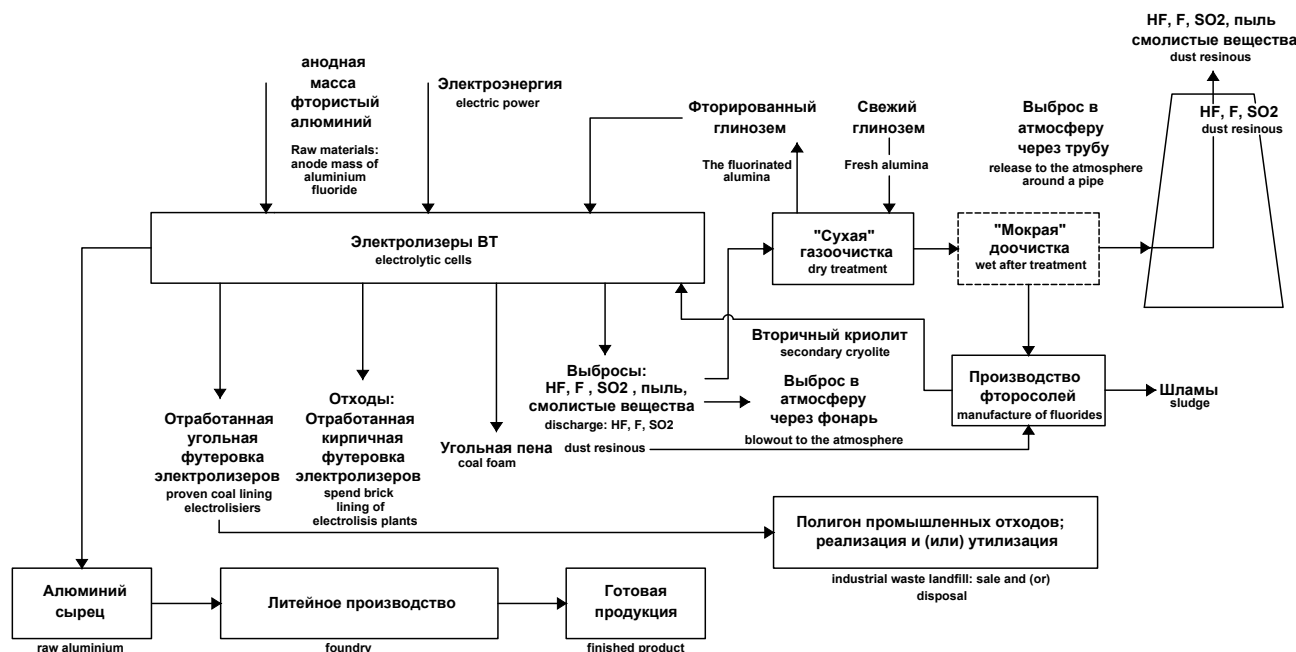
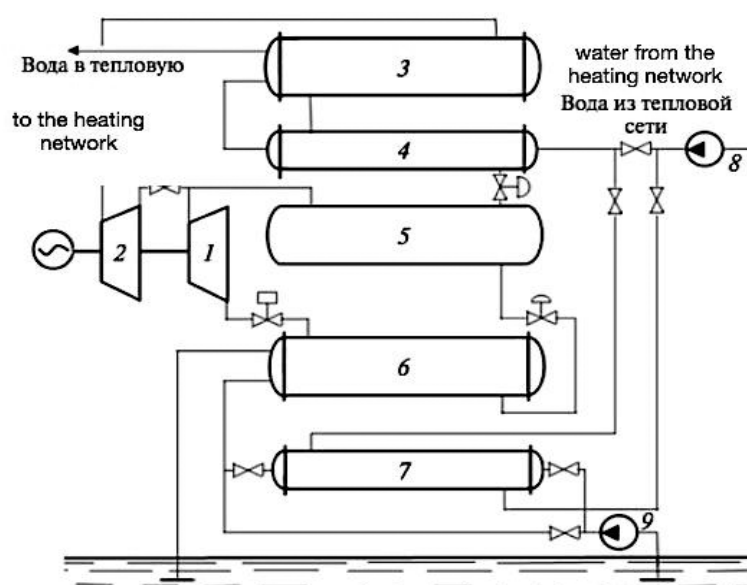


Рисунок 6. Схема производства первичного алюминия  
Figure 6. Primary aluminium production chart

Таблица 6. Энергетический эффект КрАЗ  
Table 6. Energy effect of Krasnoyarsk Aluminium Plant

| Место внедрения<br>Place of implementation                          | Оборудование<br>Equipment                               | Получаемая энергия, млн Гкал<br>Received energy, mln Gcal | Оставшиеся выбросы, млн Гкал<br>Remaining emissions, mln Gcal |
|---|---|---|---|
| Электролиз<br>Electrolysis  | Воздушные теплообменные аппараты<br>Air heat exchangers | 2,4   | 5   |
| Система оборотного водоснабжения<br>Circulating water supply system | ТНУ / НР  | 0,6   |   |



**Рисунок 7.** Принципиальная схема ТНУ:

1 — первая ступень компрессора, 2 — вторая ступень компрессора, 3 — конденсатор, 4 — промежуточный сосуд, 6 — испаритель, 7 — подогреватель речной воды, 8 — сетевой насос, 9 — насос подачи речной воды

**Figure 7.** Schematic diagram of heat pump installation:

1 — first stage of compressor, 2 — second stage of compressor, 3 — condenser, 4 — intermediate vessel, 6 — evaporator, 7 — river water heater, 8 — district heating pump, 9 — river water delivery pump

коления R-344a, обладающий необходимыми термодинамическими характеристиками. Также нужно отметить, что температура кипения рабочего вещества должна быть выше 0°C для того, чтобы избежать замерзания речной воды. Одноступенчатые ТНУ показывают свою эффективность, когда необходимо нагреть воду до 60°C, это обуславливается ограниченной степенью сжатия до 7. На рисунке 7 приведена принципиальная схема теплонаносной установки, в которой благодаря двухступенчатому сжатию обеспечивается степень сжатия 10, а промежуточный сосуд позволяет осуще-

ствить сепарацию фреона и снизить нагрузку первой ступени компрессора. Из промежуточного сосуда пары фреона поступают во вторую ступень компрессора. Также в этих случаях возможно использование каскадных схем ТНУ, в которых давление в промежуточном сосуда может составлять 1 МПа.

Коэффициент трансформации зависит от температуры речной воды линейно: чем выше температура, тем выше эффективность. Для исключения данной зависимости предусмотрено использование схемы с предварительным подогревом воды, однако, такой вариант решения может приводить к увеличению расхода электроэнергии.

В Красноярске введется строительство административных и жилых зданий. Суммарная тепловая нагрузка, согласно актуализированной Схеме теплоснабжения города, составляет значительную величину 803 Гкал/ч. Полученное вторичное тепло от Енисея, от ТЭЦ и от КрАЗ позволяет удовлетворить спрос. В таблице 7 пред-

ставлены районы города и соответствующие источники теплоснабжения. Срок окупаемости предложенных решений составляет 6–8 лет. При этом основными ограничениями для реализации являются технические возможности выдачи тепловой энергии соответствующих параметров.

Технические требования для Красноярского алюминиевого завода (КрАЗ) должны:

- соответствовать параметрам отпускаемого теплоносителя;
- соответствовать температурному графику и пред-

**Таблица 7.** Варианты теплоснабжения районов города

**Table 7.** Options of heating supply of city boroughs

| Названия района<br>District names | Суммарная<br>тепловая нагрузка<br>Total heat load | Источник<br>Source     | % обеспеченности<br>% supply             | Компенсация<br>недовыработки<br>Compensation for underproduction | Хладоснабжение<br>Cold supply |
|-----------------------------------|---|------------------------|--|--|-------------------------------|
| Железнодорожный<br>Railway        | 16,4  | ТНУ<br>TPS             | 100%                                     | КрасТЭК / KrasTEK  | 10 МВт<br>10 MW               |
| Центральный<br>Central            | 122,7   | ТЭЦ-2-ТНУ<br>CHP-2-TPS | 100%                                     |  | -                             |
| Советский<br>Soviet               | 203   | КрАЗ<br>KrAZ           | 100%                                     | ТЭЦ-3<br>CHP-3   | -                             |
| Кировский<br>Kirovsky             | 37,6  | ТЭЦ-1-ТНУ<br>CHP-1-TPS | 100%                                     | ТЭЦ-1<br>CHP-1   | -                             |
| Свердловский<br>Sverdlovsk        | 89,1  | ТНУ<br>TPS             | 35,6% (40 Гкал/ч)<br>35.6% (40 Gcal / h) | ТЭЦ-2<br>CHP-2   | 9 МВт<br>9 MW                 |
| Ленинский<br>Leninist             | 25,2  | ТНУ<br>TPS             | 78,43% (20 Гкал/ч)<br>78.43% (20 Gcal/h) | ТЭЦ-1<br>CHP-1   | 9 МВт<br>9 MW                 |
| Общий итог / Total                | 857   |                        |  |  |                               |

**Таблица 8.** Результаты экономии топлива и экологической эффективности

**Table 8.** Results of fuel-saving and environmental efficiency

| Объект<br>Object   | Сокращение сжигания<br>топлива тыс. т/год<br>Reduction of fuel combustion thousand tons/year           | Сокращение выбросов %<br>Reduction of emissions %  |
|--------------------|--|--|
| ТЭЦ-ТНУ<br>CHP-TPS | 145  | 4  |
| КрАз<br>KrAZ       | 829  | Выбросы от производства 20%, сокращение выбросов от ТЭЦ 25%<br>Emissions from production 20%, reduction of emissions from CHP plants 25% |
| Енисей<br>Yenisei  | 400 — в зависимости от мощности и количества ТНУ<br>400 — depending on the power and the number of HPS | 68   |

лам регулирования;

- учитывать сменность и сезонность работы КрАз;
- удовлетворять надежности и бесперебойности работы оборудования по утилизации сбросного тепла, при вводе или выводе производственных циклов.

Ограничение для использования ТНУ:

- производство ТНУ большой мощности развито преимущественно в западных странах;
- необходимо обеспечить бесперебойность теплоснабжения.

Комплекс предлагаемых мер позволяет сократить выбросы в атмосферу, улучшить экологическую обстановку города [7, 8]. В таблице 8 представлены результаты экономии топлива, экологической эффективности от ТЭЦ-ТНУ, от использования ВЭР на КрАз и использования теплоты Енисея. Сокращение расхода топлива при использовании Енисея в качестве источника низкопотенциального тепла для ТНУ определялось относительно угольной котельной, сокращение расхода топлива на КрАз определялось сокращением расхода топлива от ТЭЦ на величину тепловой мощности КрАз.

Использование ВЭР для теплоснабжения городских потребителей может осуществляться как по зонам вокруг источников ВЭР, так и в целом по всей городской системе теплоснабжения. Второй вариант требует дополнительной проработки режимов перекачки теплоносителя и совместной работы ТЭЦ и ВИТ (вторичных источников тепла).

#### Список использованных источников

1. Градирню ТЭЦ-3 в Иванове снесли направленным взрывом. [Электронный ресурс]. – [https://ivteleradio.ru/news/2019/06/29/gradirnyu\\_tec\\_3\\_v\\_ivanove\\_snesli\\_napravlenным\\_vzryvom\\_video\\_](https://ivteleradio.ru/news/2019/06/29/gradirnyu_tec_3_v_ivanove_snesli_napravlenным_vzryvom_video_) (Дата обращения 10.10.2019).
2. Схема теплоснабжения города Красноярск [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docplayer.ru/84142-Shema-teplosnabzheniya-goroda-krasnoyarska-do-2033-goda.html> (Дата обращения 25.10.2019).
3. Немченко Н. И. Теплонасосная установка – перспективный ис-

точник теплоснабжения поселка [электронный ресурс]. <http://www.promen.energy-journals.ru/index.php/PROMEN/article/view/289> (дата обращения 10.10.2020).

4. Национальный проект «Экология». Программа «Чистая страна». План сокращения выбросов в атмосферу в г. Красноярск. [электронный ресурс] <https://strategy24.ru/rf/ecology/projects/natsional-nyu-proyekt-ekologiya> (дата обращения 1.05.2020).

5. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям при производстве алюминия. [электронный ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/564068890> (дата обращения 10.05.2020).

6. Структура Красноярского металлургического завода: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://kramz-trade.ru/about/production/prokatniy\\_uchastok.html](http://kramz-trade.ru/about/production/prokatniy_uchastok.html) (дата обращения: 01.05.2020).

7. Гашо Е. Г. Разработка методологии совершенствования промышленных и коммунальных теплоэнергетических систем: Автореферат дис. д-ра техн. наук: НИУ «МЭИ» 2018.

8. Гашо Е. Г., Зубкова А. Г., Фрей Д. А. Анализ экономических аспектов воздействия климатических факторов на энергокомплекс Москвы при формировании стратегии адаптации к изменению климата // Научные труды Вольного экономического общества России 2019. №2. [электронный ресурс]: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-ekonomicheskikh-aspektov-vozddeystviya-klimaticheskikh-faktorov-na-energokompleks-moskvy-pri-formirovanii-strategii-adaptatsii-k> (дата обращения: 08.06.2020).

#### References

1. The cooling tower of CHPP-3 in Ivanovo is demolished with directed blasting. [Online resource]. – [https://ivteleradio.ru/news/2019/06/29/gradirnyu\\_tec\\_3\\_v\\_ivanove\\_snesli\\_napravlenным\\_vzryvom\\_video\\_](https://ivteleradio.ru/news/2019/06/29/gradirnyu_tec_3_v_ivanove_snesli_napravlenным_vzryvom_video_) (Date of retrieval: Oct 10, 2019).
2. Krasnoyarsk city heat supply diagram [Online resource]. – Access mode: <http://docplayer.ru/84142-Shema-teplosnabzheniya-goroda-krasnoyarska-do-2033-goda.html> (Date of retrieval: Oct 25, 2019).
3. Nemchenko N. I. Heat plant units as a promising source of heat supply of a settlement [online resource]. <http://www.promen.energy-journals.ru/index.php/PROMEN/article/view/289> (date of retrieval Oct 10, 2020).
4. Ecology national project. Clean Country program. Plan of reducing atmospheric emissions in the city of Krasnoyarsk. [online resource] <https://strategy24.ru/rf/ecology/projects/natsional-nyu-proyekt-ekologiya> (date of retrieval: May 01, 2020).
5. Engineering information reference book for the best available aluminium production technologies. [online resource] <http://docs.cntd.ru/document/564068890> (date of retrieval: May 10, 2020).
6. Structure of Krasnoyarsk Metallurgy Plant: [Online resource]. – Access mode: [http://kramz-trade.ru/about/production/prokatniy\\_uchastok.html](http://kramz-trade.ru/about/production/prokatniy_uchastok.html) (date of retrieval: May 01, 2020).
7. Gasho Ye. G. Development of a methodology for improving industrial and municipal thermal power systems: Abstract of doctoral thesis (Dr. Eng.): NRU MPEI 2018.
8. Gasho Ye. G., Zubkova A. G., Frey D. A. Analysis of economic aspects of the impact of climate factors on the Moscow energy complex when forming a strategy for adaptation to climate change // Scientific Proceedings of the Free Economic Society of Russia 2019. No.2. [online resource]: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-ekonomicheskikh-aspektov-vozddeystviya-klimaticheskikh-faktorov-na-energokompleks-moskvy-pri-formirovanii-strategii-adaptatsii-k> (date of retrieval: Jun 08, 2020).

## ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-282-289>

УДК 621.311

# Исследование загрузки силовых трансформаторов в системах сельского электроснабжения

Наумов И. В.<sup>1,2\*</sup>, Карамов Д. Н.<sup>1,3</sup>, Третьяков А. Н.<sup>2</sup>, Якупова М. А.<sup>2</sup>, Федоринова Э. С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ФГБОУ «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

ул. Лермонтова 83, 664074, г. Иркутск, Россия

<sup>2</sup> ФГБОУ «Иркутский государственный аграрный университет им. А. А. Ежевского»

пос. Молодежный 1/1, 664038, г. Иркутск, Россия

<sup>3</sup> ФГБ «Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН», ул. Лермонтова 130, 664058, г. Иркутск, Россия

Поступила / Received 26.08.2020

Принята к печати / Accepted for publication 3.11.2020

Целью настоящего исследования является изучение влияния загрузки силовых трансформаторов (СТ) при их непрерывном использовании, на их энергоэффективность на реальном примере действующих сельских электрических сетей. Отмечается, что подавляющее большинство СТ в сельских районах имеет очень низкий коэффициент загрузки, что приводит к увеличению удельных потерь электрической энергии при ее передаче различным потребителям. Предполагается оптимизировать существующие синхронизированные системы электроснабжения сельских территорий путем создания новых проектов электроснабжения таким образом, чтобы интегрировать существующие источники питания и обеспечить наиболее эффективную загрузку силовых трансформаторов для последующего перевода этих систем в изолированные, получающие питание от средств распределенной генерации. В качестве примера используются данные электросетевой компании по загрузке силовых трансформаторов одного из районов Иркутской области. Рассматриваются вопросы, связанные с определением потерь электрической энергии в сельских СТ при различных численных значениях их коэффициентов загрузки. Разработан вычислительный аппарат с применением современных средств программирования в системе MATLAB, с помощью которого произведен расчет и построены графики зависимости потерь электроэнергии в трансформаторах различной мощности от фактического и рекомендуемого коэффициентов загрузки, а также зависимости удельных потерь при транзите 1 кВА мощности через силовой трансформатор при фактическом, рекомендуемом и оптимальном коэффициентах загрузки. Произведен анализ удельных потерь электрической энергии при фактическом, рекомендуемом и оптимальном коэффициентах загрузки СТ. На основании анализа предложены интервалы оптимальных коэффициентов загрузки для различной номинальной мощности СТ сельских распределительных электрических сетей. Отмечается, что для увеличения энергоэффективности СТ необходимо снижение потерь холостого хода за счет повышения их загрузки, что может быть достигнуто сокращением числа трансформаторов с одновременным изменением конфигурации распределительных сетей 0,38 кВ.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** сельские электрические сети, энергоэффективность силовых трансформаторов, коэффициент загрузки, удельные потери электроэнергии

## Благодарности

Результаты работы, представленные в статье, получены на основании предоставленных данных измерений ОАО «Иркутская сетевая компания» (филиал ООВЭС) за 2019 г.

## Адрес для переписки:

Наумов И. В.

ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», кафедра Электроснабжения и электротехники

ул. Лермонтова 83, 664074, г. Иркутск, Россия

e-mail: [professornaumov@list.ru](mailto:professornaumov@list.ru)

## Address for correspondence:

Naumov I. V.

Irkutsk scientific research technical University, Department of power Supply and electrical engineering

83 Lermontov str., 664074, Irkutsk, Russia

e-mail: [professornaumov@list.ru](mailto:professornaumov@list.ru)

## Для цитирования:

Наумов И. В., Карамов Д. А., Третьяков А. Н., Якупова М. А., Федоринова Э. С. Исследование загрузки силовых трансформаторов в системах сельского электроснабжения. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 282 – 289.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-282-289>

## For citation:

Naumov I. V., Karamov D. A., Tretyakov A. N., Yakupova M. A., Fedurina E. S. [Study of power transformer loading in rural power supply systems]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020, vol. 13, no. 4, pp. 282 – 289. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-282-289>



# Study of power transformer loading in rural power supply systems

Naumov I. V.<sup>1,2\*</sup>, Karamov D. N.<sup>1,3</sup>, Tretyakov A. N.<sup>2</sup>, Yakupova M. A.<sup>2</sup>, Fedorinova E. S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Irkutsk national research technical University

83 Lermontov str., 664074, Irkutsk, Russia

<sup>2</sup> Irkutsk state agrarian University named after A. A. Yezhevsky

village Youth 1/1, 664038, Irkutsk, Russia

<sup>3</sup> Melentiev Energy Systems Institute of SB RAS

130 Lermontov str., 664058, Irkutsk, Russia

The purpose of this study is to study the effect of loading power transformers (PT) in their continuous use on their energy efficiency on a real-life example of existing rural electric networks. It is noted that the vast majority of PT in rural areas have a very low load factor, which leads to an increase in specific losses of electric energy when this is transmitted to various consumers. It is planned to optimize the existing synchronized power supply systems in rural areas by creating new power supply projects in such a way as to integrate existing power sources and ensure the most efficient loading of power transformers for the subsequent transfer of these systems to isolated ones that receive power from distributed generation facilities. As an example, we use data from an electric grid company on loading power transformers in one of the districts of the Irkutsk region. Issues related to the determination of electric energy losses in rural PT at different numerical values of their load factors are considered. A computing device was developed using modern programming tools in the MATLAB system, which has been used to calculate and plot the dependence of power losses in transformers of various capacities on the actual and recommended load factors, as well as the dependence of specific losses during the transit of 1 kVA of power through a power transformer at the actual, recommended and optimal load factors. The analysis of specific losses of electric energy at the actual, recommended and optimal load factors of PT is made. Based on the analysis, the intervals of optimal load factors for different rated power of PT of rural distribution electric networks are proposed. It is noted that to increase the energy efficiency of PT, it is necessary to reduce idling losses by increasing the load of these transformers, which can be achieved by reducing the number of transformers while changing the configuration of 0.38 kV distribution networks.

KEYWORDS: rural electric networks, energy efficiency of power transformers, load factor, specific power losses

## Acknowledgments

The results of the work presented in the article were obtained on the basis of the provided measurement data of JSC Irkutsk Grid Company (OOVES branch) for 2019.

**Введение.** В настоящее время постепенно происходит переход от глобального централизованного электроснабжения отдельных районов к новым, децентрализованным системам, имеющим в качестве основного центра питания источник распределенной генерации (РГ), питающий потребителей по изолированным системам электроснабжения. Это во многом связано с трудностями при сооружении синхронизированных систем электроснабжения отдельных районов, большими капитальными вложениями и издержками при эксплуатации объединенных систем. Поэтому выбор наиболее корректной, экономически обоснованной мощности источника распределенной генерации является одной из актуальнейших задач современной электроэнергетики.

При выборе мощности источника распределенной генерации основное внимание следует уделять той инфраструктуре (производственная, коммунально-бытовая нагрузка), которая уже получает питание от существующих пунктов питания в структуре рассматриваемой системы электроснабжения. Поэтому, прежде чем сооружать комплекс распределенной генерации и проектировать его номинальную мощность для питания таких изолированных систем, необходимо оптимизировать существующие электрические сети

для повышения эффективности функционирования их отдельных элементов, минимизировав возможные дополнительные потери электрической энергии. Это позволит более точно скорректировать и мощность источника распределенной генерации.

Другими словами, если имеется определенная территория с развитой инфраструктурой и существующей системой синхронизированного электроснабжения, то, прежде чем переводить эту систему на питание от РГ, необходимо оптимизировать эту систему, в первую очередь, уделив внимание корректному определению расчетной нагрузки и выборе силовых трансформаторов с наиболее оптимальным коэффициентом загрузки.

Соответствие количества произведенной энергии средствами распределенной генерации и мощности, потребляемой нагрузкой, является одной из самых актуальных задач современных структур изолированных систем электроснабжения. Но прежде чем адаптировать существующую систему электроснабжения к источнику РГ определенной мощности необходимо тщательно проанализировать возможности использования существующих источников питания (СТ) в изолированной системе. Основной целью такого исследования является возможность перевода определенной

части потребителей, получающих питание от синхронизированной системы электроснабжения на изолированную, получающую питание от источника РГ.

На первоначальном этапе была поставлена задача исследования загрузки СТ сельских электрических сетей, т. е., насколько эффективно используется мощность этих источников и определить наиболее эффективные их коэффициенты загрузки. Последующие задачи связаны с рассмотрением возможности перехода от синхронизированной к изолированной системе электроснабжения определенной территории, на которой расположены сельские электропотребители.

**Основная часть.** Нагрузочные потери СТ определяются рабочими токами, и для их снижения без изменения электропотребления, необходимо совершенствовать структуру СТ, в основном, за счет изменения сечения обмоточного провода или использования проводников более дорогого материала с низким удельным сопротивлением. Но это связано с удорожанием самого трансформатора. Потери же холостого тока, вызываемые током намагничивания, постоянны и обусловлены потерями на гистерезис и вихревые токи в пластинах сердечника, а также потери на вихревые токи в других компонентах сердечника, зажимах и болтовых соединениях. Диэлектрические потери незначительны и их можно не учитывать. Поэтому, по некоторым оценкам [1], в потерях холостого хода трансформатора значительная доля приходится именно на гистерезисные, которые составляют от 50 до 80% от общих потерь холостого хода и вихревые потери — от 20 до 50% потерь холостого хода. Конечно в СТ, кроме указанных, существуют и другие дополнительные потери, обусловленные, например, низким качеством электрической энергии [2, 3], но в данной статье этот вопрос не рассматривается.

Часть реактивной мощности, обеспечивающей скорость обмена электромагнитной энергией между трансформатором и пунктом приема может быть скомпенсирована не только за счет средств компенсации реактивной мощности (КРМ), но также и за счет повышения коэффициента загрузки силового трансформатора и соответствующего увеличения его коэффициента активной мощности.

**Цель исследования.** Целью исследования являлось изучение влияния загрузки СТ при непрерывном использовании на их энергоэффективность на реальном примере действующих сельских электрических сетей.

**Задачи исследования.** Для достижения цели исследования необходимо было решить ряд задач, основными из которых являлись следующие:

1. Выбор реальных электрических сетей, осуществляющих электроснабжение сельских потребителей.
2. Определение реальных (фактических) коэффициентов загрузки силовых трансформаторов в этих электрических сетях.
3. Разработка вычислительного инструментария для определения потерь в трансформаторах.
4. Определение влияния загрузки силового трансформатора различной мощности на удельные потери

электрической энергии при реальном, рекомендуемом и оптимальном коэффициентах загрузки.

**Исходные данные.** В качестве исходных данных для анализа использована информация по функционированию Осинских РЭС (районных электрических сетей) Иркутской области (Россия).<sup>1</sup> Эти электрические сети напряжением 10 кВ расположены на достаточно большой территории, выполненные по магистральным типовым схемам и берут свое начало от 6 Центров Питания, а именно: ЦП «Бильчир», имеющий 4 фидера; ЦП «Енисей», имеющий 4 фидера; ЦП «Ново-Ленино», имеющий 4 фидера; ЦП «Осинский», имеющий 6 фидеров; ЦП «Тихоновка», имеющий 5 фидеров и ЦП «Усть-Алтан», имеющий 3 фидера. Всего Осинские сети охватывают 450 трансформаторных подстанций. Для примера выбран ЦП «Осинский», от 6 фидеров которого получают питание 137 трансформаторных подстанций разной мощности. Марка трансформатора ТМ10/0,4. Количественная оценка мощности СТ следующая.

Из общего количества (137 шт.) трансформаторы мощностью 25 кВА составляют 2,2% (3 шт.), со средним коэффициентом загрузки ( $K_{ЗСР}$ ), равным 5,6%; 40 кВА — 2,9% (4 шт.),  $K_{ЗСР} = 5,6\%$ ; 63 кВА — 24,8% (34 шт.), с  $K_{ЗСР} = 24,8\%$ ; 100 кВА — 31,3% (43 шт.) с  $K_{ЗСР} = 22\%$ ; 160 кВА — около 19% (26 шт.) с  $K_{ЗСР} = 38,6\%$ ; 250 кВА — около 11% (15 шт.) с  $K_{ЗСР} = 22,4\%$ ; один трансформатор 320 кВА с  $K_{ЗСР} = 8,8\%$ ; 400 кВА — 6,5% (9 шт.) с  $K_{ЗСР} = 15,4\%$  и трансформаторы мощностью 630 кВА (около 1,5% — 2 шт.) с  $K_{ЗСР} = 26,2\%$ . По всем рассматриваемым электрическим сетям этого класса напряжения коэффициент загрузки силовых трансформаторов составил в среднем 18,8%.

Как известно, номинальная мощность СТ выбирается в зависимости от его расчетной нагрузки на шинах низкого напряжения, а также рекомендуемого коэффициента загрузки, зависящего от категории электроприемников по уровню надежности электроснабжения.

Так как все исследуемые СТ питают в подавляющем большинстве электроприемники 3 категории, то для них *рекомендуемым* значением коэффициента загрузки является величина — 0,85–0,95. Как видно из исследования, значение коэффициента загрузки 18–19% никак не удовлетворяет требованиям эффективного электроснабжения.

**Вычислительный инструмент.** Для оценки энергоэффективности рассматриваемых СТ, в среде программирования *Matlab* был разработан пакет компьютерных программ «Transformer1», «Transformer2», которые позволяют осуществить расчет потерь активной, реактивной и полной мощности СТ. При этом расчет осуществлялся для рекомендуемого коэффициента загрузки каждого трансформатора.

Далее, был произведен расчет количества энергии, проходящей через СТ за год, как при реальном (фактическом), так и при рекомендуемом коэффициенте загрузки, кВА·ч.

Следует отметить, что для оценки энергоэффектив-

<sup>1</sup> Данные периодических измерений нагрузок силовых трансформаторов за 2019 г. предоставлены ОАО Иркутская сетевая компания (филиал ООВЭС).

ности работы СТ предлагается применять удельную величину, а именно: удельные потери, приходящиеся на 1 кВА·ч энергии, проходящей через СТ. Этот показатель и будет характеризовать эффективное использование номинальной установленной мощности СТ в общем объеме передаваемой электрической энергии. Поэтому был произведен расчет таких удельных потерь для каждого из исследуемых трансформаторов при фактическом и рекомендуемом значении коэффициента загрузки.

**На первом этапе** выполнения исследований рассматривался вопрос об изменении потерь в трансформаторах определенной номинальной мощности с различными коэффициентами загрузки.

На основании исходной информации с помощью разработанного пакета программ произведено вычисление активных, реактивных, полных потерь трансформатора и удельных потерь энергии при транзите через него 1 кВА·ч электрической энергии. На основе вычислений были получены зависимости этих потерь при фактическом и рекомендуемом коэффициенте загрузки для всех номиналов мощностей трансформаторов (рисунки 1 и 2, графики 1–3).

Анализ полученных зависимостей показал следующее. Полные потери в трансформаторах мощностью 25 кВА при рекомендуемом коэффициенте загрузки (0,95) в 2,3 раза будут превышать аналогичные потери при среднем фактическом коэффициенте загрузки (0,059). Такое превышение характерно для всех номинальных мощностей СТ. Для трансформаторов 40 кВА превышение составляет 1,96; для мощности 63 кВА — в 1,06 раза; для 100 кВА — в 1,72 раза; для 160 кВА — в 1,63 раза; для 250 кВА — в 2,01 раза; для 320 кВА — в 1,76 раза; для 400 кВА — в 2,31 раза и для 630 кВА — 2,12. Такое превышение объяснимо, так как чем больше токовая нагрузка, тем больше потери. Поэтому на **втором этапе** исследования было решено рассмотреть

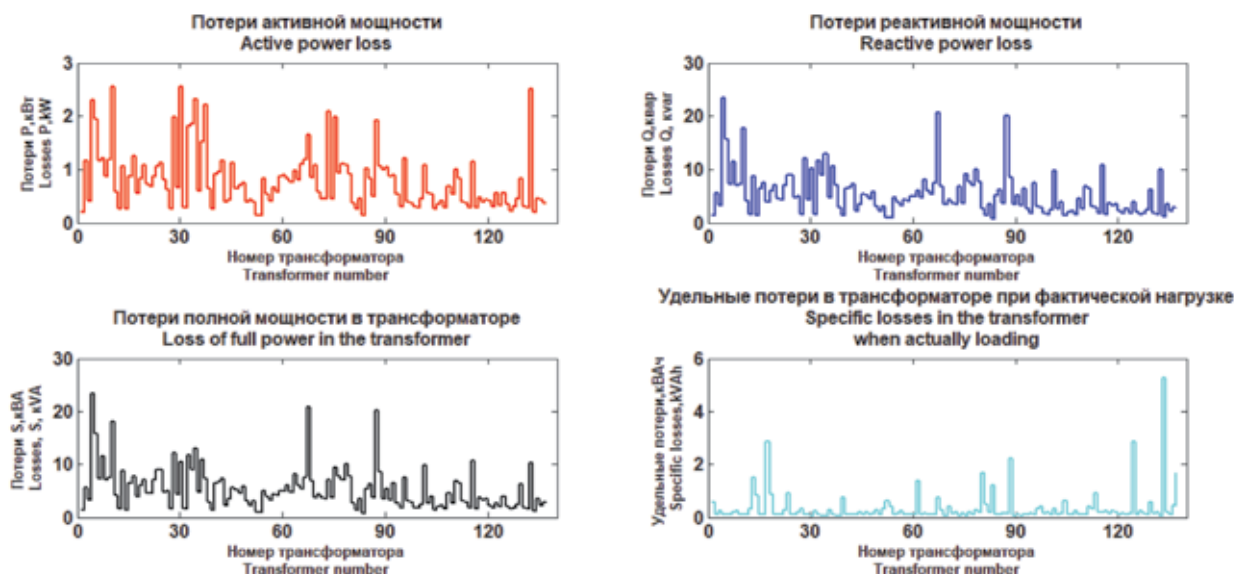
вопрос об удельных потерях электрической энергии в трансформаторе при пропускании через него полной мощности в единицу времени. Для этой цели выполнен расчет таких потерь для всех номиналов мощностей исследуемых трансформаторов.

На рисунках 1 и 2 (графики 4) представлены функциональные зависимости удельных потерь полной мощности, пропускаемой через СТ при сравниваемых коэффициентах загрузки (фактическом — рисунок 1 и рекомендуемом — рисунок 2).

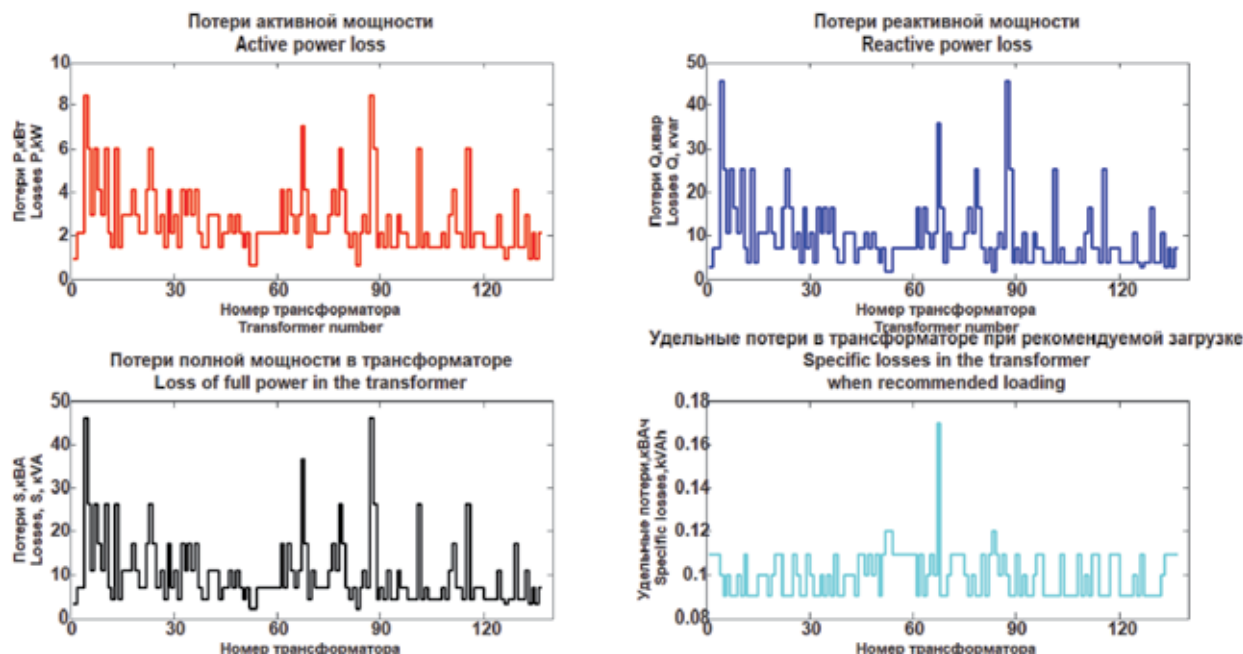
Анализ полученных зависимостей показал следующее. Для силовых трансформаторов мощностью 25 кВА удельные потери электроэнергии при пропускании через трансформатор 1 кВА полной мощности при рекомендуемом коэффициенте загрузки (0,95) в 9,25 раз меньше, чем аналогичные удельные потери, пропускаемые через СТ при фактическом (среднем) коэффициенте загрузки (0,059).

Аналогичная ситуация наблюдается и с другими исследуемыми СТ. Так, для трансформаторов мощностью 40 кВА превышение составило 23,4 раза; для трансформатора 63 кВА — 2,86 раза; для 100 кВА — в 2,88 раза; для 160 кВА — в 4,86 раз; для 250 кВА — в 4,71 раза; для 320 кВА — в 6,2 раза; для 400 кВА — в 9,14 раза и для 630 кВА — в 3,75 раза. Таким образом, отчетливо видно, что удельные потери энергии тем ниже, чем выше коэффициент загрузки трансформатора.

В [4–6] отмечается, что максимум энергоэффективности достигается при вполне определенной загрузке трансформатора заданной мощности. А так как оптимальные потери холостого хода (хх) и короткого замыкания (кз) однозначно связаны между собой через максимум коэффициента энергоэффективности, то повышение энергоэффективности трансформаторов трансформаторных подстанций это не просто уменьшение потерь хх и кз трансформаторов, а обеспечение определенных сочетаний минимальных потерь хх и кз



**Рисунок 1.** Зависимость потерь в трансформаторах различной мощности от фактического коэффициента нагрузки  
**Figure 1.** Dependence of losses in transformers of different power at the actual load factor



**Рисунок 2.** Зависимость потерь в трансформаторах различной мощности от рекомендуемого коэффициента загрузки  
**Figure 2.** Dependence of losses in transformers of different power at the recommended load factor

при заданной нагрузке.

Соотношения потерь холостого тока и короткого замыкания определяют номинальную мощность, заданную для СТ [7, 8].

Во многих литературных источниках отмечается, что фактический коэффициент загрузки СТ практически всегда много ниже, чем рекомендуемый для определенной категории потребителей по уровню надежности электроснабжения. Поэтому достаточное количество исследований [9–12] посвящено определению именно оптимального коэффициента загрузки. С учетом некоторых допущений, *оптимальный коэффициент загрузки* может быть определен взаимосвязью потерь холостого хода и короткого замыкания<sup>2</sup>:

$$P_{xx} = P_{кз} (\alpha_m)^2$$

При этом коэффициент загрузки  $\alpha_m$  будет являться оптимальным и соответствовать максимальной энергоэффективности трансформатора.

В связи с этим на **3 этапе исследований** возникла необходимость рассмотреть вопрос взаимосвязи удельных потерь энергии при различных коэффициентах загрузки. Для этой цели были разработаны 2 компьютерных программы в системе *Matlab*: “*Transformer 3*” и “*Transformer 4*”. Эти программы позволяют осуществить расчет удельных потерь энергии при *нормативном* (рекомендуемом), равным 0,95; оптимальном, вычисленном представленному выражению, а также при изменяющемся коэффициенте загрузки от 0,1 до 0,95.

В результате были рассчитаны и получены зависимости удельных потерь энергии при транзите 1 кВА

мощности для каждого из 137 СТ при фактическом, рекомендуемом и оптимальном коэффициенте загрузки (рисунки 3–5).

Следует отметить, что уменьшение точек на графиках рисунков 4 и 5 по сравнению с рисунком 3 связано с тем, что большое количество СТ одинаковой мощности имеет практически одинаковые значения рекомендуемого и оптимального коэффициентов загрузки.

Анализ рисунков 3–5 показал следующее. Для СТ мощностью 25 кВА наиболее оптимальным является коэффициент загрузки 0,73. При этом значении удельные потери энергии при транзите 1 кВА мощности в 9,25 раза меньше, чем при фактическом среднем значении этого коэффициента, равного для трансформаторов этой мощности 0,06. При этом, даже если коэффициент загрузки составит 0,95, удельные потери при транзите через СТ 1кВА мощности не меняются. Т. е., значение удельных потерь через СТ при коэффициенте загрузки 0,95 остается таким же также, как и при коэффициенте загрузки 0,73. Таким образом коэффициент загрузки 0,73 является минимально-целесообразным.

Для трансформаторов 40 кВА наиболее целесообразным является коэффициент равный 0,72. В этом случае удельные потери по сравнению с реальным коэффициентом загрузки (0,191) уменьшатся в 28,4 раза.

Аналогично этому, определены оптимальные коэффициенты загрузки и для СТ других номинальных мощностей. Так, для мощности 63 кВА оптимальным коэффициентом загрузки будет 0,78 (удельные потери снижаются по сравнению с фактическим коэффициентом загрузки в 4,6 раза); для 100 кВА — 0,78 (потери снижаются в 7,7 раза); для 160 кВА — 0,58 (снижение потерь в 17 раз); для 250 кВА — 0,66 (снижение потерь в 33 раза — с 0,33 до 0,01); для 320 кВА — 0,42 (потери снижаются в 74 раза — с 0,74 до 0,01); для 400 кВА —

<sup>2</sup> Ю. Савинцев. Надежный поставщик — ключ к безаварийности и энергоэффективности / Газета “Энергетика и промышленность России”, № 09 (365) май 2019 года. Наука и новые технологии.



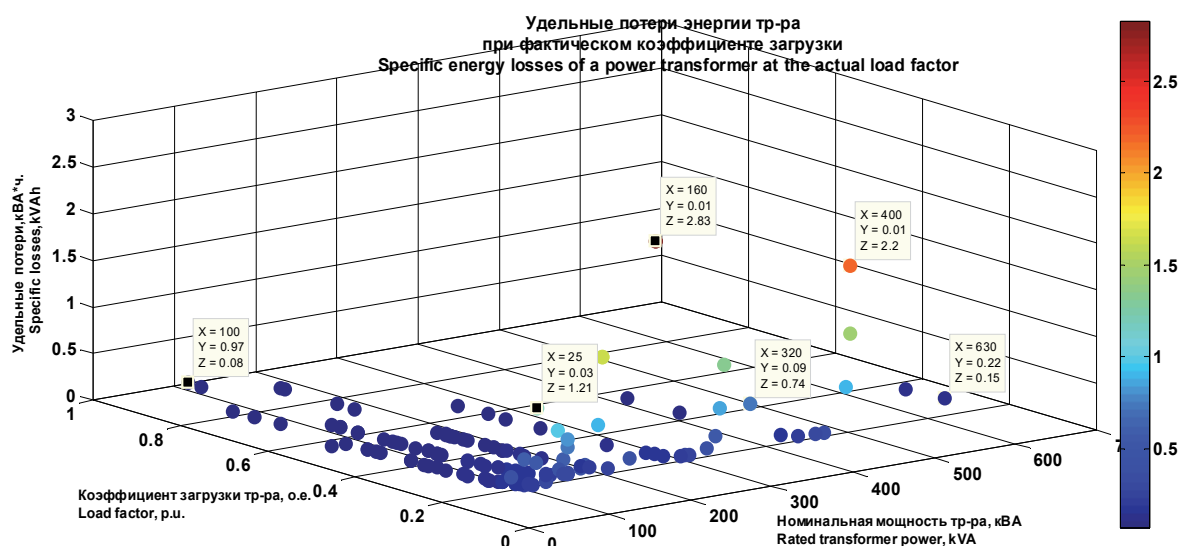
0,31 (снижение в 64 раза) и для 630 кВА — минимальный коэффициент загрузки составляет 0,17. При этом удельные потери энергии с возрастанием коэффициента загрузки не меняются.

Проведенный анализ показал, что для исследуемых электрических сетей существует реальная возможность повышения энергоэффективности при условии рекомендуемой загрузки трансформаторов до 95%. В частности, для трансформаторов номинальной мощности 25 кВА коэффициент загрузки следует повысить в среднем на 67%, для 40 кВА — на 53%; для 63 кВА — на 50%; для 100 кВА — на 45%; для 160 кВА — на 18%; для 250 кВА — на 43%; для 320 кВА — на 33%; для 400 кВА — на 15%, для 630 кВА коэффициент загрузки можно существенно не изменять.

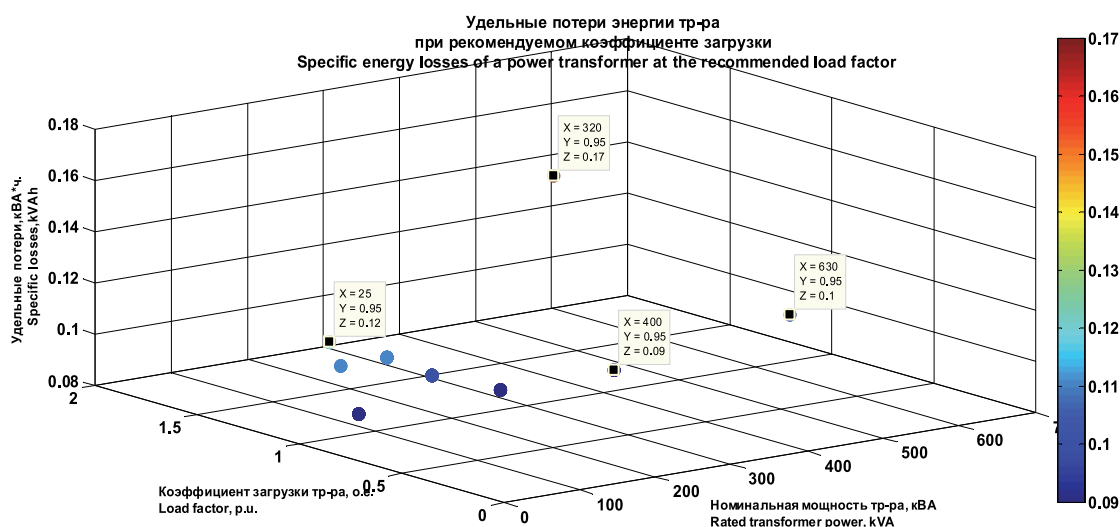
В трех СТ по 25 кВА при фактических коэффициентах загрузки 0,03, 0,06 и 0,09 (среднее значение составляет 0,06) удельные потери энергии превышают аналогичные при оптимальном (0,47), рассчитанном по выше

приведенному выражению, **в 6,2 раз**, а при рекомендуемом (0,95) — **в 7,5 раз**. На основе анализа рисунков 3 и 4 установлено, удельные потери при рекомендуемом коэффициенте загрузки (0,95) будут такими же, что и при коэффициенте загрузки 0,73. Следовательно значение коэффициента загрузки 0,73 и будет являться целесообразным. Практически во всех литературных источниках утверждается, что период эксплуатации СТ существенно влияет на увеличение потерь холостого хода. По всей видимости это связано с тем, что при периодическом перемагничивании ферромагнетика в нём происходят необратимые процессы, на которые расходуется энергия от намагничивающего источника. Поэтому скорость перемагничивания ферромагнитного материала определяет и степень проявления различных видов потерь.

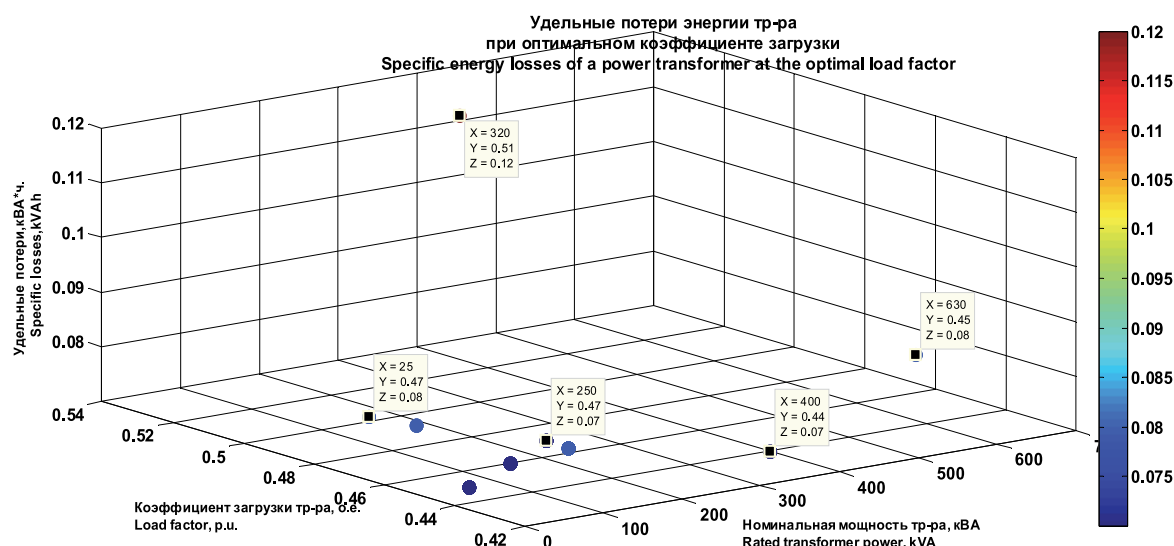
Соответственно со временем эксплуатации СТ увеличиваются и гистерезисные потери. Достоверная информации о том, какие конкретно из 137 исследуемых



**Рисунок 3.** Изменение удельных потерь энергии при транзите 1 кВА мощности через СТ при фактических коэффициентах загрузки  
**Figure 3.** Change in specific energy losses during transit of 1 kVA of power through a PT at the actual load factors



**Рисунок 4.** Изменение удельных потерь энергии при транзите 1 кВА мощности через СТ при рекомендуемом коэффициенте загрузки  
**Figure 4.** Change in specific energy losses during transit of 1 kVA of power through a PT at the recommended load factor



**Рисунок 5.** Изменение удельных потерь энергии при транзите 1 кВА мощности через СТ при оптимальных коэффициентах загрузки  
**Figure 5.** Change in specific energy losses during the transit of 1 kVA of power through a PT at an optimal load factors

трансформаторов работают 20 и более лет, отсутствует. В связи с этим можно утверждать, что *оптимальным коэффициентом загрузки трансформаторов 25 кВА* будут значения, находящиеся в пределах **0,47–0,73**. Кроме того, в этом же примерно диапазоне будет наиболее высокий к.п.д. трансформатора согласно исследованиям [13].

Для трансформаторов 40 кВА (4 шт.) удельные потери при среднем фактическом коэффициенте загрузки  $K_3$ , равном 0,19, в **19 раз** больше потерь при оптимальном  $K_3$  (0,46). С учетом анализа рисунков 3, 4, оптимальный коэффициент загрузки будет находиться в пределах  $\alpha_m = 0,46 - 0,72$ . Для трансформаторов 63 кВА (33 шт.) удельные потери при среднем фактическом  $K_3 = 0,28$  в **2,2 раза** больше тех же потерь при оптимальном (0,45). И оптимальным для  $\alpha_m$  будет интервал **0,45 – 0,78**.

Аналогично для трансформаторов 100 кВА (43 шт.) превышение составляет **2,1 раза**, а интервал для  $\alpha_m$  составляет **0,43 – 0,78**.

Для трансформаторов 160 кВА (26 шт.) превышение — в **3,8 раза**, интервал для  $\alpha_m$  составляет **0,46 – 0,58**. Для трансформаторов 250 кВА (16 шт.) превышение — также в **3,8 раза**, интервал  $\alpha_m$  — **0,47 – 0,66**. Для трансформаторов 320 кВА (1 шт.) превышение — в **6,2 раза**,  $\alpha_m$  — **0,51**. Для трансформаторов 400 кВА (9 шт.) превышение — в **7,1 раза**,  $\alpha_m = 0,44$ . Для трансформаторов 630 кВА (2 шт.) превышение составило **3 раза**,  $\alpha_m = 0,45$ .

## Выводы

Проведенным анализом установлено следующее.

1. СТ сельских распределительных сетей Осинского района Иркутской области работают со значительной недогрузкой. Средний коэффициент загрузки по всем трансформаторам составляет 0,22.
2. Среднее значение удельных потерь электроэнергии, проходящей через СТ, при транзите 1 кВА мощности составляет 0,6.
3. Рекомендуемыми оптимальными коэффициен-

тами загрузки для трансформаторов мощностью 25, 40, 63, 100, 160, 250, 320, 400 и 630 кВА являются соответственно, значения: 0,47–0,73; 0,46–0,72; 0,45–0,78; 0,43–0,78; 0,46–0,58; 0,47–0,66; 0,51; 0,44; 0,45.

4. Для увеличения энергоэффективности СТ необходимо снижение потерь холостого хода за счет повышения их загрузки, что может быть достигнуто сокращением числа трансформаторов с одновременным изменением конфигурации распределительных сетей 0,38 кВ.

5. В сельских сетях нормативными актами не предусмотрена КРМ, но, тем не менее, низкая загрузка трансформаторов приводит к естественному увеличению реактивной мощности. Следовательно, замена трансформаторов с низким коэффициентом загрузки (менее 20–30%) позволит снизить коэффициент реактивной и повысить коэффициент активной мощности силового трансформатора.

## Список использованных источников

1. Power Transformers – Introduction to measurement of losses. Document published: August 2016 Lead author of this document: Angelo Baggini (ECD) Project coordinator: WIP. Horizon 2020 programme Project acronym: INTAS Project full name: Industrial and tertiary product Testing and Application of Standard / ([https://www.intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS\\_transformers\\_descr.pdf](https://www.intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS_transformers_descr.pdf)).
2. Наумов И. В., Гантулга Д., Шевченко М. В. Исследование режимов работы электрических сетей низкой наблюдаемости Монголии / Вестник ИргЦХА 2016; 73: 140–147.
3. Vinogradov A. V., Vinogradova A. V., Bolshev V. E., Ward M. O., Makhyanova N. V., Dolomaniuk L. V. Justification for creating a mobile complex to assess electric energy loss in power transformers during the operation process / E3S Web of Conferences 124, 02009 (2019) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912402009>
4. Zeynep Kaya, Nazim İmal. On power transformers energy efficiency based load transfer analysis / International Journal of Energy Applications and Technologies, December 2018 // doi: 10.31593/ijeat.442589.

5. Khomenko I. V., Berezka S. K., Poliakov I. V. Analysis of optimum operating modes of power transformers under operating conditions / Electrical Engineering and Electromechanics. 2016. no 6 pp. 70–73 // doi:10.20998-2074-272X.2016.6.12.

6. Baidak Yu., Matukhno V., Chaikovskiy V. Enege efficient transformers with various load graphics for the consumers of electric power/ Refrigeration Engineering and Technology 52(2), June 2016 // doi: 10.21691/ret.v52i2.59

7. Трансформаторы силовые распределительные 6–10 кВ мощностью 63–2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания / Акционерное общество «Российские сети». СТО 34.01-3.2-011-2017 (дата введения 12.04.2017 г.).

8. Alyunov A. N., Vyatkina O. S., Akhmetova I. G., Pentiu R. D., Sakipov K. E. Issues on optimization of operating modes of power transformers / E3S Web of Conferences 124, 02015 (2019).

9. By Edvard. Losses in the power transmission system and short, medium and long line model analysis/ Home / Technical Articles / Transformers / Transmission and Distribution / <https://electrical-engineering-portal.com/losses-power-transmission-system>, February, 21st 2018.

10. Грачева Е. И., Наумов О. В., Федотов Е. А. Влияние нагрузочной способности силовых трансформаторов на их эксплуатационные характеристики / Казанский государственный энергетический университет, г. Казань // Проблемы энергетики 2017; 19 (7–8): 71–77.

11. Ивакин В. Н., Ковалев В. Д., Магницкий А. А. Нормирование энергоэффективности распределительных трансформаторов // Энергия единой сети 2017; 5 (34): 20–31.

12. Котов Г. Н. Потери в силовом трансформаторе и как их уменьшить [Текст] / Г. Котов // Радиоаматор 2016; 2: 14–17.

## References

1. Power Transformers – Introduction to measurement of losses. Document published: August 2016 Lead author of this document: Angelo Baggini (ECD) Project coordinator: WIP. Horizon 2020 programme Project acronym: INTAS Project full name: Industrial and tertiary product Testing and Application of Standard / ([https://www.intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS\\_transformers\\_descr.pdf](https://www.intas-testing.eu/storage/app/media/INTAS_transformers_descr.pdf)).

2. Naumov I. V., Gantulga D., Shevchenko M. V. Investigation of

operation modes of electric networks of low observability in Mongolia / Vestnik Irgsha 2016; 73: 140–147. (in Russ).

3. Vinogradov A. V., Vinogradova A. V., Bolshev V. E., Ward M. O., Makhyanova N. V., Dolomaniuk L. V. Justification for creating a mobile complex to assess electric energy loss in power transformers during the operation process / E3S Web of Conferences 124, 02009 (2019) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912402009>

4. Zeynep Kaya, Nazım İmal. On power transformers energy efficiency based load transfer analysis / International Journal of Energy Applications and Technologies, December 2018 // doi: 10.31593/ijeat.442589

5. Khomenko I. V., Berezka S. K., Poliakov I. V. Analysis of optimum operating modes of power transformers under operating conditions / Electrical Engineering and Electromechanics.2016.no 6 pp. 70–73// doi:10.20998-2074-272X.2016.6.12.

6. Baidak Yu., Matukhno V., Chaikovskiy V. Enege efficient transformers with various load graphics for the consumers of electric power / Refrigeration Engineering and Technology 52(2), June 2016// doi: 10.21691/ret.v52i2.59.

7. Power distribution Transformers 6–10 kV with a capacity of 63–2500 kVA. Requirements for the level of no-load and short-circuit losses / Joint-stock company "Russian networks". One HUNDRED 34.01-3.2-011-2017 (date of introduction 12.04.2017) (in Russ).

8. Alyunov A. N., Vyatkina O. S., Akhmetova I. G., Pentiu R. D., Sakipov K. E. Issues on optimization of operating modes of power transformers / E3S Web of Conferences 124, 02015 (2019).

9. By Edvard. Losses in the power transmission system and short, medium and long line model analysis / Home / Technical Articles / Transformers / Transmission and Distribution / <https://electrical-engineering-portal.com/losses-power-transmission-system>, February, 21st 2018.

10. Gracheva E. I., Naumov O. V., Fedotov E. A. Influence of load capacity of power transformers on their operational characteristics / Kazan state power engineering University, Kazan // Energy issues 2017; 19 (7–8): 71–77 (in Russ).

11. Ivakin V. N., Kovalev V. D., Magnitsky A. A. energy efficiency Regulation of distribution transformers // Unified grid energy 2017; 5 (34): 20–31(in Russ).

12. Kotov G. N. Losses in a power transformer and how to reduce them [Text] / G. Kotov // Radioamator 2016; 2: 14–17 (in Russ).



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-290-295>

УДК 621.165

## Экспериментальные исследования изменения уровня и нагрева основного конденсата в ПНД смешивающего типа

**Сухорукова Е. А., Трифонов Н. Н., Колпаков С. П.\***

Открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова (ОАО «НПО ЦКТИ»)  
Атаманская ул., д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 20.08.2020

Принята к печати / Accepted for publication 24.11.2020

В тепловых схемах отечественных паровых турбин широкое применение нашли подогреватели низкого давления (ПНД) смешивающего типа с безнапорным струйным водораспределением и противоточным движением воды и пара. Выбор противоточного варианта движения сред обеспечивает максимально эффективный теплообмен. Однако, до настоящего времени актуальна техническая проблема обеспечения надежной работы ПНД во всем диапазоне расчетных нагрузок энергоблоков ТЭС и АЭС.

В процессе пусконаладочных работ и эксплуатации ПНД смешивающего типа турбин 800÷1200 МВт ТЭС и АЭС выявилось наличие металлических стуков в зоне обратного клапана, гидроударов в отсеке нагрева. Априорно указанные явления указывали на конструктивные недостатки ПНД или производственные дефекты при их изготовлении. Проведенные НПО ЦКТИ исследования показали, что периодические гидроудары в отсеке нагрева и металлические стуки происходят в следствие неравномерности распределения по окружности основного конденсата и подачи пара. Это приводит к поломке обратного клапана и разрушению перфорированных тарелок и нерасчетному нагреву воды в объеме кольцевой водяной камеры ПНД. Для выяснения причин возникших разрушений, разработки рекомендаций по реконструкции аппаратов и дальнейшего учета при проектировании были проведены две серии экспериментальных исследований на подогревателях смешивающего типа турбоагрегатов 800 МВт ПНСВ-2000-1 и ПНСВ-2000-2, изготовленных на ТКЗ «Красный котельщик». Цель экспериментальных исследований — определение изменения уровня воды в водяной камере и нагрева основного конденсата в элементах отсека нагрева при работе энергоблока в штатном режиме на нагрузках 400÷850 МВт. По результатам исследований уточнена методика расчета ПНД смешивающего типа с учетом выявленной неравномерности нагрева воды в водяной камере, разработаны и внедрены рекомендации по их реконструкции.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ПНД смешивающего типа, неравномерность нагрева воды, экспериментальные исследования, методика расчета, рекомендации по реконструкции ПНД

### Адрес для переписки:

Колпаков С. П.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)  
ул. Атаманская, 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия,  
e-mail: KolpakovSP@ckti.ru

### Address for correspondence:

Kolpakov S. P.

Joint Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» (JSC «NPO CKTI»)  
3/6, Atamanskaya Str., Saint-Petersburg, Russia, 191167  
e-mail: KolpakovSP@ckti.ru

### Для цитирования:

Сухорукова Е. А., Трифонов Н. Н., Колпаков С. П. Результаты экспериментальных исследований изменения уровня и нагрева основного конденсата в ПНД смешивающего типа, уточнение методики их расчета и рекомендации по реконструкции. Надежность и безопасность энергетики. 2020. – Т. 13, №4. – С. 290–295.  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-290-295>

### For citation:

Sukhorukova E. A., Trifonov N. N., Kolpakov S. P. [Results of experimental studies of changes in the level and heating of the main condensate in mixing-type LPH] *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 290–295 (in Russian).  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-290-295>



## Results of experimental studies of changes in the level and heating of the main condensate in mixing-type LPH

**Sukhorukova E. A., Trifonov N. N., Kolpakov S. P.\***

*Joint Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment»  
(JSC «NPO CKTI»)*

*3/6, Atamanskaya Str., Saint-Petersburg, Russia, 191167*

In the thermal circuits of domestic steam turbines, mixing-type low-pressure heaters (LPH) with free-flow jet water distribution and counter-flow of water and steam are widely used. The choice of the counterflow variant of the media movement ensures the most efficient heat transfer. However, the technical problem of ensuring reliable operation of LPH in the entire range of design loads of TPP and NPP power units is still relevant.

During the commissioning and operation of mixing-type LPH in 800÷1200 MW turbines of TPP and NPP, the presence of metal knocks in the zone of the check valve, hydraulic shocks in the heating section were revealed. A priori, these phenomena indicated design flaws in LPH or manufacturing defects in their production. Research carried out by NPO CKTI specialists showed that periodic hydraulic shocks in the heating section and metal knocks occur as a result of uneven distribution around the circumference of the main condensate and steam supply. This leads to a breakdown of the check valve and the destruction of perforated plates and off-design heating of water in the volume of the annular LPH water chamber. To clarify the causes of the damage, develop recommendations for the reconstruction of the apparatus and further account for the design, two series of experimental studies were carried out on mixing-type heaters of 800 MW turbine units PNSV-2000-1 and PNSV-2000-2 manufactured at PJSC Krasny Kotelshchik. The purpose of the experimental studies was to determine the change in the water level in the water chamber and the heating of the main condensate in the elements of the heating compartment during normal operation of the power unit at loads of 400÷850 MW. Based on the results of the research, the method for calculating the mixing-type LPH has been refined, taking into account the revealed non-uniformity of water heating in the water chamber, recommendations for their reconstruction have been developed and implemented.

**KEYWORDS:** mixing-type LPH, uneven water heating, experimental studies, calculation method, recommendations for the reconstruction of LPH

Принципиальная конструкция ПНД смешивающего типа с безнапорным струйным водораспределением, работающего в схеме турбоагрегатов К-200-130, К-300-240, К-500-240, К-800-240, К-1000-60/3000, представлена на рисунке 1. Основные узлы подогревателя: паровая камера 1, нагревательный отсек 2, конденсатосборник 3 и перегородка 4. В паровой камере расположены патрубки подвода греющего пара 5. На патрубках установлены обратные паровые клапаны 6. Паровая камера соединена с нагревательным отсеком центральной паровой трубой 7. В нагревательном отсеке расположены водоприемное устройство в виде кольцевой камеры 8, патрубок подвода пара для предварительного нагрева 9 и водораспределительное устройство в виде двух кольцевых перфорированных тарелок 10 и 11. При этом верхняя тарелка 10 совмещена с дном водоприемной камеры. В нагревательном отсеке расположен также приемный патрубок линии аварийного перелива 12. На перегородке 4 имеются уравнивательные патрубки 13, конус слива нагретого конденсата 14 в барботажное устройство 15 с патрубком подвода горячего теплоносителя 16. Подвод пара от коллектора собственных нужд для предварительного нагрева и деаэрации конденсата осуществляется через патрубок 17. Потоки основных рабочих тел в аппарате показаны на рисунке стрелками.

В аппарате предусмотрены следующие средства защиты турбины от поступления воды из подогревателя:

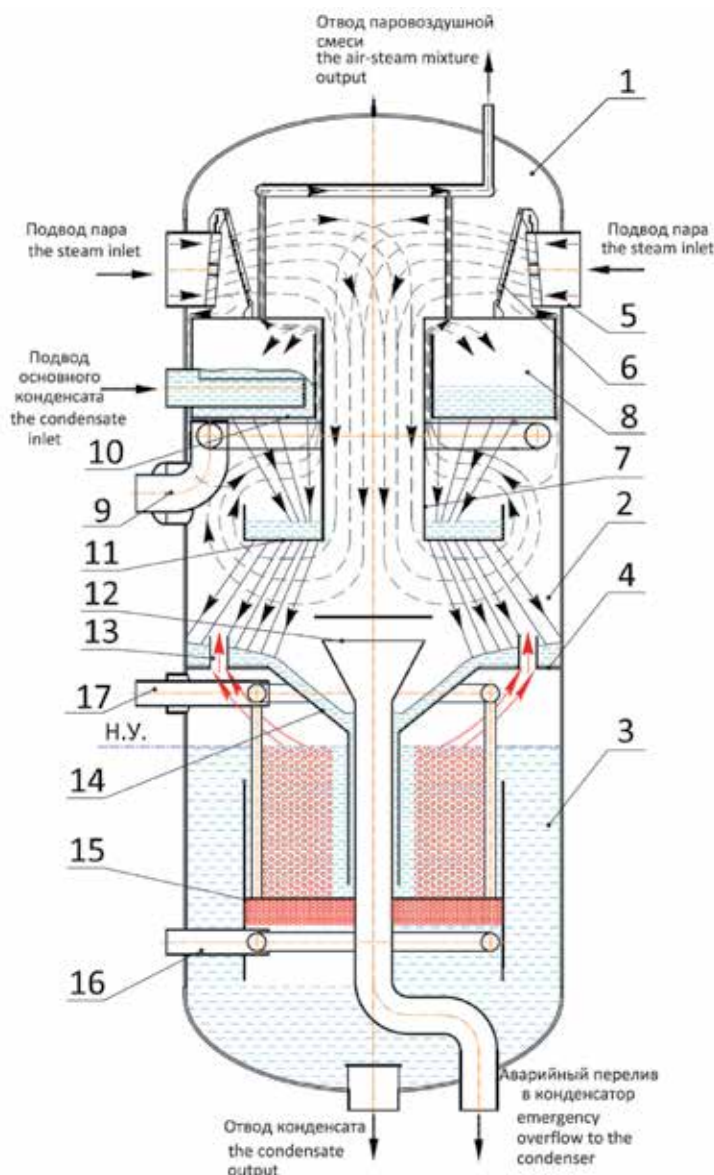
1. Патрубок аварийного слива конденсата из отсека нагрева в конденсатор через безарматурный гидрозатвор.
2. Перегородка, отделяющая отсек нагрева от отсека сбора конденсата.
3. Гравитационная сепарация вскипающего на перегородке конденсата за счет выноса отсека нагрева от перегородки до патрубка подвода пара.
4. Обратный паровой клапан, исключающий мгновенный большой расход обратного потока пара.
5. Система защиты от повышения уровня в отсеке нагрева выше допустимой величины путем подачи сигнала на останов насосов первой ступени.

Подвод воды в водяную камеру осуществляется через один или два патрубка, снабженные гидрозатвором. Далее вода поступает в кольцевую водяную камеру. Наличие гидрозатвора исключает поступление пара в патрубок и гидроудары в нем при частичных нагрузках. Далее вода струями сливается вниз на нижнюю перфорированную тарелку и поступает на перегородку образуя второй ряд струй. Величина нагрева в водяной камере определяется по формуле, полученной по результатам испытаний модели в ЦКТИ и приведенной в [1]:

$$\Delta t = \frac{Q}{R \cdot F} \quad (1)$$

где:  $\Delta t$  — температурный напор;

$F$  — площадь поверхности контакта теплообменивающихся сред;



**Рисунок 1.** Подогреватель смешивающего типа с безнапорным струйным водораспределением

**Figure 1.** Mixing type heater with non-pressure water jet distribution

$Q$  — количество переданной тепловой энергии;  
 $R$  — коэффициент теплопередачи при конденсации пара на поверхности.

В [1–3] нагрев конденсата паром в водяной камере рекомендовано принимать равным 1°C. Кроме того, в работах, выполненных совместно ВТИ и ЦКТИ до 2000 г., нагрев конденсата в струях для ПНД рекомендовано определять по формуле:

$$lg \frac{t_n - t_1}{t_n - t_2} = 0,053 \frac{l}{Pr^{0,62}} \sqrt{\left(\frac{W_n}{W_k}\right)^2 \frac{\rho_n}{\sigma_k d}}, \quad (2)$$

где:  $t_n$  — температура насыщенного греющего пара при давлении на входе в струйный пучок;  
 $t_1, t_2$  — температура воды в начале и конце пучка струй;  
 $W_n, W_k$  — средняя скорость пара в пучке струй и скорость воды в начале струи;

$\sigma_k$  и  $P_r$  — коэффициент поверхностного натяжения и критерий Прандтля для воды на линии насыщения;  
 $\rho_n$  — плотность пара.

Формула (2) получена экспериментально при поперечном движении потока пара и пучка струй при следующих условиях: давление пара в подогревателе  $P_n = 100 \div 130$  кПа, начальная скорость воды в струе  $W_k = 0,8 \div 1,7$  м/с, диаметр струи  $d = 2 \div 15$  мм, ее длина  $0,2 \div 0,7$  м, динамический напор парового потока на входе в пучок струй  $\rho_n \cdot W_n^2 = 4 \div 60$  кг/м<sup>2</sup>.

Эффективность теплообмена зависит от скорости потока пара: чем выше скорость пара, тем эффективнее теплообмен и тем меньше габариты аппарата и тем больше угол отклонения струй от вертикального положения.

Расчеты по вышеприведенным зависимостям и результаты опытов ВТИ и ЦКТИ показали, что 90÷95% пара конденсируется на первом (верхнем) ряду струй.

При увеличении расхода воды, в частности, при работе трех насосов первой ступени растет расход и скорость пара. Это может привести к захвату капель воды из нижнего ряда струй и их попаданию на нижнюю тарелку. Увеличение расхода воды, пара и циркуляция воды из нижнего ряда струй на верхний сопровождается переполнением второй тарелки и переливом воды через борт. Это приводит к дополнительному «перекрытию» проходного сечения в кольцевом зазоре аппарата и увеличению скорости встречного потока пара. Таким образом, создаются условия для захвата влаги потоком пара и, как следствие, гидроударов.

Неравномерное по окружности распределение расхода воды и связанный с этим расход пара приводят к местному переполнению нижней тарелки и гидроударам.

Для обеспечения допустимых скоростей движения пара необходимо увеличить площадь проходного сечения для набегающего потока в нижнем ряду струй и в кольцевом зазоре между бортом нижней тарелки и корпусом аппарата. Таким образом, снижение скорости движения пара до допустимых значений приводит к увеличению габаритов аппарата.

В процессе пуска наладочных работ и опыта эксплуатации ПНД смешивающего типа турбин 800÷1200 МВт ТЭС и АЭС выявилось наличие металлических стуков в зоне обратного клапана, гидроударов в отсеке нагрева. Это приводит к поломке обратного клапана и разрушению перфорированных тарелок.

Для выяснения причин возникших разрушений, разработки рекомендаций по реконструкции аппаратов и дальнейшего учета при проектировании, были проведены две серии экспериментальных исследований на подогревателях смешивающего типа турбоагрегатов 800 МВт ПНСВ-2000-1 и ПНСВ-2000-2, изготовленных на ТКЗ «Красный котельщик». Цель экспериментальных исследований — определение изменения уровня воды в водяной камере и нагрева основного конденсата в элементах отсека нагрева (в водяной камере, в первом и во втором пучке струй, на второй перфорированной тарелке) при работе энергоблока в штатном режиме на нагрузках 400–850 МВт.

Для проведения исследования была разработана и смонтирована экспериментальная схема измерения температуры конденсата в водяных камерах ПНД-1 и ПНД-2. Расположение точек измерения температуры (Т.1, Т.2, Т.3) приведено на рисунке 2.

Специальные термозонды устанавливались в трех точках по окружности (Т.1, Т.2, Т.3) в водяной камере, под нижней тарелкой и в конденсатосборнике. Для обеспечения достаточной точности измерений, предварительно проведена индивидуальная градуировка термозондов. Для измерения уровня установлены указательные колонки на водяной камере. При экспериментальных исследованиях использовались также штатные контрольно-измерительные приборы с погрешностью измерения расхода 0,3%, давления 0,5%, температуры 0,6%.

В первой серии опытов на ПНД-1, 2 были выявлены автоколебания и металлический стук обратных паровых клапанов, гидроудары в отсеке нагрева, увеличение содержания кислорода на выходе из ПНД-1 с 30 до 350 мкг/л, недостаточно эффективная деаэрация в ПНД-2; снижение содержания кислорода с 350 до 140 мкг/л при мощности турбоустановки 80÷100% от  $N_{ном}$ .

Нагрев основного конденсата в ПНД-1 в зависимости от нагрузки энергоблока составил 20–27°C, из них: в водяной камере 2–3°C, в верхнем струйном пучке 11–15°C, в нижнем струйном пучке 7–9°C. Неравномерность нагрева конденсата по окружности в водяной камере составляет до 1,5°C, на нижней тарелке до 2°C.

Нагрев основного конденсата в ПНД-2 при номинальной мощности турбоустановки составил 43°C, из них: в водяной камере 6°C, в верхнем

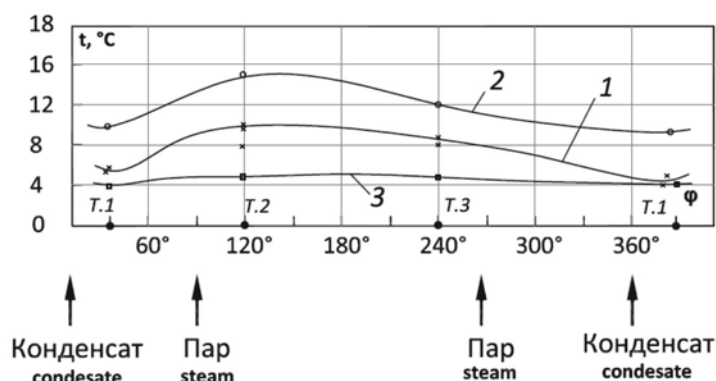
струйном пучке 23°C, в нижнем струйном пучке 11°C, в конденсатосборнике 3°C. Неравномерность нагрева по окружности в водяной камере достигает 4,3°C.

На рисунках 3, 4 приведены графики изменения нагрева основного конденсата по окружности водяных камер ПНД-1 и ПНД-2 в зависимости от нагрузки энергоблока. В ПНД-1 нагрев основного конденсата варьируется в интервале от 4 до 14°C в зависимости от нагрузки энергоблока. В ПНД-2 максимальный нагрев основного конденсата составляет до 16°C (в зоне патрубков подвода греющего пара), минимальный нагрев 3°C — в противоположной точке.

Уровень воды в водяных камерах ПНД-1 и ПНД-2 составляет примерно 250–300 мм при нагрузках турбоустановки до 75%  $N_{ном}$ . При нагрузках, близких к номинальной, уровень воды интенсивно поднимается и достигает верхнего среза внутренней стенки водяной камеры. Начинается перелив воды через стенку, что

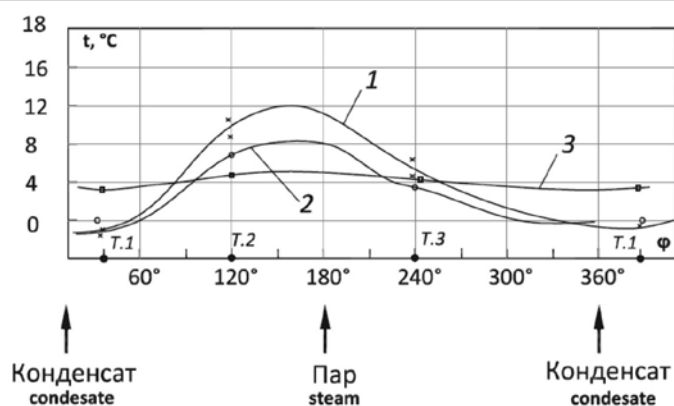


**Рисунок 2.** Расположение точек измерений температуры (Т.1, Т.2, Т.3) в водяной камере относительно трубопроводов подвода пара и конденсата: а) ПНД-1, б) ПНД-2, вид сверху  
**Figure 2.** Location of temperature measurement points (Т.1, Т.2, Т.3) in the water chamber relative to the steam and condensate supply pipelines: а) LPH-1 (low-pressure heater), б) LPH-2, top view



**Рисунок 3.** ПНД-1. Нагрев конденсата в водяной камере по развертке окружности при следующих мощностях и общих нагревах воды  $\Delta t$ : 1.  $N = 840$  МВт,  $\Delta t = 28^\circ\text{C}$ ; 2.  $N = 820$  МВт,  $\Delta t = 30^\circ\text{C}$ ; 3.  $N = 540$  МВт,  $\Delta t = 26^\circ\text{C}$

**Figure 3.** Condensate heating in a water chamber along a circular sweep at the following capacities and total water heating  $\Delta t$ : 1.  $N = 840$  МВт,  $\Delta t = 28^\circ\text{C}$ ; 2.  $N = 820$  МВт,  $\Delta t = 30^\circ\text{C}$ ; 3.  $N = 540$  МВт,  $\Delta t = 26^\circ\text{C}$



**Рисунок 4.** ПНД-2. Нагрев конденсата в водяной камере по развертке окружности при следующих мощностях и общих нагревах воды  $\Delta t$ : 1.  $N = 850$  МВт,  $\Delta t = 42^\circ\text{C}$ ; 2.  $N = 810$  МВт,  $\Delta t = 39^\circ\text{C}$ ; 3.  $N = 540$  МВт,  $\Delta t = 34^\circ\text{C}$

**Figure 4.** LPH-2. Condensate heating in a water chamber along a circular sweep at the following capacities and total water heating  $\Delta t$ : 1.  $N = 850$  MWt,  $\Delta t = 42^\circ\text{C}$ ; 2.  $N = 810$  MWt,  $\Delta t = 39^\circ\text{C}$ ; 3.  $N = 540$  MWt,  $\Delta t = 34^\circ\text{C}$

приводит к гидроударам (рисунок 5).

Повышение уровня воды сверх расчетного в 2–2,5 раза происходит в результате увеличения разности давлений пара между паровыми пространствами в верхнем каскаде струй и в водяной камере [2, 4, 5]. Эта разность определяется гидравлическим сопротивлением верхнего каскада струй и кольцевого зазора между паровой трубой и бортом водяной камеры и зависит от расхода пара. Поверочный расчет уровня в водяной камере показал, что коэффициент гидравлического сопротивления равен  $14 \div 16$ , что значительно превышает ранее полученное значение, равное 3, которое рекомендовано использовать при расчетах смешивающих подогревателей Руководящими техническими материалами (РТМ 108.038.03 «Подогреватели регенеративные смешивающие и схемы их включения. Расчет, проектирование и эксплуатация»).

С целью исключения гидроударов и условий возникновения автоколебаний обратных паровых клапанов в ПНД-1, 2 были выполнены теплогидравлические расчеты аппаратов с учетом уточненных значений гидравлических сопротивлений и проведены работы по реконструкции отсека нагрева. С учетом [4, 6–8] и полученных новых экспериментальных данных, раз-

работаны следующие рекомендации:

- увеличена высота борта водяной камеры и нижней тарелки на 150 и 100 мм соответственно;
- опущена перегородка, отделяющая отсек нагрева от отсека сбора конденсата на 600 мм;
- демонтированы паровые клапаны ПНД-1;
- выполнена реконструкция паровых клапанов ПНД-2;
- выполнены разгрузочные отверстия диаметром до 400 мм в верхней крышке водяной камеры, что позволило исключить автоколебания обратных паровых клапанов в ПНД-2.

После реконструкции ПНД-1 и ПНД-2 фактическая температура ос-

новного конденсата по зонам нагрева в зависимости от нагрузки существенно отличалась от расчетного значения. При номинальной нагрузке нагрев в водяной камере составляет  $8 \div 10^\circ\text{C}$  (расчетное значение  $1^\circ\text{C}$ ), в первом ряду струй —  $9 \div 11^\circ\text{C}$  (расчетное значение  $23^\circ\text{C}$ ), а во втором —  $7 \div 8^\circ\text{C}$ , (расчетное значение  $4^\circ\text{C}$ ).

Отличие фактических значений величины нагрева от расчетных объясняется следующим образом. Расчетная величина нагрева в водяной камере в  $1^\circ\text{C}$  принята по опытным данным, полученным для модели при гладкой поверхности воды и ламинарном течении [1]. В исследуемых типовых ПНД-1, 2 при входе основного конденсата в подводящий патрубок водяной камеры кинетическая энергия потока переходит в потенциальную вследствие его торможения и снижения скорости до нуля в торце патрубка.

Это приводит к образованию столба воды в выходном отверстии патрубка, высота которого определяется по выражению:

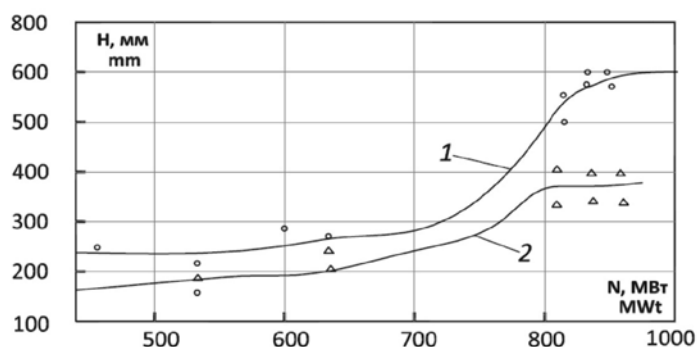
$$h = \frac{\rho W^2}{2g} \quad (3)$$

где:  $\rho$  — плотность воды;

$W$  — средняя скорость потока.

При номинальной нагрузке турбоагрегата высота столба составит 0,08 м. Далее вода растекается по двум полукольцевым потокам, образуя волны, что увеличивает поверхность теплообмена. При встрече потоков также формируется стоячая волна.

Таким образом, характер течения воды в водяной камере способствует интенсификации теплообмена, что приводит к существенно большему нагреву, чем полученному по известным расчетным методикам. Существенное отличие характера течения потока по окружности водяной камеры приводит к неравномерно-



**Рисунок 5.** Зависимость изменения уровня конденсата в водяной камере ПНД-1, ПНД-2. (Обозначения: о — результаты измерений уровня в ПНД-1; Δ — соответственно в ПНД-2)

**Figure 5.** Dependence of the change in the level of condensate in the water chamber LPH-1, LPH-2. (Legend: o — level measurement results in LPH-1; Δ — respectively in LPH-2)



му нагреву как в водяной камере так и в пучке струй.

Неравномерное распределение воды по окружности водяной камеры приводит к неравномерному расходу и скорости пара по окружности на нижнем и верхнем ряду струй. Это приводит к росту местной скорости пара выше предельной, уносу капель влаги и гидроударам в аппарате.

## Выводы

1. Проведенные экспериментальные исследования показали существенную неравномерность нагрева воды в водяной камере по окружности смешивающих ПНД-1, 2 на энергоблоках 800 МВт.

2. При разработке новых конструкций смешивающих теплообменных аппаратов необходимо обеспечить в них симметричный, равномерно распределенный по объему подвод воды и пара.

3. Экспериментально полученные данные позволили уточнить методику расчета смешивающих подогревателей низкого давления с учетом выявленной неравномерности нагрева воды в водяной камере

## Список использованных источников

1. Готовский М. А. Актуальные проблемы систем регенерации паротурбинных установок. Конструкторские и научные проблемы совершенствования систем регенерации питательной воды и результаты их решения: монография / М. А. Готовский, Ю. Г. Сухоруков. LAP Lambert Academic Publishing 2015; 239.

2. Ермолов В. Ф. Бездеаэрационные тепловые схемы / В. Ф. Ермолов, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков // Машиностроение. Энциклопедия в 40 т. Т. IV-19 Турбинные установки. – М.: Машиностроение 2015; 165 – 174.

3. Gotovsky M. A., Ermolov V. F., Mikhailov V. E., Sukhorukov Yu. G., Trifonov N. N. On the prospects of using deaeratorless thermal schemes with direct contact low-pressure heaters at new Nuclear power plants. Proceedings of ICONE22, July 7–11, 2014, Prague, Czech Republic ICONE22-30487.

4. Есин С. Б. Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и ее оборудования турбин мощностью 100–800 МВт / С. Б. Есин, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, П. В. Егоров и др. // Надежность и безопасность энергетики 2017; 10(4): 340 – 347.

5. Ледуховский Г. В. Исследование технологических процессов атмосферной деаэрации воды / Г. В. Ледуховский, В. Н. Виноградов, С. Д. Горшенин, А. А. Коротков / под общ. ред. Г. В. Ледуховского; ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина» 2016; 420.

6. Есин С. Б. Исследование бездеаэрационной тепловой схемы и ее оборудования при переменных режимах работы энергоблока / С. Б. Есин, Н. Н. Трифонов, Ю. Г. Сухоруков, П. В. Егоров // 2 Всероссийская спец. науч.- практическая конференция молодых специалистов «Современные технологии в энергетике»: – М. 2018; 107 – 112.

7. Пат. 2568027 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32. Смешивающий подогреватель системы регенерации паровых турбин/ Ермолов В. Ф., Трофимова О. Б., Сухоруков Ю. Г., Юдина Н. Г., Сухорукова Е. А., Мухин В. В., Большаков Е. А.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова». – № 2014148329/06; заявлено 01.12.14; Бюл. 2015; (31): 4.

8. Сухорукова Е. А. Повышение надежности турбоустановок ТЭС и АЭС, в системе регенерации которых используются подогреватели смешивающего типа / Е. А. Сухорукова, Т. Г. Синцова, Е. К. Николаенкова, С. П. Колпаков // Надежность и безопасность энергетики 2020; 13(1): 35 – 40.

## References

1. Gotovsky M. A., Sukhorukov Yu. G. Actual problems of steam turbine plant regeneration systems. Design and scientific problems of improving feedwater regeneration systems and the results of their solution. Lap Lambert Academic Publishing. 2015; 239.

2. Ermolov V. F. Deaeration-free thermal circuits / V. F. Ermolov, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov // Mechanical Engineering. Encyclopedia in 40 t. T. IV-19 Turbine units. – M.: Mechanical Engineering, 2015; 165 – 174.

3. Gotovsky M. A., Ermolov V. F., Mikhailov V. E., Sukhorukov Yu. G., Trifonov N. N. On the prospects of using deaeratorless thermal schemes with direct contact low-pressure heaters at new Nuclear power plants. Proceedings of ICONE22, July 7–11, 2014, Prague, Czech Republic ICONE22-30487.

4. Yesin S. B. Development and experience in improving regeneration schemes and its equipment for turbines with a capacity of 100–800 MW / S. B. Yesin, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov, P. V. Egorov et al. // Reliability and safety of energy 2017; 10(4): 340 – 347.

5. Ledukhovskiy G. V. Research of technological processes of atmospheric deaeration of water / G. V. Ledukhovskiy, V. N. Vinogradov, S. D. Gorshenin, A. A. Korotkov / under the total. ed. G. V. Ledukhovskiy; FGBOUVO "Ivanovo state. energetic. un-t them. IN AND. Lenin." 2016; 420.

6. Yesin S. B. Investigation of a deaeration-free thermal circuit and its equipment under variable operating conditions of a power unit / S. B. Yesin, N. N. Trifonov, Yu. G. Sukhorukov, P. V. Egorov // 2 All-Russian special. scientific and practical conference of young specialists (with international participation) "Modern technologies in the energy sector": Sat. reports. – M. 2018; 107 – 112.

7. Пат. 2568027 Russian Federation, IPC F 22 D 1/32. Mixing heater of a steam turbine regeneration system / Ermolov V. F., Trofimova O. B., Sukhorukov Yu. G., Yudina N. G., Sukhorukova E. A., Mukhin V. V., Bolshakov E. A.; applicant and patent holder Joint Stock Company "I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment" – No. 2014148329/06; stated on 12/01/14; publ. 11/10/15, Bull. 2015; (31): 4.

8. Sukhorukova E. A. Improving the reliability of turbine units of TPPs and NPPs in the regeneration system of which mixing heaters are used / E. A. Sukhorukova, T. G. Sincova, E. K. Nikolaenkova, S. P. Kolpakov // Reliability and safety of energy 2020; 13(1): 35 – 40.



## ЭНЕРГЕТИКА ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-296-303>

УДК 621.311.22:620.92

# Сравнительная технико-экономическая оценка работы гибридной гелио-геотермальной электростанции в условиях Эфиопии

Гемечу Б. Д., Орлов М. Е.\*

ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный технический университет»

ул. Северный Венец, 32, 432027, г. Ульяновск, Россия

Поступила / Received 10.09.2020

Принята к печати / Accepted for publication 23.10.2020

Представлена технико-экономическая оценка гибридной гелио-геотермальной электростанции, которая смоделирована с учетом имеющихся геотермальных и солнечных энергетических ресурсов энергии на геотермальном месторождении Тендахо-1 (Дубти) в Эфиопии. Гибридная электростанция объединяет в себе геотермальную электростанцию одноступенчатого разделения пара с концентрированной гелиотермальной установкой с параболическим концентратором для повышения уровня энергии геотермального пара. При моделировании гибридной электростанции используется геотермальная жидкость, поступающая из эксплуатационных скважин геотермального поля, и прямое нормальное солнечное излучение на геотермальном месторождении. Выполнен термодинамический анализ, основанный на принципах сохранения массы и энергии, а также произведены расчеты качественного показателя работы гибридной электростанции, позволяющего оценить ее энергетическую и экономическую эффективность в заданных условиях геотермального поля Тендахо. Оценка технико-экономической эффективности определена путем сравнения двух технологий, а именно: гибридной гелио-геотермальной электростанции и энергосистемы из двух автономных геотермальной и солнечной электростанций. Результаты этой показали, что при одинаковом количестве энергозатрат, в зависимости от имеющейся емкости хранения тепловой энергии, гибридная электростанция вырабатывает до 10,4% больше годовой электроэнергии, при этом чистый дисконтированный доход выше, а себестоимость электроэнергии ниже, чем для энергосистемы из двух автономных электростанций. Дополнительно выполнен расчет экономического качественного показателя, значения которого для гибридных электростанций с тепловым аккумулятором и без него составляют 2,62 и 3,42, т. е. стоимость солнечного ресурса на производство 1 кВт·ч электроэнергии в гибридной энергетической системе меньше на 70,5% и 61,5% соответственно.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** геотермальная энергия, солнечная энергия, гибридная гелио-геотермальная электростанция, термодинамический анализ, чистый дисконтированный доход, себестоимость, качественный показатель

### Адрес для переписки:

Орлов М. Е.

ФГБОУ ВО «УлГТУ», кафедра ТГВ

ул. Северный Венец, 32, 432027, г. Ульяновск, Россия

e-mail: mi5h@mail.ru

### Address for correspondence:

Orlov M. E.

Ulyanovsk State Technical University, Department TGV

Severnij Venets str., 32, 432027, Ulyanovsk, Russia

e-mail: mi5h@mail.ru

### Для цитирования:

Гемечу Б. Д., Орлов М. Е. Сравнительная технико-экономическая оценка работы гибридной гелио-геотермальной электростанции в условиях Эфиопии 2020. – Т. 13, №4. – С. 296–303.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-296-303>

### For citation:

Gemechu B. D., Orlov M. E. [Comparative technical and economic study of Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Ethiopia]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 296–303 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-296-303>

# Comparative technical and economic study of Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Ethiopia

**Gemechu B. D., Orlov M. E.\***

*Ulyanovsk State Technical University*

*32 Severniy Venets str., 432027, Ulyanovsk, Russia*

This paper presents a techno-economic assessment of a hybrid solar-geothermal power plant that is modelled taking into account the available geothermal and solar energy resources at the Tendaho-1 (Dubti) geothermal field in Ethiopia. The hybrid power plant combines a single-flash geothermal power plant with a parabolic trough solar thermal plant to increase the energy level of geothermal steam. The geothermal fluid from one of the production wells at the geothermal site and the direct normal solar irradiance prevailing in the area offer the primary sources of energy used in the modelling. A thermodynamic analysis based on the principles of mass and energy conservation and a figure of merit analysis that allows evaluating the energy and economic performance of the hybrid power plant were performed. The technical and economic efficiency assessment was performed by comparing the performances of the hybrid power plant with a power system consisting of stand-alone geothermal and solar power plants. Results of the techno-economic assessment showed that for the same amount of energy inputs, depending on the available thermal energy storage capacity, a hybrid power plant generates up to 10.4% more electricity than a power system of two stand-alone power plants while generating a higher net present value at a lower cost of generation. In addition, the hybrid power plants with and without thermal storage system exhibit an economic figure of merit values of 2.62 and 3.42, i.e. the cost of solar resource per kWh of electricity in the hybrid energy system is reduced by 70.5% and 61.5%, respectively.

**KEYWORDS:** Geothermal Energy, Solar energy, Hybrid solar-geothermal power plant, Thermodynamic analysis, Net present value, Cost of generation, Figure of merit

## Введение

Постоянно растущий спрос на энергию в сочетании с недоиспользованием ресурсов и сезонным характером осадков и засухи, с которыми Эфиопия сталкивается в течение многих лет, требует изменения подходов в обеспечении энергобезопасности страны и отказа от доминирования гидроэнергетики в пользу разработки других возобновляемых источников энергии. Среди инициатив, принятых во внимание в этом направлении, является развитие геотермальной и солнечной энергетики. Эфиопский сектор Восточно-африканской рифтовой системы, разделяющий страну на две половины, считается богатым многими энергетическими ресурсами, среди которых основными являются геотермальная и солнечная энергия. Геотермальный энергетический потенциал рифтовой системы оценивается 10 ГВт, а большая часть этого района получает среднегодовое прямое нормальное солнечное излучение 4 кВт·ч/(м<sup>2</sup>сут) [1]. Однако использование местных энергоресурсов до сих пор ограничивалось мощностью одной геотермальной электростанции 7 МВт, что составляет менее 1% потенциала [1].

Целью исследования являлась оценка технической и экономической эффективности гибридной электростанции (ГБЭС), которая сочетает использование солнечных и геотермальных энергетических ресурсов, имеющихся на геотермальном месторождении Тендахо-1 (Дубти) в Эфиопии.

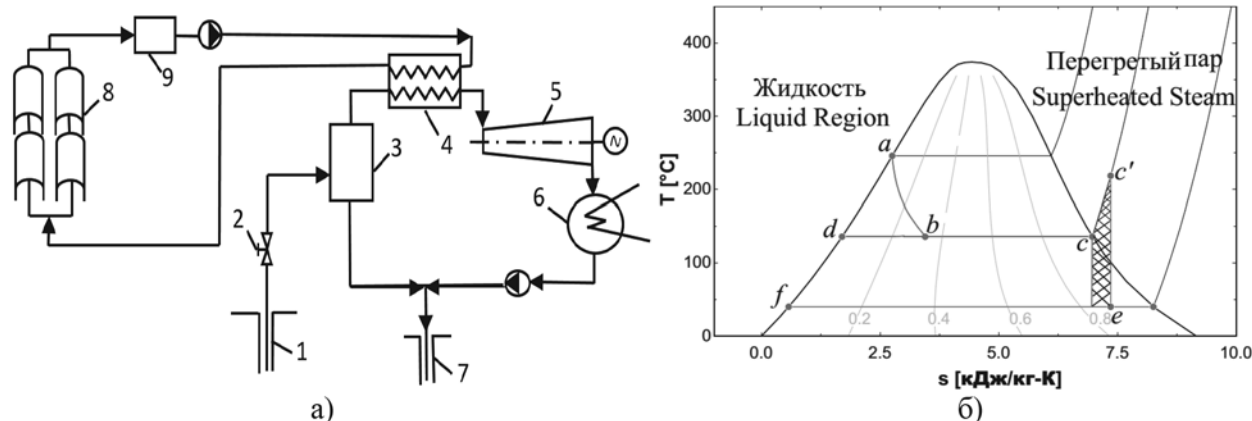
Для оценки технико-экономической эффективности гибридной электростанции сравниваются две технологии. В первой технологии геотермальная и солнеч-

ная энергия используются комбинированно в единой ГБЭС. В этой системе геотермальный пар перегревается до максимально возможной энтальпии в зависимости от количества тепловой энергии, поступающей от гелиотермальной установки, и расширяется в турбине. Вторая технология предусматривает независимое использование геотермальной и солнечной энергии для выработки электроэнергии. В этой системе электроэнергия вырабатывается двумя автономными электростанциями и подается в единую электрическую сеть от каждой электростанции.

При оценке экономической эффективности новых технологий гибридных электростанций в качестве одного из основных критериев используется чистый дисконтированный доход, поскольку позволяет оценить ожидаемую максимальную доходность проекта. В дополнение к чистому дисконтированному доходу при технико-экономическом анализе определены внутренняя норма доходности, срок окупаемости и экономический качественный показатель.

## Методика выполнения технико-экономического анализа

Технико-экономический анализ проведен на основе концепции гибридной гелио-геотермальной электростанции, разработанной в Ульяновском государственном техническом университете [2]. Принципиальная технологическая схема гибридной гелио-геотермальной станции с солнечным перегревом пара показана на рисунке 1 [3, 4]. Гибридная энергоустановка объединяет в себе геотермальную электростанцию с одно-



**Рисунок 1.** Принципиальная схема (а) и T-s диаграмма цикла (б) гибридной гелио-геотермальной электростанции: 1 — эксплуатационная скважина; 2 — дроссельный клапан; 3 — сепаратор; 4 — теплообменник; 5 — турбина; 6 — конденсатор; 7 — нагнетательная скважина; 8 — коллекторы; 9 — аккумулятор; а — параметры при давлении в устье скважины; б — параметры на входе в сепаратор; с — параметры на входе в теплообменник; с' — параметры на входе в турбину; d — параметры при давлении разделения и  $x = 0$ ; e — параметры при идеальной энтальпии отработанного пара; f — параметры на выходе из конденсатора

**Figure 1.** Schematic diagram (a) and T-s diagram (b) of hybrid solar-geothermal power plant: 1 — Production well; 2 — Throttling valve; 3 — Separator; 4 — Heat exchanger; 5 — Turbine; 6 — Condenser; 7 — Injection well; 8 — Collectors; 9 — Thermal Energy Storage (TES); a — parameter at well-head; b — parameter at separator entry point; c — parameter at heat exchanger entry point; c' — turbine entry point; d — parameter at separation pressure and  $x = 0$ ; e — parameter at ideal enthalpy of exhaust steam; f — parameter at exit of condenser

ступенчатым разделением пара и гелиотермальную установку, включающую в себя перегреватель (или солнечный теплообменник), солнечный коллектор, аккумулятор для хранения и циркуляционный насос.

В представленной на рисунке 1 ГБЭС геотермальная жидкость направляется в сепаратор, где пар отделяется от насыщенной геотермальной жидкости, далее разделенный пар попадает в блок пароперегревателя, где его температура дополнительно повышается за счет солнечной энергии. Затем теплота преобразуется, по мере расширения пара в турбинной установке, в механическую работу и далее — в электричество. Отработавший в турбине пар конденсируется при помощи воздушно-охлаждаемого конденсатора, и потом конденсат направляется в нагнетательную скважину. В отличие от других паровых электростанций, геотермальная жидкость, которая используется в гибридной электростанции, проходит процесс незамкнутого цикла.

Рассмотренная в этом исследовании гелиотермальная установка состоит из параболических коллекторов, аккумулятора тепловой энергии, питательного насоса и основных компонентов паровой электростанции: испарителя/теплообменника, турбины, конденсатора и питательного насоса. Оптимизация системы гелиотермальной установки проведена с использованием компьютерной программы System Advisor Model (SAM), разработанной Национальной лабораторией возобновляемых источников энергии (США).

Тепловая мощность  $Q_{сл}$ , кВт, получаемая от гелиотермальной установки [5, 6], рассчитывается по формуле

$$Q_{сл} = S_{кл} (I_b \eta_{op} \cos(\varphi) - q), \quad (1)$$

где  $S_{кл}$  — общая площадь солнечных коллекторов, м<sup>2</sup>;  $I_b$  — прямое перпендикулярное солнечное излучение,

кВт/м<sup>2</sup>;  $\eta_{op}$  — оптическая эффективность солнечного поля;  $\varphi$  — угол падения солнечного излучения ( $\varphi = 0$ );  $q$  — общие тепловые потери в окружающую среду на м<sup>2</sup> общей площади коллектора, кВт/м<sup>2</sup>.

Таким образом, мощность турбины  $N_{сл}$ , кВт, вырабатываемая концентраторной солнечной электростанцией, определяется по формуле

$$N_{сл} = S_{сл} (I_b \eta_{op} \cos(\varphi) - q) \eta_{сл}, \quad (2)$$

где  $\eta_{сл}$  — номинальный КПД силового цикла гелиоэлектростанции.

Основные исходные данные, используемые в расчетах гелиотермальной электростанции, представлены в таблице 1.

Энтальпия пара  $i_{a'}$ , кДж/кг на входе в турбину в гибридной системе после добавления солнечной тепло-

**Таблица 1.** Основные исходные данные для моделирования гелиоэлектростанции

**Table 1.** Main input data for modeling the concentrated solar power system

| Параметры<br>Parameters  | Значения<br>Values |
|--|--------------------|
| Прямое солнечное излучение на Тендахо-1, кВт·ч/(м <sup>2</sup> ·сут)<br>Direct Normal Irradiance at Tendaho-1, kWh/(m <sup>2</sup> ·day) | 6,33               |
| Тип коллекторов<br>Collectors type   | EuroTough ET150    |
| Оптическая эффективность солнечного поля<br>Optical efficiency of the solar filed  | 0,767705           |
| Номинальный КПД паросилового блока<br>Power cycle efficiency   | 0,3774             |



ты в теплообменнике определяется по формуле:

$$i_{4'} = i_4 + Q_{\text{сл}} / D_n, \quad (3)$$

где  $i_4$  — энтальпия пара после сепаратора,  $i_4 = 2738$  кДж/кг;  $D_n$  — расход пара, разделенного в сепараторе,  $D_n = 10,93$  кг/с;  $Q_{\text{сл}}$  — тепловая мощность, добавляемая в гибридную систему от солнечной теплоэнергетической установки, кВт.

Мощность турбины гибридной гелио-геотермальной электростанции  $N_{\text{гб}}$ , кВт рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{гб}} = D_n (i_{4'} - i_i) \eta_{\text{эм}}, \quad (4)$$

где  $i_i$  — энтальпия отработавшего пара на выходе из турбины, кДж/кг;  $\eta_{\text{эм}}$  — электромеханический КПД турбогенератора,  $\eta_{\text{эм}} = 0,98$ .

Качественный показатель — это отношение выходной мощности гибридной электростанции к сумме выходных мощностей двух автономных электростанций [7]:

$$F_{\text{тех}} = N_{\text{гб}} / (N_{\text{гео}} + N_{\text{сл}}). \quad (5)$$

Этот показатель рассчитывается для того, чтобы оценить потенциал производства электроэнергии на гибридной электростанции по сравнению с двумя автономными электростанциями. При значении  $F_{\text{тех}} > 1$  мощность гибридной электростанции больше, чем суммарная мощность автономных гелио- и геотермальной электростанций.

Капиталовложения в гибридную электростанцию  $K_{\text{инв, гб}}$ , долл. представляют сумму капиталовложений в геотермальную электростанцию и гелиотермальную установку без учета стоимости энергоблока и затрат, связанных с установкой энергоблока, математически определяются по формуле:

$$K_{\text{инв, гб}} = K_{\text{инв, гео}} + K_{\text{инв, гелио}}, \quad (6)$$

где  $K_{\text{инв, гео}}$  — капиталовложения в геотермальную электростанцию, долл.;  $K_{\text{инв, гелио}}$  — капиталовложения в гелиотермальную установку, долл.

Капитальные вложения в геотермальную электростанцию  $K_{\text{инв, гео}}$ , долл. определяется по формуле

$$K_{\text{инв, гео}} = K_p + K_n + K_{\text{ск}} + K_{\text{эс}}, \quad (7)$$

где  $K_p$  — затраты на разведку геотермальных ресурсов, долл.;  $K_n$  — затраты на подтверждение ресурсов долл.;  $K_{\text{ск}}$  — затраты бурение скважины, долл.;  $K_{\text{эс}}$  — затраты на электростанцию, долл.

Развитие геотермальной энергетики начинается с разведки геотермальных ресурсов. В результате исследований, опубликованных в открытых источниках, установлено, что затраты на геологоразведку геотермальных ресурсов находятся в диапазоне от 30,44 \$/кВт до 376,18 \$/кВт при среднем значении 154,7 \$/кВт [8]. Перед бурением эксплуатационных скважин необходимо подтвердить наличие геотермальных

ресурсов для выработки около 25% планируемой установленной мощности. Таким образом, затраты на подтверждение наличия геотермальных ресурсов состоят из затрат на бурение, испытание и администрирование с учетом коэффициента успешности бурения на этом этапе 0,6 [8].

Затраты на бурение скважин для эксплуатации рассчитывается, учитывая коэффициент успешности бурения на этом этапе 0,8 и отношение нагнетательной к эксплуатационной скважине 0,5. Стоимость бурения неуспешной скважины принимается равной половине затрат на бурение успешных скважин с учетом прекращения бурения на середине процесса. Для того чтобы уменьшить затраты успешные скважины, пробуренные на стадии подтверждения, используются в качестве эксплуатационных скважин. Хотя стоимость бурения варьируется в зависимости от местоположения, характера подземного объекта и типа требуемой скважины, в большинстве случаев она зависит от глубины скважины. Глубина скважин при освоении геотермальной энергии обычно составляет от 1,5 до 3 км, в среднем около 2 км [9]. В этом исследовании при определении стоимости бурения скважины также рассматривается скважина глубиной 2 км. Таким образом, средняя стоимость бурения одной скважины составляет около 3,94 млн долларов. В затраты на строительство электростанции включаются затраты на монтаж системы сбора пара и установку турбогенератора. Недавний опыт Кенийского развития геотермальной энергетики показывает, что средние затраты на сбор пара и строительство электростанций оцениваются в 1667 \$/кВт [10].

Капитальные затраты в солнечную энергоустановку включают в себя затраты на подготовку солнечного поля, солнечные коллекторы, установку высокотемпературного теплоносителя и солнечный аккумулятор и рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{инв, гелио}} = S_{\text{кл}} (\bar{c}_{\text{зм}} + \bar{c}_{\text{зк}} + \bar{c}_{\text{нтр}}) + \bar{c}_{\text{хр}} \cdot Q_{\text{сл}} \cdot Z, \quad (8)$$

где  $\bar{c}_{\text{зм}}$  — удельные затраты на земляные работы на участке гелиоколлекторов,  $\approx 25$  \$/м<sup>2</sup>;  $\bar{c}_{\text{зк}}$  — удельные затраты на гелиоколлекторы,  $\approx 150$  \$/м<sup>2</sup>;  $\bar{c}_{\text{нтр}}$  — удельные затраты на установку высокотемпературного теплоносителя,  $\approx 60$  \$/м<sup>2</sup>;  $\bar{c}_{\text{хр}}$  — удельные затраты на систему хранения тепловой энергии,  $\approx 62$  \$/МВт·ч;  $Z$  — часы накопления тепловой энергии.

Годовые эксплуатационные расходы гибридной электростанции,  $C_{\text{гб}}$ , \$/год, определяются по формуле:

$$C_{\text{гб}} = C_{\text{гео}} + C_{\text{гелио}} + C_{\text{ис}}, \quad (9)$$

где  $C_{\text{гео}}$  и  $C_{\text{гелио}}$  — эксплуатационные расходы геотермальной и гелиотермальной установки соответственно, \$/год;  $C_{\text{ис}}$  — годовые затраты на бурение подпиточной скважины, \$/год.

Производительность большинства геотермальных скважин снижается плавно по закону гармонических колебаний из-за падения давления и/или температуры в природном резервуаре. Обычно 3% [11] среднего

годового снижения производительности учитывается при расчете количества дополнительных подпиточных скважин, необходимых для компенсации падения производительности. Бурение дополнительных скважин, как правило, рентабельно не позднее, чем за пять лет до конца жизни проекта, потому что бурение скважин после этого времени не имеет существенного экономического значения. Таким образом, затраты на бурение подпиточной скважины  $C_{dc}$ , \$/год определяются по формуле:

$$C_{dc} = \left( R / \left( 1 - (1 + R)^{-T} \right) \right) \cdot \sum_{t=1}^{T-5} \left( \bar{c}_{ck} \cdot n_{dc,t} / (1 + R)^t \right), \quad (10)$$

где  $n_{dc,t}$  — количество дополнительных скважин, необходимых в конце  $t$ -го года;  $\bar{c}_{ck}$  — удельная стоимость бурения скважины, мил. долл./скважина;  $t$  — рассматриваемый период времени, год;  $T$  — срок жизни проекта, лет;  $R$  — ставка (норма) дисконта.

При расчете годовой выработки электроэнергии гибридной электростанцией учитывается, что при отсутствии потока тепловой энергии от солнечной системы теплоснабжения электроэнергия, вырабатываемая гибридной электростанцией, будет равна электроэнергии, вырабатываемой геотермальной электростанцией. Таким образом, выработка электроэнергии  $\mathcal{E}_t$ , кВт·ч/год в конце  $t$ -го года рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_t = \sum_{\substack{1 \leq t \leq h \\ Q_{th} > 0}} N_{z6} + M_{z60} \cdot \sum_{\substack{1 \leq t \leq h \\ Q_{th} = 0}} N_{z60}, \quad (11)$$

где  $M_{z60}$  — коэффициент использования установленной мощности геотермальной электростанции;  $h$  — число часов работы турбоагрегатов в течение года,  $h = 8760$  ч/год;

Чистый дисконтированный доход ( $NPV$ ) и срок окупаемости являются критериями, используемыми при оценке экономических показателей гибридной гелио-геотермальной электростанции. Чистый дисконтированный доход для однократного вложения инвестиций рассчитывается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1 + R)^t} - K_{инв}, \quad (12)$$

где  $t$  — рассматриваемый период времени, лет;  $T$  — срок жизни проекта, 30 лет;  $R$  — ставка (норма) дисконта, равна 10%;  $K_{инв}$  — капиталовложения, долл.;  $\Pi_t$  — поступления денежных средств в конце периода  $t$ , долл., которые определяются по формуле:

$$\Pi_{z6,t} = S_{z3} \times \mathcal{E}_{z6,t} - C_{z6,t} - H_n, \quad (13)$$

где  $S_{z3}$  — тариф на электроэнергию, \$/кВт·ч;  $\mathcal{E}_{z6,t}$  — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч;  $C_{z6,t}$  — годовые эксплуатационные расходы гибридной электростанции в  $t$ -й год;  $H_n$  — налог на прибыль, \$/год. В соответствии с федеральной декларацией о подоходном налоге Эфиопии № 979/2016 при определении налогооблагаемой прибыли проекта допускается вычет сум-

мы, на которую амортизируемые активы уменьшались в стоимости в течение жизни проекта. Закон устанавливает ставку федерального налога в размере 25% от налогооблагаемого дохода. Поэтому налог на прибыль,  $H_n$ , долл./год., рассчитывается:

$$H_n = 0,25 \cdot \left( (S_{z3} \times \mathcal{E}_{z6,t} - C_{z6,t}) - C_{ам} \right), \quad (14)$$

где  $C_{ам}$  — годовое амортизационное отчисление, долл./год. Согласно Федеральному постановлению Эфиопии о подоходном налоге № 979/2016 и постановлению Совета министров Эфиопии № 407/2017 норма амортизации составляет 25% по прямолинейному методу.

Другим показателем экономической эффективности гибридной электростанции является экономический качественный показатель — отношение удельных капиталовложений для автономной гелиоэлектростанции к удельным капиталовложениям для используемой солнечной энергии на гибридной электростанции. Экономический качественный показатель  $F_{eco}$  рассчитывается по формуле:

$$F_{eco} = \frac{K_{гелио} (N_{z6} - N_{z60})}{N_{сл} (K_{z6} - K_{z60})}, \quad (15)$$

где  $K_{гелио}$ ,  $K_{z60}$  и  $K_{z6}$  — капиталовложения гелио-, геотермальной и гибридной электростанций соответственно, долл.

Основные исходные данные для технико-экономического расчета приведены в таблице 2.

## Результаты и обсуждения

Оценка энергоэффективности для данного условия геотермального поля показывает, что одна скважина на геотермальном месторождении Тендахо имеет потенциал генерации 5116 кВт с массовым расходом

**Таблица 2.** Основные исходные данные для технико-экономического расчета

**Table 2.** Major input data for techno-economic analysis

| Параметры<br>Parameters   | Значения<br>Values |
|---|--------------------|
| Количество эксплуатационных скважин<br>Total number of production wells                 | 4                  |
| Тепловая мощность от одной скважины $Q_{сл}$ , кВт<br>Thermal energy added per well, kW | 5750               |
| Емкость аккумулятора тепловой энергии, ч<br>Thermal energy Storage capacity, h          | 6                  |
| Тариф на электроэнергию, долл./кВт·ч<br>Tariff for electricity, \$/kWh                  | 0,1                |
| Ставка (норма) дисконта<br>Discount rate  | 10%                |
| Инфляция<br>Inflation   | 12%                |
| Срок жизни проекта, лет<br>Project life, years  | 30                 |

пара 10,93 кг/с. Фиксируя поток пара из одной геотермальной скважины и анализируя эффект добавления солнечной тепловой энергии, установлено, что электричество, генерируемое гибридной системой, увеличивается по мере увеличения тепловой энергии, используемой для перегрева пара. Увеличение выработки электроэнергии за каждой 1000 кВт тепловой энергии, добавленной в гибридной системе, составило около 411,3 кВт.

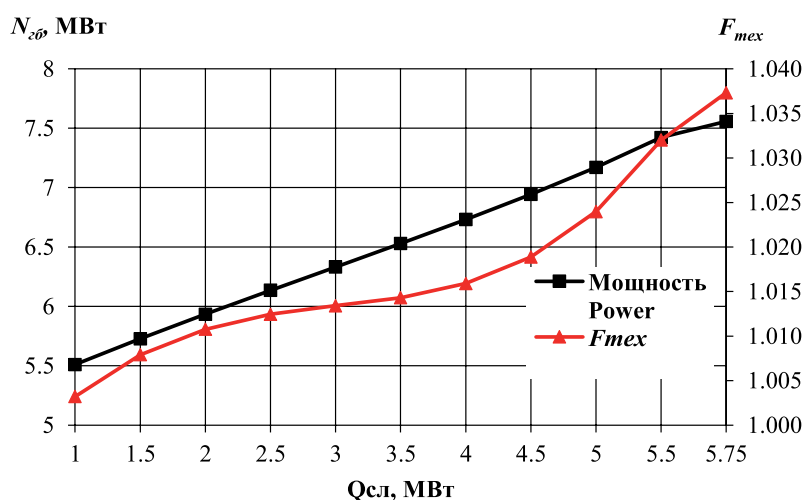
Как видно из графика на рисунке 2,  $F_{mex} > 1$ , в этом случае мощность гибридной электростанции больше, чем суммарная мощность автономных гелио- и геотермальной электростанций. Значение  $F_{mex}$  увеличивается по

мере увеличения тепловой мощности гелиоисточника. Максимальное значение технического качественного показателя, который составляет 1,037, наблюдалось при добавлении 5750 кВт тепловой мощность. Следовательно, при таком количестве добавления тепловой энергии турбина гибридной электростанции вырабатывает мощность на 3,7% больше, чем сумма мощностей двух автономных электростанций.

На рисунке 3 приведен график изменения чистого дисконтированного дохода гибридной электростанции в конце жизни проекта. Реализация проекта гибридной электростанции позволяет увеличить чистый дисконтированный доход по сравнению с энергосистемой, состоящей из двух автономных геотермальной и гелиотермальной электростанций. Как показано на графике, по сравнению с энергосистемой, состоящей из двух автономных электростанций, гибридная электростанция имеет более высокий показатель чистого дисконтированного дохода. Это объясняется меньшими капитальными и эксплуатационными затратами и более высокой эффективностью производства энергии в гибридной системе. При более низких затратах геотермальной и солнечной энергии (т. е. менее 22 кг/с пара и 12 МВт солнечной энергии) энергосистема, состоящая из двух автономных электростанций, экономически невыгодна.

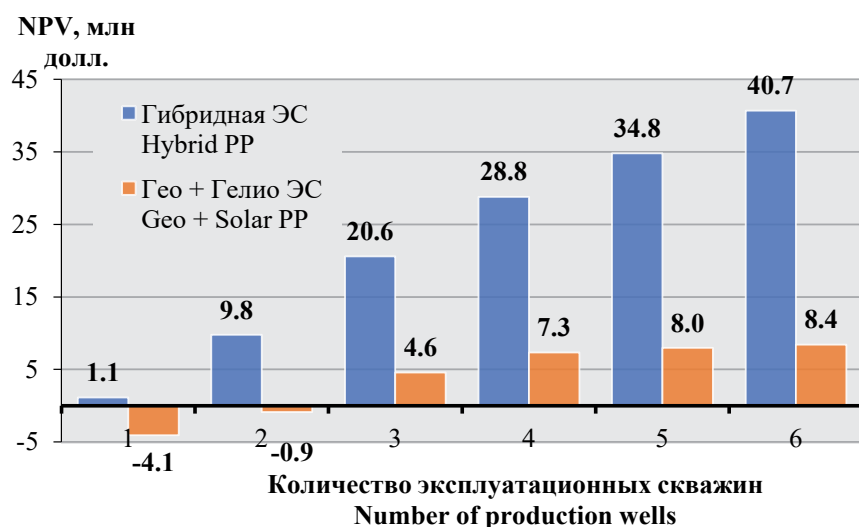
В таблице 3 представлены результаты технико-экономического анализа для гибридной электростанции и энергосистемы двух автономных электростанций. Таблица составлена при расходе пара 43,7 кг/с и солнечной энергии 23 МВт. В таблице 3 представлены технико-экономические показатели двух гибридных электростанций, первая из которых не имеет аккумулятора, а вторая имеет аккумулятор тепловой энергии с запасом мощности 6 часов. Хотя во втором случае капиталовложения и эксплуатационные расходы несколько увеличиваются, производительность электростанции улучшается благодаря наличию аккумулятора. Это ясно видно по снижению себестоимости и увеличению чистого дисконтированного дохода электростанций.

Годовая выработка электроэнергии, как показано в таблице 3, для гибридной электростанции с аккумулятором составляет 207,7 ГВт·ч, тогда как две автономные электростанции в комбинации вырабатывают 188,2 ГВт·ч электроэнергии. Это означает, что



**Рисунок 2.** Изменение мощности турбины и качественного показателя гибридной электростанции в зависимости от величины солнечной тепловой энергии, добавленной в гибридную установку

**Figure 2.** Change in turbine power output and figure of merit value of hybrid power plant with respect to increase in the solar thermal energy added to the hybrid power system



**Рисунок 3.** Чистый дисконтированный доход гибридной гелио-геотермальной электростанции в зависимости от количества эксплуатационных скважин

**Figure 3.** Net present value of the hybrid solar power plant with respect to the number of production wells

**Таблица 3.** Результаты расчета основных технико-экономических показателей электростанций

**Table 3.** Results of calculation of major techno-economic indicators of power plants

| Наименование показателя<br>Indicators  | Без аккумулятора<br>Without TES |                                       | С аккумулятором<br>With TES  |                                       |
|--|---------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
|  | Гибридная<br>ЭС<br>Hybrid PP    | Гео ЭС +<br>Гелио ЭС<br>GeoPP+<br>CSP | Гибридная<br>ЭС<br>Hybrid PP | Гео ЭС +<br>Гелио ЭС<br>GeoPP+<br>CSP |
| Мощность, МВт<br>Power, MW   | 30,23                           | 29,14                                 | 30,23                        | 29,14                                 |
| Выработка электроэнергии, ГВт*ч<br>Electricity generated, GW*h                 | 189,7                           | 175,9                                 | 207,7                        | 188,2                                 |
| Капитальные затраты, млн долл.<br>Capital cost, mill \$                        | 76,8                            | 87,79                                 | 85,36                        | 97,2                                  |
| NPV, млн долл.<br>NPV, mill \$   | 26,1                            | 8,7                                   | 28,8                         | 7,3                                   |
| Себестоимость, долл./кВт*ч<br>Cost of generation, \$/kW*h                      | 0,0575                          | 0,0694                                | 0,0568                       | 0,0707                                |
| Экономический качественный<br>показатель $F_{eco}$<br>Economic figure of merit | 3,42                            | -                                     | 2,62                         | -                                     |
| Срок окупаемости, лет<br>Payback period, years                                 | 7                               | 8                                     | 8                            | 9                                     |

генерация электричества увеличилась на 10,4% за счет гибридизации. Хотя это увеличение уменьшается, когда аккумулятор тепловой энергии исключается из солнечной тепловой системы, при использовании гибридной электростанции годовая генерирующая мощность все же увеличивается на 7,8%, но при этом снижаются капитальные затраты.

Капитальные вложения в гибридные электростанции составили 85,36 и 78,6 млн долларов с аккумулятором тепловой энергии и без аккумулятора соответственно. По сравнению с аналогичными системами производства электроэнергии гибридные электростанции стоят меньше. Снижение капитальных затрат связано с устранением избыточных энергоблоков, которые потребовались бы на солнечных электростанциях.

Для гибридной электростанции без аккумулятора значение чистого дисконтированного дохода 26,1 млн долл., что меньше, чем для второй, при большей себестоимости электроэнергии 0,0575 \$/кВт\*ч. Вторая электростанция, а именно гибридная электростанция с аккумулятором, имеет более высокий чистый дисконтированный доход 28,8 млн долл. при более низкой себестоимости электроэнергии 0,0568 \$/кВт\*ч. Однако, как показано в таблице 3, капитальные затраты и срок окупаемости для второй гибридной электростанции также выше.

Экономический качественный показатель  $F_{eco}$  имеет значения 2,62 и 3,42 для гибридных электростанций с аккумулятором и без него соответственно, т. е. удельные капиталовложения на производство электроэнергии в гибридной энергосистеме меньше на 70,5% и 61,5% соответственно. Таким образом, независимо от использования аккумулятора себестоимость гене-

рации электроэнергии на гибридных электростанциях намного меньше, чем на автономных солнечных электростанциях.

## Выводы

1. Разработана концепция гибридной гелио-геотермальной электростанции, которая объединяет в себе геотермальную электростанцию с одноступенчатым разделением пара и гелиотермальную установку, включающую в себя перегреватель, солнечный коллектор, аккумулятор и циркуляционный насос.

2. Доказано, что комбинированное использование солнечной и геотермальной энергии в тепловой гелио-геотермальной электростанции позволяет существенно увеличить мощность гибридной энергетической системы.

3. Установлено, что при использовании гибридной гелио-геотермальной электростанции можно вырабатывать на 7,8% больше электроэнергии без

использования солнечного теплового аккумулятора и на 10,4% больше электроэнергии с использованием аккумулятора 6-часовой накопительной мощности по сравнению с выработкой двух независимых электростанций.

4. Указано, что интеграция геотермальных и солнечных источников энергии в концепцию гибридной электростанции значительно снижает себестоимость производства электроэнергии. Снижение себестоимости зависит от емкости аккумулятора солнечной тепловой энергии: чем больше емкость аккумулятора, тем больше снижается стоимость генерации.

5. В целом результаты технико-экономических расчетов показывают, что комбинированное использование энергоресурсов в гибридной гелио-геотермальной энергоустановке повышает энергетическую эффективность и экономическую рентабельность по сравнению с отдельным использованием солнечной и геотермальной энергии.

## Список использованных источников

1. Гемечу Б. Д., Шарапов В. И. Перспективы использования природных энергетических ресурсов в эфиопии // Энергосбережение и водоподготовка 2018; 1(111): 33–37.
2. Патент № 186091 (RU). МПК F24T 50/00. RU, Геотермальная энергетическая установка / В. И. Шарапов, Б. Д. Гемечу; заявл. 31.05.2018; опубл. 29.12.2018. Бюл. №1.
3. Гемечу Б. Д., Шарапов В. И. Оценка энергетической эффективности гибридной гелио-геотермальной электростанции // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики 2019; 21(4): 3–11.
4. Гемечу Б. Д., Шарапов В. И. Гибридная тепловая электростан-



ция на основе возобновляемых энергетических ресурсов // Сан-техника. Отопление. Кондиционирование 2019; 10: 70–75.

5. Ефимов Н. Н., Аль Гези Моафак Касеим Ши. Оценка производительности и определение характеристик солнечной тепловой электростанции в условиях Ирака // Известия высших учебных заведений. Северо-кавказский регион. Технические науки 2015; 3(184): 45–49. doi: 10.17213/0321-2653-2015-3-45-49.

6. Иванова И. Ю., [и др.]. Оценка эффективности применения термофотозлектрических установок для обеспечения тепловой и электрической энергией // Вектор науки тольяттинского государственного университета. Серия: экономика и управление 2017; 3(30): 50–56. doi: 10.18323/2221-5689-2017-3-50-56.

7. Cheng Z., Elham D., Behdad M. Figure of merit analysis of a hybrid solar-geothermal power plant // Engineering 2013; 5: 26–31.

8. Nathwani Jay, Mines Greg Cost contributors to geothermal power generation // World Geothermal Congress – Melbourne 2015.

9. Kipsang Carolyn Cost model for geothermal wells // World Geothermal Congress. – Melbourne 2015.

10. Kivure Wellington Geothermal well drilling costing – a case study of menengai geothermal field // Exploration and Development of Geothermal Resources. – Kenya 2016; 1–8.

11. Fitri Oktaviani Purwaningsih, [и др.]. Make-up wells drilling cost in financial model for a geothermal project // International Geothermal Workshop 2017.

## References

1. Gemechu B. D., Sharapov V. I. Prospects of utilization of natural energy resources in Ethiopia. // Energy Saving and Water Treatment 2018; 1(111): 33–37.

2. Sharapov V. I., Gemechu B. D. Geothermal Power Plant. The patent 186091 U1 Russian Federation. Published 29.12.2018. Bulletin 2018; 1.

3. Gemechu B. D., Sharapov V. I. Energy efficiency assessment of hybrid solargeothermal power plant. // Power engineering: research, equipment, technology 2019; 21(4): 3–11. (In Russ). doi:10.30724/1998-9903-2019-21-4-3-11.

4. Gemechu B. D., Sharapov V. I. Hybrid thermal power plant based on renewable energy resources. // Sanitary engineering. Heating. Air conditioning 2019; 10: 70–75.

5. Yefimov N. N., Al Gezi Moafak Kaseim Shia. Performance evaluation and characterization of solar thermal power plants for Iraq // University news. North-Caucasian Region. Technical Sciences series 2015; 3(184): 45–49. doi: 10.17213/0321-2653-2015-3-45-49.

6. Kuvshinov V. V. [et al.] The assessment of efficiency of thermo-photovoltaic units application for thermal and electric energy providing // Science Vector of Togliatti State University. Series: Economics and Management 2017; 3(30): 50–56. doi: 10.18323/2221-5689-2017-3-50-56.

7. Cheng Z., Elham D., Behdad M. Figure of merit analysis of a hybrid solar-geothermal power plant. // Engineering 2013; 5(1B): 26–31.

8. Nathwani Jay, Mines Greg Cost contributors to geothermal power generation // World Geothermal Congress – Melbourne 2015.

9. Kipsang Carolyn Cost model for geothermal wells // World Geothermal Congress. – Melbourne 2015.

10. Kivure Wellington Geothermal well drilling costing – a case study of menengai geothermal field // Exploration and Development of Geothermal Resources. – Kenya 2016; 1–8.

11. Fitri Oktaviani Purwaningsih, [et al.]. Make-up wells drilling cost in financial model for a geothermal project // International Geothermal Workshop 2017.



## СОЦИОЛОГИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-304-314>

УДК 621.311

# Коммуникационный процесс как фактор развития альтернативной энергетики в России и мире

**Симбуховская К. Р., Ужанов А. Е.\***

Международный институт энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России  
119454, г. Москва, проспект Вернадского, 76 корп. 1. кафедра «Мировой электроэнергетики»

Поступила / Received 22.06.2020

Принята к печати / Accepted for publication 16.12.2020

Представлена авторская оценка влияния коммуникационного процесса на комплексное изучение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и его актуализацию в качестве фактора развития в Российской Федерации альтернативной энергетики. Выявлены и представлены аспекты совершенствования коммуникаций и вовлечения свойственных им процессов и средств (технологий, инструментов, форматов) в деятельность по созданию в России альтернативно-энергетической инфраструктуры с целью оздоровления природного ландшафта в условиях преимущественного развития углеводородной экономики. Показаны роль и значение трансляции знаний о глобальной ограниченности природных сил и ресурсов, влияние высокой скорости изменений природно-климатических условий проживания на планете Земля на инвестирование государств с централизованной электроэнергетикой в альтернативные источники электроэнергии, их создание и сопряжение с имеющейся энергоинфраструктурой, в основе которой углеводородное сырье. Описаны механизмы политического, экономического, энерго-технологического, социально-экологического и просветительско-информационного характера, совокупное действие которых синергетически способно в нынешних условиях изменить ситуацию кардинально к лучшему и сформировать гибридные, более равновесные и более безопасные топливно-энергетические решения на нашей планете и в России, в частности. Представлен вывод о том, что коммуникационный процесс в области альтернативной энергетики, снижающий негативно-разрушающее воздействие на экологическую среду, может стать определяющим фактором и серьезным драйвером развития сектора ВИЭ при определенных, актуализированных в настоящем исследовании обстоятельствах.

Дано краткое сугубое описание источников генерации электрической энергии, исходными ресурсами для выработки которой являются вода, солнце и ветер. В отношении каждого вида альтернативных генераторов могут применяться как типовые и универсальные коммуникационные процессы (средства), так и адаптированные исключительно под конкретный возобновляемый ресурс.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** возобновляемые источники энергии (ВИЭ), альтернативная энергетика, зеленая энергетика, коммуникационный процесс, инструменты коммуникаций, интегрированные стратегические коммуникации, public relations

### Адрес для переписки:

Ужанов А. Е.  
Международный институт энергетической политики  
и дипломатии МГИМО МИД России  
119454, г. Москва, проспект Вернадского, 76 корп. 1,  
кафедра «Мировой электроэнергетики»  
e-mail: uzhanov@mail.ru

### Address for correspondence:

Uzhanov A. E.  
International Institute of energy policy and diplomacy  
MGIMO MFA of Russia  
119454, Moscow, Prospekt Vernadskogo, 76 bldg. 1, World  
Electric Power Industry Department  
e-mail: uzhanov@mail.ru

### Для цитирования:

Симбуховская К. Р., Ужанов А. Е. Коммуникационный процесс как фактор развития альтернативной энергетики в России и мире. Надежность и безопасность энергетики 2020. – Т. 13, № 4. – С. 304 – 314.  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-304-314>

### For citation:

Simbukhovskaya K. R., Uzhanov A. Ye. [Communication process as a factor of alternative energy development in Russia and worldwide]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 304 – 314 (in Russian).  
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-304-314>

# Communication process as a factor of alternative energy development in Russia and worldwide

**Simbukhovskaya K. R., Uzhanov A. Ye.\***

*International Institute of Energy Policy and Diplomacy of MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation, World Electric Power Industry Department  
Bldg. 1, 76, Prospect Vernadskogo, 119454 Moscow, Russia*

The authors assess the impact of the communication process on comprehensive study of renewable energy sources (RES) and its actualization as a factor in the development of alternative energy in the Russian Federation.

The aspects of improving communications and involving their processes and tools (technologies, tools, formats) in the creation of alternative energy infrastructure in Russia with the aim of improving the natural landscape in the conditions of predominant development of hydrocarbon economy have been identified and presented.

The study shows the role and the importance of transmitting knowledge about the global limitations of natural forces and resources, high rate of changes in the natural and climatic conditions of living on the planet Earth for the investment of states with centralized power industry in alternative sources of electricity, their creation and integration with existing energy infrastructure based on hydrocarbon raw materials.

The mechanisms of a political, economic, energy-technological, socio-ecological and educational-informational nature are described, which, when combined, can act synergistically in the current unstable realities to change the situation dramatically for the better and to form hybrid, more balanced and safer fuel and energy solutions on our planet and in Russia in particular.

It is concluded that the communication process in the field of alternative energy, which reduces the negative destructive impact on the environment, can become a determining factor and a serious driver for the development of the renewable energy sector under certain circumstances that are highlighted as relevant in this study.

A brief and essential description of the sources of electric energy generation is given, water, sun and wind being the initial resources for their generation. In relation to each type of alternative generators, both standard and universal communication processes (means) can be used, as well as those adapted exclusively to a specific renewable resource.

**KEY WORDS:** renewable energy sources (RES), alternative energy, green energy, communication process, communication tools, integrated strategic communications, public relations

## Введение

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в современном, быстро меняющемся мире с устойчивым трендом на истощение углеводородных ресурсов и достижением уровня нагрузки на ионосферу своих предельно возможных значений обозначают и предвосхищают будущее человеческой цивилизации. Запущенные (в том числе международными экологическими организациями и научными сообществами) коммуникационные процессы, в основе которых трансляция объективных знаний о состоянии природного баланса и приближении грядущих катаклизмов в связи с резким потеплением на планете, привели к всеобщему пониманию важности энергетической альтернативы. Информационная часть коммуникаций драматизировала общественное мнение с точки зрения признания губительности технологического уклада, основанного на использовании углеводородного сырья, пагубности влияния углеводородного шлейфа современного промышленного производства на здоровье людей, их генетическое благополучие. Средствами PR и других составляющих универсальной модели интегрированных стратегических коммуникаций актуализируется распространение в каждом социуме и международном сообществе в целом экологических идей и знаний, демонстрируется и аргументируется

важность внедрения природоохранительных технологий для повышения благосостояния в национально-этнических образованиях и укрепления гарантии выживания людей в современных условиях.

## Актуальность темы

Современные коммуникации — сложный и многоступенчатый процесс, включающий в себя огромное число разнообразных подпроцессов и опирающийся на широкий спектр функций, технологий, инструментов и форматов.

Умение управлять информацией как сердцевиной коммуникаций в столь сложной сфере, каковой является энергетическая основа существования человеческой цивилизации, становится решающим фактором для преодоления тупикового пути развития.

Ни для кого не секрет, что развитие российской альтернативной энергетики на сегодняшний день оставляет желать лучшего. По сравнению со средними мировыми показателями в области ВИЭ российская действительность выглядит весьма туманно и уязвимо. Учитывая то обстоятельство, что тренд на энергетический переход и внедрение ВИЭ задан на Западе, преимущественно в Европе, России следует в первую очередь информационно подтянуть настроения своего общества к урокам прежнего развития, их осоз-

нению и корректировке тупиковых управленческих решений в области ТЭК. Авторы прибегают к целому комплексу коммуникационных мер, с помощью которых может быть обеспечено изменение соотношения сторонников развития страны. Вопрос должен быть поставлен в биполярной проекции: либо преимущественно сырьевой путь развития России ведет к уничтожению природных богатств страны и медленному ее превращению в мировой могильник отходов, либо прекращение ретроградно-разрушительного подхода к окружающей среде и природным запасам, объявление их достоянием всего народа с введением жесткого социального контроля за разведкой и эксплуатацией месторождений нефти, газа, угля, полезных ископаемых. Ставится вопрос о снижении нагрузки в выработке электроэнергии и тепловой энергии на традиционных энергетических объектах и в системе централизованного энергоснабжения, и постепенно-ритмичном повышении доли ВЭИ в энергетическом балансе и создании ВВП.

### «Зеленая» энергетика как новый коммуникационный дискурс

Базовая категоризация энергии — ее разделение на невозобновляемую и возобновляемую. К первому типу относят природный газ, нефть, уголь, ядерное горючее и торф. Согласно разным источникам этих ресурсов может хватить лишь на 40–100 лет. Принцип «после нас хоть потоп» давно перестал быть актуальным, и общество начинает все более осознанно подходить к данному вопросу, беспокоясь о своем будущем.

С каждым годом добывать ископаемые ресурсы становится все сложнее, ввиду чего добыча дорожает, а экономическая эффективность ее использования взаимозависимо падает. И вишенка на торте — количество выбрасываемых в атмосферу вредных веществ и загрязнение окружающей среды и Мирового океана. Все это усиливает парниковый эффект и вносит дополнительную лепту человека в изменение нашего климата.

Что касается второго вида — ВИЭ, то их классифицируют на ветряные, солнечные, геотермальные, гидроэнергию и биомассу. Все перечисленные виды источников, за исключением геотермальных, существуют благодаря энергии Солнца. Так, ветер создается из-за неравномерного нагревания Солнцем поверхности Земли. Реки питаются дождями, создающимися ввиду испарений других рек, озер, морей и океанов под действием Солнца. Энергию, содержащуюся в биомассе, дает Солнце путем фотосинтеза. Данный вид энергии был самым распространенным до того момента, пока человечество не начало использовать невозобновляемые источники энергии и гидроэнергию.

Помимо вышеперечисленных источников энергии, также существует атомная или ядерная энергетика, которая в последнее время все больше набирает обороты.

Для того, чтобы иметь наглядное представление об изменениях в мировом потреблении энергии, рассмотрим его изменение в гигатоннах нефтяного эквивален-

**Таблица.** Изменения в мировом потреблении энергии

**Table.** Changes in global energy consumption

| Год/<br>регион<br>Year/<br>region | Азия<br>Asia | Северная<br>Америка<br>North<br>America | Европа<br>Europe | Другие<br>Others | G20  | Мир<br>World |
|-----------------------------------|--------------|---|------------------|------------------|------|--------------|
| 2000                              | 2,9          | 2,5                                     | 1,8              | 2,7              | 8,1  | 10           |
| 2002                              | 3,1          | 2,5                                     | 1,9              | 2,9              | 8,3  | 10           |
| 2004                              | 3,5          | 2,6                                     | 2                | 3,1              | 8,9  | 11           |
| 2006                              | 4            | 2,6                                     | 2                | 3,3              | 9,4  | 12           |
| 2008                              | 4            | 2,5                                     | 1,9              | 3,5              | 9,7  | 12           |
| 2010                              | 5            | 2,5                                     | 1,9              | 3,6              | 10,2 | 13           |
| 2012                              | 5,2          | 2,4                                     | 1,9              | 3,8              | 10,5 | 13           |
| 2014                              | 5,4          | 2,5                                     | 1,8              | 3,9              | 10,5 | 14           |
| 2016                              | 5,5          | 2,4                                     | 1,8              | 4                | 10,7 | 14           |
| 2018                              | 5,8          | 2,5                                     | 1,8              | 4,1              | 11,2 | 14           |

та (Гтнэ) с 2000-х годов по регионам.<sup>1</sup>

Исходя из данных этой таблицы, можно сделать несколько выводов об изменении потребления энергии в разных регионах за 20 лет:

1) Потребление энергии в Азии выросло ровно в два раза — с 2,9 Гтнэ до 5,8 Гтнэ;

2) Потребление энергии в Северной Америке осталось на прежнем уровне — 2,5 Гтнэ, претерпев незначительные колебания в разные годы;

3) Потребление энергии в Европе также осталось на том же уровне — 1,8 Гтнэ;

4) В других регионах, в которые входит Южная Америка, Африка и Океания, суммарное потребление значительно увеличилось с 2,7 Гтнэ до 4,1 Гтнэ;

5) Рассматривая отдельно страны G20, участниками которых являются 20 самых крупных национальных экономик мира: Аргентина, Австралия, Бразилия, Великобритания, Германия, Индия, Индонезия, Италия, Канада, Китай, Мексика, Россия, Саудовская Аравия, США, Турция, Франция, Южная Корея, ЮАР, Япония и Европейский союз, можно сказать, что потребление энергии здесь также выросло с 8,1 Гтнэ до 11,2 Гтнэ;

6) В среднем по миру, потребление энергии выросло с 10 Гтнэ до 14 Гтнэ.

### Развитие возобновляемой энергетики в России и мире — тренд коммуникационного процесса

Существуют три основных сценария развития энергетической сферы: консервативный, инновационный и сценарий Энергоперехода.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Enerdata // Мировое потребление энергии. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.net/highlights/#total-energy-1> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>2</sup> Прогноз развития энергетики мира и России 2019. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Forecast\\_2019\\_Rus.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf) (дата обращения: 15.03.2020)



По консервативному сценарию технологические революции не предвидятся. Будет сохраняться текущая государственная энергетическая политика, как и скорость развития технологий. Возможен рост экономической эффективности уже применяемых технологий. Для развитых стран характерно сохранение таких же вложений в развитие «зеленой» экономики и не предусмотрен уход от энергозависимости. При таком раскладе до развивающихся стран технологии будут доходить через 10–12 лет.

Что касается инновационного сценария, то для него характерно ускоренное развитие новых технологий. Время передачи технологий от развитых к развивающимся странам сокращается в два раза. Технологический прогресс предполагается во всех отраслях ТЭК, сопровождаемая усиленной конкуренцией. Национальные приоритеты по поводу возобновляемых источников энергии будут расти. Но политику декарбонизации будут поддерживать развитые страны и Китай, в то время как остальные будут бороться с энергетической бедностью.

Наконец, самый позитивный сценарий — сценарий Энергоперехода. Помимо того, что он характеризуется снижением цен на технологии и их быстрым развитием, данный вариант развития энергосферы включает в себя еще и масштабную государственную финансовую помощь сектору. Ее цель — выдвижение политики декарбонизации на передний план энергетической арены, применение новых технологий производства и энергосбережение.

Важно отметить, что душевое потребление энергии также будет меняться со временем. Однако его изменения довольно неоднородны. Другими словами, тонна нефтяного эквивалента (тнэ) на человека будет либо падать, либо расти в зависимости от сценария развития энергетической сферы, а также того или иного региона.

Есть понимание, что развитие электроэнергетики в разных регионах будет идти неоднородно. Основные тенденции развития предположительно следующие:

- Наибольшие объемы производства энергоресурсов будут демонстрировать развивающиеся страны Азии. Основным топливом по-прежнему останется уголь, но большой прирост генерации будет наблюдаться как раз за счет нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ).
- Северная Америка будет, как раньше, придерживаться газовой энергетики, но значительный прирост также будет наблюдаться благодаря НВИЭ.
- Европа будет постепенно сокращать угольную генерацию и наращивать производство НВИЭ.
- Газовая генерация сместит угольную в развитых странах Азии, там также будет наблюдаться активное развитие НВИЭ.
- Лидерство в Южной и Центральной Америке сохранит гидроэнергетика.
- Приоритетом Ближнего Востока, СНГ и Африки по-прежнему останется газовая генерация.

На сегодняшний день ВИЭ обеспечивают около 15%

мирового первичного потребления, но стоит отметить, что 13% из них составляют традиционные гидроэнергия и биомассы. Новые (нетрадиционные) ВИЭ составляют пока только 2%. При этом в период с 2008 по 2018 гг. они показали огромный скачок. Так, например, мощности солнечной энергетики выросли в 8 раз, а ветряной — в 6 раз.

Перспектива такова, что к 2040 г. НВИЭ могут продемонстрировать самые высокие темпы роста — 6,3–8,3% каждый год в зависимости от сценария развития. Именно благодаря им произойдет кардинальная трансформация мировой энергетики.

В период до 2040 г. ВИЭ будут иметь наибольший рост развития, их потребление вырастет на 76–115%. Стоит также отметить, что именно НВИЭ будут увеличиваться быстрее всего по темпам роста.

Недавно в Объединенных Арабских Эмиратах (ОАЭ) началось создание самой крупной солнечной электростанции в мире, которое инициировал премьер-министр ОАЭ и глава Дубая шейх Мухаммед бин Рашид Аль Мактум. Станция названа его именем, ее бренд персонализирован. Запланированная площадь СЭС — 77 кв. км. Помимо того, что проект станет самым большим и мощным, на его территории будет сооружена самая высокая башня-коллектор высотой 260 метров.<sup>3</sup> Ожидается, что станция начнет функционирование уже в этом (2020 г.) году и достигнет мощности в 1000 МВт. К 2040 г. планируется довести ее мощность до 5000 МВт.

Если говорить о России, то на сегодняшний день важнейшими источниками энергии по-прежнему являются природный газ, нефть, уголь и атомная энергетика. Наряду с ними происходит медленное развитие альтернативной энергетики. Устранением барьеров в развитии ВИЭ в России, стимулированием (лоббированием) государственных решений с целью устойчивого развития ТЭК и интеграцией ВИЭ-технологий в энергетическую систему страны занимается Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ).

Целями АРВЭ являются увеличение доли альтернативной энергетики в энергетическом балансе России развитие отечественных технологий в области ВИЭ, увеличение производства на территории России оборудования для возобновляемой энергии, а также создание необходимого инвестиционного климата с помощью формирования необходимой нормативно-правовой базы РФ.<sup>4</sup>

В АРВЭ входят: Группа РОСНАНО, ООО «Солар Системс», ООО «Вершина Девелопмент», ООО «Вестас Рус», ООО «Хевел», АО «НоваВинд» Росатома, ООО «Башни ВРС» группы РОСНАНО, Европейский университет в

<sup>3</sup> NagNews // Крупнейшие солнечные электростанции в мире. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://nag.ru/articles/article/102443/krupneyshie-solnechnye-elektrostantsii-v-mire.html> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>4</sup> АРВЭ // Миссия и цели АРВЭ. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://rreda.ru/missiya-i-celi> (дата обращения: 21.03.2020)

Санкт-Петербурге, ООО «Солар Кремниевые Технологии», ООО «Ризен Гринвэлью Энерджи», ГК «Энергия Солнца», ООО «Энергия Северо-Запада» Газпрома, ПАО «Энел Россия», ПАО «Северсталь», ПАО «Фортум».

АРВЭ концентрируется на консолидации усилий членов Ассоциации, развитии сотрудничества в сфере ВИЭ, а также координации деятельности участников. В спектр деятельности Ассоциации входят также помощь в снижении экологических проблем в результате деятельности топливно-энергетических комплексов, развитие международного сотрудничества по использованию ВИЭ, привлечение инвестиций, а также формирование и реализация мер популяризации использования ВИЭ.

Правительство РФ принимало программу поддержки ВИЭ до 2024 г. — ДПМ ВИЭ (договор о предоставлении мощности ВИЭ). В 2020 г. в нее были внесены корректировки, а именно добавлены мощности для солнечных и ветряных электростанций. Что касается солнечной энергии, электростанциям были добавлены объемы на 2023 и 2024 гг. В прошлой версии документа говорилось о 99,5 МВт энергии ежегодно, согласно правкам: 240 МВт и 238,6 МВт соответственно. Что касается ветряной энергии, то вместо 182,6 МВт в 2024 г. электростанции получают 214,7 МВт.<sup>5</sup>

Финальный отбор проектов по ВИЭ был осуществлен в июне 2019 г. организацией АТС («Администратор торговой системы» оптового рынка электроэнергии — дочерняя компания Ассоциации «НП Совет рынка») на период 2020–2024 гг. В рамках данной программы инвесторам было гарантировано возмещение затрат в течение 15 лет под 12% годовых. На сегодняшний день ведутся переговоры о продлении программы до 2035 г., однако условия пока не определены.

В ноябре 2019 г. во время правительственного часа в Госдуме Министр энергетики РФ Александр Новак сообщил, что доля новой возобновляемой энергетики в российском энергобалансе вырастет до 4% к 2035 г.<sup>6</sup>

Конечно, программа выглядит довольно оптимистично, но нельзя не принимать во внимание реальные факты. Согласно отчетам, большие запасы углеводородного сырья будут тормозить развитие ВИЭ в России.<sup>7</sup> Пока углеводородное сырье является таким

дешевым и доступным, страна не сможет выполнить цели по развитию генерации ВИЭ, так как стоимость ВИЭ-проектов достаточно высока. В связи с этим Программой были снижены базовые капитальные затраты на 1 кВт энергии.

На сегодняшний день в производстве энергии в России доля всей электроэнергии достигает 17,2% по данным на 2018 г., однако, что касается ветряков и солнечных панелей, здесь по-прежнему наблюдается очень низкий показатель — всего 0,12%.<sup>8</sup>

По программе к 2024 г. должно быть построено около 5,4 ГВт мощностей ВИЭ. Это несколько повысит долю альтернативной энергетики в общем энергобалансе России до 1%. Сегодня она составляет менее 0,2%. К 2035 г. доля альтернативной энергии в общем энергобалансе России составит предположительно 2%. Однако, если удастся ввести в применение микрогенерацию, например, солнечные панели на крышах домов, то есть вероятность повысить долю выработки энергии.

30 декабря 2019 г. вступил в силу федеральный закон о развитии микрогенерации. Согласно Закону, потребители, установившие на своих крышах солнечные панели мощностью до 15 кВт и получающие избыточную энергию, смогут продавать ее излишки энергосбытовым компаниям. Стоимость данных излишков будет равняться средней цене оптового рынка. Для осуществления подобных сделок необходимо подключить объект к местным сетям и заключить договор купли-продажи с поставщиком.<sup>9</sup>

В 2018 г. Министерством энергетики РФ было принято решение о запуске масштабной программы «Один миллион солнечных крыш в России». Реализация проекта проходит в рамках программы поддержки альтернативной микрогенерации России. Предполагается установить солнечные панели на крышах мощностью 3,5 кВт на одну семью. Впоследствии возможно увеличение суммарной мощности солнечных крыш до 3,5 ГВт.<sup>10</sup>

По оценке АРВЭ, доля альтернативной энергии вырастет до 4%, если будет построено еще около 20 ГВт. Нынешняя программа поддержки развития ВИЭ способствует созданию ВИЭ-инфраструктуры только на 10 ГВт. По словам председателя Ассоциации АРВЭ, 10 ГВт энергии могут быть реализованы благодаря дру-

<sup>5</sup> Переток.ру // Программе ДПМ ВИЭ до 2024 года добавили объемов, но урезали капзатраты. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://peretok.ru/news/engineering/21989/> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>6</sup> Ведомости // Доля зеленой энергетики в России не превысит 4%. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/11/07/815623-dolya-zelenoi-energii> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>7</sup> Moody's // Наличие дешевых углеводородных ресурсов тормозит развитие ВИЭ в России. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://www.moody's.com/research/Moodys-Russia-shift-to-renewables-hampered-by-cheap-abundant-fossil-PBC\\_1178622?WT.mc\\_id=AM%7ERmluYW56ZW4ubmV0X1JTQl9SYXRpbmdzX05ld3NfTm9fVHJhbnNsYXRpb25z%7E20190530\\_PBC\\_1178622](https://www.moody's.com/research/Moodys-Russia-shift-to-renewables-hampered-by-cheap-abundant-fossil-PBC_1178622?WT.mc_id=AM%7ERmluYW56ZW4ubmV0X1JTQl9SYXRpbmdzX05ld3NfTm9fVHJhbnNsYXRpb25z%7E20190530_PBC_1178622) (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>8</sup> Статистический ежегодник мировой энергетики 2019. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru/renewables/wind-solar-share-electricity-production.html> (06.04.2020)

<sup>9</sup> Вступил в силу ФЗ о развитии микрогенерации. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/16763> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>10</sup> Energy Media // Мерапроект «Миллион солнечных крыш» будет реализован в России. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://energy.media/2018/03/25/megaproekt-million-solnechnyh-krysh-budet-realizovan-v-rossii/> (дата обращения: 06.04.2020)

гим механизмам, в том числе на розничных рынках.<sup>11</sup>

**Потребление.** По всем сценариям развития структура энергобаланса по видам топлива в стране не сильно изменится. Газ продолжит занимать лидирующие позиции, и его доля вырастет с 54 до 57% от общего потребления первичной энергии. Доля жидкого топлива снизится с 21% до 15–17%, твердого топлива с 17% до 9–13% в зависимости от сценария развития.

Что касается низкоуглеродных источников, среди которых НВИЭ, атомная и гидроэнергетика, то они удвоят свою долю в первичном потреблении энергии, увеличившись с 10% до 19% по сценарию энергоперехода, что станет основной трансформацией энергобаланса. Однако, согласно консервативному сценарию, их доля изменится незначительно — с 10 до 13%.

**Производство.** По консервативному сценарию, производство энергоресурсов в России вырастет на 6%, а по сценарию энергоперехода — сократится на 3%. Газ и нефть также продолжат занимать лидирующие позиции — 78–79%. Уголь с 15% снизится до 10%, что будет компенсировано увеличением доли неископаемых ресурсов — гидро- и атомная энергия и НВИЭ: с 5% до 11%.

Такой расклад событий может значительно приблизить Россию к странам с развитой экономикой. Причиной будет не сокращение ископаемых ресурсов, а сокращение роста потребления первичной энергии.

#### Коммуникационный контекст регулирования использования ВИЭ на международном уровне и в Российской Федерации

На сегодняшний день ключевым международным актом, регулирующим возобновляемые источники энергии, является Рамочная Конвенция ООН об изменении климата (РКИК), которая была подписана более чем 180 странами (включая все страны бывшего СССР) в 1992 г. в Рио-де-Жанейро на Конференции ООН по окружающей среде и развитию. Она вступила в силу в 1994 г.

В ходе реализации Конвенции были обозначены решения сторон касательно стабилизации выбросов парниковых газов, а также установлен принцип «исторической ответственности», который учитывает социально-экономические уровни развития стран.

В 1997 г. был принят Киотский Протокол к Рамочной Конвенции ООН об изменении климата, который стал одним из первых международных договоров, регулирующих совместную деятельность стран в сфере возобновляемых источников энергии.

Целью Протокола также стало снижение выбросов 6 типов газов: метан, углекислый газ, фторуглероды, закись азота, фторуглеводороды и гексафторид серы. Задачами его стало проведение исследований; повышение эффективности использования энергии в соот-

ветствующих секторах национальной экономики; содействие внедрению, разработке и более широкому использованию новых и возобновляемых видов энергии; меры по сокращению или ограничению выбросов газов при удалении отходов, при производстве, транспортировке и распределении энергии и др. В первый период действия Протокола (2008–2012 гг.) суммарное сокращение выбросов должно было быть сокращено на 5,2%.<sup>12</sup>

Для того, чтобы Протокол вступил в силу, необходимо было, чтобы его подписали не менее 55 государств, на долю которых в совокупности в 1990 г. приходилось не менее 55% общих выбросов парниковых газов. Протокол вступил в силу в 2005 г. после присоединения к нему Российской Федерации, которая находилась на тот момент на третьем месте по объему выбросов парниковых газов.

В 2008 г. саммит Евросоюза утвердил Программу по борьбе с изменением климата на период 2013–2020 годов (План «20–20–20»). План, рассчитанный на период действия Киотского протокола, предусматривал сокращение к 2020 г. на 20% от уровня 1990 г. объема загрязняющих выбросов в атмосферу, повышение на 20% доли энергии из возобновляемых источников в общей структуре энергопотребления, а также сокращение общих энергозатрат на 20%.

12 декабря 2015 г. по итогам 21-й конференции ООН по изменению климата было принято Парижское соглашение, целью которого являлась «активизировать осуществление» Рамочной конвенции ООН по изменению климата, а также «удержать прирост глобальной средней температуры намного ниже 2°C сверх доиндустриальных уровней и приложить усилия для ограничения роста температуры до 1,5°C». <sup>13</sup>

Россия подписала Парижское соглашение 22 апреля 2016 и 23 сентября 2019 г. ратифицировала его и начала движение по экологическому сценарию.

На протяжении последних десяти лет в стране проводится большое количество международных и российских экологических форумов и конференций. Самый популярный — Международный форум «Экология», впервые проведенный в 2010 г. в Санкт-Петербурге под эгидой Всероссийской политической партии «Единая Россия». В нем приняли участие 250 человек из 30 российских регионов, стран ближнего и дальнего зарубежья.

Последний X Международный форум «Экология» прошел в 2019 г. в Москве, а XI Международный форум 2020-го года отложен на осень в связи с пандемией коронавируса. Программа мероприятия была разработана вместе с Министерством природных ресурсов

<sup>11</sup> Ведомости // Доля зеленой энергетики в России не превысит 4%. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2019/11/07/815623-dolya-zelenoi-energii> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>12</sup> Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://www.un.org/ru/documents/decl\\_conv/conventions/kyoto.shtml](https://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/kyoto.shtml) (дата обращения: 07.05.2020)

<sup>13</sup> Парижское соглашение. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://economy.gov.ru/material/file/04a533fab96b645ac4c038913623653c/parizhskoe\\_soglasenie.pdf](https://economy.gov.ru/material/file/04a533fab96b645ac4c038913623653c/parizhskoe_soglasenie.pdf) (дата обращения: 07.05.2020)



и экологии Российской Федерации и включала в себя ряд обсуждений по направлениям Национального проекта «Экология», подготовленного во исполнение Указа Президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». За десятилетие Форума ему удалось собрать более полутора тысяч делегатов из 82-х регионов России, а также 10 зарубежных стран.

### Применение модели интегрированных стратегических коммуникаций

Для кардинального изменения ситуации в России с развитием ВИЭ востребованы эффективные коммуникации. В этом смысле интегрированные (стратегические) коммуникации (модель — ИСК) — выбор безальтернативный. Достижение той или иной организацией наилучших результатов в сфере общественного согласия (а альтернативная энергетика требует общественного договора и государственного компромисса) необходим запуск одновременно двух исходных коммуникационных процессов: сегментация и дифференциация социальной среды, формирование целевых аудиторий с выявлением их предпочтений, ожиданий и потребностей, интеграция средств, технологий, инструментов и форматов коммуникаций с этими разными целевыми аудиториями.

И если воздействие или взаимодействие субъекта управления коммуникации с той или иной контактной аудиторией будет осуществляться адресно-точечным и специально организованным способом, то управление собственно результатом в решении проблемы (в нашем случае — принятие государством решений, способствующих протекционизму по отношению к ВИЭ, инвестированию в них достаточных для развития средств, введению вынужденно льготного тарифообразования для такой категории энергоисточников и пр.) будет опираться на интеграцию (сложение) всех видов и типов коммуникаций, то есть на синергетический эффект совокупного действия.

Нужно выстраивать коммуникацию интегрально и стратегически с целевыми аудиториями. Требуется умения и компетенции формировать миссию построения ВИЭ, разрабатывать на государственном и корпоративном уровне стратегию развития альтернативных источников генерации и их внедрение в систему отечественной энергетики. Требуется разработка видения и философии, специализированных ценностей ВИЭ-систем и всей «зеленой» энергетики. Под специфику каждой аудитории требуется разработка своей контент-стратегии, определенные смысловые дискурсы и рассчитанная на нужную рефлексию визуализация. Коммуникационный процесс будет эффективен тогда, когда приобретет свой привлекательный репутационный облик, если получит подкрепление в виде профессионального брендинга ВИЭ-инфраструктуры, брендов конкретных производств и отдельных продуктов (ветроэлектростанций, солнечных панелей, малых ГЭС, безопасных ядерных технологий, газодет-

андерных и когенерационных решений, биогазовых котлов и т. д.). Конечно, огромное значение в информационно-коммуникационной деятельности имеют медиа-коммуникации, особенно в жанре «новых медиа», социальных сетей, создании поддерживающих идею и решения экспертных, журналистских, социологических сообществ. Впору поставить вопрос о специализированном информационном агентстве «Безальтернативная альтернативная энергетика» (БАЭ).

### Идентификация элементной базы в системе ИСК

Предполагается, что для эффективного коммуникационного воздействия и взаимодействия в системе ВИЭ должен производиться профессиональный замер и мониторинг целевых аудиторий. Классические социологические инструменты не всегда подходят в этом плане. Поэтому одним из системных элементов при моделировании управления результатом в ИСК-формате является создание платформ устойчивой обратной связи. С учетом развития мессенджеров и цифровых информационных приложений сделать это не сложно. Одной из компаний, овладевшей электронными платформами обратной связи является Росатом, опыт которой следует изучать и инкорпорировать в процессах внедрения ВИЭ. Тем более, и сам Росатом уже имеет собственный ветроэнергетический парк, так что данный кейс уже можно выводить на уровне бенч-марка.

Изложим основные принципы, на которых базируется концепция «интегрированных коммуникаций»:<sup>14</sup>

1. Прием во внимание всех источников информации об организации и ее деятельности.
2. Использование различных коммуникационных технологий на основе согласованного подхода, включая маркетинг, рекламу, PR, организацию мероприятий, стимулирование сбыта и т. д.
3. Равный подход к коммуникации со всеми важными для организации группами, как вне организации, так и внутри.
4. Использование различных, но согласованных сообщений для разных аудиторий.
5. Управление коммуникацией осуществляется, основываясь на полученных данных о целевых группах (аудиториях).

Для оптимального функционирования и продвижения компании и ее продуктов/идей необходима мощная инструментальная основа. Известны следующие типовые коммуникационные инструменты: оболочка бренда, веб-сайт, интернет-портал или интранет-платформа, социальные сети, масс-медиа-рилейшнз (как инструмент взаимодействия со СМИ с использованием разных форматов: пресс-клуб, брифинг, интервью, пресс-тур и т. д.), специальные мероприятия, спонсорские техники, постановочные мероприятия (например, флешмобы, учебно-деловые игры, геймифи-

<sup>14</sup> Лаборатория рекламы // Интегрированные коммуникации. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.advlab.ru/articles/article201.htm> (дата обращения: 11.03.2020)



кационные решения, симуляционное и тренажерное оборудование) вирусный контент и другие.

Ценным здесь является практически доказанное в плане эффективности совместное использование многих видов коммуникаций в таких компаниях, как Госкорпорация «Ростех», ОАО «Холдинг МРСК» (предшественник ПАО «Россети»), ООО «Агропромкомплектация», ООО «РТ-Капитал», ООО «ВЭБ-Капитал», ОАО «ТВЭЛ» (топливный дивизион ГК «Росатом»). Интегрируются не только инструментально разные виды коммуникаций (PR, маркетинг/рекламные, бренд, digital-, B2B, B2C, GR, IR, TR, ER и пр.), синергетически совмещаются и могут совокупно давать искомый результат различные по типу коммуникации: персонал-ориентированные коммуникации, цифровые коммуникации, социальные коммуникации, мультимедийные коммуникации.

Сущность понятия «интегрированность» означает, прежде всего, коммуникационную многомерность, которую можно определить как принципиальную возможность одновременного получения пользователем информации о событии, явлении и/или факты из различных источников и освещающих запрашиваемое явление с различных сторон и в различных ракурсах. С «пользовательской» точки зрения, «интегрированность» означает новый качественный уровень возможностей для формирования собственных представлений об окружающем мире и о наиболее интересных объектах окружающего мира. С точки зрения коммуникатора, «интегрированность» означает возможность одновременной коммуникации информации по широкому спектру коммуникационных каналов и дифференцированного, а теперь уже оптимизированного по интересам донесения до выбранных целевых аудиторий. В обоих случаях ключевым фактором является именно «возможность», которая для того, чтобы быть реализованной в практической деятельности, должна, в той или иной степени, сочетаться с потребностью.

Анализируя сущность интегрированных коммуникаций, следует вслед за доцентом А. Е. Ужановым признать за операционной средой, в которой реализуются коммуникационные технологии, если не первостепенную, то не менее важную чем у технологий роль. Оперативность коммуникациям и контенту обеспечивает именно коммуникационная платформа, которая ранее являлась лишь инструментом «второго сорта». Главным инструментом всегда считался «канал коммуникаций». В модели интегрированных коммуникаций у «коммуникационной платформы», наиболее ярким примером которой являются социальные сети, статус не ниже, если не выше, чем статус «канала коммуникаций». Второй особенностью является относительная независимость контента от его источника («прародителя»), что требует от субъекта ИК определенных усилий для обеспечения адекватной рефлексии целевых аудиторий на продвигаемый и трансформируемый в операционной среде контент. Для потребителя затрудняется идентификация потребляемой информации с первоисточником, что существенно искажает информационную и смысловую картину мира.

## Развитие коммуникационных процессов и новых коммуникационных технологий

Если говорить о развитии именно цифровых коммуникационных технологий, нельзя не отметить появление и продвижение множества вариантов дистанционной работы. В условиях современного темпа жизни, дистанционные коммуникации становятся все более популярными, являясь инструментом, экономящим время и открывающим огромное количество возможностей.

**Телемосты.** Хотя эта технология групповой коммуникации и появилась еще в 60-х годах прошлого столетия, сегодня она начинает набирать обороты, обогащаясь все большим функционалом.

На сегодняшний день особенно четко прослеживается развитие новых коммуникационных технологий в кризисных ситуациях. Так, например, столкнувшись с пандемией коронавируса, мир активно начал развивать телекоммуникации для возможности работать и учиться удаленно. Сегодня мы можем наблюдать появление множества новых платформ для общения, развитие программ удаленного доступа, растущее число онлайн-экскурсий, тренингов и лекций.

Коронавирус сильно ударил по мировой экономике: акции Apple, Facebook, Microsoft, Alphabet и Amazon упали, потеряв более \$1 триллиона за месяц. Несмотря на это, негативная тенденция наблюдается не во всех технологических сферах. Так, платформа Zoom стала одной из самых востребованных и известных компаний.

Zoom — компания, предоставляющая услуги дистанционной связи. В период пандемии ее акции более чем удвоились в цене, а число бесплатных пользователей увеличилось в два раза.

В продвижении бизнес-сферы, каковой несомненно является альтернативная энергетика, все более важную роль начинают играть лидеры мнений. Их трактуют по-разному: инфлюенсеры, трендсеттеры, амбассадоры и адвокаты бренда. Но суть остается прежняя — это люди, оценки которых решительно влияют на мнение аудитории. Сегодня бизнес все чаще и чаще начинает прибегать к их помощи, так как глаз потребителя «замылен» на все, что касается традиционного PR и рекламы. Современный читатель и зритель с легкостью определяет то, что им пытаются навязать на уровне подсознания, включает различные психологические блоки. Поэтому НЛП-эффекты слишком преувеличены в своих возможностях. Надо признать, что инфлюенсеры и трендсеттеры — явление достаточно новое, люди верят этим агентам перемен, слушают их, делают то, что им говорят, опять же, если это правильно преподнесено. В продвижении идей «зеленой» энергетики сегодня в России позитивно воспринимаются ученые Комитета-100, их выступления на различных on-line конференциях и в формате экспертных интервью, выкладываемые на YouTube-канале.

Известные журналисты, телеведущие, блогеры, политики, танцоры, певцы, режиссеры, любые другие попу-

лярные пользователи Instagram, Facebook, Twitter или других масштабных соцсетей, посты которых собирают огромное число подписчиков, и являются по факту лидерами общественного мнения (сокращенно — ЛОМ). Встречаются инфлюенсеры, которые занимаются продвижением той или иной идеи и товара/услуги лишь из приверженности к мессионерству, гуманизации человечества и экологизации сознания людей.

Лидеров мнений обычно категоризируют по роду их деятельности. Так, например, если говорить о защите окружающей среды, существует важный вид инфлюенсеров-экологов, которые, на сегодняшний день, приобретают все большую популярность.

В качестве яркого инфлюенс-действия следует назвать резонансные выступления юной эко-активистки из Швеции Греты Тунберг. Грета стала известна благодаря своему одиночному пикету у шведского парламента, во время которого призывала к незамедлительным действиям в борьбе с климатическими изменениями. Ее бескомпромиссная позиция привлекла огромное внимание общественности, найдя отклик по всему миру, спровоцировав в ряде мест массовые мероприятия, часть из которых была, разумеется, тщательно инсценирована — т. н. «пятницы за будущее»<sup>15</sup> или «школьные забастовки за климат».

23 сентября 2019 г. в Нью-Йорке на саммите ООН Грета выступила с речью, в которой в довольно жесткой манере обвинила мировых лидеров во лжи и неспособности повлиять на экологическую проблему. Выступление молниеносно облетело весь мир, а юная спикер стала героем многочисленных репортажей и героиней всех без исключения социальных сетей. Таким образом, коммуникационная цель привлечь внимание мировых СМИ к проблеме потепления и будущим катаклизмам была достигнута.

Что касается России, то главным рупором продвижения экологических проблем являются независимые СМИ с большим охватом аудитории, в том числе Meduza, «Новая газета», «Лента.ру».

Также среди наиболее популярных СМИ: «Экология и право» — всероссийский журнал Экологического правового центра «БЕЛЛОНА», «Натур Продукт» — электронный журнал про экологичную жизнь, «Зеленый город» — ресурс про экостроительство, «GreenEvolution.ru» — портал о зеленых решениях и другие.<sup>16</sup>

Все большую популярность начинают набирать так называемые эко-блогеры и эко-блоги, освещающие широкий спектр проблем, связанных с окружающей средой. Наиболее используемые площадки — YouTube и Instagram.

Важно отметить, что грамотное информирование в сфере экологии — важнейшая часть коммуникационного процесса и драйвер его превращения в фактор

развития «зеленой» энергетики. Выглядит логично, что компания «Зеленый драйвер», специализирующаяся экологическим информированием населения и консалтингом бизнеса в сфере экологизации, составила топ-список «зеленых» СМИ и эко-блогеров. В этом рейтинге на первое место вышел «Проект +1» — коммуникационный формат, рассказывающий о практиках в области социальной и экологической ответственности, глобального устойчивого развития.

Самые яркие и популярные направления эко-блогинга:

- Eco-fashion. Борются против убийства животных ради меха и кожи. Ратуют за использование искусственных экологичных материалов для одежды.
- Eco-beauty. Бьюти-блогеры; используют косметику, не содержащую вещества животного происхождения, не тестированную на них и т. д.
- Vegan. Призывают к осознанному потреблению и полному или частичному отказу от продуктов животного происхождения.
- Healthy lifestyle. Занимаются пропагандой здорового образа жизни. Обычно, он включает в себя йогу, здоровое питание, прозрачность и поиск гармонии с собой.

- Eco-friendly. Вообще, это довольно собирательный термин всех эко-блогеров, который обычно объединяет все, написанные выше, типы. Это люди, пропагандирующие чаще всего сортировку мусора, использование, так называемых, «авосек» — хлопчатобумажных сумок вместо пластиковых пакетов, потребление только натуральных продуктов, экономию энергии, сокращение использования бумаги и пластика, использование энергосберегающих лампочек и др.

Становится очевидным, что описанные выше коммуникационные трюки легко проплатить и купить. Ведь не секрет, популярные блогеры зарабатывают за счет рекламы. Так, например, на YouTube они получают деньги за количество показов рекламных роликов. В таких социальных сетях, как Twitter и Instagram возможность зарабатывать с помощью показов отсутствует, поэтому заработок блогеров основан здесь на внедрении рекламы в свой собственный профиль, то есть на прямом партнерстве с рекламодателями. Причем не всегда последним необходимо сотрудничать с крупными блогерами, иногда выходит выгоднее привлечь больше маленьких и средних с аудиторией в 10–50 тысяч подписчиков.<sup>17</sup>

Рекламу у таких блогеров могут заказывать любые бренды — как малые интернет-магазины, так и крупные организации. Их выбирают по тематике блога и их целевой аудитории. Рекламный рынок блогеров растет в России на 19% в год.<sup>18</sup>

<sup>15</sup> Fridays For Future. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://fridaysforfuture.org/> (дата обращения: 19.05.2020)

<sup>16</sup> Green Driver // ТОП зеленых СМИ и экоблогеров. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://greendriver.ru/green-smi/> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>17</sup> Meduza // Как устроена экономика блогеров? — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://meduza.io/cards/kak-ustroena-ekonomika-bloggerov> (дата обращения: 21.03.2020)

<sup>18</sup> Adindex.ru // Тренды YouTube. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://adindex.ru/publication/analytics/100380/2017/04/12/159181.phtml> (дата обращения: 21.03.2020)

## Целевая коммуникационная поддержка интеграции российских ВИЭ в отечественный энергобаланс и структуру мировой энергетики

Коммуникационный процесс в области ВИЭ все больше приобретает системные черты и целеполагание. В приоритет начинает выводиться идея целевой коммуникационной поддержки продвижения ВИЭ. В ее основе — организация международных просветительских конференций и специальных деловых форумов и индустриальных выставок.

Так, в 2018 г. в Сочи стартовала первая в России выставка-конференция альтернативных источников мировой энергии ARWE (All Renewable World Energy). Основная дискуссионная тема: «Ветроэнергетика России — рынок защищенных инвестиций, стремящийся к балансу».<sup>19</sup>

ARWE-2019 состоялся в Ульяновске с участием 14 стран, включая Францию, Германию, Австрию, Китай, США, Японию.<sup>20</sup> Поддержку Форуму оказали Ульяновский нанотехнологический центр ULNANOTECH, Министерство энергетики Российской Федерации, Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, Фонд «Росконгресс». На конференции обсуждены тенденции развития российской и мировой возобновляемой энергетики, энергопотребление в условиях Парижского соглашения по климату, финансирование ВИЭ и планы России по реализации программы локализации оборудования возобновляемых источников энергии.

На выставке впервые для отечественного рынка альтернативных источников энергетики демонстрировались западные передовые технологии и новое оборудование. Обсуждены ключевые темы развития ВИЭ в России и мире. В рамках технического тура состоялось ознакомление с производственными объектами возобновляемой энергетики Ульяновской области. Данный регион является пилотным в части создания ветроэнергетической индустрии.

Ниже проиллюстрируем на конкретных коммуникационных кейсах участие СМИ в поддержке бизнес-модели ВИЭ.

В июне 2019 г. «Экспоцентром» был запущен новый проект — Международная выставка «RENWEX. Возобновляемая энергетика и электротранспорт». Данное мероприятие проводилось при поддержке Европейской Ассоциации ВИЭ (Евросолар) под патронажем Торгово-промышленной палаты РФ (ТПП РФ). В выставке приняли участия такие известные лица, как А. Б. Чубайс,

П. Н. Завальный, С. Н. Катырин, Ю. В. Маневич.<sup>21</sup> Девиз выставки — «Создаем будущее возобновляемой энергетики вместе!». Целеполагание форума — создание эффективной коммуникационной площадки для обсуждения и решения актуальных вопросов отрасли во взаимодействии общества, бизнеса и органов власти. Коммуницировали производители оборудования для ВИЭ и электротранспорта, ключевые эксперты энергетического сообщества России, стран ближнего и дальнего зарубежья, СНГ, включая представителей отраслевых комитетов, высокотехнологичных компаний, государственных структур и инвестиционных организаций.<sup>22</sup>

63 компании из 9 стран (Германия, Австрия, Нидерланды, Франция, Швейцария, Китай, Турция, Словакия и Россия) продемонстрировали свои разработки. Одними из участников стала группа компаний «Хевел», «Солар Системс», «Энергон-Электро» и другие.

Генеральным информационным партнером выставки стал общенациональный деловой журнал «Эксперт», официальными информационными партнерами — журнал «Региональная энергетика и энергоснабжение» (РЭЭ), газета «Энергетика и промышленность России» (ЭПР), а также журнал «Альтернативная энергетика и экология» (ISJAE). Информационные партнеры: журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», журнал «Энергосбережение», журнал «Международная биоэнергетика» (The Bioenergy International), портал «Поставщики машин и оборудования», ЦДУ ТЭК и журнал «ТСР».<sup>23</sup>

Вторая показательная выставочная история — «RENWEX. Возобновляемая энергетика и электротранспорт». Несмотря на перенос форума из-за пандемии коронавируса с 21–23 апреля на 20–22 октября 2020 г., а затем на 22–24 июня 2021 г., 26 февраля организаторы реализовали промежуточную коммуникационную площадку: бизнес-завтрак с участием блогеров и журналистов, экспертов и отраслевых аналитиков под названием «Возобновляемая энергетика России: итоги 2019 года и взгляд в будущее». Организаторами выступили организационный комитет выставки RENWEX 2020, НП «ЕВРОСОЛАР Россия», Ассоциация развития возобновляемой энергии (АРВЭ).

Обсужден комплекс вопросов, в том числе потенциал возобновляемых источников энергии в России. Большое внимание мероприятию было уделено такими СМИ, как «Эксперт», «Лента.ру» и РИА Новости,

<sup>19</sup> РАВИ (Российская Ассоциация Ветроиндустрии) // Стартовала подготовка к Первой выставке-конференции по альтернативным источникам мировой энергии ARWE-2018. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://rawi.ru/2017/08/startovala-podgotovka-k-pervoy-vystavke-konferentsii-po-alternativnyim-istochnikam-mirovoy-energii-arwe-2018/> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>20</sup> Энергетика и промышленность России // На форуме ARWE 2019 обсудили тенденции возобновляемой энергетики. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/news/base/2019/8605620.htm> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>21</sup> RENWEX // Итоги RENWEX 2019. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.renwex.ru/ru/exhibition/results/> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>22</sup> RENWEX // 18–20 июня — RENWEX 2019: Выставка возобновляемой энергетики и электротранспорта. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://renewnews.ru/renwex-2019/> (дата обращения: 06.04.2020)

<sup>23</sup> Официальный каталог-путеводитель. Международная выставка «Возобновляемая энергетика и электротранспорт». — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://www.renwex.ru/common/img/uploaded/exhibitions/renwex/doc/catalogue\\_renwex19.pdf](https://www.renwex.ru/common/img/uploaded/exhibitions/renwex/doc/catalogue_renwex19.pdf) (дата обращения: 15.03.2020)

многими профильными платформами, в том числе — Cleanenergy, «Электроэнергия», «Энергоинформ», «Нефть и капитал».<sup>24</sup>

## Заключение

Коммуникационный процесс в развитии альтернативной энергетики имеет важнейшее и определяющее значение. ВИЭ могут стать единственным средством существования в нашем будущем при главном условии, если мы поймем, насколько эксплуатируемые углеводородные источники энергии исчерпаемы и насколько они сокращают цивилизационный срок существованию планеты и всего человечества.

Это понимание, осознание и, главным образом, ответственность не наступит без адресного коммуникационного процесса, который бы затрагивал все нервные аккупунктуры в системе власти и гражданского общества стран и народов, и, конечно же, Российской Федерации, которая в силу своих больших разведанных и эксплуатируемых природных запасов в какой-то мере стоит особняком и занимает положение «собаки на сене», придерживаясь ложных оценок «это не про нас», «а нам хватит природных источников энергии и зачем вкладываться в мифические и дорогостоящие ВИЭ?».

Западные инициативы по разрешению экологической ситуации значительно обгоняют российские, однако в последние несколько лет наша страна все активнее предпринимает необходимые меры по защите окружающей среды. И эффективность этого переноса альтернативно-энергетического подхода в российский политический и экономический ландшафт находится в зависимости от коммуникационного процесса, который должен стать стратегическим, проактивным, точечным, интегральным. Пора подумать о разработке специальной коммуникационной модели «Россия: Энергетической альтернативе быть», в которой органично должны быть показаны пропорции и веса, занимаемые коммуникациями в стиле корпоративной социальной ответственности (КСО), социальные коммуникации, альтернативная энергетическая пропаганда и просвещение населения, лоббирование интересов ВИЭ на всех уровнях, разработка брендов электроэнергии, производимой в различных инфраструктурных системах: ветряной, солнечной, геотермальной и другой энергетики.

Соответственно требуется качественный и привлекательный гибридный контент, активная государственная информационная политика по трансляции этого контента во всех средах и в узлах принятия решений. Необходима специальная контент-стратегия «Альтернативная энергетика в Российской Федерации». Следует также

развивать экспертное сообщество, подобно тому, как в России было создано Всероссийское общество сторонников развития фундаментальных и прикладных наук в интересах энергетического комплекса, а также действующее уже на протяжении 15 лет сообщество ученых «Энергетика будущего», объединенных в составе научного подразделения Академии военных наук «Проблемы безопасности ТЭК» (первичное и релевантное название).

## Список использованных источников

1. Grönstedt Anders. The Customer Century: Lessons from World Class Companies in Integrated Marketing and Communications. – London: Psychology Press 2000; 238.
2. Thomas E. Eppes. Rebirth of an Agency: Challenges and Implications of Operating in an IMG Framework: Journal of Integrated communications 1998–1999.
3. Ужанов А. Е. Перспективы развития энергетики мира и России до 2050 года. // Мастер-класс для специалистов внутреннего аудита ПАО «НК «Роснефть» 19 февраля 2020 года.
4. Ужанов А. Е. Репутация компании в парадигме социальной ответственности бизнеса. // Глава 1 в учебном пособии «Сотрудничество бизнеса и власти для достижения устойчивого развития экономики». Под общей редакцией О. В. Кузнецова. М., ИНФРА-М 2019; 20–38.
5. Ужанов А. Е. Государственное регулирование корпоративной социальной ответственности. // Глава 2 в учебном пособии «Сотрудничество бизнеса и власти для достижения устойчивого развития экономики». Под общей редакцией О. В. Кузнецова. М., ИНФРА-М 2019; 39–59.

## References

1. Grönstedt Anders. The Customer Century: Lessons from World Class Companies in Integrated Marketing and Communications. – London: Psychology Press 2000; 238.
2. Thomas E. Eppes. Rebirth of an Agency: Challenges and Implications of Operating in an IMG Framework: Journal of Integrated communications 1998–1999.
3. Uzhanov A. E. Prospects for the development of energy in the world and Russia until 2050. // Master-class for internal audit specialists of Rosneft on February 19, 2020.
4. Uzhanov A. E. The company reputation in the paradigm of social responsibility of business. // Chapter 1 in the textbook “Cooperation between business and government to achieve sustainable economic development”. Under general edition of O. V. Kuznetsov. Moscow, INFRA-M 2019; 20–38.
5. Uzhanov A. E. State regulation of corporate social responsibility. // Chapter 2 in textbook “Cooperation between business and authorities for achieving sustainable economic development”. Under general edition of O. V. Kuznetsov. Moscow, INFRA-M 2019; 39–59.



<sup>24</sup> RENWEX // Пресса о выставке RENWEX 2020. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://www.renwex.ru/ru/exhibition/press\\_magazin/](https://www.renwex.ru/ru/exhibition/press_magazin/) (дата обращения: 06.04.2020)



## ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-315-317>

УДК 621.31:37.01

# Обучение действующего резерва в АО «Мособлэнерго»

**Кропачев С. А.**

ЧУДПО «Энергетический институт повышения квалификации АО «Мособлэнерго»,

Российская Федерация, 143040, Московская обл., Одинцовский район, г. Голицыно, бульвар Генерала Ремезова, д. 6, пом. 1

Поступила / Received 10.09.2020

Принята к печати / Accepted for publication 23.10.2020

Современная энергетика является сложным и опасным сегментом экономики. Подготовка квалифицированного персонала для энергопредприятий сегодня немыслима без ряда важнейших компонентов. Это, прежде всего, наличие современной материально-лабораторной базы, специализированных классов и полигонов, высокий уровень подготовки штатных и привлеченных преподавателей и мастеров производственного обучения, совершенствование учебно-методической работы, широкое использование современных образовательных технологий. Последние получили серьезное развитие весной этого года в период пандемии. Дистанционное обучение сегодня требует нового содержательного наполнения, инновационных методик и организационного совершенствования. Рассматривается создание Частного Дополнительного профессионального образования «Энергетический институт повышения квалификации АО «Московская областная энергосетевая компания». Институт возник на базе Учебно-тренировочного центра и, по сути своей, является Корпоративным университетом. Институт осуществляет подготовку персонала по 200 направлениям образовательной деятельности. В 2019 г. в нем прошли обучение более 8000 сотрудников компании. Особое внимание уделено подготовке резерва руководящих кадров. С этой целью были созданы Школа главного инженера и Школа начальника производственного отделения. Идея школ возникла вследствие реального дефицита руководителей. Их не выпускают вузы и «готовых» руководителей на рынке труда «купить» невозможно. В компании сделали ставку на собственных перспективных сотрудников, зачисленных в резерв руководящих кадров, которые имеют профильное высшее образование, опыт работы и занимают активную жизненную позицию. Сегодня выпускники школ прошлого года работают на руководящих должностях во всех филиалах и аппарате управления АО «Мособлэнерго», которое является крупнейшим гарантирующим поставщиком электроэнергии в Московской области. Завершает сложную образовательную систему подготовка топ-менеджмента компании в старейшем техническом вузе стране — МГТУ им. Н. Э. Баумана.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** дополнительное профессиональное образование, электроэнергетика, АО «Мособлэнерго», резерв руководящих кадров

### Адрес для переписки:

Кропачев С. А.

ЧУДПО «Энергетический институт повышения квалификации АО «Мособлэнерго»

Российская Федерация, 143040, Московская обл., Одинцовский район, г. Голицыно, бульвар Генерала Ремезова, д. 6, пом. 1

e-mail: mr.kropachev.sergey@mail.ru

### Address for correspondence:

Kropachev S. A.

CHUDPO «Energy Institute of advanced training of «Mosoblen-  
nergo» JSC

6, General Remezov Boulevard, Golitsyno, Odintsovo district,  
Moscow region, 143040, Russian Federation

e-mail: mr.kropachev.sergey@mail.ru

### For citation:

Kropachev S. A. [Training of the current reserve in «Mosoblen-  
nergo» JSC]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and  
Reliability of Power Industry*. 2020. vol. 13, no. 4, pp. 315 – 317  
(in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-315-317>

### Для цитирования:

Кропачев С. А. Обучение действующего резерва в АО  
«Мособлэнерго». *Надежность и безопасность энергетики*. 2020. – Т. 13, № 4. – С. 315 – 317.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-315-317>

## Training of the current reserve in «Mosoblenergo» JSC

**Kropachev S. A.**

*CHUDPO «Energy Institute of advanced training of «Mosoblenergo» JSC*

*6, General Remezov Boulevard, Golitsyno, Odintsovo district, Moscow region, 143040, Russian Federation*

В июле 2018 г. было создано Частное учреждение дополнительного профессионального образования «Энергетический институт повышения квалификации Акционерного общества «Московская областная энергосетевая компания» (далее — Институт).

Необходимо отметить, что учредитель Института — Акционерное общество «Мособлэнерго», которому в этом году исполняется 15 лет, стремится соответствовать высоким требованиям сегодняшнего дня, успешно достигать тех целей, которые ставит перед компанией ее акционер — Правительство Московской области. Руководство компании неоднократно подчеркивало, что одним из ключевых приоритетов в работе «Мособлэнерго» была и остается социальная ориентированность на потребителя. Компания поддерживает высокий уровень энергоснабжения потребителей, постоянно и планомерно решает задачи по модернизации электросетевого оборудования, повышает качество оказываемых потребителям услуг, совершенствует управление сетями. АО «Мособлэнерго» представлена в большинстве муниципальных образований Московской области. В структуре компании 10 филиалов. На обслуживании находятся более 12 тыс. распределительных и трансформаторных подстанций и 40 тыс. километров воздушных и кабельных линий.

На сегодняшний день в компании трудится около 5,5 тыс. работников. Образовательная деятельность Института направлена на необходимость вооружить сотрудников АО «Мособлэнерго» определенным объемом профессиональных знаний, умений, навыков, на развитие целостного мышления, творческих способностей личности.

Важно подчеркнуть, что перед Институтом стоят цели удовлетворения потребностей производства:

- создание условий для совершенствования профессиональной компетентности, включение и поддержание сотрудников АО «Мособлэнерго» в активной профессиональной форме;
- удовлетворение текущих и перспективных потребностей производства в квалифицированных кадрах, соответствующих современному социально-экономическому развитию, обладающих широким кругозором и профессиональной мобильностью;
- создание предпосылок для развития социально-активных сотрудников компании, овладевших системой общечеловеческих ценностей, способных к участию в управлении, обладающих ответственностью за результаты своего труда и деятельности предприятия в целом.

За 2019 г. в Институте прошли обучение около 8 000 человек по различным направлениям обучения. Такое большое количество слушателей объясняется тем, что один сотрудник может об-

учаться в Институте по нескольким дисциплинам.

В Институте одна за другой вводятся меры по совершенствованию образовательного процесса, при этом основными направлениями обучения являются:

- профессиональная подготовка (переподготовка) персонала рабочих профессий и получения профильной рабочей профессии;
- повышение квалификации персонала основных рабочих профессий;
- повышение квалификаций руководителей и специалистов;
- профессиональная подготовка и аттестация работников на право допуска к выполнению работ определенного вида.

Учитывая специфику энергетической отрасли, необходимость проведения обязательного обучения, приведение уровня подготовки работников АО «Мособлэнерго» в соответствие с профессиональными стандартами, Институтом разработано более 250 программ дополнительного профессионального образования.

В настоящее время Институт имеет специальные помещения для проведения занятий лекционного и семинарского типа, групповых и индивидуальных консультаций, текущего контроля и итоговой аттестации, а также помещение для самостоятельной работы. В Институте создан класс релейной защиты и автоматики, класс кабельных систем, класс охраны труда и оказания первой медицинской помощи, компьютерный класс.

Институт способен удовлетворить не только требования производства, но и разнообразные образовательные потребности личности, обеспечить интеграцию профессионального и личного развития сотрудников АО «Мособлэнерго» в единый, целостный процесс. Более того, в Институте реализуются программы позволяющие вырастить из сотрудников АО «Мособлэнерго» настоящих профессионалов высочайшего уровня.

Так, в целях подготовки резерва кадров на руководящие должности компании в Институте в 2019 г. прошло обучение по оригинальным программам профессиональной переподготовки: «Школа главного инженера», «Школа начальника производственного отделения». Отбор кандидатов для обучения в Школах был очень тщательным. Были зачислены кандидаты в активном трудовом возрасте, имеющие высшее профильное образование и опыт работы, находящиеся в резерве руководящих кадров, занимающие активную жизненную позицию.

Кроме того, для подготовки специалистов, способных обеспечить целенаправленное планирование и управление сетевым хозяйством, процессами развития филиалов АО «Мособлэнерго», организовано обучение по программе профессиональной переподготовки «Менеджмент организации», по специализации «Контроль

линг на предприятии» в старейшем техническом вузе страны — МГТУ им. Н. Э. Баумана.

Рассмотрим обучение резерва руководителей компании на примерах группы профессиональной переподготовки в МГТУ им. Н. Э. Баумана. В группу были отобраны директора филиалов АО «Мособлэнерго» и их заместители, главные инженеры филиалов, руководители служб и отделов Аппарата управления компании. Главным критерием отбора кандидатов в группу профессиональной переподготовки являлись инициативность руководителей, их участие в преобразованиях, проходящих в компании, активный возраст, который позволит реализовать полученные знания на практике. Всего в группу было зачислено 17 человек. Группе был предложен напряженный учебный план в объеме 676 часов, куда вошли следующие дисциплины: Экономика и управленческий учет на сетевом энергопредприятии; Внутрифирменное планирование; Организация производства и реинжиниринг бизнес-процессов; Управление проектами и технико-экономический анализ; Управление инвестиционными проектами; Система менеджмента качества на энергосетевом предприятии; Стратегический и оперативный контроллинг; Контроллинг персонала и управление человеческими ресурсами; Психология делового общения и основы коммуникации и др. Занятия вели ведущие преподаватели кафедры: «Экономика и организация производства» МГТУ им. Н. Э. Баумана (д.э.н., профессора Ларионов В. Г., Фалько С. Г., к.э.н., доценты Чугунов В. С., Иванова Н. Ю., Мазурин Э. Б. и др.)

Обучение по программе профессиональной переподготовки завершилось в декабре 2019 г. защитой выпускных квалификационных работ (ВКР), целью которых стало систематизация, расширение и закрепление теоретических знаний путем самостоятельного решения актуальных инженерно-экономических задач. Поэтому слушатели уже с первых дней обучения определились с темами своих выпускных квалификационных работ, обращая особое внимание на актуальность и практическую значимость проблемы своего исследования для АО «Мособлэнерго», задумываясь о том, какой эффект и в какие сроки сможет получить филиал (ПО, Служба АО «Мособлэнерго») от реализации их предложений.

Так, ВКР директора Сергиево-Посадского филиала АО «Мособлэнерго» А. В. Тиханова была посвящена системе управления рисками и созданию защитных механизмов стабильного развития предприятия. Главный инженер Щелковского филиала А. П. Якобнюк в своей выпускной работе представил обоснованные инженерно-экономические расчеты, показывающие эффектив-

ность применения инновационных силовых трансформаторов в городских электрических сетях. Заместитель главного инженера — директор Департамента эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов Д. В. Ковалев в своем итоговом проекте разработал и предложил к внедрению инструменты контроллинга в процессе технического обслуживания и ремонтов электрооборудования в АО «Мособлэнерго». Итогом выпускной квалификационной работы заместителя главного инженера, руководителя Службы надежности, производственного контроля и охраны труда М. К. Мержоева стало создание в структуре управления компанией отдела мониторинга и управления техническими рисками. По расчетам автора работы будет получено снижение аварийности и травматизма.

Современная электроэнергетика является сложным и опасным сегментом экономики. Подготовка персонала для энергопредприятий сегодня немыслима без ряда важнейших компонентов. Это, прежде всего, наличие современной материально-лабораторной базы, специализированных классов и полигонов, высокого уровня квалификации штатных и привлеченных преподавателей, совершенствование учебно-методической работы, широкое использование современных образовательных технологий.

Сегодня в АО «Мособлэнерго» создана стройная система подготовки персонала. Она охватывает все звенья этого процесса, от работы с абитуриентами, определения потребности в обучении персонала, осуществления всех видов подготовки рабочих и специалистов до создания и функционирования Школ профессионального мастерства, где формируется реальный кадровый резерв основных ведущих профессий энергопредприятия. Завершает сложную образовательную систему подготовка топ-менеджмента компании в МГТУ им. Н. Э. Баумана.

#### Список используемых источников:

1. Кропачев С. А. Непрерывная профессиональная подготовка персонала энергокомпании. 2-е изд. Майкоп: «Полиграф-Юг» 2015; 304.
2. Энергетический институт повышения квалификации АО «Мособлэнерго». Голицыно. Б/г.: 12.

#### References

1. Kropachev S. A. Continuous professional training of power company personnel. 2nd ed. Maykop: «Polygraph-Yug» 2015; 304.
2. Energy Institute for advanced training of mosoblenergo JSC. Golitsyno. B/g.: 12.



## ЮБИЛЕИ, НАГРАЖДЕНИЯ



Ужанов А. Е.

**Действительному члену Академии военных наук,  
академику Академии промышленной экологии РФ,  
Заместителю председателя Попечительского  
совета Международной эстафеты памяти и  
благодарности «Родина Подвига — Родине Героя»  
Магиду С. И.**

### Глубокоуважаемый Сергей Игнатьевич!

Позвольте Вас сердечно поздравить с присвоением почетного звания «Заслуженный изобретатель Российской Федерации»!

Событие знаковое в Вашей судьбе и вполне ожидаемое. Реестр Ваших многочисленных титулов и званий пополнился новым заслуженным статусом, как результатом оценки государством Вашего самоотверженного, честного и необыкновенно творческого труда-служения на благо своего Отечества.

Есть выражение, что интеллект человека — это не сосуд, который нужно наполнить, но очаг, который следует разжечь. Сущность харизматичной, необыкновенно яркой личности Сергея Игнатьевича — это вечно пламенеющий и все время поднимающийся исключительно по восходящей траектории огонь созидания и преображения мира, всегда искрометный, теплый и животворящий! И моей душе повезло, будучи рядом, ощутить однажды излучаемую Вами мудрость и чистоту тонких духовных вибраций! Да простит меня Сергей Игнатьевич за смешение жанров обращения — от прямого до «от третьего лица». Широкая натура требует столь же широкого диапазона выражения мыслей.

Это счастье — мыслить в унисон, понимать и внимать доктору и профессору МАГИДУ, личности колоритной, наполненной многими смыслами и не знающей границ — в созерцании природных явлений и социальных истин, в улавливании сигналов будущего и вечного зова прошлого, в аккуратном и неустанном преображении несовершенного и зыбкого настоящего. Сергей Игнатьевич всегда на стороне сил света и добра, всегда в боевом строю, всегда на лихом исследовательском коне и, что самое удивительное, на острие того уникального и ни с чем не сопоставимого дела, в сердцевине которого пролегает его собственная жизненная миссия.

Энергетическое тренажеростроение — это не только занимаемая Сергеем Игнатьевичем целых полвека профессионально востребованная ниша, в которой Вы ДОКА, ГУРУ, УЧИТЕЛЬ с большой буквы и МАСТЕР ПО НАДЕЖНОСТИ энергосистем, это еще и особая философия отношений между техническими системами и людьми-операторами, это своя, соответствующая специфическому складу коммуникаций и экспертиз социология, это основа безопасности энергетики... Стало быть, создавший Школу Тренажеростроения профессор Магид С. И. — без всякого пафоса, гарант безопасности энергетики!

Осознавая достигнутый возраст, вслушиваясь в Сергея Игнатьевича, только с недавнего времени я стал понимать корневую основу это замечательного человека. Когда я только родился, в это время Сергей Игнатьевич, будучи электриком и теплотехником, уже два года как изучал философию и социологию — главные науки осмысления своего места во Вселенной, самоидентификации и созидания!

Я поздравляю труженика, созидателя, заслуженного ученого и преданного сына Отечества!

Будьте счастливы, дорогой Сергей Игнатьевич! И у Вас все для этого есть.

Я Вам желаю только вперед и вверх, без страху газу! Схватив свою голубую мечту, не упустить ее ни разу. Пусть все, что было, уйдет навсегда, назад оглянуться всегда успеете, у Вас в руках голубая мечта. Вся жизнь — океан, а плыть Вы здорово умеете!

**Александр Евгеньевич Ужанов, директор  
Института социальной памяти,  
член Президиума Академии военных наук,  
доцент МГИМО МИД России,  
кандидат социологических наук,  
член Союза писателей России**





## УКАЗ

ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

О награждении государственными наградами  
Российской Федерации



За многолетнюю плодотворную изобретательскую  
деятельность присвоить почетное звание

"ЗАСЛУЖЕННЫЙ ИЗОБРЕТАТЕЛЬ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ"

МАГИДУ Сергею Игнатьевичу - генеральному директору  
акционерного общества "Тренажеры электрических станций и сетей",  
город Москва



Президент  
Российской Федерации В.Путин

Москва, Кремль  
14 сентября 2020 года  
№ 557

Сотрудники АО «ТЭСТ» и редколлегия научно-технического журнала «Надежность и безопасность энергетики» сердечно и от всей души поздравляют Магида Сергея Игнатьевича с присуждением почетного звания «Заслуженный изобретатель Российской Федерации».

Коллектив АО «ТЭСТ» и редакционная коллегия журнала «Надежность и безопасность энергетики»



## ИНФОРМАЦИЯ

### ТЯЖЕЛО В УЧЕНИИ — ЛЕГКО В РАБОТЕ

Все учатся на ошибках. Кто-то на своих, кто-то на чужих.

Но порой цена ошибки очень высока. Ошибки в управлении энергетическим оборудованием на ТЭЦ и ГРЭС приводят как минимум к снижению эффективности при выработке тепловой и электрической энергии, как максимум — к повреждению оборудования и рискам для людей. Свести к минимуму ошибки оперативного персонала станций не только в нестандартных ситуациях, но и при обычных пусковых операциях помогают уникальные тренажерно-аналитические комплексы, разработанные в фирме «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ»).

На первый взгляд, тренажерный класс — это обычное помещение со столами, стульями и компьютерами. Но вся суть тренажеров в уникальных программах. Они пишутся специально под определенное оборудование — не какое-то вымышленное, а настоящее, действующее на станциях. Тренажеры, разработанные в фирме «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») полностью имитируют работу электрических схем электростанций, газотурбинной установки ГТУ-16 на ТЭЦ-1, турбины ПТ-140 ст. №1 и двух барабанных котлов БКЗ-500 на ТЭЦ-3, блочной установки с поперечными связями на основе турбины Т-110 ст. №8 на ГРЭС-2. Другими словами, сложно отличить информацию на мнемосхемах тренажеров от данных на щитах управления действующего оборудования.

«Важно, чтобы персонал видел на тренажере реальную картину происходящего, а не условную или примерную», — рассказывает о работе тренажеров Игорь РЕДЬКИН, заместитель технического директора по эксплуатации СП ГРЭС-2. «Только в этом случае действия персонала отрабатываются до автоматизма, формируется уникальный опыт принятия решений при тех или иных показаниях приборов. Этот навык не позволит потерять драгоценные секунды на раздумья и выбор правильного алгоритма действий. Ведь в реальной обстановке промедление может привести к веерным и более серьезным повреждениям оборудования».

### ОТ ПРОСТОГО К СЛОЖНОМУ

Каждый тренажер, разработанный в АО «ТЭСТ» — а их в АО «Томская генерация» пять: один на ТЭЦ-1 и по два на ТЭЦ-3 и ГРЭС-2 — позволяет моделировать сотни различных ситуаций. От стандартного пуска оборудования из различных тепловых состояний, ведения диспетчерского графика или изменения режима работы до аварийных ситуаций, имеющих теоретическую возможность возникновения. При этом смоделировать можно не только отказ оборудования, но и, к примеру, выход из строя датчиков, приборов. И в каждой ситуации персоналу станций



Фото: Демонстрация возможностей тренажерно-аналитического комплекса на Томской ТЭЦ-1

нужно научиться действовать без ошибок в условиях ограниченного времени. До внедрения тренажеров отработка пусков и остановов основного энергетического оборудования, противоаварийные тренировки проводились с условными действиями персонала на рабочих местах или в устной форме. «Навыками проведения типовых и штатных переключений можно овладеть на работающем оборудовании; но без современных тренажеров разработки АО «ТЭСТ» научиться ликвидировать нештатные и аварийные ситуации невозможно, — рассказывает Роман БОБЕРЬ, заместитель технического директора по эксплуатации СП ТЭЦ-3. — Наши тренажерные комплексы удобны еще и тем, что позволяют моделировать ситуации разной сложности. Перед молодыми работниками или только пришедшими на станцию мы ставим простые задачи, а для опытных специалистов моделируются крайне редкие, нетиповые ситуации. Также тренажер позволяет эффективно проходить обучение при подготовке на новую должность, тренироваться в подготовке технологических схем к пуску, подключению основного и вспомогательного оборудования».

## ОБУЧЕНИЕ НА ПОЛЬЗУ

Тренажерно-аналитические комплексы на станциях компании предназначены для обучения и тренировок оперативного персонала в рамках спецподготовки, а также при подготовке на новую должность во время стажировки и дублирования. Тренируются на тренажерах начальники смен котельных цехов, начальники смен турбинных цехов, машинисты котлов, машинисты паровых турбин, машинисты щитов управления котлами и машинисты-обходчики по котельному оборудованию. Ежемесячно более 120 человек проходят тестирование на тренажерах.

«По статистике, наибольшее количество ошибочных действий совершается персоналом во время аварийных ситуаций, при пусках, остановах, при производстве плановых переключений и других воздействиях на органы управления оборудованием, — рассказывает о тренажерах Алексей БУХАТКИН, заместитель генерального директора — технический директор АО «Томская генерация». — Наши тренажерно-аналитические комплексы разработки АО «ТЭСТ» позволят подготовить персонал станций к грамотным действиям при любых ситуациях, а значит, избежать лишних ошибок при эксплуатации оборудования».

Введя в эксплуатацию пятый тренажер вместе с разработчиками АО «ТЭСТ», компания завершила реализацию среднесрочной инвестиционной программы, разработанной в соответствии с приказом Интер РАО «Об утверждении методики «Требования к организации тренажерной подготовки оперативного персонала».

Сейчас «Томская генерация» — одна из немногих компаний в стране, обладающая уникальными тренажерно-аналитическими комплексами, позволяющими повышать уровень квалификации своих работников и поддерживать их навыки на уровне мировых стандартов.

Алексей ДОРОНИЧЕВ

Источник: Журнал «Энергия без границ» Интер РАО ЕЭС (ноябрь 2020)

## ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ



• **29 ноября 2020 г. от коронавируса умер выдающийся физик и организатор науки Владимир Фортов, президент РАН в 2013–2017 гг.**

Он сыграл огромную роль в российской науке в один из самых сложных периодов, смог удержать свой институт от упадка, сделал ряд важнейших работ в физике плазмы и физике высоких давлений.

Огромного роста и широкоплечий, излучающий добродушие, Фортов внушал доверие. Заядлый спортсмен (мастер спорта по волейболу и парусному спорту, а еще кандидат в мастера спорта по шахматам), о его походах на яхте — например, через мыс Доброй Надежды — ходили легенды. А когда приезжал на международные конференции (мы регулярно виделись на них), чувствовалось уважение и слышался шепот: «А вот и Фортов!» Очень мало к кому в международном научном сообществе такое отношение.

Его путь в науке был весьма необычным. Фортов закончил МФТИ, стал кандидатом наук в 25 лет, в 30 — доктором, в 36 лет — профессором, в 41 год — членом-корреспондентом АН СССР, а в 45 — академиком РАН. В 46 лет Фортов — директор института, а в 47 лет (с 1993 по 1997 г.) — председатель только что созданного Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Создание РФФИ было революционным преобразованием для российской науки, а введение грантов делало систему более гибкой, вознаграждая наиболее результативные коллективы и ученых. Гранты РФФИ были скромными, система рецензирования архаичной, но эти гранты спасли десятки тысяч ученых и саму российскую науку. В 1996–1998 гг. Фортов был сначала председателем Госкомитета РФ по науке и технологиям, затем министром науки и технологий, а в 1996–1997 гг. — вице-премьером российского правительства.

В мае 2013 г. Фортов был избран президентом РАН, а в сентябре того же года началась ее реформа, которая оказалась крайне непопулярной среди академиков. Фортов выбрал линию на деликатное сопротивление реформе, не идя ни на уступки государству, ни на обо-

стрение отношений с ним. Ни того ни другого не получилось: реформе, хоть она и произошла, не хватило мощи и конфликтов (пусть и небольших) избежать все равно не удалось. Думаю, именно консервативная линия защиты академии и лишила Фортова возможности модернизировать ее. В 2017 г. во время перевыборов президента РАН, которые он явно должен был выиграть, Фортов внезапно снял свою кандидатуру. В итоге новым президентом РАН был избран Александр Сергеев. А Фортов по-прежнему входил в совет по науке и образованию при президенте РФ и пользовался там огромным уважением.

Буквально за несколько дней до его смерти вышел указ о слиянии созданного им РФФИ с недавно организованным (и, пожалуй, более прогрессивным) Российским научным фондом. Тем не менее Фортову удалось очень многое, потому что он всегда был самим собой и шел своей, очень необычной дорогой. В самые сложные годы именно он нашел смелость встать во весь свой исполинский рост и сделать то, что спасло нашу науку от гибели.

• **Иран берет курс на бомбу.** Гибель иранского физика может спровоцировать Иран на снятие ограничений в ядерной области. Вина за убийство иранского физика-ядерщика Мохсена Фахризаде 27 ноября возложена властями страны на Израиль. В убийстве Фахризаде прослеживается израильский след, заявил 29 ноября министр иностранных дел Ирана Мохаммад Джавад Зариф. Командующий Корпусом стражей исламской революции Хосейн Салами пообещал нанести ответный удар по врагам за эту акцию.

Слова иранских должностных лиц подтверждает и The New York Times (NYT). Как сообщило американское издание 28 ноября, Фахризаде действительно возглавлял проект по созданию ядерной бомбы. Ссылаясь на неназванные источники в американской разведке, NYT сообщает, что, вероятнее всего, за убийством физика стоит израильская спецслужба «Моссад». По мнению издания, Фахризаде убили израильтяне, чтобы помешать дипломатическому взаимодействию между администрацией избранного президента США Джо Байдена и Тегераном. Таким образом были нарушены планы Байдена по снятию антииранских санкций, введенных Трампом, в обмен на возвращение Тегерана в рамки ядерной сделки от 2015 г. Против этого всегда выступал израильский премьер Биньямин Нетаньяху.

Как сообщает министерство обороны Ирана, Фахризаде был руководителем организации исследований и инноваций при ведомстве. Вице-президент Ирана и глава Организации атомной энергии страны Али Акбар Салехи заявил 29 ноября агентству IRNA, что убитый физик занимался вопросами защиты страны от ядерных ударов. Другой точки зрения придерживается Нетаньяху. Как сообщает NYT, Нетаньяху называл иранского физика «врагом Израиля номер один» и публично заявлял, что именно Фахризаде



возглавляет проект по созданию ядерного оружия.

29 ноября в ответ на убийство Фахризаде в иранский парламент был внесен закон о дальнейшей ликвидации ограничений ядерной сделки 2015 г. По словам научного сотрудника Центра международной безопасности ИМЭМО РАН Дмитрия Стефановича, несмотря на последовательное снятие иранскими властями ограничений ядерной сделки, которое выражается в увеличении производства обогащенного урана, Иран пока ведет умеренную политику в данной сфере. При этом, «как представляется, Иран имеет возможность создать ядерное взрывное устройство в достаточно сжатые сроки — видимо, не более года, — однако появление боезаряда, который можно эффективно доставить до той или иной цели, — задача немного другая», отмечает эксперт. Открытым остается и вопрос, насколько иранские баллистические ракеты средней дальности пригодны к оснащению ядерными боезарядами.

Что касается убийства Фахризаде, Стефанович отмечает, что на данном этапе ядерной программы Тегерану важны не отдельные выдающиеся умы, а процесс подготовки инженернотехнического персонала, поставленный на поток. Сам Фахризаде играл большую роль в иранской ядерной программе как ее «администратор», считает эксперт. По его мнению, если убийцы Фахризаде хотели таким образом затормозить ядерную программу Ирана и запугать иранских ученых, то им это вряд ли удастся — отрасль по-прежнему остается престижной и финансово привлекательной, несмотря на все опасности. С другой стороны, целью убийц могла быть провокация Ирана «на резкие движения в области ядерной программы и/или региональных конфликтов, чтобы подорвать возможность реанимации ядерной сделки» или послание «всем потенциальным «распространителям» в глобальном масштабе: за вами придут», говорит Стефанович. По его мнению, какую бы цель ни преследовали убийцы, выбранный ими метод в любом случае сомнительный.

• **Спасибо, Microsoft.** Риск кибервойны можно прямо отнести сегодня к любой крупной структуре — коммерческой или общественной. Компания Microsoft, отказавшаяся продлевать МГТУ им. Баумана лицензии на программное обеспечение, мотивировала свои действия тем, что проекты Бауманки могут быть использованы в военных целях. Но граница между военными и гражданскими целями давно стала пунктирной. Для военных задач может использоваться масса других продуктов, все зависит от интерпретации и базовых предпосылок. А с учетом того что в западных компаниях все заметнее «диктатура юристов», которые настаивают на учете самых гипотетических рисков, кейс МГТУ может послужить примером для других производителей глобального софта.

Это событие дает новые аргументы сторонникам суверенитета российской IT-сферы, чья линия регулярно вызывает критику и иронию. «Вам было смешно, так вот смотрите, — скажут теперь лоббисты отечественных разработок. — Речь уже идет о вузах». Пять лет назад

санкционная политика США стала мощным стимулом для российского нефтяного сектора, выведя его технологии на мировой уровень. «Тогда мы писали, что российская отрасль обречена, — анонимно признается западный аналитик. — Сегодня мне неловко за те статьи. Российский ТЭК по уровню технологий ничем не уступает глобальным мейджорам. Его ограничитель — не технологии, но соглашения с ОПЕК».

IT-сфера получает подобный допинг в момент, когда российский бизнес более подготовлен к «цифровому сопротивлению». На базе «Сбера», «Ростелекома», «Ростеха», InfoWatch, Group-IB и других компаний созданы поставщики российского софта. Собственные цифровые центры появились в компаниях из других отраслей. Общий штат IT-специалистов у продуктового ритейлера X5 Retail Group насчитывает более 2000 человек; «Газпром нефть», которая считается лидером цифровых разработок в нефтяной сфере, создала несколько IT-центров в различных регионах. Работодатели говорят о катастрофическом дефиците профильных специалистов, который оценивают в несколько сотен тысяч человек. А в недавних изменениях в налоговом регулировании IT-сферы заложен потенциал для того, чтобы начать выводить многочисленных и распыленных разработчиков из офшорных юрисдикций и бизнес-модели Бангалора, отводящей компаниям подчиненную роль внутри мировой цепочки создания софта.

Конечно, у российского рынка сегодня масса своих проблем. По мнению ряда экспертов, разработчикам хорошо удаются закрытые платформенные продукты, способные решать сложные задачи. Гораздо хуже дела в массовом сегменте, где требуются огромные инвестиции в маркетинг и продвижение. Если Microsoft подстегнет этот процесс, через несколько лет можно будет выделить ему признательность.

**Microsoft отказал Бауманке.** Ведущий технический вуз попадает под торговые санкции США за подготовку специалистов по системам вооружений.

В МГТУ им. Н. Э. Баумана получили официальное письмо от дистрибутора продуктов Microsoft – компании «Софтлайн», в котором сообщается, что в связи с новыми экспортными ограничениями, введенными правительством США летом 2020 г. в отношении России, Китая и Венесуэлы, «Софтлайн» не сможет участвовать в тендерах, проводимых «военными конечными пользователями».

В российском офисе Microsoft отказались как-либо комментировать ситуацию по отношению к конкретным заказчиком. Представитель «Софтлайна» также от комментариев отказался.

Изменения, на которые ссылаются представители «Софтлайна», касаются американских технологий, которые «могут быть использованы для конечных военных целей», говорится на сайте министерства торговли США. В частности, был расширен перечень конечного военного применения продуктов (Military End Use), самих товаров (в новый список вошли полупроводниковое оборудование и датчики) и ужесточен контроль за

гражданским использованием товаров внутри страны-получателя.

МГТУ прославлен как альма-матер многих великих конструкторов. В разное время этот вуз окончили Сергей Королев, Андрей Туполев, Павел Сухой, Семен Лавочкин и многие другие.

Бауманка готовит инженеров-специалистов широкого профиля, которые работают в том числе и на иностранные компании, объяснил представитель университета. Программное обеспечение приобретается для обучения студентов и странно привязывать его к «двойному назначению» хотя бы потому, что иностранные студенты тоже свободно могут поступить в вуз, сетует он.

Однако госорганами США Бауманка вполне может восприниматься как полигон подготовки российского оружия, рассуждает президент юридической фирмы «Интернет и право» Антон Серго. Хотя бы потому, что отдельные факультеты, например «Ракетно-космическая техника» или «Аэрокосмический», готовят высококлассных инженеров для проектирования ракетно-космических комплексов.

Лицензию на закупку продукции Microsoft, которую выдает Бюро промышленности и безопасности США министерства торговли США, МГТУ им. Н. Э. Баумана получил в 2018 г., ее срок истекает 30 сентября 2021 г., сообщил представитель университета. При этом МГТУ им. Н. Э. Баумана отсутствует в Сводном списке проверки, т. е. в соответствии с Правилами экспортного контроля США поставки любой продукции не ограничены, утверждает он.

Отсутствие организации в санкционных списках еще не означает автоматического одобрения закупки, объясняет представитель крупной российской IT-компании. Бюро США обычно проверяет крупные закупки и одобряет их в отдельном порядке вне зависимости от того, находится покупатель в реестре или нет, говорит он.

Вероятно, Microsoft не получил разрешения на поставку МГТУ своей продукции. Но при этом узнать, кто попал в ограничительные списки, не всегда легко, такая информация становится публичной на усмотрение регулятора, объясняет директор инвестиционной компании Bengala Investment Алексей Буянов. Есть списки публичные (санкционные), есть серые, в которых покупатели квалифицируются как рекомендованные или не рекомендованные, знает он. Регуляторы изменили требования к сервис-провайдерам, а те поменяли свои лицензионные соглашения — сделать это де-юре они имеют право даже по уже проданным продуктам, уточняет Буянов.

Похожие ситуации имели место ранее. В 2015 г. китайский университет Сан-Ят-Сен планировал закупить процессоры у Intel для создания суперкомпьютера (де-юре университет на тот момент не находился под санкциями). Но BIS отказало в выдаче экспортной лицензии, а разработчики компьютера были внесены в список обязательного рассмотрения каждой поставки по экспортному законодательству США в связи с подозрением об участии в разработке оружия массового поражения.

МГТУ им. Баумана закупал у Microsoft лицензии на

большое количество программ, на офисные и образовательные продукты, уточнил представитель вуза. Об их замене в руководстве вуза пока не думали. Основная проблема заключается в том, что многие сложные программы, используемые для инженерных расчетов, не совместимы с иными операционными системами, нежели Windows, пояснили в МГТУ.

Проблема отсутствия отечественного инженерного ПО, работающего не под Windows, действительно существует, подтверждает гендиректор «Базальт СПО», член экспертного совета по российскому ПО при Минцифры Алексей Смирнов. Пока что его очень мало, из числа работающего можно назвать FlowVision, программу расчета гидроаэродинамики, которая работает даже на российских процессорах «Эльбрус», говорит Смирнов. Отечественные разработчики инженерного ПО работают над совместимостью с отечественными ОС, но на это нужны время и ресурсы, заключает он.

В российском образовательном сегменте уже есть примеры внедрения и использования отечественного ПО, к тому же сегодня каждый российский вуз должен иметь план импортозамещения, рассуждает исполнительный директор АРПП «Отечественный софт» Ренат Лашин. В Реестре отечественного ПО есть целый ряд альтернатив иностранным продуктам, например ПО для работы с документами «МойОфис» и Р7 или для удаленного доступа и совместной работы (альтернатива Zoom, Teams) — решения компаний «Видеомост», Vinteo, Trueconf, перечисляет Лашин. В целом по стоимости российские решения более приемлемы, чем зарубежные, утверждает он.

Новые экспортные ограничения — это последовательная политика США, ужесточившаяся при администрации Трампа, считает основатель и CEO консалтинговой компании vvCube Вадим Ткаченко. Многие действия, которые предпринимаются США в этой части, не всегда разглашаются и содержатся в официальных документах. По-этому требования, запрещающие сотрудничать с какими-либо организациями, могут быть прописаны в локальных актах американских компаний. Конечно же, запреты на сотрудничество с рядом компаний сильно вредят не только двусторонним отношениям, но и ограничивают права простых граждан, утверждает Ткаченко.

• **Электромобили не едут без господдержки.** Сомневаться в победе электромобилей в битве с автомобилями на двигателях внутреннего сгорания (ДВС) уже дурной тон. Даже ОПЕК предполагает рост доли электротранспорта к 2045 г. до 16,5%. Но есть и ряд важных проблем, с которыми уже сталкивается электротранспорт.

В 2018–2019 гг. мировые продажи транспортных средств падали. В основном пострадал легковой сегмент из-за сокращения спроса на новые автомобили в Китае. А эта страна — крупнейший авторынок планеты. В то же время количество проданных электромобилей в мире росло: 1,98 млн в 2018 г., 2,1 млн в 2019-м. Однако рос и спрос на нефть. То есть сегодня электромобили

не оказывают заметного воздействия на рынок нефти. Вопрос лишь в том, смогут ли они когда-нибудь достичь такого количества, чтобы их воздействие стало заметным. Практически все прогнозы говорят, что да, смогут. Различаются лишь оценки того, когда это произойдет. Скажем, IRENA Global Energy Transformation ожидает к 2040 г. рост до 80%. Но большинство прогнозов предполагает рост до 20–30%.

Впечатление от этих масштабов портят очевидные промахи прогнозов ближнего прицела. Так, ранее МЭА ожидало, что в 2020 г. электрический автопарк достигнет 13 млн, но, хотя в 2019 г. и было продано рекордное количество электромобилей, прирост рынка составил всего 120 000 единиц. Для сравнения: прирост спроса в 2018 г. по сравнению с 2017-м составил 808 000 единиц. Причина падения — ужесточение требований к электромобилям в Китае, на долю которого в последние годы приходилась примерно половина всех продаж электромобилей в мире. В числе прочего государственных субсидий лишились электромобили, которые обладают запасом хода менее 150 км. Если в 2018 г. в КНР, по данным МЭА, было продано 1,08 млн электромобилей, то в 2019 г. этот показатель немного снизился – до 1,06 млн.

Электромобили активно продаются только там, где есть широкомасштабная государственная поддержка: покупателю компенсируют часть затрат (\$5000–20 000), дают льготы по транспортному налогу, организуют бесплатные стоянки с возможностью зарядить машину, разрешают езду по выделенным полосам. Но государственная поддержка не может длиться вечно. Одно дело, когда вы компенсируете покупку тысячи электромобилей, другое дело — когда миллиона. Примечательно, что власти Китая решили продлить меры поддержки электротранспорта, прекращавшиеся в 2020 г., до 2022 г., чтобы компенсировать последствия пандемии. Эти меры оказались достаточно эффективными: продажи активно растут в последние месяцы. И в целом авторынок КНР как минимум повторит прошлогодний результат. Это метод пряника.

В то же время Евросоюз активно налегает на кнут, ужесточая экологические нормы. Благодаря этому продажи электромобилей росли на фоне катастрофически обвалившегося европейского авторынка. Но наибольший объем продаж приходится не на чистые электромобили, а на гибриды. В целом в мире из совокупных 7,2 млн чистые электромобили составляют 4,8 млн, а остальное — это заряжаемые гибриды (автомобили с электромотором и ДВС). В будущем в гибридную лазейку будет уходить все больше потребителей. Тем более что по мере неизбежного сокращения субсидий цены на электромобили вновь начнут кусаться.

Ценовой вопрос в случае с электромобилями до сих пор остается столь же актуальным, как и 10 лет назад. Китайский подход выглядит более перспективным, так как он подразумевает электрификацию в первую очередь крупных потребителей: автобусов, такси и т. п. В этом плане намерение властей Москвы заменить все дизельные автобусы электробу-

сами выглядит не бесспорным, но разумным шагом.

Принципиально, что даже в ходе текущего кризиса количество потребителей традиционных видов моторного топлива растет. После кризиса рост продолжится. А параллельно в ближайшее десятилетие будет, конечно, развиваться и электрический сегмент, особенно за счет только зарождающегося сегмента водородных автомобилей. К концу 2020-х гг. он может превысить показатель в 30–35 млн единиц (включая в том числе заряжаемые гибриды). Суммируя сказанное, думаю, что при сохранении текущей динамики и на существующей технологической базе электрический автопарк, скорее всего, постигнет судьба других альтернатив (например, метана и пропан-бутана): он займет небольшой сегмент рынка, в котором применение электротранспорта окажется наиболее эффективным.

Мировые продажи электромобилей  
тыс. шт.



Продажи электромобилей  
в Китае  
тыс. шт.



• **Американский СПГ застрял в пробках.** Цены на природный газ в Восточной Азии за последние несколько недель выросли на 30% и достигли отметки \$320 за 1000 куб. м. В результате разница между ценами на газ в Азии и Европе составляет сейчас более \$140 за 1000 куб. м. Как отмечает агентство S&P Global Platts, рост цен связан с задержкой поставок СПГ из США, причиной которых стали пробки в Панамском канале. Сейчас, по данным Marinetraffic, со стороны Атлантического океана у входа в канал стоят в очереди десятки судов, в том числе более 40 танкеров, четыре из которых – с грузом СПГ. «Все больше СПГ выходит на рынок, но он по-прежнему находится в основном в бассейне Атлан-

тического океана из-за ограничений Панамского канала и высокого спроса в Южной Америке. Поставщики делают все возможное, чтобы уложиться в окно высоких цен в Азии, но это занимает время», — отмечает глава отделения «Газ и энергетика» Platts Ира Джозеф.

• **Новый план Чубайса.** Экс-глава «Роснано» предложил создать систему торговли зеленой энергией. Эксперты пытаются понять, за чей счет.

Спецпредставитель президента по связям с международными организациями Анатолий Чубайс уже через несколько дней после вступления в новую должность опубликовал свой план защиты российских производителей от углеродного налога, который собирается ввести Евросоюз (ЕС). Этим налогом европейские власти намереваются облагать импорт из стран, генерирующих большие объемы парниковых газов, в том числе из России.

Ключевой пункт нового плана Чубайса – создание системы торговли зеленой энергией, которая сделает выгодной строительство электростанций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ). «С целью снижения пошлины трансграничного углеродного регулирования (ТУР) целесообразна реализация крупных проектов ВИЭ-генерации», — говорится в презентации «Риски для экспорта РФ. Потенциал их снижения за счет реализации проектов ВИЭ», которую Чубайс представил отечественному бизнесу в лице Российского союза промышленников и предпринимателей. — Подтверждение зеленого электропотребления при экспорте возможно в рамках зеленых сертификатов, для чего необходимо формирование соответствующего законодательства».

В итоге экспортеры смогут ожидать роста свободного денежного потока, так как отпадет необходимость выплачивать часть европейской углеродной пошлины при экспорте продукции. За счет этой экономии инвестиции в строительство и развитие ВИЭ, по оценкам эксглавы «Роснано», окупятся через 11 лет. «Потенциально Россия может стать лидером по возобновляемой энергетике», — заявил Чубайс журналистам. — В Челябинске больше солнечных дней, чем в Берлине, а в Якутии огромный потенциал по ветрам».

При этом государство тоже выиграет, обещает Чубайс: к 2031 г. в стране на 23 млн т сократятся выбросы углекислого газа, годовой объем инвестиций увеличится на 0,8 трлн руб., экспорт энергомашиностроения, инновационных технологий низкоуглеродной энергетики будет расти на 0,5 трлн руб. в год, а также появится 30 000 326 – 40 000 новых современных рабочих мест.

«В целом это хорошая идея: нам действительно нужно создать в стране систему мониторинга и торговли выбросами», — считает директор Центра экономической экспертизы ВШЭ Марсель Салихов. — Если у нас будет создана хотя бы система мониторинга и торговли выбросами, повышенные пошлины с наших экспортеров взиматься не будут, это одно из ключевых условий ТУРА, принятых ЕС. Другими словами, есть система, значит, экономика зеленая, нет — платите пошлину».

«Развитие ВИЭ и внедрение системы по обороту зеле-

ной энергии расширят возможности реагирования российских компаний-экспортеров на механизм трансграничных углеродных корректировок ЕС», — соглашается заместитель руководителя направления «Экономика энергетики и климат» ЦСР Ирина Поминова.

Однако эксперты не считают запуск торгов зеленой энергией решающим фактором для развития альтернативной энергетики. «Система по обороту зеленой энергии создаст условия для реализации корпоративного интереса к проектам ВИЭ, но основным драйвером их развития в России пока остается программа поддержки на оптовом рынке электроэнергии и мощности — именно она обеспечивает окупаемость крупных проектов», — подчеркивает Поминова.

Главный минус ВИЭ — высокая себестоимость производимой ими энергии. По самым оптимистичным оценкам, лишь к 2024 г. она сравняется с себестоимостью выработки на традиционных электростанциях. «Если продукция будет создаваться за счет использования зеленой энергетики, то это повлечет за собой повышение стоимости российских товаров, что, в свою очередь, может привести к потере доли рынка ЕС. Например, по причине большей углеродоемкости, вызванной разработкой глубоких залежей нефти, Россия может уступить часть нефтяного рынка ЕС Саудовской Аравии из-за снижения рентабельности», — полагает доцент кафедры экономики промышленности РЭУ им. Г. В. Плеханова Олег Каленов.

Что касается прогнозов Чубайса, что ВИЭ обеспечат введение в оборот дополнительных 20 ГВт электроэнергии, то эксперты считают их чересчур оптимистичными. «Такой потенциал существует, но это вопрос сроков и стимулов», — отмечает Поминова. По ее оценкам, в случае продления программы господдержки до 2035 г. может быть построено до 10 ГВт новых мощностей ВИЭ.

«Вопрос о ВИЭ является, безусловно, одним из важнейших, однако комплексное решение проблемы декарбонизации должно включать также и другие аспекты: устойчивое лесопользование, управление отходами, энергоэффективность, внедрение низ-коуглеродных технологий и др.», — отмечает директор группы операционных рисков и устойчивого развития KPMG в России и СНГ Владимир Лукин. По всем этим направлениям в России есть существенный потенциал, указывает эксперт.

В частности, в России идет активная работа по развитию водородной энергетики. «Водород должен стать одной из зеленых альтернатив нефти и газу, от которых ряд стран планируют отказаться, и у наших компаний тут есть определенный технологический задел — это касается «Росатома», «Газпрома» и «Новатэка», — напоминает Каленов. В частности, на прошлой неделе «Новатэк» и Siemens Energy сообщили о совместном проекте по замещению природного газа, используемого при производстве электроэнергии и СПГ, углеродно-нейтральным водородом. В его рамках планируется перевести на использование водорода в качестве топлива одну из восьми газовых турбин на электростанции, снабжающей энергией проект «Новатэка» «Ямал СПГ».



## ДО ГОРИЗОНТА СОБЫТИЙ: ФАКТЫ, МНЕНИЯ, МЕТАФОРИЗМЫ

### Антимонополия и госкомпании

Джон Рокфеллер стал первым долларовым миллиардером в начале XX века, но его компания Standart Oil была упразднена вследствие применения антимонопольного закона. С тех пор возобладало мнение, что если уж есть в экономике стратегические отрасли, то лучше сохранить за ними государственный контроль. И сегодня от 65 до 90% мировой добычи нефти и природного газа находятся под контролем государственных компаний.

\*\*\*

Основные задачи госкомпаний: одна из ключевых сфер деятельности — трансфер технологий. То есть задача — поглощать зарубежные корпорации или заказывать у них самые современные «фишки».

Так из 1,8 млрд долларов, которые китайский холдинг Geely заплатил за шведского автопроизводителя Volvo, примерно 1,6 млрд имеют государственное происхождение. Госкомпании Саудовской Аравии активно приобретают высокотехнологичные производства в Великобритании, Германии, Нидерландах, купили часть бизнеса у General Electric и т. д. и т. п.

\*\*\*

Госкомпании и суверенные фонды: второй основной задачей госкомпаний является накачка суверенных фондов, управляющих сотнями миллиардов долларов. Например, инвестиционный фонд Абу-Даби управляет свыше 600 млрд долларов, фонд Саудовской Аравии SAMA контролирует почти 500 млрд долларов, на два китайских фонда приходится свыше 1 трлн долларов.

\*\*\*

Госкомпании и защита национальных экономик стран Евросоюза: планируется создание европейского суверенного фонда с целью защиты экономик Старого Света от чрезмерного влияния извне.

\*\*\*

Россия и фонд национального благосостояния: печальная судьба фонда — общеизвестна. И когда в нем плескались всего лишь 3 трлн рублей, государственная нефтяная компания «Роснефть» предлагала отдать две трети этих средств ей на какие-то малопонятные цели. А кусок поменьше просила корпорация «Роснано».

### Своевременные метафоризмы

Кадровый офицер: человек, которого мы кормим в мирное время, чтобы в военное время он послал нас на фронт.

\*\*\*

Вполне естественно умереть за Отечество, в котором жить невозможно.

\*\*\*

Когда хамелеон у власти, цвета меняет окружение.

\*\*\*

Оптимизм и пессимизм расходятся только в дате конца света.

\*\*\*

Почему трус рвется к власти? Потому, что иначе ему страшно.

\*\*\*

Трудно увидеть надежду с похмелья.

\*\*\*

Задать трудный вопрос легко.

\*\*\*

Музыка — лучший способ коротать время из всех, что у нас имеются.

\*\*\*

Когда какой-нибудь менеджер говорит мне, что ему нравятся мои статьи, я чувствую себя так, как будто выпил паленого коньяка.

\*\*\*

Пророком можно быть и в своем отечестве, но непременно с иностранным паспортом.

\*\*\*

Моя жена стала посещать диетолога и за два месяца сбросила двести тысяч рублей.

\*\*\*

Счастья за деньги не купишь — обычно это слышишь от тех, кто не имеет ни того, ни другого.

\*\*\*

Теперь я понял, почему блондинки пользуются большим успехом. Их легче увидеть в темноте.

\*\*\*

Видели ли вы женщину, которая любила бы бедняков?

\*\*\*

Благодаря любви время проходит незаметно, а благодаря времени незаметно проходит любовь.

\*\*\*

Великие люди обычно ничем не отличаются от нас — разве что ростом пониже.

\*\*\*

Если женщина по-настоящему любит собак, то можно не сомневаться, что она разочаровалась в любви к мужчинам.

\*\*\*

Женщины обыкновенно не так молоды, как они себя малюют.

\*\*\*

Нет такого положения, из которого наш начальник не смог бы сделать еще худшее.

\*\*\*

Радуйся любой статье о себе, если только она не в траурной рамке.

\*\*\*

Политолог: в ближайшие недели я надеюсь узнать, что же произойдет в ближайшие недели.

\*\*\*

Интересно, какое влияние оказывает общественное мнение на формирование общественного мнения.

\*\*\*

Выбери себе жену, которая не верит в то, что видит.

\*\*\*

Поэт, овладевший прозой, становится классиком.

\*\*\*

Студент: я знаю, что нельзя иметь все сразу, поэтому я начну с малого — с денег.

\*\*\*

Нормативные документы электроэнергетики создаются для избежания ошибок эксплуатирующего персонала, а вовсе не для избежания ошибок их составителей.

\*\*\*

Опасности конкуренции: когда кого-то обгоняешь, берегись, как бы не пришлось спасаться от него бегством.

\*\*\*

Наш начальник после масленицы обычно приступает к суперстрогому посту — он перестает не только есть, но и думать.

### **Nikola – подводные камни водородной энергетики**

Стартап Nikola, занимающийся разработкой электрических грузовиков, четыре года обманывал клиентов и партнеров. В снятом в 2016 г. проморолике был запечатлен автомобиль Nikola One, который физически не мог ехать самостоятельно, о чем производитель умалчивал все эти годы. При этом, как мы упоминали в про-

шлом номере, стартап провел IPO в июне 2020 г., и рыночная капитализация в этом году достигала \$20 млрд.

\*\*\*

На подлог в ролике стартапа указала исследовательская компания Hindenburg Research, опубликовавшая в начале сентября 2020 г. большой отчет о деятельности Nikola о том, как стартап распространяет заведомо ложную информацию о технологиях, применяемых в ее грузовиках. В рекламе грузовик, по утверждению экспертов, был просто отбуксирован на холм, чтобы затем скатиться с него для красивого кадра.

\*\*\*

Представители Nikola заявили, что запечатленная в рекламном ролике машина была оснащена полностью рабочими аккумуляторами, коробкой передач, рулевым управлением и другими агрегатами. Однако они не упоминали о функционирующем электродвигателе или другой системе, приводящей колеса грузовика в движение.

\*\*\*

«Nikola никогда не утверждала, что грузовик двигался за счет собственной силовой установки. В описании к видео в социальных сетях было указано "В движении", но не "Едет самостоятельно" или "Едет за счет двигателя"», — сказано в официальном заявлении компании.



— Почему  
она не едет  
в гору?!!!

— Так мы же  
обещали толлько  
супер-технологии  
и нулевой  
выброс ...



# ТРЕНАЖЕР ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ

Фирма АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (АО «ТЭСТ») разработала компьютерный тренажерный комплекс главной электрической схемы станции с ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ, КРУ-6 кВ.

Тренажер главной электрической схемы станции прошел приемо-сдаточные испытания.

Тренажер главной электрической схемы станции прошел государственную регистрацию в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам.

Тренажер главной электрической схемы станции может применяться для обучения оперативного персонала электростанции выработке и распределению электрической энергии на электростанциях, в учебных центрах, высших и средних учебных заведениях.

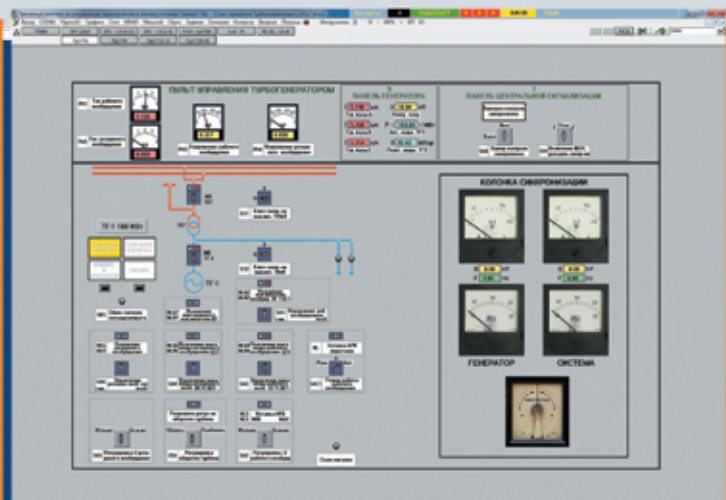
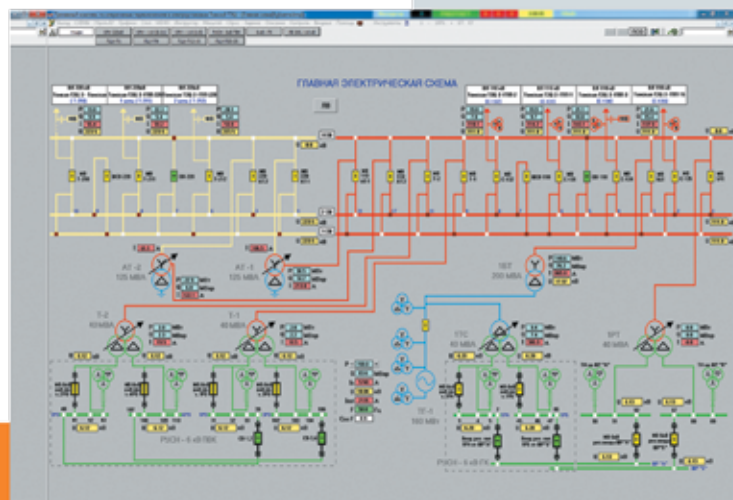


## Состав главной электрической схемы станции:

- ОРУ-220 кВ
- ОРУ-110 кВ
- КРУ-6 кВ
- 2 автотрансформатора AT1, AT2
- генератор ТВВ-160-2ЕУЗ
- блочный трансформатор 110/18 кВ
- трансформатор собственных нужд 18/6 кВ
- 2 трансформатора 110/6 кВ
- 1 резервный трансформатор 110/6 кВ

## Состав тренажера главной электрической схемы станции:

- активные динамические мнемосхемы 12 шт.
- всережимная физическая модель
- модель РЗА (релейных защит и автоматики), блокировок, сигнализаций, АВР
- комплект технических средств (плакаты, УВН)
- развитая конфигурация сети
- пульт инструктора
- комплект аварийных ситуаций
- контролирующая программа
- комплект автоматизированных сценариев тренировок с оценкой
- графопостроение
- сохранение режимов
- система поддержки оператора
- протоколы действий оператора, ошибок, сигнализации, защит, блокировок



АО «Тренажеры электрических станций и сетей»:

117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6  
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74  
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



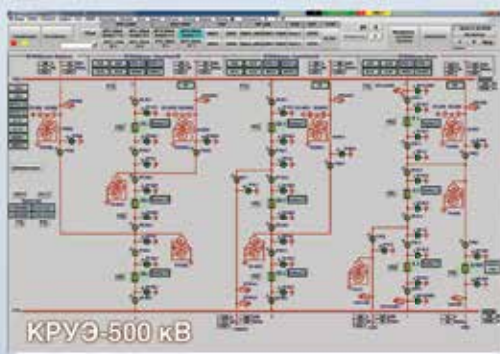


# ТЭСТ

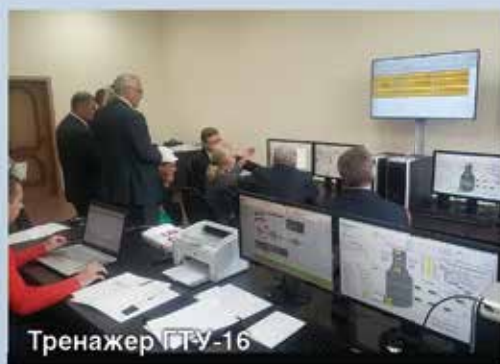
## Тренажеры электрических станций и сетей



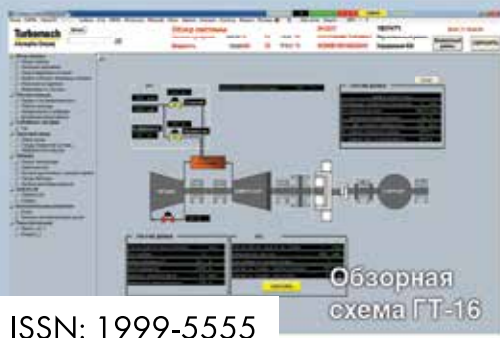
Тренажер Главной  
электрической схемы станции



КРУЭ-500 кВ



Тренажер ГТУ-16



Обзорная  
схема ГТ-16

### Гарантии надежности персонала

- всережимность IT-тренажеров, полная адекватность модели объекта и рабочего места оператора энергообъекту-прототипу
- новейшие компьютерные методы обучения штатному и противоаварийному управлению
- информационное и дидактическое качество обучающих программ
- создание единого тренажерного комплекса для подготовки всего персонала энергопредприятия

### Современные информационные технологии

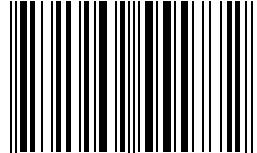
- реализация любых энергообъектов и систем управления
- реализация современных дидактических Web-приложений
- значительное снижение стоимости при росте качества и функциональности
- гибкая интеграция в компьютерную сеть предприятия

### Российский и международный опыт

- 40 лет на российском и зарубежных рынках, аккредитация при Правительстве РФ и ЮНЕСКО
- российская нормативная сертификация
- международная сертификация качества
- апробация на российских и международных выставках
- официальная эффективность внедрения на объектах электроэнергетики
- патентная защищенность программного продукта

Россия, 117587, г. Москва,  
Варшавское шоссе, 125Ж  
Тел. (495) 665-7600, (495) 382-7974  
<http://www.testenergo.ru>,  
[e-mail:magid@testenergo.ru](mailto:e-mail:magid@testenergo.ru)

ISSN: 1999-5555



9 771999 555772

**Новые  
модели  
тренажеров!**