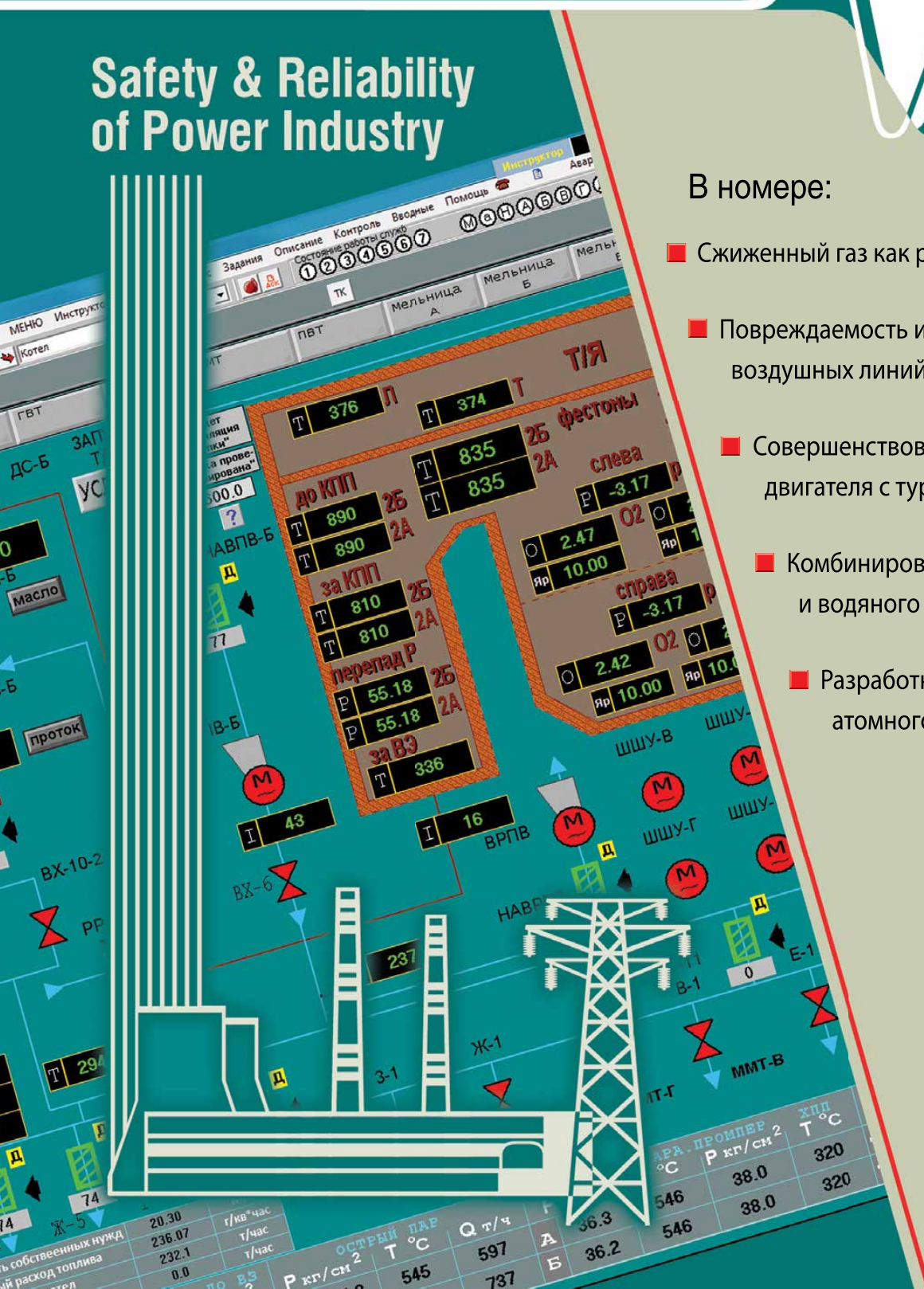


НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ



Том 14 №2 2021

Safety & Reliability of Power Industry



В номере:

- Сжиженный газ как резервное топливо ТЭЦ
- Повреждаемость и техническое состояние воздушных линий электропередачи
- Совершенствование поршневого двигателя с турбонаддувом
- Комбинированная система воздушного и водяного отопления зданий
- Разработка оборудования для атомного ледокола

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

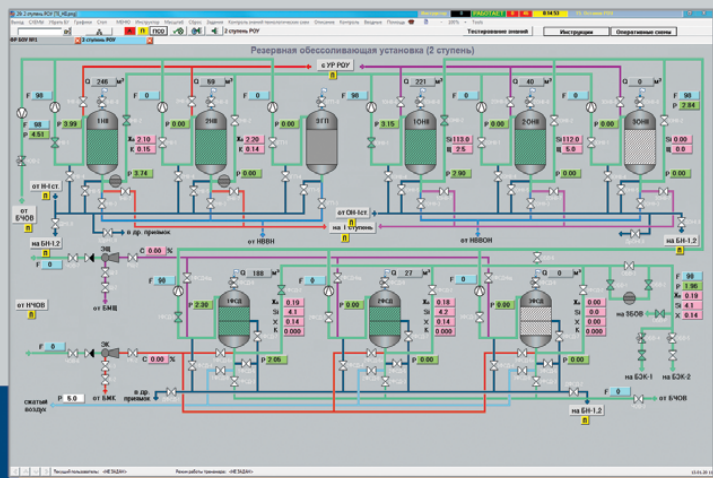
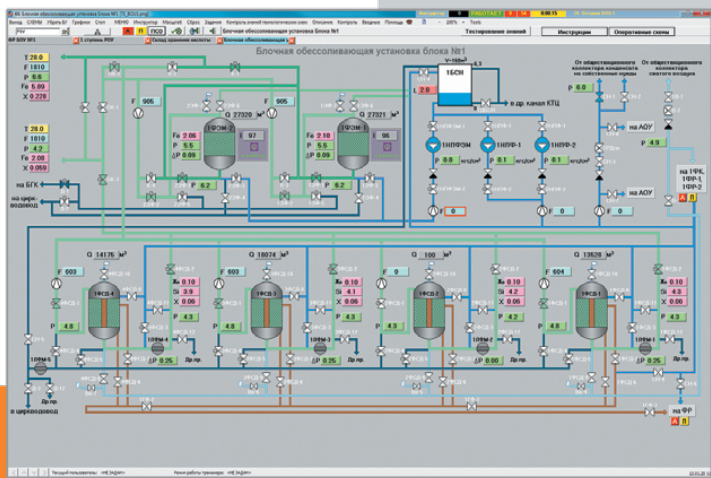
может применяться для подготовки оперативного персонала на тепловых электрических станциях, в учебных центрах, высших и средних учебных заведениях

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. ХОМЕНОК — 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. ЗАТРЕТДИНОВ — 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)

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 обучающихся систем ЮНЕСКО и Международной кафедре-сети ЮНЕСКО «TVET».

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

Художественный редактор: — Маланын Д. Б., Технический редактор — Кутько Н. Е. Подписано в печать 30.06.2021 г. Отпечатано в ООО «Код-Полиграф», 125009, Россия, Москва, пр. Девичье 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

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

Scientific and Engineering Journal
Safety and Reliability of Power Industry

Volume 14

№2

2021

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. KULICHIKHIN — 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., Head of Engineering Directorate, 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-Senftenberg, Germany)

Nikolay A. ZROICHIKOV — 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 «Tekhnoekspo» (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)

Mikhail Yu. LVOV — 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 «Petersburg 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 № ФС77-31974 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 June 30, 2021.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

Ленёв С. Н., Перов В. Б., Вивчар А. Н., Охлопков А. В., Сигитов О. Ю., Битней В. Д. Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ	84
Наумов И. В., Карамов Д. Н. К вопросу о повреждаемости воздушных линий электропередачи в системах электроснабжения	92
Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Абдуллаева С. А., Назаров А. А. Оценка технического состояния воздушных высоковольтных ЛЭП на этапе их старения	100

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

Бродов Ю. М., Плотников Л. В., Десятов К. О. Тепломеханическое совершенствование системы воздухообеспечения поршневого двигателя с турбонаддувом	108
Сухорукова Е. А., Колпаков С. П. Разработка дроссельно-увлажнительного устройства для атомной энергетической установки ледокола ЛК-60.....	115
Игнатъев К. А., Гиниятуллин Э. Р., Зиганшин М. Г. Исследование энергоэффективности комбинированной системы воздушного и водяного отопления общественного здания	124
Лютикова М. Н., Коробейников С. М., Коновалов А. А. Электрофизические свойства смесей минерального масла и синтетической сложнэфирной диэлектрической жидкости.....	132
Чанчина В. Е., Гапоненко С. О., Кондратьев А. Е., Федотова А. О., Мустафина Г. Р. Применение методов математического моделирования для определения влияния грунта на частоты собственных колебаний трубопроводов	142
Кропачев С. А. Постоянный или переменный?.....	148
Пронин М. А., Чуркина Е. В. Влияние подсветки выключателя освещения на суммарное энергопотребление квартиры	151

ИНФОРМАЦИЯ	157
-------------------------	-----

ЮБИЛЕИ, НАГРАЖДЕНИЯ	158
----------------------------------	-----

ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ	159
----------------------------------	-----

CONTENTS

GENERAL ISSUES OF RELIABILITY AND SAFETY OF ENERGY

Lenev S. N., Perov V. B., Vivchar A. N., Okhlopov A. V., Sigitov O. Y., Bitney V. D. Liquefied natural gas as a backup fuel for TPP	84
Naumov I. V., Karamov D. N. On damage rate of overhead power transmission lines in power supply systems.....	92
Farhadzadeh E. M., Muradalyiev A. Z., Abdullayeva S. A., Nazarov A. A. Assessment of technical condition of high-voltage overhead power transmission lines at the stage of their ageing.....	20

DESIGN, RESEARCH, CALCULATIONS

Brodiv Y. M., Plotnikov L. V., Desyatov K. O. Thermal and mechanical improvement of the air supply system of a turbocharged piston engine	108
Sukhorukova E. A., Kolpakov S. P. Development of a throttle and dampening device for the nuclear power plant of icebreaker LK-60.....	115
Ignatiev K. A., Giniyatullin E. R., Ziganshin M. G. Research of the energy efficiency of a combined air and water heating of a public building.....	124
Lyutikova M. N., Korobeynikov S. M., Konovalov A. A. Electrophysical properties of mixtures of mineral oil and synthetic ester dielectric liquid	132
Chanchina V. E., Gaponenko S. O., Kondratyev A. E., Fedotova A. O., Mustafina G. R. Application of mathematical modeling methods to determine the effect of soil on natural vibration frequencies of pipelines	142
Kropachev S. A. Direct or alternating?	148
Pronin M. A., Churkina E. V. Effect of light switch illumination on total energy consumption of apartment.....	151

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

УДК 621.311

Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ

Ленёв С. Н.¹, Перов В. Б.^{2,3,4}, Вивчар А. Н.¹, Охлопков А. В.^{1*}, Сигитов О. Ю.¹, Битней В. Д.¹

¹ ПАО «Мосэнерго»

Пр-т Вернадского., д. 101, корп. 3, 119526, Москва, Россия

² ЗАО НПВП «Турбокон»

ул. Комсомольская Роща, д. 43, 248010, г. Калуга, Россия

³ ООО «Термокон»

Большой бул., д. 42, стр. 1, 143026, Москва, Россия

⁴ ООО «Криокон»

ул. Комсомольская Роща, д. 43, 248010, г. Калуга, Россия

Поступила / Received 18.05.2021

Принята к печати / Accepted for publication 26.06.2021

Основные тенденции развития газовой отрасли указывают на масштабное расширение рынка сжиженного природного газа (СПГ), который продолжает оставаться быстрорастущим сегментом на фоне остальных энергоносителей. Государственная политика Российской Федерации направлена на развитие инфраструктуры СПГ-комплексов. Проведен анализ мирового опыта применения СПГ-комплексов в установках для гашения пиков газопотребления, которые соответствуют условиям применения СПГ в качестве резервного топлива филиалами ПАО «Мосэнерго» (малотоннажное производство в сочетании с большим объемом хранения СПГ). Показано, что для условий производства и применения СПГ на электростанциях наиболее подходящими являются установки 90–100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на смесевом хладагенте или на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа. Сформулированы требования к разработке энергоэффективных СПГ-комплексов на филиалах ПАО «Мосэнерго», включая обеспечение энергозатрат цикла за счет расширения сетевого газа в детандере с утилизацией холодильной мощности в цикле ожижения, а также охлаждение компримированного теплоносителя холодильного контура потоками газа, подаваемого далее на горение. Рассмотрены технологические особенности внедрения СПГ-комплекса для производства, хранения и регазификации СПГ в качестве резервного топлива ТЭЦ. В ходе исследования было показано, что наиболее подходящей для введения комплекса по производству СПГ является ТЭЦ-22, для которой проектируется новое мазутное хозяйство. Несмотря на сложившуюся практику использования в качестве резервного топлива мазут и дизельное топливо, СПГ может обладать конкурентоспособными преимуществами за счет использования вторичных энергоресурсов ТЭЦ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ТЭЦ, сжиженный природный газ, резервное топливо, природный газ

Адрес для переписки:

Охлопков А. В.

ПАО «Мосэнерго»

Пр-т Вернадского., д. 101, корп. 3, 119526, Москва, Россия

e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru

Address for correspondence:

Ohlopkov A. V.

PJSC "Mosenergo"

101 Vernadsky avenue, bld. 3, 119526, Moscow, Russia

e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru

Для цитирования:

Ленёв С. Н., Перов В. Б., Вивчар А. Н., Охлопков А. В., Сигитов О. Ю., Битней В. Д. Сжиженный природный газ как резервное топливо ТЭЦ. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №2. – С. 84–91.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

For citation:

Lenev S. N., Perov V. B., Vivchar A. N., Okhlopkov A. V., Sigitov O. Y., Bitney V. D. [Liquefied natural gas as a backup fuel for TPP]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 84–91 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-84-91>

Liquefied natural gas as a backup fuel for TPP

Lenev S. N.¹, Perov V. B.^{2,3,4}, Vivchar A. N.¹, Okhlopkov A. V.¹, Sigitov O. Y.¹, Bitney V. D.¹

¹ PJSC "Mosenergo"

101 Vernadsky avenue, bld. 3, 119526, Moscow, Russia

² CJSC Scientific and Production Implementation Company "Turbocon"

43 Komsomolskaya Roscha Street, 248010, Kaluga, Russia

³ LLC "Termocon"

42 Bolshoy Bul., bld. 1, 143026, Moscow, Russia

⁴ LLC "Kriocon"

43 Komsomolskaya Roscha Street, 248010, Kaluga, Russia

Major trends in the development of the gas industry point to a large-scale expansion of the liquefied natural gas (LNG) market, which continues to be a fast-growing segment compared to other energy sources. The national policy of the Russian Federation is aimed at developing the infrastructure of LNG complexes. This article analyses the world experience in the use of LNG complexes in gas consumption peak damping installations, which meet the conditions of LNG use as a backup fuel by PJSC Mosenergo branches (low-tonnage production combined with a large volume of LNG storage). It is shown that, in terms of the conditions of production and use of LNG at power plants, the most suitable are installations with 90–100% liquefaction of the incoming gas flow with an external refrigerating circuit using a mixed refrigerant or nitrogen, which provide the composition of regasified LNG almost identical to the composition of the source gas. The authors have formulated requirements for the development of energy-efficient LNG complexes at PJSC Mosenergo branches, including ensuring cycle energy consumption by expanding the network gas in the expander with utilization of refrigerating capacity in the liquefaction cycle, as well as cooling the compressed coolant of the refrigerating circuit by gas flows supplied further for combustion. The technological features of implementation of the LNG complex for production, storage and regasification of LNG as a reserve fuel for TPPs are reviewed. The study has shown that the most suitable power plant for the introduction of an LPG complex is TPP-22, for which a new fuel oil facility is being designed. Despite the current practice of using fuel oil and diesel fuel as backup fuels, LNG can have a competitive advantage through the use of secondary energy resources of TPPs.

KEYWORDS: TPP, liquefied natural gas, backup fuel, natural gas

Актуальность СПГ-комплексов

Мировой топливно-энергетический комплекс находится в стадии трансформации под влиянием множества факторов, в числе которых климатические изменения, декарбонизация, рост численности населения, развитие возобновляемых источников энергии и повышение энергоэффективности использования топлива. В результате общая структура потребления и производства энергоресурсов изменяется и дополняется новыми ресурсными источниками, например, в газовой отрасли — сжиженным природным газом (СПГ). СПГ в отличие от природного газа в «чистом виде», имеет следующие преимущества [1]:

- сжижение природного газа увеличивает его плотность в 600 раз, что сокращает объем при транспортировке и хранении в сравнении с природным газом в «чистом виде»;
- аккумулирование СПГ и использование его по мере необходимости;
- транспортировка СПГ на большие расстояния и в труднодоступные места.

Ожидается, что в ближайшие десятилетия рынок СПГ перейдет в глобальную фазу с высокой долей оптовой торговли [2]. Согласно прогнозу развития рынков СПГ Концерна «Шелл», глобальный объем торговых операций СПГ в 2020 г. достиг 360 млн т, а к 2040 г. глобальный спрос составит более 700 млн т [3]. Аналитиками

также отмечается роль СПГ в процессе внедрения инновационных решений на всех звеньях производственно-сбытовой цепочки в целях сокращения вредных выбросов, особенно в секторах экономики, которые являются наиболее сложными с точки зрения декарбонизации.

Рынок СПГ в Российской Федерации также находится в активной стадии развития. 16 марта 2021 г. Правительство утвердило долгосрочную программу развития производства СПГ, в которой представлены мероприятия, направленные на повышение конкурентоспособности отрасли, в том числе и на уровне малотоннажного производства. В документе отмечены направления государственного регулирования в сфере автозаправочных станций, а также стимулирование производителей автотранспорта, спецтехники, железнодорожного, морского и речного транспорта на СПГ. Общий потенциальный спрос на СПГ в сегменте газомоторного топлива к 2035 г. оценен на уровне до 5,5 млн т СПГ (к 2024 г. — до 0,8 млн т)¹.

ПАО «Мосэнерго» является одной из первых территориальных энергетических компаний, которая перевела все ТЭЦ на природный газ в качестве основного вида

¹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.03.2021 г. № 640-р «О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации».

топлива, существенно сократив долю выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. В составе ПАО «Мосэнерго» работают 15 электростанций установленной электрической мощностью 12,8 ГВт. Установленная тепловая мощность компании — 43,8 тыс. Гкал/ч, включая районные и квартальные тепловые станции, районные станции теплоэлектроснабжения. Однако для обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей используется резервное и аварийное топливо на основе традиционных энергоресурсов: мазут, дизельное топливо, уголь. Мазут используется как резервное топливо для энергетических и водогрейных котлов, при этом срок хранения мазута составляет 5 лет. В течение указанного периода мазут должен сжигаться с пополнением резервных емкостей новыми партиями топлива. Дизельное топливо является основным для пиковых газотурбинных установок (ГТУ) и резервным для парогазовых установок (ПГУ). Уголь используется на одной станции ПАО «Мосэнерго» — ТЭЦ-22, на которой в настоящее время разрабатывается проект перевода на мазут в качестве резервного топлива.

Новый Порядок создания и использования ТЭС запасов топлива, в том числе в отопительный сезон, утвержденный Приказом Минэнерго России от 27.11.2020 г. №1062 (вступит в силу 01.03.2022 г.), учитывает риск-ориентированный подход к нормированию запасов топлива (резервному и аварийному) для предупреждения рисков снижения надежности как энергосистемы в целом, так и отдельных объектов электроэнергетики в кризисных ситуациях с электро- и теплоснабжением потребителей. Подходом также предусматривается использование СПГ в качестве резервного и аварийного запасов топлива.

Несмотря на то, что резервное и аварийное топливо используется при частичном или полном отсутствии основного топлива или при необходимости обновления резервных емкостей, внедрение новых источников, таких как СПГ, может быть технико-экономически и экологически оправданным.

Применение СПГ в качестве топлива на крупных электростанциях получило достаточно широкое распространение в мире. Особый интерес представляют комплексы для гашения пиков газопотребления — LNG Peak Shaving [4, 5]. Указанные комплексы применяются на объектах, для которых характерны значительные колебания спроса на газ, которые в ряде случаев могут оказываться значительно выше прогнозируемого спроса. Чаще всего значительные отклонения происходят летом и зимой во время резких перепадов температур и возрастания спроса на электроэнергию у населения. Для покрытия пиков газопотребления СПГ может использоваться в качестве резервного источника топлива.

СПГ может использоваться в качестве экономически обоснованной замены мазуту на ТЭЦ [6]. Недостатками мазута, как резервного топлива, являются высокие энергозатраты на постоянную циркуляцию и подогрев, а также снижение качества топлива при длительном хранении в связи с чем нормативный срок хранения

мазута на станциях не превышает 5 лет. До истечения срока хранения мазут сжигается с обновлением запасов. Использование СПГ в качестве топливного резерва позволит не только повысить экологичность производства энергии за счет исключения сжигания мазута, но и увеличит надежность топливоиспользующего оборудования при работе в однопаливном режиме. Следует отметить, что однопаливное оборудование (котлы, газотурбинные установки) для электростанций, изначально спроектированное с топливным резервированием за счет СПГ, существенно дешевле двухтопливных аналогов.

ТЭЦ с резервным СПГ могут стать региональными топливными хабами за счет следующих преимуществ:

1. Расположение в центрах потребления СПГ (железнодорожный, автомобильный, речной транспорт);
2. Наличие условий для малотоннажного производства (электроэнергия и вторичные энергоресурсы);
3. Большие объемы постоянного хранения резервного СПГ, которые в сочетании с собственным производством позволяют гибко реагировать на потребности регионального рынка;
4. Наличие квалифицированного персонала для обслуживания СПГ-комплексов.

Методы получения СПГ на ТЭЦ

Применение СПГ в качестве резервного топлива подразумевает производство и хранение СПГ непосредственно на ТЭЦ с его дальнейшей регазификацией в обычный природный газ для сжигания в топках котлов или ГТУ. В зависимости от производительности установок сжижения и объема запаса топлива технология резервирования может предусматривать первичное заполнение емкостей хранения покупным СПГ.

Состав природного газа имеет решающее значение при выборе системы его очистки. Использование низкотемпературных методов и способов очистки (конденсация и вымораживание) возможно, но применение «теплых» методов — мембранное разделение, короткоцикловая адсорбция представляется более перспективным, так как позволяет анализировать, разрабатывать и оптимизировать системы сжижения природного газа и системы очистки в значительной мере независимо. Качество получаемого СПГ и, как следствие, природного газа после регазификации СПГ имеет большое значение для последующего использования на ТЭЦ.

Помимо способа очистки, на технические характеристики СПГ значительно влияет процесс сжижения. В настоящее время при малотоннажном производстве СПГ используются дроссельные, детандерные и комбинированные криогенные циклы — такое деление опирается на способ получения холода [7–9]. Принципиально можно выделить два больших класса установок для получения СПГ в указанных циклах. Первый класс, где рабочим телом в цикле служит непосредственно природный газ, который сжижается. И второй класс, где в цикле применяется специальное рабочее тело для

сжижения природного газа (например, чистые вещества — азот или многокомпонентные смеси).

Дроссельные циклы. Дросселирование основывается на изоэнтальпийном процессе — понижении давления за счет прохождения вещества через узкое проходное сечение. Самым простым решением для производства СПГ представляется использование открытого дроссельного цикла высокого давления. Газ из магистрального газопровода осушается и очищается, а затем сжимается в компрессоре от давления в магистральном газопроводе (3–5 МПа) до 15 МПа и охлаждается холодильной машиной до -40°C . После охлаждения обратным потоком газ дросселируется до давления распределительного газопровода. Коэффициент ожижения в цикле равен 0,3–0,5. Дроссельные циклы характеризуются относительной простотой и надежностью, однако эффективность их низкая, коэффициент ожижения сравнительно мал, а давление рабочего тела после компрессора, как правило, должно быть высоким 15–25 МПа. [10]

Установки с использованием дроссельного цикла на многокомпонентном рабочем теле относятся к более эффективным из-за большой величины изотермического дроссель-эффекта при температуре окружающей среды и особенностями распределения температур в рекуперативном теплообменнике. Средняя разница температур между потоками низкого и высокого давления может быть от 2 до 5 градусов, что обуславливает высокий энергетический коэффициент полезного действия (КПД) теплообменника и небольшие потери энергии в дроссельном устройстве. Однако, у таких систем есть существенный недостаток — это требование герметичности смесового контура. Утечки многокомпонентного рабочего тела должны быть минимальными или исключены. Это предполагает использование герметичных компрессорных агрегатов, однако это требование не всегда выполнимо.

Дроссельный цикл на многокомпонентном рабочем теле целесообразно использовать как в качестве основного цикла ожижения, так и для конденсации отпарного газа. Высокий коэффициент ожижения (более 0,9) позволяет отказаться от промежуточной сепарации «тяжелых» компонентов природного газа. Состав жидкости, поступающей в резервуар хранения, в этом случае близок к составу входного природного газа.

Детандерные циклы. В детандерах потенциальная энергия газа преобразуется в механическую энергию, при этом газ, совершая работу, охлаждается. Адиабатное расширение газа в детандерах с отдачей внешней работы на вал машины, позволяет получить значительно большее охлаждение, чем при дросселировании газов. При этом, используется и дополнительная работа возвратной части энергии обрабатываемого потока газа.

Детандеры классифицируются на поршневые (для установок высокого давления с небольшой холодопроизводительностью), турбодетандеры (для установок со значительной холодопроизводительностью и большим расходом газа среднего и высокого давления) и винто-

вые (для установок, работающих на неочищенных газах с высоким содержанием частиц жидкой фазы).

Детандеры также работают с двумя вариантами рабочего тела в циклах. Первый, когда детандер применяется в цикле, где рабочим телом является сам природный газ. И второй, когда детандер устанавливается во внешнем контуре, где рабочим телом может быть чистое рабочее тело (азот), или смесь (азот–метан). В некоторых случаях применение двух детандеров, установленных на разных температурных уровнях, позволяет создать ожижитель с низким энергопотреблением. Коэффициент ожижения составляет примерно 0,99.

Следует отметить, что для установок с небольшой производительностью (1–5 т/ч) детандеры, работающие с парожидкостными потоками с относительно большой долей жидкости (30–40%) не разработаны. Также доля ожижения природного газа должна оставаться ниже определенных значений, чтобы поток высокого давления охлаждался потоком низкого давления в рекуперативном теплообменнике. Дополнительной проблемой детандерных циклов с частичным ожижением потока является снижение молярной доли метана в СПГ. Указанный показатель для моторного топлива марки Б по ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия» должен быть не ниже 80%.

Рекуперативные теплообменники являются одними из основных элементов установок ожижения природного газа. В таких установках применяются теплообменники двух типов — спиральновитые и пластинчато-ребристые. Пластинчато-ребристые обладают низкой стоимостью теплообменной поверхности и способностью организации сложных теплообменивающихся потоков, однако в числе недостатков отмечена высокая стоимость коллекторов входа/выхода при больших производительностях СПГ-комплекса и опасное влияние температурных напряжений. Спиральновитые теплообменники обладают большей теплообменной поверхностью и устойчивостью к температурным напряжениям, однако существенным недостатком является единственный поток, который омывает трубки других потоков.

Резервуары хранения СПГ. Хранение СПГ осуществляется в изотермических резервуарах при давлении, близком к атмосферному, и при низкой постоянной отрицательной температуре. Современные принципы проектирования и безопасности эксплуатации хранилищ требуют гарантированного обеспечения целостности первичной емкости в любых условиях эксплуатации хранилищ. Вторичная емкость или ограждение должны гарантировать предотвращение разлива СПГ на большой площади и полный сбор жидкости в случае повреждений первичной емкости от случайных внешних воздействий, включая стихийные бедствия. Особое внимание обращается также на надежность систем измерения и сигнализации предельных положений уровня жидкости в хранилище, которые, как правило, помимо блокирующей разлив жидкости автоматики,

оснащаются переливными трубопроводами, отводящими при необходимости излишки жидкости через специальные коллекторы в ловушки. Но не менее важным считается обеспечение гарантий по поддержанию заданных значений давления в паровом и межстенном пространстве резервуара.

Также предусматривается обеспечение сброса пара СПГ из резервуара при самых тяжелых условиях эксплуатации, включая прямое воздействие пожара. Современные нормы регламентируют также выполнение основных технологических операций по обслуживанию хранилищ СПГ, имеющих важное значение для сохранения его целостности и функциональной надежности. К ним в том числе относятся операции по продувке резервуара, его захлаживанию и заполнению, предотвращению явления ролловера (температурное расслоение СПГ, которое может сопровождаться резким перемещением жидкости в резервуаре) и контроль за давлением.

Установки регазификации СПГ. В установках регазификации природного газа происходит процесс преобразования СПГ в газообразное состояние в системе испарения с помощью нагрева. Подогрев может осуществляться прямым и косвенным способом. В первом случае СПГ получает тепло непосредственно от горячего теплоносителя, а во втором тепло поступает к СПГ через промежуточный теплоноситель, обогреваемый горячим теплоносителем. Испарительные системы подразделяются на несколько типов, в зависимости от теплоносителя.

В испарителях открытого типа в качестве теплоносителя используется вода. Испарители данного вида хорошо зарекомендовали себя в эксплуатации. Температура воды, пригодная для использования в качестве источника тепла, обычно имеет температуру выше 5°C. С ростом температуры воды эффективность испарителя повышается.

Испарители с погружной камерой сгорания в настоящее время используются во многих терминалах регазификации в качестве основных или резервных (аварийных) испарителей. Подача тепла в таких испарителях осуществляется за счет сгорания топливного газа. И, несмотря на высокие эксплуатационные затраты, капитальные затраты на них — относительно низкие.

В атмосферных испарителях предусмотрено получение тепла из окружающего воздуха, в том числе тепла конденсации атмосферной влаги, а также тепла, выделяемого при замерзании конденсата, выпадающего из воздуха. Испарители подразделяются на естественную циркуляцию и принудительную циркуляцию. Испарители с принудительной циркуляцией способны перемещать большее количество воздуха по поверхности теплообмена и поэтому, они обладают большей интенсивностью и занимают меньше места по сравнению с испарителями с естественной циркуляцией. Недостатком атмосферных испарителей являются высокие капитальные затраты и значительные габариты, требующие для размещения больших площадей.

В традиционных испарителях с промежуточной

жидкостью, в основном, предусмотрен сосуд под давлением, состоящий из двух нагревательных элементов (верхнего и нижнего). Как правило, в сосуде содержится пропан под давлением, который закрывает нижний нагревательный элемент. Через нижний нагревательный элемент проходит вода, которая способна превратить пропан в пар. Внутрь верхнего нагревательного элемента подается СПГ, который превращается в пар путем нагрева парами пропана, конденсирующимся на наружной поверхности нагревательного элемента.

СПГ-комплекс на ТЭЦ. Особенностью применения СПГ в качестве резервного топлива на большинстве ТЭЦ, в том числе и на филиалах ПАО «Мосэнерго», является возможность использования для газификации СПГ циркуляционной воды оборотной системы охлаждения. Дополнительные возможности по увеличению энергоэффективности СПГ-комплексов на ТЭЦ обусловлены наличием перепада давлений природного газа на входе и выходе из газораспределительного пункта (ГРП), что позволяет при расширении газа в детандере получать механическую или электрическую мощность, которые могут использоваться для привода компрессоров азотной установки сжижения. Следовательно, на ТЭЦ имеется два вида вторичных энергоресурсов (ВЭР), которые могут использоваться в СПГ-комплексах: перепад давлений сетевого газа и низкопотенциальное тепло системы оборотного охлаждения.

Таким образом, учитывая технологические особенности установок СПГ-комплекса, для условий производства и применения СПГ на ТЭЦ наиболее подходящими являются установки 90–100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на смеси хладагента или на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа.

Еще одна особенность разрабатываемых СПГ-комплексов на ТЭЦ заключается в том, что установки ожижения относятся к объектам малотоннажного производства СПГ, а установки хранения — к объектам крупнотоннажного производства. В связи с этим, проектирование комплексов должно учитывать требования к обоим видам объектов.

При разработке технических решений СПГ-комплекса следует руководствоваться Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа», утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 ноября 2018 г. №588. Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности опасных производственных объектов сжиженного природного газа, на которых осуществляются технологические процессы производства, хранения, приема/отгрузки, регазификации СПГ. Требования к объектам малотоннажного производства изложены в «Правилах безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа на газораспределительных станциях магистральных

газопроводов и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях» ПБ 08-342-00.

Для обеспечения безопасной эксплуатации разрабатываемых СПГ-комплексов необходимо, помимо документации, указанной выше, руководствоваться следующими нормативными документами:

1. ГОСТ Р 56352–2015 Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности;
2. ГОСТ Р 55892-2013 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования;
3. ГОСТ Р 57431-2017 (ИСО 16903:2015) Газ природный сжиженный. Общие характеристики;
4. СП 326.1311500.2017 Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности;
5. СТО Газпром 2-2.1-947-2015 Объекты газоснабжения сжиженным природным газом. Общие требования к проектированию;
6. СП 240.1311500.2015 Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности;
7. ВРД 39-1.10-064-2002 Оборудование для сжиженного природного газа (СПГ). Общие технологические требования при эксплуатации систем хранения, транспортировке и газификации.

Технические возможности размещения СПГ комплекса на ТЭЦ

Условия внедрения СПГ-комплексов на ТЭЦ могут быть классифицированы по потенциалу вторичных энергоресурсов (класс 1–3) и условиям внедрения (классы А–С). Основным условием, позволяющим реализовать цикл ожижения исключительно за счет вторичных энергоресурсов (ВЭР), является давление сетевого газа на входе в станционный газораспределительный пункт (ГРП).

К классам 1–3 относятся:

- 1) Полное энергообеспечение комплекса СПГ за счет ВЭР. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 12/1 кгс/см².
- 2) Частичное энергообеспечение комплекса СПГ за счет ВЭР. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 6/0,7 кгс/см².
- 3) Энергообеспечение комплекса СПГ за счет выработки станции. К этому классу можно отнести станции с перепадом избыточного давления на ГРП 3/0,7 (и менее) кгс/см².

К классам А–С относятся объекты:

- А. требующие возведения нового комплекса резервного топлива.
- В. требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.
- С. не требующие расширения имеющегося комплекса резервного топлива.

В качестве примера в таблице 1 приведена классификация филиалов ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», из которой следует, что наиболее подходящим объектом для со-

Таблица 1. Классификация филиалов ПАО «Мосэнерго»

Table 1. Classification of Mosenergo PJSC branches

	Класс 1	Класс 2	Класс 3
Класс А Class A	ТЭЦ-22 ТРП-22	-	-
Класс В Class B	-	-	ГРЭС-3 ТРП-3
Класс С Class C	ТЭЦ-21, ТЭЦ-23, ТЭЦ-25, ТЭЦ-26, ТЭЦ-27 ТРП-21, ТРП-23, ТРП-25, ТРП-26, ТРП-27	ТЭЦ-8, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16, ТЭЦ-17, ТЭЦ-20 ТРП-8, ТРП-12, ТРП-16, ТРП-17, ТРП-20	ГЭС-1, ТЭЦ-9, ТЭЦ-11 ТРП-1, ТРП-9, ТРП-11

оружения СПГ-комплекса является ТЭЦ-22, требующая возведения нового комплекса резервного топлива с одновременной возможностью энергообеспечения комплекса за счет ВЭР.

Авторами проведена оценка технических показателей СПГ-комплекса для условий ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго». Ниже приведены условия газоснабжения указанных станций:

Давление газа, МПа:

на входе в ГРП	1.1
на выходе из ГРП.....	0.19
Температура газа на входе в ГРП, К.....	271–278
Молярная доля компонентов природного газа на входе в ГРП, %:	
СН ₄	96.34
С ₂ Н ₆	2.10
Остальное углеводороды.....	0.78
СО ₂	0.18
Ν ₂	0.60

Указанные условия газоснабжения позволяют реализовать энергоэффективный азотный цикл сжижения природного газа, в котором вся механическая мощность, необходимая для привода компрессоров сжатия азота, вырабатывается за счет расширения природного газа в детандере, установленном на байпасной линии ГРП.

Для реализации цикла поток сетевого газа на входе в ГРП разделяется на производционный (направляемый на сжижение) и технологический (направляемый в детандер). Особенностью цикла является то, что промежуточное охлаждение азота в процессе компримирования осуществляется исключительно технологическим газом, который с выхода комплекса направляется в сеть ТЭЦ.

Таким образом, комплекс не только функционирует за счет ВЭР, но и утилизирует тепло, отводимое в процессе сжижения производственного потока.

Расчеты цикла показали, что в условиях ТЭЦ-21 может производиться от 13 до 40 тыс. т СПГ в год, а в условиях ТЭЦ-22 от 11 до 42 тыс. т СПГ в год.

На базе данных по объему инвестиций на установки для гашения пиков газопотребления для исследуемых СПГ-комплексов на ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 были выполнены предварительные оценки эконо-

мических показателей для следующих вариантов.

Вариант №1. Комплекс на ТЭЦ-21 работает исключительно на рынок без ввода основных резервуаров и создания резервных запасов СПГ.

Вариант № 2. Комплекс на ТЭЦ-22 возводится в пределах площадки ТЭЦ вместо проектируемого мазутного хозяйства и обеспечивает резервирование топлива, а также отпуск СПГ внешним потребителям. Он включает в себя основные резервуары хранения СПГ, в которых создается общий нормативный запас топлива (ОНЗТ). Проектный объем ОНЗТ ТЭЦ-22 составляет 45 235 т мазута, для хранения которого предусмотрены емкости общим объемом 60 тыс. м³. Объем емкостей для хранения СПГ, обеспечивающий ОНЗТ, составляет 100 тыс. м³. Первоначальное заполнение основных резервуаров осуществляется покупным СПГ. Мощность регазификаторов рассчитана исходя из выдачи потока газа, при сжигании которого выделяется такая же тепловая мощность, что и при сжигании 452.35 т/ч мазута (расчетное потребление резервного топлива на ТЭЦ-22).

Результаты расчетов.

Вариант № 1

Инвестиции в СПГ-комплекс,	
млн руб.....	770 – 2060
Отпуск СПГ потребителям, т/год	13 000 – 43 000
Чистый денежный поток от реализации СПГ, млн руб/год	130 – 420
Срок окупаемости установки сжижения, лет	5–6

Вариант № 2

Инвестиции в СПГ-комплекс + стоимость заполнения емкостей СПГ, млн руб.	7500 – 8800
Отпуск СПГ потребителям, т/год	11 000 – 41 000
Снижение инвестиций при переходе на СПГ вместо проектируемого мазутного хозяйства, млн руб.....	580 – 1800
Экономический эффект от реализации СПГ и снижения затрат на мазутное хозяйство, млн руб/год	200 – 490
Общий экономический эффект с учетом снижения объема инвестиций от перехода на СПГ за 10 лет, млн руб.....	3900 – 5400

Предварительные технико-экономические оценки показали, что проекты по возведению СПГ-комплексов вместо проектируемых новых мазутных хозяйств ТЭЦ могут иметь значительное влияние на снижение объема инвестиций, а также на снижение эксплуатационных затрат на топливное резервирование. В комплексе с дополнительным доходом, который может обеспечить реализация на региональном рынке излишков произведенного СПГ, снижение объема указанных за-

трат обеспечивает существенный экономический эффект при переходе на более чистое топливо и снижении экологической нагрузки на окружающую среду.

Выводы

Сжиженный природный газ обладает конкурентоспособными преимуществами по сравнению с другими видами резервного топлива, такими, как меньшие выбросы CO₂, более высокий КПД топливоиспользующего оборудования, низкая токсичность, низкая коррозионная активность. Дополнительным преимуществом применения СПГ является снижение стоимости котельного и турбинного оборудования за счет однотопливного исполнения. На основании анализа установок СПГ-комплекса и условий их размещения на ТЭЦ сделаны следующие выводы:

1. Для условий производства и применения СПГ на электростанциях наиболее подходящими являются установки 100% ожижения входящего потока газа с внешним холодильным контуром на азоте, которые обеспечивают состав регазифицированного СПГ, практически идентичный составу исходного газа;

2. В условиях размещения СПГ-комплекса на ТЭЦ необходимо предусматривать максимально возможную интеграцию с существующими технологическими и инженерными коммуникациями, газораспределительным пунктом и максимальным использованием вторичных энергоресурсов;

3. Предварительные оценки показывают, что для условий ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» могут быть разработаны СПГ-комплексы, обеспечивающие высокие технико-экономические и экологические показатели.

4. Принятие дальнейших технологических решений производства и использования СПГ в качестве резервного топлива в условиях ТЭЦ планируется после разработки ТЭО для пилотного проекта.

Список использованных источников

1. «LNG: A Local Market – A Global Market» [Электронный ресурс], режим доступа: <https://pubs.naruc.org/pub/248cfb83-a111-8809-a940-485c431df253>
2. Макаров А., Митрова Т., Кулагин В., Мельникова С., Галкина А., Мировые газовые горизонты до 2040 года, Институт энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), Газовый бизнес №3 2016, С 21.
3. Shell LNG outlook 2021 [Электронный ресурс], режим доступа: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html>
4. Follow-up study to the LNG and storage strategy [Электронный ресурс]: URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/follow_up_study_lng_storage_final_01.pdf
5. Small-scale LNG in Asia Pacific [Электронный ресурс]: URL: <https://aperc.or.jp/file/2019/9/27/small-scale+lng+in+asia+pacific.pdf>
6. North American Midstream Infrastructure – A Near Term Update Through 2025 [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ingaa.org/File.aspx?id=38492>
7. Аверьянов В. К., Блинов А. Н., Митрофанов В. А., Хаев В. К., Цвик А. А. Обоснование целесообразности использования устано-

вок сжижения природного газа в качестве источника пикового и резервного топлива для ГТ-ТЭС и ПГУ-ТЭС // Газинформ 2016; 2 (52): 52 – 58.

8. Федорова Е. Б., Мельников В. Б. Перспективы развития малотоннажного производства сжиженного природного газа в России [Электронный ресурс]: НефтегазоХимия: электрон. журнал. 2017; 1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-malotonnazhnogo-proizvodstva-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-rossii>

9. «Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России» // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО Июль 2018. [Электронный ресурс], режим доступа: www.researchgate.net/publication/326877562

10. Lee S. H.; Lim D.-H.; Park K. Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations. Appl. Sci. 2020, 10, 5391. <https://doi.org/10.3390/app10155391>

References

1. LNG: A Local Market – A Global Market [online resource], available at: <https://pubs.naruc.org/pub/248cfb83-a111-8809-a940-485c431df253>

2. Makarov A., Mitrova T., Kulagin V., Melnikova S., Galkina A., Global Gas Horizons to 2040, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Gas Business, No.3 2016, P.21.

3. Shell LNG outlook 2021 [online resource], available at: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html>

www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2021.html

4. Follow-up study to the LNG and storage strategy [online resource]: URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/follow-up_study_lng_storage_final_01.pdf

5. Small-Scale LNG in Asia Pacific [online resource]: URL: <https://aperc.or.jp/file/2019/9/27/small-scale+lng+in+asia+pacific.pdf>

6. North American Midstream Infrastructure – A Near Term Update Through 2025 [online resource]: URL: <https://www.ingaa.org/File.aspx?id=38492>

7. Averyanov V. K., Blinov A. N., Mitrofanov V. A., Khaev V. K., Tsvik A. A., Justification of Expediency of Using Natural Gas Liquefaction Units as a Source of Peak and Reserve Fuel for Gas Turbine Power Plants and Combined Cycle Power Plants // Газинформ 2016; 2 (52): 52 – 58.

8. Fedorova E. B., Melnikov V. B., Prospects for the Development of Small-Scale Liquefied Natural Gas Production in Russia [online resource]: OIL & GAS CHEMISTRY: Online journal. 2017. No.1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-malotonnazhnogo-proizvodstva-szhizhennogo-prirodnogo-gaza-v-rossii>

9. Opportunities and Prospects for the Development of Small-Scale LNG in Russia // Energy Industry Center of SKOLKOVO Moscow School of Management July 2018. [online resource], available at: www.researchgate.net/publication/326877562

10. Lee S. H.; Lim D.-H.; Park K. Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations. Appl. Sci. 2020, 10, 5391. <https://doi.org/10.3390/app10155391>



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

УДК 621.311

К вопросу о повреждаемости воздушных линий электропередачи в системах электроснабжения

Наумов И. В.^{1,2*}, Карамов Д. Н.^{1,3}

¹ ФГБОУ «Иркутский национальный исследовательский технический университет», ул. Лермонтова 83, 664074, г. Иркутск, Россия

² ФГБОУ «Иркутский государственный аграрный университет им. А. А. Ежевского» пос. Молодежный 1/1, 664038, г. Иркутск, Россия

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

Поступила / Received 25.12.2020

Принята к печати / Accepted for publication 08.06.2021

Выполнен анализ повреждаемости воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) в электрических распределительных сетях среднего напряжения Иркутской области. Рассмотрены установленные Международные индексы, определяющие уровень надежности функционирования электрических сетей, проанализирована информация о соответствии состояния электрических сетей России этим индексам. Представлена аналитическая информация по повреждаемости элементов этих сетей и их причинам в России, а также странах Европы и Америки. Сделан акцент на то, что наиболее часто встречающиеся повреждения свойственны именно ВЛЭП, в особенности, линиям 6–10 кВ. В качестве объекта исследования приняты два филиала Иркутской электросетевой компании (ИСК), одна из которых осуществляет электроснабжение сельских потребителей, другая — преимущественно потребителей, находящихся на территории г. Иркутска. Представлена характеристика этих электрических сетей, их территориальное расположение и основные технические данные. Для проведения аналитического мониторинга уровня надежности ВЛЭП использовались журналы отключения Восточных и Южных электрических сетей ИСК, на основе которых составлены таблицы отказов и их последствий в исследуемых электрических сетях для среднемесячных данных за исследуемый период по различным причинам повреждений. Для построения временных диаграмм исследуемых величин составлены компьютерные программы в системе Matlab, использование которых позволило получить визуализацию изменения отказов по различным причинам для рассмотренных электрических сетей. Проанализирована информация по времени перерывов электроснабжения в этих сетях, а также о величинах недоотпущенной за эти перерывы электрической энергии потребителям и ее стоимость. Показано, что в рассмотренных электрических сетях большая часть отказов электроснабжения связана с их территориальной рассредоточенностью, а также низким уровнем оснащенности средствами управления и недостаточной квалификацией оперативного персонала. Это подтверждается значительным количеством отказов по неустановленным причинам. Также значительная часть отказов приходится на повреждение проводов ВЛЭП, коммутационной аппаратуры в результате действия ветровой нагрузки. Изложены рекомендации по улучшению состояния линий электропередачи и ряд мероприятий, направленных на повышение уровня надежности электроснабжения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: отказ электроснабжения, уровень надежности, элементы электрических сетей, аварийность, коммутационное оборудование

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

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

Для цитирования:

Наумов И. В., Карамов Д. А. К вопросу о возникновении пожароопасных ситуаций при несимметричном электропотреблении. Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14, №2. – С. 92–99.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

For citation:

Naumov I. V., Karamov D. A. [On damage rate of overhead power transmission lines in power supply systems]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 92–99 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-92-99>

On damage rate of overhead power transmission lines in power supply systems

Naumov I. V.^{1,2*}, Karamov D. N.^{1,3}

¹ Federal State Budgetary Educational Institution "Irkutsk National Research Technical University"
83 Lermontov str., 664074, Irkutsk, Russia

² Federal State Budgetary Educational Institution Irkutsk State Agrarian University named after A. A. Yezhevsky
village Youth 1/1, 664038, Irkutsk, Russia

³ Federal State Budgetary Institution of Science "L. A. Melentyev Institute of Energy Systems SB RAS"
130 Lermontov str., 664058, Irkutsk, Russia

The purpose of the article is to analyze the damage rate of overhead power transmission lines (OPL) in medium-voltage electrical distribution networks of the Irkutsk region. The established International Indices that determine the level of reliability of the functioning of electric networks are considered, and information on the compliance of the condition of electric networks in Russia with these indices is analyzed. Analytical information on the damage rate of elements of these networks and their causes in Europe, America, and Russia is presented. The emphasis is placed on the fact that the most common damage is characteristic of overhead power lines, especially 6–10 kV lines. As an object of research, two branches of the Irkutsk electric grid company (IEC) were taken, one of which provides electricity to rural consumers, the other — mainly to consumers residing in the territory of the city Irkutsk. The characteristics of these electric networks, their territorial location and basic technical data are presented. To conduct analytical monitoring of the level of reliability of overhead power transmission lines, logs of disconnection of the Eastern and Southern electric networks of the IEC over a long-term period were used. On the basis of this information, tables of failures and their consequences in the studied electrical networks were compiled for monthly average data over the period under examination for various causes of damage. To plot time diagrams of the parameters under examination, computer programs were compiled in the Matlab system, the use of which made it possible to obtain visualization of changes in failures for various reasons for the electrical networks under consideration. The information on the time of power supply interruptions in these networks, as well as the amount of electricity underutilized by consumers during these interruptions and its cost are analyzed. It is shown that in the electric networks under consideration, most of the power failures are related to the territorial dispersion of these networks, and the low level of equipment controls and insufficient qualification of operating personnel, as evidenced by the significant number of failures for unknown reasons. Besides, a significant part of the failures is due to damage to the overhead line wires, switching equipment and the effect of wind load. Recommendations for improving the condition of power transmission lines and a number of measures aimed at improving the level of reliability of power supply are presented.

KEYWORDS: power supply failure, reliability level, electrical networks elements, accident rate, switching equipment

Введение. Развитие электроэнергетики и совершенствование ее структуры связано с непрерывным анализом происходящих процессов производства, преобразования, распределения, передачи и потребления электрической энергии. Представленная статья посвящена рассмотрению надежного функционирования одной из важнейших составляющих электроэнергетических систем — транспорту электрической энергии (ЭЭ).

Перерывы в снабжении потребителей ЭЭ являются достаточно частым событием, имеющим широкий спектр социально-экономических последствий. В то же время отказы электроснабжения, вызванные различными причинами, в том числе случайными событиями, имеющими внутренний и внешний характер, приводят не только к недоотпуску самой энергии, но к значительному материальному ущербу.

ВЛЭП являются наименее надежными элементами электросетей. По опубликованным данным около 85–90% всех нарушений в сетях приходится на эти линии. При этом самыми повреждаемыми признаны сельские ВЛЭП 10 кВ, на долю которых приходится до 70% всех повреждений.

Воздушные и кабельные линии среднего класса на-

пряжения 6–35 кВ образуют основу распределительных сетей Российской Федерации. Общая протяженность линий данного класса напряжения, по данным ОАО «ФСК ЕЭС», составляет более 1,3 млн км [1]. Протяженность электрических сетей с номинальным напряжением 6–10 кВ на территории РФ составляет не более 40% от длины линий электропередачи с напряжением 110 кВ, но в них происходит до 80% аварий и коротких замыканий (КЗ). При этом более 70% основных фондов (сети и оборудование распределения и управления) морально и физически изношены (средний срок эксплуатации 25–30 лет), что приводит к потерям электроэнергии около 12–15% и низкому качеству поставок электричества потребителю, который, в свою очередь, несет убытки от повреждений на линиях электропередачи [2]. При этом общая протяженность ЛЭП по электрическим сетям под управлением «Россети ФСК ЕЭС» на конец 2019 г. составила 148,3 тыс. км., а за период 2020–2024 гг. планируется ввести в эксплуатацию еще 8,71 тыс. км [3]. Состояние существующих в настоящее время электрических сетей оставляет желать лучшего. Средний возраст оборудования электрических сетей составляет 34 года, а возраст 30% этого оборудования

достигает 45 лет. И даже несмотря на то, что аварийные отказы удалось за последние 5 лет снизить на 20% за счет обновления сетевой инфраструктуры, а по итогам 2019 г. удельная аварийность электрических сетей снизилась еще на 12% [4], проблема старения оборудования по-прежнему стоит очень остро.

В части регионов Российской Федерации и некоторых странах СНГ (например, Белорусии), многих странах Европейского союза и Соединенных Штатов, для оценки уровня надежности электроснабжения Международным институтом инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) устанавливаются специальные индексы, характеризующие связь между количеством (продолжительностью) возникших отказов и количеством потребителей, подключенных к шинам центров питания¹.

По опубликованным данным [5–8] системный показатель средней длительности перерывов электроснабжения потребителей (аналог SAIDI) ЛЭП 6–10 кВ составил: ОАО «МРСК Юга» — 3,3; ОАО «МРСК Урала» — 2,7; ОАО «МРСК Сибири» — 2,6; ОАО «МРСК Волги» — 2,4; ОАО «МРСК Центра и Приволжья» — 2,3; ОАО «МРСК Центра» — 2,2; ОАО «МРСК РЭС» — 1,42; ОАО «Тюмень-энерго» — 1,2; ОАО «ИЭСК» — 1,08; ОАО «МОЭСК» — 0,8. Кроме того, согласно Постановлению Правительства РФ² индекс технического состояния (ИТС) электрооборудования должен быть определен и достоверно определять техническое состояние оборудования и его изменения в установленном диапазоне. При этом статус воздушных ЛЭП соответствует следующему. ЛЭП 110 кВ: хорошее состояние — 37,4%; удовлетворительное — 31,71%; неудовлетворительное — 17,89%; ЛЭП 220 кВ: в хорошем состоянии — 32,79%; в удовлетворительном — 39,34%; неудовлетворительном — 3,28%; критическом — 1,64%. Следует отметить, что *хорошее* состояние имеют те сети, диапазон физического износа которых составляет 0,15–0,30, а техническое воздействие на такие сети осуществляется по результатам планового диагностирования. Для *удовлетворительного* состояния физический износ находится в диапазоне 0,3–0,5, а видами технического воздействия является усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция. *Неудовлетворительному* состоянию соответствует диапазон физического износа, равный 0,5–0,75. При этом для таких

сетей необходимо дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение. *Критическое* состояние имеет физический износ более 0,75. При этом эксплуатация таких ВЛЭП недопустима. Требуется срочное воздействие на оборудование [8].

Причины возникновения отказов. Анализ литературных источников позволяет утверждать, что наиболее повреждаемыми ВЛЭП общепризнанно считаются линии напряжением 6–10 кВ. В наибольшей степени это касается тех ВЛЭП, которые трассируются по сельской местности. Они подвержены влиянию множества внешних факторов, таких, как природно-климатические, антропогенные и т. д., снижающие надежность ВЛ и приводящие к отказам и, как следствие, недоотпуску электрической энергии потребителю. Как правило, в журналах регистрации отказов ВЛЭП фиксируются следующие повреждения: нарушения в сетях потребителей, повреждение изоляторов, повреждение проводов, разрядников, опор ВЛЭП; ветровая нагрузка, снег, гололед, перекрытие изоляции и другие.

В России отключения в сетях этого класса напряжения обусловлены следующими причинами: повреждение в сетях потребителя около 11%; обрыв провода до 42%, повреждение предохранителей 6%, повреждение коммутационной аппаратуры более 7% [9–10]. Ситуация с отказами в ЛЭП также во многом зависит от климатических особенностей территорий, по которым трассируются эти ВЛЭП. Информация по соответствующим показателям надежности для воздушных линий электропередачи 6–10 кВ России, которые являются самыми протяженными, и, в основном, самыми повреждаемыми, очень разнится. Это связано с территориальными и климатическими особенностями регионов, по которым эти ЛЭП проходят. Утверждается³, что 54,0% всех отключений связано с динамическим поведением проводов при воздействии ветровых и гололедно-ветровых нагрузок. Эти отключения вызваны одним из следующих повреждений: обрыв провода (24,9%) или проволочной вязки провода к изолятору (9,8%), пережоги проволок проводов при их опасных сближениях и схлестывании (17%), срыв изолятора с крюка или штыря (2,3%).

Целью статьи является анализ уровня надежности при транспорте ЭЭ по распределительным электрическим сетям 10 кВ Иркутской области.

Характеристика объекта исследования. Энергетика Иркутской области — сектор экономики региона, обеспечивающий производство, транспортировку и сбыт электрической и тепловой энергии. Энергосистема региона является одной из крупнейших в России — по состоянию на конец 2018 г. на территории Иркут-

¹ SAIFI — средний индекс частоты прерывания системы; SAIDI — показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии; CAIDI — индекс средней продолжительности прерывания потребителя; STAIIDI — индекс общей средней продолжительности прерывания работы потребителя; CAIFI — средний индекс частоты прерываний потребителей; ASAI — средний индекс доступности услуг. Следует отметить, что в г. Минске за 2019 г. SAIFI составил 0,5635, SAIDI — 0,5271.

² Постановление Правительства РФ от 19 декабря 2016 г. № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергоэффективности объектов электроэнергетики и энергосистемы». Проведение мониторинга этих показателей».

³ Кабашов В. Ю. Повышение надежности сельских воздушных линий электропередачи 10 (6) кВ в условиях воздействия ветровых и гололедных нагрузок /автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, 2011 г

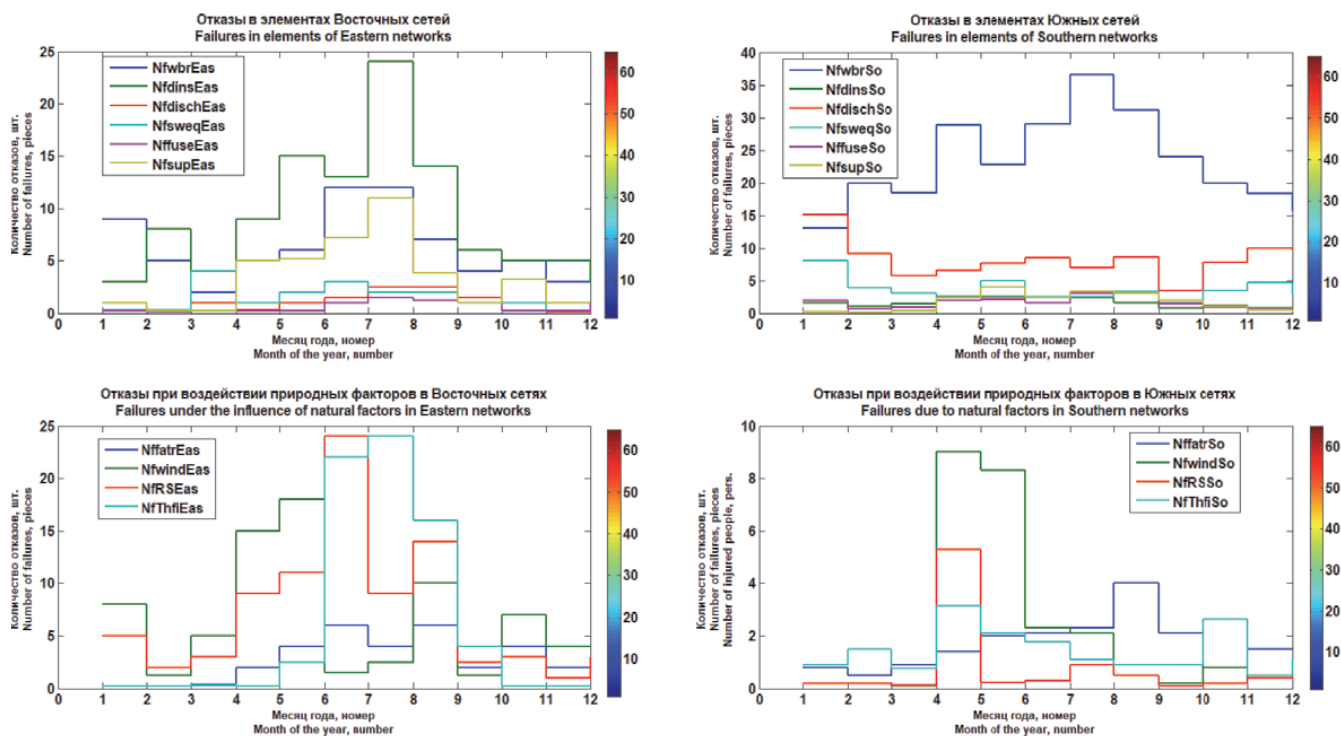


Рисунок 1. Временные диаграммы изменения количества отказов в ВЭС и ЮЭС
Figure 1. Time charts of changes in the number of failures in the EEN and SEN

ской области эксплуатировалось 15 крупных тепловых электростанций и четыре гидроэлектростанции общей мощностью 13 132,1 МВт, а также 55 работающих в зоне децентрализованного энергоснабжения дизельных электростанций (ДЭС) общей мощностью 17,075 МВт. В 2018 г. они произвели 50,95 млрд кВт·ч электроэнергии. Уровень электропотребления непрерывно возрастает. Например, прогнозируемое электропотребление в Иркутской области ожидается с 55141 млн. кВт·ч в 2019 г. до 64967 млн. кВт·ч в 2024 г.⁴

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше по состоянию на 2018 г. составляет в Иркутской области 17 677 км (по цепям), в том числе ВЛ 500 кВ — 3587 км, ВЛ 220 кВ — 6391 км, ВЛ 110 кВ — 7669 км. Большинство электрических сетей (общей протяженностью 14402 км) эксплуатируются ОАО «Иркутская электросетевая компания».

В качестве объекта для численного анализа рассмотрены Восточные и Южные электрические сети Иркутской электросетевой компании⁵.

Восточные электрические сети (ВЭС) обеспечивают электроэнергией обширную территорию, которая простирается от областного центра — города Иркутска более чем на четыреста километров к северу и ограничена правым берегом реки Ангары, западным побережьем озера Байкал и бассейном реки Лена и

ее притоков. ВЭС осуществляют электроснабжение потребителей сельских территорий Иркутской области. Площадь «зоны влияния» ВЭС составляет более 120 кв. км, что примерно равно суммарной территории таких европейских государств, как Дания, Швейцария и Нидерланды. ВЭС осуществляют электроснабжение девяти административных районов области и национального автономного округа. Основной их задачей является надежное бесперебойное электроснабжение населения, объектов социальной сферы, предприятий и организаций. Большую часть нагрузки ВЭС составляют сельские районы, что обуславливает значительную протяженность распределительных сетей при относительно небольшом потреблении электрической энергии и высокой социальной значимости филиала для жизни региона. Общая протяженность линий электропередачи ВЭС более 8,6 тыс. километров. ВЭС имеет 52 подстанции напряжением 110–35 кВ и суммарной установленной мощностью 731 МВА. В настоящее время в филиале трудится более 500 рабочих и специалистов. Годовая передача электроэнергии по электросетям ВЭС составляет 1353 млн. кВт·ч, ежегодный прирост потребления электроэнергии 5%, в основном за счет увеличения бытовых нагрузок.

Южные электрические сети (ЮЭС) — один из филиалов ИСК. В настоящее время ЮЭС обеспечивают эксплуатацию электрических сетей на значительной части Иркутской области: Иркутск, Иркутский, часть Ангарского района, Шелеховский и Слюдянский районы до реки Снежная. Годовая передача электроэнергии ЮЭС составляет 12888298 тыс. кВт·ч.

Среднемесячное количество отключений по ВЭС и ЮЭС представлены в таблице 1. На основании данных

⁴ ОКТЯБРЯ 2019 ПЯТНИЦА № 113 (2016) официальная информация WWW.OGIRK.RU/

⁵ Для анализа использовались усредненные по месяцам года данные журналов отключений Восточных и Южных электрических сетей Иркутской электросетевой компании (ИЭСК) за 2017–2019 гг.

таблицы 1, использования разработанного программного продукта и графического редактора в системе *Matlab* построены временные (среднемесячной продолжительностью) диаграммы изменения количества отказов ВЛЭП 10 кВ для рассмотренных причин повреждений (рисунок 1), временные диаграммы изменения отказов по неустановленным причинам (рисунок 2), а также визуализация изменения продолжительности отказов и величины недоотпуска электроэнергии

от суммарного среднемесячного количества отказов в рассматриваемых электрических сетях (рисунки 3, 4).

На рисунках 1, 2 используются следующие обозначения: *NfailEas (NfailSo)* — общее количество отказов в ВЭС и ЮЭС; *NfwbrEas (NfwbrSo)* — количество отказов при обрыве проводов в ВЭС и ЮЭС; *NffatrEas (NffatrSo)* — количество отказов при падении деревьев в ВЭС и ЮЭС; *NfdinsEas (NfdinsSo)* — количество отказов при повреждении изоляторов в ВЭС и ЮЭС; *NfdischEas (NfdischSo)* —

Таблица 1. Среднемесячные значения количества отказов, их причины и последствия в исследуемых Восточных и Южных электрических сетях
Table 1. Monthly averages values of the number of failures, their causes and consequences in the studied Eastern and Southern electric networks

ВЭС (EEN)												
Причина повреждения \ месяц The cause of the damage \ month	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1. Провод (Wire breakage)	9	5	2	5	6	12	12	7	4	5	3	4
2. Падение деревьев (Falling trees)	0.2	0	0.3	2	4	6	4	6	2	4	2	1
3. Изоляторы (Insulators)	3	8	4	9	15	13	24	14	6	5	5	3
4. Разрядники (Dischargers)	0.2	0.2	1	0.3	1	1.5	2.5	2.5	1.5	0.2	0.1	0.2
5. Коммутационная аппаратура (Switching equipment)	0.3	0.3	4	1	2	3	2	2	1	1	0.2	0.2
6. Предохранители (Fuses)	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	1	1.5	1.2	1	0.2	0.2	1
7. Опоры ЛЭП (Power line supports)	1	0.2	0.2	5	5.2	7.2	11	3.8	1	3.2	1	1
8. Ветер (The wind)	8	1.2	5	15	18	1.5	2.5	10	1.2	7	4	4
9. Дождь, снег (Rain, snow)	5	2	3	9	11	24	9	14	2.5	3	1	3
10. Гроза, пожары (Thunderstorms, fires)	0	0	0.4	0.2	2.5	22	24	16	4	0	0	0
11. Неустановленные причины (Unspecified reasons)	16	11	9	21	29	31	43	37	22	17	143	9
Время перерыва, час. (Break time, hour)	157.5	82.1	139.1	139.3	541.5	536.2	1152,1	476,4	256,6	367,9	183.5	69
Недоотпуск эл. энергии, МВт. час. (Under-discharge of electric energy, MWh)	131.24	135.65	92.01	193.47	181.02	182.51	210.67	117.21	107.13	262.17	92.81	104.62
ЮЭС (SEN)												
Причина повреждения \ месяц The cause of the damage \ month	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1. Провод (Wire breakage)	13.1	19.9	18.4	28.8	22.8	29	36.6	31.1	24	20	18.3	15.6
2. Падение деревьев (Falling trees)	0.2	0.2	0.4	2.3	4	2.4	3.3	3	2	1	0.5	0.1
3. Изоляторы (Insulators)	0.8	0.5	0.9	1.4	2	2.1	2.3	4	2.1	0.8	1.5	1.5
4. Разрядники (Dischargers)	1.5	1	1.4	2.5	2.5	1.5	2.3	1.5	0.8	1.1	0.8	0.8
5. Коммутационная аппаратура (Switching equipment)	15.1	9.1	5.8	6.6	7.6	8.4	6.9	8.63	3.5	7.8	9.9	9.6
6. Предохранители (Fuses)	8	3.9	3.1	2.4	5	2.5	2.5	3.3	1.5	3.4	4.6	2.9
7. Опоры ЛЭП (Power line supports)	2	0.63	0.88	2	2.1	1.5	3	3.1	1.4	0.9	0.63	0.1
8. Ветер (The wind)	0.2	0.1	0.2	9	8.3	2.3	2.1	0.2	0.2	0.8	0.4	0.4
9. Дождь, снег (Rain, snow)	0.2	0.2	0.13	5.3	0.23	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
10. Гроза, пожары (thunderstorms, fires)	0.9	1.5	0.75	3.13	2.1	1.75	1.1	0.9	0.9	2.63	0.5	1.1
11. Неустановленные причины (Unspecified reasons)	4.4	3.8	5	5.9	4.8	5.8	6	6.1	3.6	2.4	2.5	1.75
Время перерыва, час. (Break time, hour)	227.5	117.3	262.1	376	368.1	251	487.9	470.6	684.1	218	182.5	325.9
Недоотпуск эл. энергии, МВт. час. (Under-discharge of electric energy, MWh)	127.07	76.76	349.33	229.17	249.14	120.34	220.17	222.6	353.19	109.55	157.88	78.9

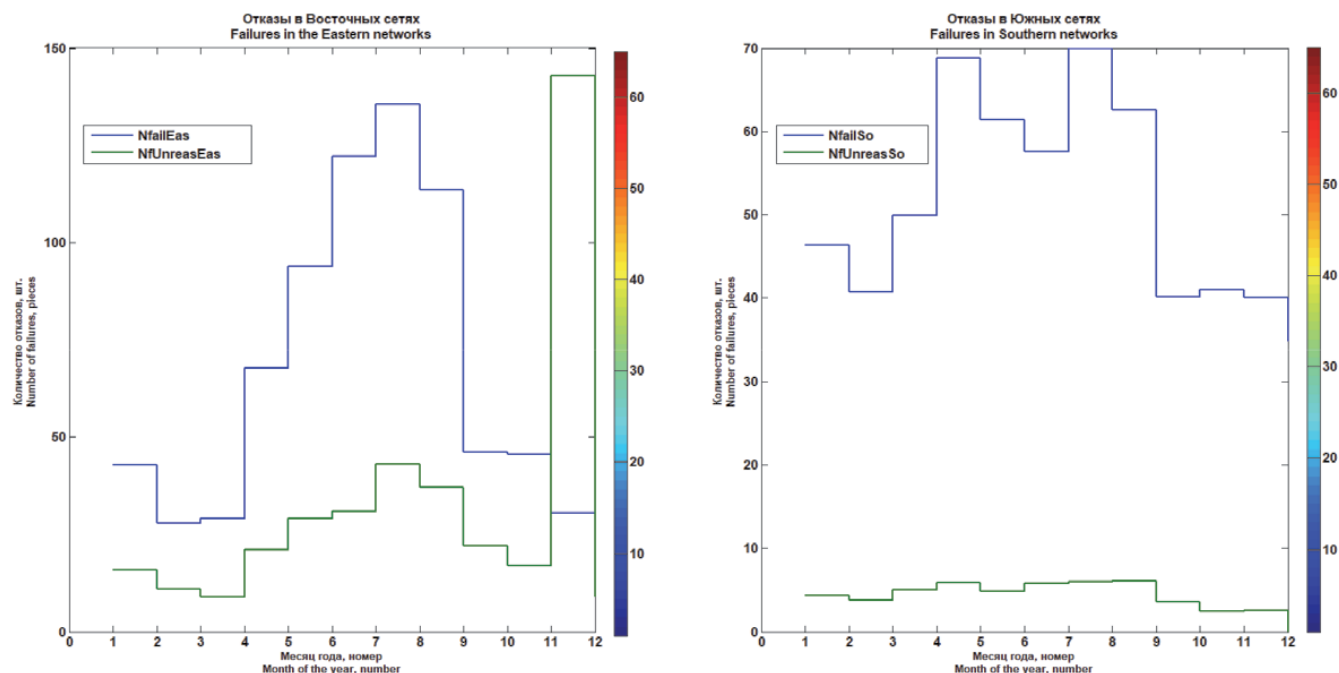


Рисунок 2. Временные диаграммы изменения количества отказов по неустановленным причинам в сетях
Figure 2. Time charts of changes in the number of failures for unknown reasons in the networks

количество отказов при повреждении разрядников в ВЭС и ЮЭС; $NfswqEas$ ($NfswqSo$) — количество отказов при повреждении коммутационной аппаратуры в ВЭС и ЮЭС; $NffuseEas$ ($NffuseSo$) — количество отказов при повреждении предохранителей в ВЭС и ЮЭС; $NfsupEas$ ($NfsupSo$) — количество отказов при повреждении опор в ВЭС и ЮЭС; $NfwindEas$ ($NfwindSo$) — количество отказов при ветровой нагрузке в ВЭС и ЮЭС; $NfRSEas$ ($NfRSSo$) — количества отказов при дожде и снеге в ВЭС и ЮЭС; $NfThfiEas$ ($NfThfiSo$) — количества отказов при грозах и пожарах в ВЭС и ЮЭС; $NfUnreasEas$ ($NfUnreasSo$) — количества отказов при неустановленных причинах в ВЭС и ЮЭС.

В результате анализа графиков (рисунок 1) установлено следующее. Количество отказов в системах электроснабжении в ВЭС и ЮЭС близки только по двум показателям: повреждения в результате падения деревьев (для ВЭС 3,47%, для ЮЭС 3,23% от общего количества отказов) и повреждения опор ВЛЭП (4,32% для ВЭС и 3,01% для ЮЭС, соответственно). По остальным причинам повреждений данные значительно разнятся. Для ВЭС наиболее повреждаемыми элементами являются изоляторы (11,83%), для ЮЭС наибольшее количество отказов приходится при повреждении проводов ЛЭП (46,1%). Наименьшее количество повреждений в ВЭС происходит по причине выхода из строя изоляторов (0,76%), а в ЮЭС — на долю повреждений по причине «дождь, снег» (вызывающие перекрытие изоляции). Отказы по другим причинам распределились следующим образом. По причине повреждения или отказов разрядников: ВЭС — 1,23%, ЮЭС — 3,31% соответственно; повреждение коммутационной аппаратуры: 1,85% и 20,5%; по причине действия ветровой нагрузки: 8,38% и 4,03%. При этом и в ВЭС, и в ЮЭС наибольшая доля повреждений практически по всем причинам приходится

на весенне-летний период (апрель, май, июнь, июль, август). Например, по причинам: повреждение проводов: в апреле в ВЭС — 6,8% (от общего числа повреждений этого элемента), в ЮЭС — 6,28%; в мае, соответственно 8,1% и 8,21%, июне — 16,22% и 10,45%, июле — 16,22% и 13,18%, августе — 9,46% и 11,2%. Аналогично этому для данного периода соответствует количество отказов и по другим причинам. При этом природно-климатическое воздействие на элементы ВЛ рассматриваемых электрических сетей также выражено достаточно существенно: ветровая нагрузка (обычно это шквалистый ветер, шторм) составляет почти 9% для ВЭС и более 4% всех отказов для ЮЭС. Дождевое и снеговое перекрытие изоляции соответственно — 9,39% и 1,24%. На долю грозовых явлений и пожаров приходится около 9% для ВЭС и около 3% всех повреждений для ЮЭС. Безусловно, природно-атмосферные явления объективно не могут поддаваться регулированию, но проведение превентивных мероприятий все же способствует снижению степени повреждений. Например, своевременная перетяжка проводов в пролетах ЛЭП в достаточной степени может противостоять ветровой нагрузке, не допуская схлестывания и перехлеста проводов.

Приведем несколько данных о повреждении коммутационных аппаратов. Особенно это относится к ЮЭС, где по этой причине происходит свыше 20% всех отказов. Анализ журналов аварийных отключений показал, что в большей степени это повреждение соответствует разъединителям, которые либо включают «на короткую», либо отключают «под нагрузкой». Этот факт свидетельствует о недостаточном уровне квалификации оперативного персонала и не соблюдении ПТЭ⁶ и ПТБ⁶.

⁶ ПТЭ — Правила технической эксплуатации электроустановок.
ПТБ — Правила техники безопасности.

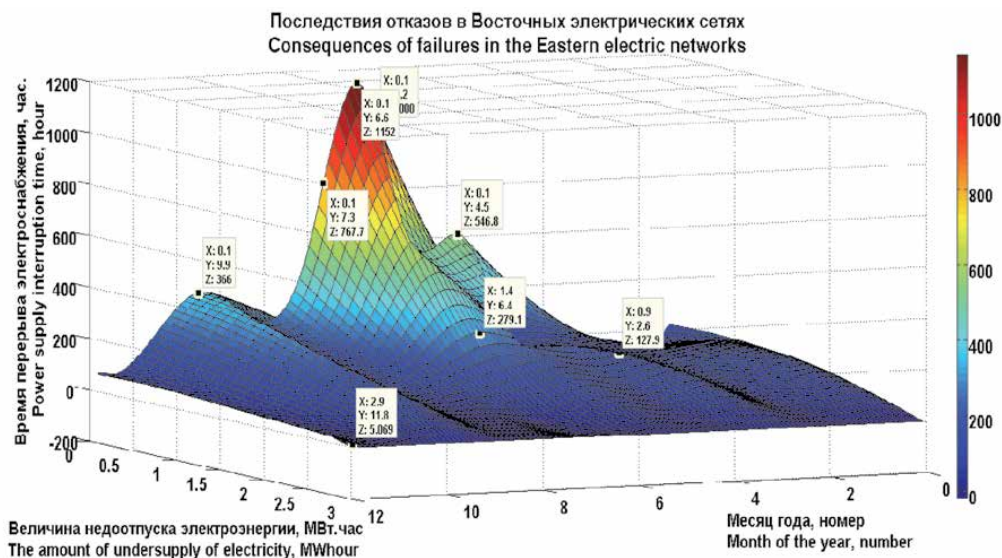


Рисунок 3. Временная диаграмма изменения величины недоотпуска электроэнергии от времени перерыва электроснабжения в ВЭС
Figure 3. Time diagram of the change in the amount of electricity undersupply from the time of the power supply interruption in the EEN

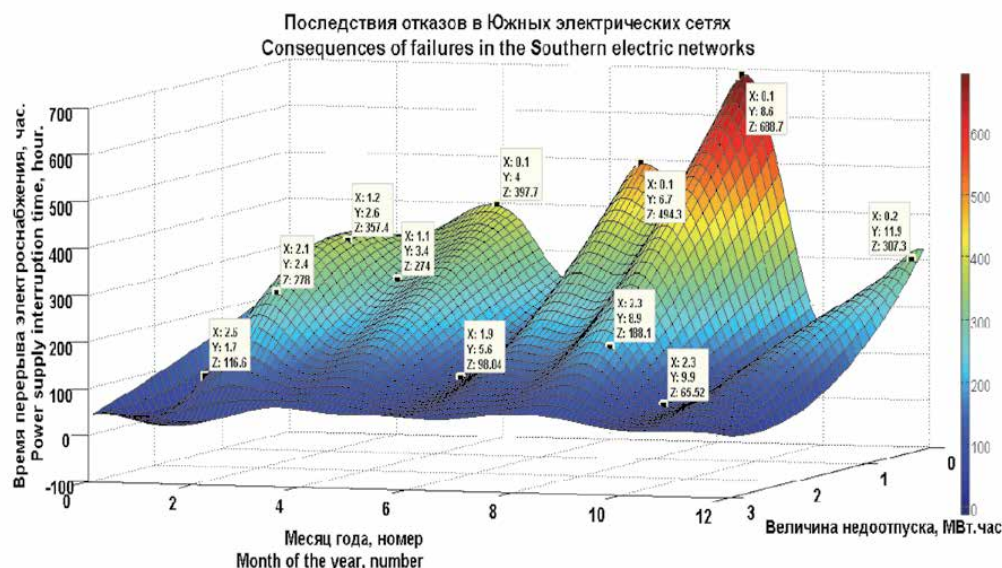


Рисунок 4. Временная диаграмма изменения величины недоотпуска электроэнергии от времени перерыва электроснабжения в ЮЭС
Figure 4. Time diagram of the change in the amount of electricity undersupply from the time of the power supply interruption in the SEN

Невозможность классифицировать причину отказа во многом зависит от оснащённости электрических сетей средствами управления⁷, но, в то же время, также зависит от уровня квалификации. И если в ЮЭС по «неустановленной причине» произошло около 9% всех отказов, то в ВЭС такие отказы близки к 40% (рисунок 2).

Для оценки соотношения продолжительности отказов и соответствующему им недоотпуску электрической энергии построены графики (рисунки 3 и 4).

Анализ этих графиков показал следующее. Наибольшее время перерыва электроснабжения для ВЭС приходится на июль месяц. Среднегодовая продолжительность отключений в этот период составляет

1152,1 часа. Среднее значение недоотпуска электроэнергии за этот период составляет 210,67 МВт.час. Этому же месяцу соответствует и среднее максимальное количество отключений (135,5). Для ЮЭС максимальная продолжительность перерыва приходится на сентябрь (684,1 час.). Этой продолжительности отключений соответствует недоотпуск электроэнергии, равный 353,19 МВт.час (62 отключения).

Таким образом, среднемесечный недоотпуск электроэнергии для ВЭС составил 152,3 МВт.час. (781,3 отключения), для ЮЭС — 191,2 МВт.час. (608,5 откл.). Стоимость недоотпущенной электроэнергии потребителям в ценах 2018 г. (0,707 руб. кВт.ч) по ВЭС (в основном сельские потребители) в среднем составила 107 676 100 руб. По ЮЭС (в основном городские потребители, тариф 1,01 руб.кВт.ч) ущерб от недоотпуска составил 193 112 000 руб.

⁷ Очень часто сельские электрические сети (к которым относятся ВЭС) называют сетями «низкой наблюдаемости», в силу их не достаточного оснащения средствами защиты и автоматизации.

Заключение

На основании анализа повреждаемости ВЛЭП 10 кВ ВЭС и ЮЭС ИСК можно сделать следующие выводы:

1. Повреждаемость исследованных сетей достаточно высока. Среднемесячное количество отказов по ВЭС и ЮЭС составляет соответственно 65 и 51 отключение.

2. Наиболее повреждаемыми элементами рассмотренных ВЛЭП являются: провода, опоры, изоляторы и коммутационные аппараты. Характерными причинами, которые приводят к их повреждениям, являются ветровая нагрузка, снегопады, пожары.

3. Возникающие отказы по этим причинам связаны с перекрытием изоляции (при сильных проливных дождях и снегопадах). В связи с этим для учета влияния погодных условий, которые обусловлены изменением климата, необходимо усиление конструкций опор и несущих конструкций ВЛЭП, соответствующих новым условиям эксплуатации.

4. Схлестывание и перехлест проводов связан с разбалансировкой стрел провеса проводов, приводящей к разному уровневому амплитудам их колебаний при шквалистой ветровой нагрузке. В рассмотренных ЛЭП необходим тщательный визуальный мониторинг и осуществление на его основе перетяжки проводов.

5. Повреждение коммутационной аппаратуры (в основном это включение разъединителей на «закоротку» и отключение их «под нагрузкой») в большинстве случаев связано с неграмотным действием оперативного персонала и невыполнением предусмотренных нормативными документами плановых мероприятий и ремонтов в полном объеме. Необходимо повысить уровень квалификации технического персонала путем организации и прохождения ими специальных курсов повышения квалификации, а также внеочередного квалификационного контроля знаний ПТЭЭ и ПТБ.

6. Оперативное реагирование на повреждения и сокращение недоотпуска электроэнергии связано также с модернизацией уровня автоматизации и средств РЗ и внедрением новых технологий телемеханики. В этой связи рекомендуется организация устройства реклоузелов в узловых точках ВЛЭП, что в значительной степени повышает «наблюдаемость» этих сетей.

7. Повреждения, вызванные «падением деревьев», можно значительно сократить, осуществляя предварительные мероприятия по расчистке трасс прохождения ЛЭП (в сельской местности), а также мониторинг по определению «угрожающих» деревьев вдоль трасс ЛЭП городских и районных сетей.

8. Поскольку большее количество отказов приходится на весенне-летний период, электросетевым организациям необходимо усилить контроль за электроснабжением «слабых звеньев» в подконтрольных электрических сетях, согласовывая мероприятия по усилению контроля с прогнозными оценками природно-климатических изменений.

Список использованных источников

1. Латыпов И. С., Сушков В. В., Тимошкин В. В. Оценка механических нагрузок на провода различной формы сечения класса напря-

жения 6–35 кВ / Известия Томского Политехнического университета. Инжиниринг георесурсов 2018; (329); 5: 6–14.

2. Перспективы развития электрических сетей в России. Электронный ресурс: <https://etmz.ru/perspektivu-razvitiya-elektricheskikh-setey-6-10-kv-v-rossii/> Дата обращения 22.09.2020.

3. Цифра дня. Электронный ресурс: https://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures/. Дата обращения 24.09.2020.

4. Дубровин И. Износ электросетевой инфраструктуры в России. Масштабы и перспективы 26 ноября 2017 г.

5. StatNet. Arasstatistikk2 007-2016. Available at: http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastings_senter/Feilstatistikk

6. Council of European Energy Regulators. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity supply: Data update. Issued by Council of European Energy Regulators ASBL. Brussels: CEER.

7. Mahmoud S. Awad. Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis/ Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10 (6) March 2016;; 34–39.

8. Иркутская Электросетевая компания. Годовой отчет за 2013 год. Электронный ресурс: <https://iesk.irkutskenergo.ru/gi/17498>. Дата обращения 25.09.2020.

9. Li Wang. The Fault Causes of Overhead Lines in Distribution Network / MATEC Web of Conferences 61, 02017 (2016). APOP2016// DOI:10.1051/mateconf/2016610 APOP2016 2017;; 1–5.

10. Наумов И. В., Карпова Е. Н. Анализ причин повреждаемости распределительных электрических сетей 10 кВ (На примере Южных электрических сетей г. Иркутска) / Надежность и безопасность энергетики 2018; 11(4): 299–304.

References

1. Latypov I. S., Sushkov V. V., Timoshkin V. V. Evaluation of mechanical loads on wires of various cross-section shapes of voltage class 6–35 kV / Izvestiya Tomskogo Politechnicheskogo universiteta. Engineering of geo-resources 2018; (329); 5: 6–14.

2. Prospects for the development of electric networks in Russia. Electronic resource: <https://etmz.ru/perspektivu-razvitiya-elektricheskikh-setey-6-10-kv-v-rossii/> Accessed 22.09.2020.

3. Digit of the day. Electronic resource: https://www.fsk-ees.ru/about/facts_and_figures/. Accessed 24.09.2020. (in Russ).

4. Dubrovin I. Deterioration of the power grid infrastructure in Russia. Scope and prospects, November 26 2017 (in Russ).

5. StatNet. Arasstatistikk 2007–2016. Available Kraftsystemet at: http://www.statnett.no/Nedlastings_senter/Feilstatistikk

6. Council of European Energy Regulators. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity supply: Data update. Issued by Council of European Energy Regulators ASBL. Brussels: CEER.

7. Mahmoud S. Awad. Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis / Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10 (6) March 2016;; 34–39.

8. Irkutsk electric Grid company. Annual report for 2013. Electronic resource: <https://iesk.irkutskenergo.ru/gi/17498>. Date of access 25.09.2020.

9. Li Wang. The Fault Causes of Overhead Lines in Distribution Network / MATEC Web of Conferences 61, 02017 (2016). APOP2016// DOI:10.1051/mateconf/2016610 APOP2016 2017;; 1–5.

10. Naumov I. V., Karpova E. N. Analysis of the causes of damage to distribution electric networks of 10 kV (on the example of Southern electric networks of Irkutsk)/ Reliability and safety of energy 2018; 11(4): 299–304 (in Russ).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

УДК 621.019

Оценка технического состояния воздушных высоковольтных ЛЭП на этапе их старения

Фархадзаде Э. М.*¹, Мурадалиев А. З.¹, Абдуллаева С. А.¹, Назаров А. А.²

¹ Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики
пр. Г. Зардаби 94, г. Баку, Азербайджанская Республика

² Оперативно-диспетчерская служба Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ
Российская Федерация, г. Смоленск

Поступила / Received 17.05.2021

Принята к печати / Accepted for publication 08.06.2021

Организация эксплуатации и технического обслуживания и ремонта основных технологических объектов электроэнергетических систем (ЭЭС), срок службы которых превышает нормативное значение (условимся называть их «стартерами» и обозначать как СТ), относится к проблемам, определяющим энергетическую безопасность многих, в том числе и экономически развитых стран. Основной причиной недостаточной эффективности работы этих объектов является традиционная ориентация руководства ЭЭС на экономическую эффективность и недостаточный учет надежности и безопасности СТ. Тенденция нелинейного роста частоты возникновения недопустимых последствий в ЭЭС требует обеспечения оперативной надежности и безопасности СТ. Используемые при проектировании энергетических объектов усредненные оценки показателей надежности и безопасности для характеристики оперативной эффективности работы неприемлемы. Одним из основных и наименее исследованных с точки зрения оперативной надежности и безопасности объектов ЭЭС являются воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) напряжением 110 кВ и выше. И это не случайно. ВЛЭП относятся к электроэнергетическим объектам с распределенными по многокилометровой трассе элементами (опорами, изоляторами, проводами, арматурами и др.). Именно поэтому организация непрерывного контроля технического состояния каждого из них, а, следовательно, и оценки оперативной надежности и безопасности, столь проблематична.

Предлагаются метод оценки «слабых звеньев» среди эксплуатируемых ВЛЭП на оперативных интервалах времени и метод оценки технического состояния ВЛЭП при освидетельствовании по представительной выборке.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Воздушные ЛЭП, СТ, риск ошибочного решения, целесообразность классификации, надежность, безопасность, представительная выборка, количественная оценка

Адрес для переписки:

Фархадзаде Э. М.
Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики
пр. Г. Зардаби 94, г. Баку, Азербайджанская Республика
e-mail: elmeht@rambler.ru

Address for correspondence:

Farhadzadeh E. M.
Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic
AZ1012, Ave. H. Zardabi-94, Baku, Azerbaijan
e-mail: elmeht@rambler.ru

Для цитирования:

Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Абдуллаева С. А., Назаров А. А. Оценка технического состояния воздушных высоковольтных ЛЭП на этапе их старения. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №2. – С.100 – 107.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

For citation:

Farhadzadeh E. M., Muradalyev A. Z., Abdullayeva S. A., Nazarov A. A. [Assessment of technical condition of high-voltage overhead power transmission lines at the stage of their ageing]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 100 – 107. (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-100-107>

Assessment of technical condition of high-voltage overhead power transmission lines at the stage of their ageing

Farhadzadeh E. M.^{1*}, Muradalyev A. Z.¹, Abdullayeva S. A.¹, Nazarov A. A.²

¹ Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic
AZ1012, Ave. H.Zardabi-94, Baku, Azerbaijan

² Operational dispatch service of the Branch of JSC "SB UES" Smolensk DDO
Russian Federation, Smolensk

The organization of operation, maintenance and repair of the basic technological facilities of electric power systems (EPS), which are beyond their designed service life (hereinafter referred to as ageing facilities, or AFs) is one of the problems that determine the energy security of many countries, including economically developed nations. The principal cause of insufficient overall performance of AFs is the traditional focus of the EPS management on economic efficiency and the insufficient attention to reliability and safety of AFs. The tendency to nonlinear growth in the frequency of occurrence of unacceptable consequences in the EPS requires ensuring the operational reliability and safety of AFs. The averaged estimates of reliability and safety used at designing power facilities are not suitable for characterization of overall operational performance. Among the basic and the least investigated (in terms of operational reliability and safety) EPS facilities are overhead power transmission lines (OPL) with a voltage of 110 kV and above. This is for a reason. OPL are electric power facilities with elements distributed along a multi-kilometer line (supports, insulators, wires, accessories, etc.). That is what makes the organization of continuous monitoring of the technical condition of each of these elements, and, consequently, the assessment of operational reliability and safety, so problematic.

A method is suggested for assessment of "weak links" among the operated OPL on operative intervals of time along with a method for assessment of the technical condition of OPL at examination of a representative sample.

KEYWORDS: Overhead power transmission lines, AF, risk of erroneous decision, expediency of classification, reliability, safety, representative sample, quantitative estimation

Введение

Повышение эффективности работы электроэнергетических систем (ЭЭС) относится к одной из наиболее актуальных и трудных проблем [1]. Актуальность обуславливается ростом интенсивности и значимости последствий системных аварий. А трудность решения — многоцелевым характером проблемы. В частности, несмотря на то, что во многих научных статьях отмечалась ошибочность однозначного соответствия понятия «эффективность» понятию «экономическая эффективность», «а воз и ныне там». При этом имеется ввиду не эффективность работы в течение срока службы электроэнергетических объектов (ЭЭО), когда требования к эффективности работы (экономичность + надежность + безопасность), как правило, полностью выполняются. Имеется ввиду необходимость количественной оценки оперативной эффективности работы (ОЭР) СТ, срок службы которых превышает нормативное значение, а относительное число которых систематически возрастает. Заменить эти СТ для государства не только накладно, но и нецелесообразно [2, 3]. Оперативные интервалы времени, на которых необходимо систематически определять количественные оценки ОЭР ЭЭО на порядки меньше нормативного срока службы. Например, для энергоблоков электростанций количественные оценки ОЭР вычисляются, в том числе по среднемесячным значениям технико-экономических показателей (ТЭП). Они могут вычисляться и по усредненным значениям ТЭП в течение суток или смены.

Замечание о малой продолжительности оператив-

ного интервала важно. Оно свидетельствует о непригодности оценок показателей надежности, традиционно используемых при сопоставлении вариантов исполнения проектируемых ЭЭО [4, 5], для решения оперативных задач. Напомним, что эти показатели рассчитываются по статистическим данным об аварийных отключениях множества однотипных ЭЭО за ряд лет наблюдения. Для оценки показателей оперативной надежности могут быть использованы статистические данные, характеризующие техническое состояние ЭЭО, в частности ТЭП. Но и здесь не все так просто. Таких показателей десятки, т. к. ЭЭО состоят из большого числа разнотипных элементов с разнообразными свойствами. Сопоставление надежности ЭЭО по этим показателям практически невозможно, также как и назначение одного самого важного показателя. Единственная возможность объективной оценки надежности — рассчитать интегральный показатель. Однако, существующие методы их оценки во многом субъективны и лишены физического смысла [6–9]. Если учесть еще и необходимость обеспечения безошибочности статистических данных при всех их проявлениях, то «багаж трудностей» впечатляет. Но и это не все. Поскольку интегральные показатели, по сути, — случайные величины, то традиционное сопоставление неслучайных величин здесь неприемлемо, т. к. связано с большим риском ошибочного решения. Если к тому же учесть, что эти случайные величины многомерные, то, к сожалению, надо констатировать, что существующие методы сравнения случайных величин предполагают их одномерность, т. е. выборку реализаций из генеральной совокупности.

Для многомерных случайных величин эти методы разработаны для предпосылок, которые к статистическим данным оценки технического состояния ЭЭО неприемлемы.

Еще более сложная ситуация складывается при количественной оценке безопасности ЭЭО. Дело в том, что даже при проектировании безопасность ЭЭО оценивается и сопоставляется лишь на качественном уровне.

При разработке методов принятия решения на основе сопоставления количественных оценок интегральных показателей ОЭР следует различать следующие особенности ЭЭО:

- ▶ ЭЭО непрерывного и дискретного действия. Например, соответственно, силовые трансформаторы и выключатели;

- ▶ однотипные и уникальные ЭЭО. Например, соответственно, энергоблок и электростанция;

- ▶ ЭЭО с сосредоточенными и распределенными элементами. Например, турбогенератор и воздушная ЛЭП.

Эти разновидности признаков обуславливают различие методов оценки и сравнения интегральных показателей ОЭР ЭЭО.

Изложенный выше упрощенный перечень особенностей и трудностей перехода к количественным оценкам ОЭР ЭЭО свидетельствует о том, что именно они являются тем основным барьером, преодоление которого сегодня не только желательно, но и необходимо.

Все отмеченные выше трудности преодолимы. Большая часть из них уже преодолена. Нельзя не отметить, что принципы оперативного решения задач при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта всех ЭЭО ЭЭС одни и те же. Они основаны на имитационном моделировании, фидуциальном подходе, теории проверки статистических гипотез и реализуются в виде компьютерной технологии [10–11].

В статье рассмотрены некоторые вопросы количественной оценки оперативной надежности и безопасности ВЛЭП напряжением 110, 220 и 330 кВ, срок службы которых превышает нормативное значение.

1. Традиционные методы оценки эффективности работы ВЛЭП 110 кВ и выше

ВЛЭП относятся к основным объектам ЭЭС, т. к. эффективность их работы (экономичность, надежность и безопасность) определяет эффективность работы ЭЭС. Необходимость в повышении ОЭР ВЛЭП систематически возрастает, т. к. возрастает число ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение. Старение ВЛЭП, прежде всего, проявляется в увеличении относительного и абсолютного числа автоматических отключений, т. е. в увеличении как числа автоматических отключений, так и вероятности неустойчивого автоматического повторного включения (АПВ).

Эти особенности обусловили определенные изменения в организации их технического обслуживания и ремонта (ТОиР). Вместо регламентированной периодичности ТОиР (для повышения ОЭР), рекомендуется проводить ТОиР, исходя из технического состояния

ВЛЭП. Для этого необходимы методы и алгоритмы оценки ОЭР, т. е. методы и алгоритмы расчета и сравнения интегральных показателей, учитывающих экономичность, надежность и безопасность. В условиях, когда эти методы и алгоритмы отсутствуют, решение конкретных задач эксплуатации СТ осуществляется, как правило, на основе годового план-графика ТОиР ВЛЭП. В обоих случаях риск ошибочного решения достаточно велик [3].

Следует различать три составляющие количественной оценки интегральных показателей ОЭР ВЛЭП. Первая из них основывается на сведениях об автоматических аварийных отключениях ВЛЭП, обусловленных превышением воздействующих факторов предельно допустимых значений. Для СТ число автоматических аварийных отключений возрастает вследствие ухудшения предельно-допустимого значения. Например, нулевые изоляторы в гирляндах снижают предельно допустимое напряжение.

Сведения об автоматическом аварийном отключении ВЛЭП сосредоточены, как правило, в оперативных журналах соответствующих диспетчерских служб, а также в соответствующих подсистемах SCADA. Вопросы сбора и систематизации этой информации давно уже решены, также как и оценка показателей надежности ВЛЭП. В соответствующих справочниках приводятся сведения об удельном числе автоматических аварийных отключений (оценка «параметра потока отказов»), а в научных статьях — особенности статистического анализа надежности ВЛЭП. К ним относятся:

- ▶ анализ целесообразности кратности автоматического повторного включения;

- ▶ анализ закономерностей изменения автоматических аварийных отключений в зависимости от разновидностей многих признаков (например, класс напряжения, воздействие метеорологических факторов, изменения во времени и др.);

- ▶ анализ надежности элементов ВЛЭП и др.

Все это очень важно для обобщения опыта эксплуатации. Но никакого отношения не имеет к ОЭР, ну или очень косвенное. Ведь необходимо, например, ежемесячно сопоставлять ОЭР эксплуатируемых ВЛЭП для наименее эффективных. Т. е. необходимы сведения об индивидуальной ОЭР и методы сравнения интегральных показателей с учетом случайного характера исходных данных.

Вторая составляющая интегральной оценки технического состояния ВЛЭП основывается на сведениях об аварийно опасных дефектах (АОД) [2]. Напомним, что это состояния ВЛЭП, при которых диагностические показатели вышли за предельно допустимые значения, но автоматического аварийного отключения ВЛЭП еще не произошло.

В соответствии с [7] показатель технического состояния ВЛЭП (коэффициент дефектности) вычисляется по формуле:

$$K_{д,вл} = 0,4K_{д,о} + 0,3K_{д,п} + 0,1(K_{д,ф} + K_{д,т}) + 0,07K_{д,и} + 0,01K_{д,а}, \quad (1)$$

где $K_{д,вл}$, $K_{д,о}$, $K_{д,п}$, $K_{д,ф}$, $K_{д,т}$, $K_{д,и}$ и $K_{д,а}$ — соответственно, коэффициенты дефектности ВЛЭП (вл), опоры (о), провода (п), фундамента (ф), троса (т), изоляторов (и) и арматуры (а). Коэффициенты дефектности i -го элемента с $i=1,6$ вычисляются как отношение числа дефектных i -х элементов к общему числу i -х элементов. Весовые коэффициенты в формуле (1) отражают влияние технического состояния i -го элемента на стоимость ремонтных работ при замене всех его дефектных элементов.

Главной особенностью применения формулы (1) является диагностика технического состояния не всех элементов ВЛЭП, а некоторой выборки. В соответствии с [9] натурному обследованию подлежат не менее 10% протяженности ВЛЭП в пределах одной однородной зоны.

«Вопрос об объеме выборки должен решаться с учетом экономических возможностей заказчика, но не менее 3% от длины линии».

Третья составляющая сведений, включающая результаты непрерывной диагностики технического состояния [12] в ВЛЭП находится на стадии исследования.

2. Метод и алгоритм расчета оперативной надежности и безопасности СТ ВЛЭП

Знание оперативной надежности и безопасности СТ ВЛЭП позволяет принять своевременные меры по повышению их эффективности работы.

2.1. Исходные предпосылки:

- ▶ известны паспортные данные и некоторые сведения об исходном состоянии СТ ВЛЭП и его изменении в течение расчетного оперативного интервала времени Δt ;

- ▶ рассматривается множество ВЛЭП ЭЭС с номинальным напряжением 110 кВ и выше. Эти ВЛЭП, как правило, в наибольшей степени определяют эффективность работы ЭЭС и требуют больших затрат для замены вследствие износа;

- ▶ из множества сведений о паспортных данных ВЛЭП необходимы: наименование ВЛЭП и сетевого предприятия, протяженность, класс напряжения, год ввода в работу, исполнение, режим грозовой деятельности, источники загрязнения изоляции;

- ▶ в качестве оперативного интервала времени выбраны календарные месяцы;

- ▶ сведения об изменении состояния ВЛЭП в расчетном интервале времени включают: дату и время изменения состояния, его продолжительность, возможный тип состояния, метеорологические условия по трассе ВЛЭП, результаты повторного включения;

- ▶ апробация метода и уточнение рассматриваемых признаков и их разновидностей проводится по данным оперативных журналов, а реализация в форме методической поддержки персонала — по оперативным данным SCADA;

- ▶ показатели надежности и безопасности СТ ВЛЭП рассчитываются идентично с той разницей, что послед-

ствия автоматического аварийного отключения ВЛЭП при оценке показателей безопасности намного превышают последствия, определяемые надежностью ВЛЭП.

2.2. Метод расчета. Основан на оценке целесообразности классификации совокупности статистических данных по заданным разновидностям признаков. Обозначим число признаков, характеризующих ВЛЭП, через r_{Σ} , а число разновидностей i -го признака, где $i=1, r_{\Sigma}$, через r_i . Если при завершении оперативного интервала времени на всех рассматриваемых m_{Σ} ВЛЭП произошло n_{Σ} автоматических аварийных отключений, то оценка частоты этих отключений (λ_{Σ}^*) или оценка вероятности этих отключений (Q_{Σ}^*) на одном километре длины ВЛЭП будет равна:

$$\lambda_{\Sigma}^* = Q_{\Sigma}^* = \frac{\sum_{j=1}^{m_{\Sigma}} n_j}{\sum_{j=1}^{m_{\Sigma}} L_j}, \quad (2)$$

где n_j — число автоматических аварийных отключений j -ой ВЛЭП; L_j — протяженность j -ой ВЛЭП.

Аналогично могут быть рассчитаны оценки вероятности отказов для v -ой разновидности i -го признака, где $v=1, r_i$. Эти расчеты хорошо известны, т. к. уже давно используются при оценке показателей надежности ВЛЭП. В частности, общеприняты оценки частоты отказов по признакам: класс напряжения, материалы опор, и др. Некоторая разница в продолжительности периода наблюдения (традиционно расчеты проводятся по данным за несколько лет наблюдения, а по формуле (2) расчеты проводятся по данным за 1 месяц) не изменяет смысла оценок.

Следующим шагом в решении поставленной задачи является определение наиболее значимой разновидности признаков и наиболее значимого признака. Если под значимостью понимать наибольшую величину частоты автоматических отключений ВЛЭП, то реализация этих «шагов», очевидно, не должна вызывать вопросов.

В результате проведенных вычислений устанавливаются признаки, которые, возможно, в наибольшей степени снижают эффективность работы ВЛЭП. Слово «возможно» введено не случайно. Ведь как оценка Q_{Σ}^* , так и оценка Q^* для наиболее значимой разновидности наиболее значимого признака случайны. А, следовательно, и наблюдаемое между ними расхождение также может быть случайным. Оценка характера расхождения двух вероятностей отказа, т. е. оценка целесообразности такой классификации статистических данных с учетом ошибки первого и второго рода достаточно подробно рассмотрена в [13]. Именно поэтому его повторное изложение нецелесообразно. Если установлено, что сопоставляемые оценки различаются случайно, то это означает отсутствие ВЛЭП, снижающих эффективность работы ЭЭС. В противном случае расчеты должны быть продолжены. И действительно. Например, если уста-

новлено, что определяющим признаком является класс напряжения, а наиболее значимая разновидность признака — это ВЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ, то при наличии десяти ВЛЭП 110 кВ совершенно не ясно, у какой или у каких из них надо срочно восстанавливать износ. Для этого надо взять эти ВЛЭП и провести их классификацию по заданным разновидностям признаков. Снова выявить наибольшую значимость разновидностей наиболее значимого признака и сопоставить оценку частоты его проявления с вероятностью Q_2^* . Результат сопоставления также может быть различным со всеми вытекающими отсюда решениями.

2.3. Об алгоритме расчета. Наряду с методом решения важен и алгоритм вычислений, позволяющий устранить громоздкость и трудоемкость ручного счета путем автоматизации вычислений на ЭВМ. Нельзя не отметить и немалую вероятность ошибочных решений, выполняемых даже весьма квалифицированными сотрудниками. Но преодоление трудностей ручного счета требует решения специальных вопросов, в том числе кодирования информации, обеспечения ее безопасности, разработки форм размещения исходных данных и методической поддержки персонала.

Но эти задачи носят инженерный характер и во многом достаточно хорошо разработаны. В частности, они приведены в [14].

3. Совершенствование способа формирования представительных выборок для оценки технического состояния ВЛЭП

Периодическое техническое освидетельствование ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, является неперенным условием оценки возможности и условий дальнейшей их эксплуатации [15]. Большое число и разнообразие элементов ВЛЭП и трудности оценки их технического состояния обусловили необходимость перехода от контроля технического состояния всех элементов линии к контролю технического состояния их представительных выборок. Понятие «представительной выборки», по сути, заимствовано из математической статистики, где выборка считается представительной, если наблюдаемое различие законов распределения выборки и генеральной совокупности случайно.

Оговорив в [15] допустимые пределы изменения протяженности контролируемого участка ВЛЭП (выборки), вопрос о местонахождении этой выборки оставлен на усмотрение персонала, ибо никто лучше него не знаком с техническим состоянием ВЛЭП, ее «слабых звеньев» и бездефектных участков. Иначе говоря, фактически перечень опор выборки формируется субъективно, а риск ошибочного решения при организации технического обслуживания и ремонта зависит от большого числа субъективных факторов.

Самым простым способом формирования случайной выборки опор ВЛЭП является моделирование на осно-

ве случайных чисел ξ с равномерным их распределением в интервале $[0,1]$. Номер опор, подлежащих испытанию, устанавливается по формуле:

$$N_i = \text{Abs}[\xi_i \cdot M] + 1, \quad (3)$$

где M — число опор ВЛЭП; $i = 1, m$; m — число опор в представительной выборке.

Если же условия эксплуатации вдоль трассы ВЛЭП различаются (например, интенсивностью грозовой деятельности или степенью загрязнения изоляции и др.), то перечень контролируемых на однородном участке от опоры N_k до опоры $N_{k+\Delta M}$, равный $m_1 = m \cdot \Delta M / M$ устанавливается по формуле:

$$N_i = N_{k-1} + \text{Abs}[\xi_i \cdot (\Delta M + 1)], \quad (4)$$

где $i = 1, m_1$.

Простота метода видимо и обуславливает его недостатки. На первый взгляд к ним, прежде всего, относится громоздкость и трудоемкость вычислений, а, следовательно, и немалая вероятность ошибок. Но их можно устранить переходом к компьютерным технологиям. Главным же недостатком является уравнивание значимости опор ВЛЭП. Недостаточно учитывается их назначение (промежуточные, анкерные и др.) и исполнение (железобетонные, деревянные и др.), поскольку именно эти признаки определяют объем испытаний. Учесть их позволяет следующий метод и алгоритм.

3.1. Подготовка исходных данных:

► по паспортным данным ВЛЭП в табличной форме (условимся называть ее таблица А) подготавливаются сведения о порядковом номере, назначении и исполнении всех опор. По назначению опоры классифицируются на промежуточные, анкерные и специальные (концевые, угловые, транспозиционные, проходные и др.). По исполнению — на деревянные, металлические и железобетонные опоры;

► результаты систематизации сведений об опорах (таблица А) классифицируются по назначению и размещаются в таблицах В1, В2 и В3, соответственно, — для промежуточных, анкерных и специальных опор с указанием порядкового номера в списке и порядкового номера опор.

3.2. Моделирование представительной выборки. Под «представительной» будем понимать выборку опор ВЛЭП, распределение которых по назначению аналогично распределению по назначению всей совокупности опор этой ВЛЭП. Предположим, что рассматриваемая ВЛЭП содержит M_p , M_A и M_S , соответственно, промежуточных (p), анкерных (a) и специальных (s) опор. Следует отметить, что характер распределения опор ВЛЭП определяется особенностями их трассы, а необходимость классификации трассы на отдельные «различающиеся» участки должна подтверждаться не-

случайным расхождением дискретных распределений опор всей ВЛЭП и этих участков.

В качестве упрощения рассмотрим случай, когда внешние факторы влияют на ВЛЭП с неизменной значимостью по всей трассе. Определяем $M_{\min} = \min(M_P; M_A; M_S)$. Предположим, что $M_P > M_A > M_S$. Разделив число опор в каждой группе на M_{\min} , получим $\{\lambda_{MP}; \lambda_{MA}; 1\}$. Очевидно, что закономерности распределения опор по группам от этого не изменятся, т. к. это преобразование аналогично изменению масштаба. Если же принять, что $M_P^* = \text{Abc}(\lambda M_P) + 1$; $M_A^* = \text{Abc}(\lambda M_A) + 1$, то выборка $M^* = M_P^* + M_A^* + 1$ будет содержать минимальное количество опор из всех разновидностей представительных выборок. И, следовательно, потребует минимальных затрат труда, времени и средств на оценку технического состояния ВЛЭП.

Следующим шагом является моделирование порядкового номера опор ВЛЭП для последующего контроля их технического состояния. Блок-схема алгоритма моделирования порядковых номеров для специальных и анкерных опор приведены, соответственно на рисунках 1 и 2. Алгоритм выбора порядковых номеров кон-

тролируемых промежуточных опор аналогичен алгоритму выбора порядковых номеров контролируемых анкерных опор (рисунок 2). При этом будут преодолены все отмеченные выше трудности и несоответствия традиционных методов.

Но, несмотря на то, что трудности субъективного контроля технического состояния ВЛЭП преодолены, заманчиво еще и снизить большой разброс контролируемых опор по трассе ВЛЭП.

Предполагается переход от рассмотрения отдельных опор ВЛЭП к рассмотрению отдельных участков ВЛЭП. При этом наиболее приемлемыми для анализа оказываются участки ВЛЭП, в основе которых находятся анкерные и специальные опоры и расположенные «по соседству» с ними две промежуточные опоры с каждой стороны трассы. Почему «две»? Это количество вытекает из усредненного относительного числа промежуточных опор, равного 80%, которые в четыре раза (2+2) превышает число остальных опор ВЛЭП. При этом, если предварительно в таблице А выделить отмеченные выше участки ВЛЭП, то выявив порядковые номера контролируемых специальных и анкерных опор,

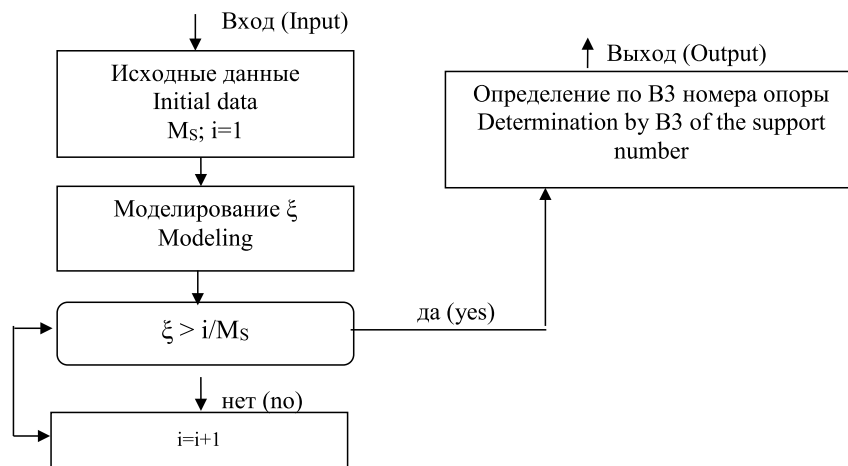


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма выбора порядкового номера контролируемых специальных опор.
Figure 1. Block diagram of the algorithm for selecting the serial number of controlled special supports.

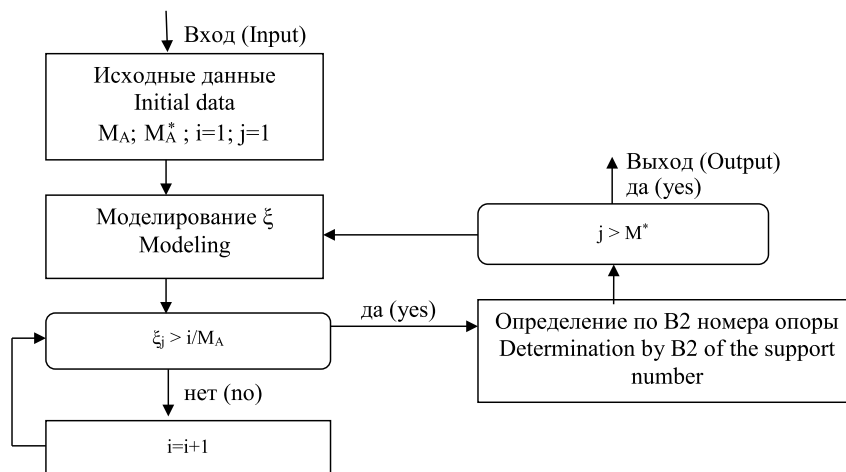


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма выбора порядкового номера контролируемых анкерных опор.
Figure 2. Block diagram of the algorithm for selecting the serial number of the controlled anchor supports

по таблице А можно установить порядковые номера промежуточных опор. Некоторое снижение числа контролируемых промежуточных опор за счет концевых и переходных опор столь мало, что не окажет никакого влияния на представительность выборки.

К преимуществам этого предложения относится также устранение неопределенности в выборе контролируемых проводов и тросов, что также существенно снижает риск ошибочного решения.

4. Заключение

4.1. Увеличение числа основных технологических объектов ЭЭС, срок службы которых превышает нормативное значение, в том числе и ВЛЭП, повсеместно наблюдаемое увеличение аварий с недопустимыми последствиями требует принятия решительных мер, обеспечивающих изменение традиционного подхода к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту этих объектов;

4.2. Рекомендуемый директивными документами переход от планово-предупредительного ремонта к ремонту по техническому состоянию объектов, срок службы которых превышает нормативное значение, в ЭЭС часто не выполняется;

4.3. В основе принятия решения по повышению эффективности работы, как правило, сегодня находится мнение, что устранение выявленных аварийно опасных дефектов обеспечивает возможность увеличения нормативного срока службы объектов и сохранение традиционного подхода к организации их эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;

4.4. Выполнение этих рекомендаций требует перехода к оперативной оценке надежности работы и безопасности обслуживания объектов, срок службы которых превышает нормативное значение.

5. Выводы

5.1. Техническое состояние ВЛЭП, срок службы которых превышает нормативное значение, предлагается оценивать оперативными показателями надежности работы и безопасности обслуживания. Среднемесячные значения вероятности автоматических аварийных отключений этих воздушных ЛЭП, с учетом готовности их к работе, вычисляются по данным оперативных журналов и сведений SCADA;

5.2. Разработанные методы и алгоритмы позволяют проводить классификацию статистических данных по заданным признакам и их разновидностям путем сравнения показателей оперативной надежности. Целесообразность классификации статистических данных автоматически оценивается с учетом ошибок первого и второго рода;

5.3. Результаты расчетов позволяют выявить «слабые звенья» и тем самым распознать ВЛЭП, в наибольшей степени снижающих эффективность работы ЭЭС и отдельных сетевых предприятий;

5.4. Снижение риска ошибочного решения при оцен-

ке технического состояния ВЛЭП достигается рекомендуемым методом формирования представительной выборки подлежащих испытанию элементов этих ВЛЭП.

Список использованных источников

1. Карпов И. В. Концепция управления производственными активами электросетевых компаний. Вестник Омского университета. Серия «Экономика» 2019, 17(2): 112–123. DOI 10.25513/1812-3988.2019.17(2).112–123.

2. Грабчак Е. П. О методологии расчета технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования // Электроэнергия. Передача и распределение 2019, 52: 7–16.

3. Громова Г. А., Исмаилова Л. А. Управление производственными активами электросетевой компании в концепции жизненного цикла. Урал, журнал «Вестник Алтайской академии экономики и права» 2019, 1: 37–44.

4. Вакулов Г. А. Повышение качества функционирования линий электропередачи: Монография 3 изд. – М. – Берлин 2019: 58.

5. Утеулиев Б. А. Разработка методов и средств оценки остаточного ресурса воздушных линий электропередачи. Новосибирск. Автореферат к.т.н. 2019: 23.

6. Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа. М. 2019 <http://r.ru>>minenergo-peikaz 123/ site-dok>

7. Методические указания по оценке технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередач электрических станций и электрических сетей. М. 2017. <http://doc/scntd.ru>document>

8. Изменение методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей. М. 2020г. <http://publication.pravo.gov.ru. Document>View>

9. Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики. М. 2017. Файл 1с: user./Downloads 0001201803270025 pdf

10. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Исмаилова С. М., Юсифли Р. Ф. Метод и алгоритм прогнозирования опасности технического состояния объектов электроэнергетических систем. М.; Электричество 2019, 4: 12–18. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2019-4-12-18>

11. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Рустамова А. А. Обеспечение достоверности методической поддержки объектов электроэнергетических систем. М.; Электричество 2020, 2: 4–9. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-2-4-9>

12. Шатова К. А., Алешина Н. Н. Методика расчета показателей надежности воздушных линий электропередачи на основе их длин. Интернет журнал «Науковедение» 2018, 5.

13. Фархадзаде Э. М., Фарзалиев Ю. З., Мурадалиев А. З., Исмаилова С. М. Методы и алгоритмы сравнения и ранжирования надежности и экономичности работы объектов ЭЭС по разнотипным данным. Электричество 2017, 8: 4–13.

14. Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Рустамова А. А. Обеспечение безошибочности данных при автоматизированном анализе технико-экономических показателей котельных установок энергоблоков. М.: Теплоэнергетика 2020, 7: 69–76 DOI: <https://doi.org/10.1134/S0040363620070012>

15. СТО 569.47007-29.240.55.11-2011. (актуализирован 01.01.2021)
Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и
остаточного ресурса компонентов ВЛ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС».

References

1. Karpov I. V. The concept of managing the production assets of power grid companies. Omsk University Bulletin. Series "Economics" 2019, 17(2) 112–123. DOI:10.25513/1812-3988.2019 17(2) 112–123.

2. Grabchak E. P. On the methodology for calculating technical risk based on the probability and consequences of failure of a functional unit and a unit of the main technological equipment. Transmission and distribution 2019, 52: 7–16.

3. Gromova G. A., Ismagilova L. A. Management of production assets of a power grid company in the life cycle concept. Ural, the journal «Bulletin of the Altai Academy of Economics and Law» 2019, 1: 37–44.

4. Vakulov G. A. Improving the quality of the operation of power lines: Monograph 3rd ed. – М. – Berlin 2019,: 558.

5. Uteuliev B. A. Development of methods and means for assessing the residual life of overhead power transmission lines. Novosibirsk. Abstract of c.t.s. 2019,: 23.

6. Guidelines the methodology for calculating the probability of failure of a functional unit and a unit of the main technological equipment and assessing the consequences of such a failure. М. 2019, <http://r.ru> >> minenergo-peikaz 123 / site-dok

7. Guidelines the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment and power lines of power plants and electrical networks. М. 2017, <http://doc/scntd.ru>> document

8. Changing the methodology for assessing the technical condition of the main technological equipment

and power lines of power plants and electrical networks. М. 2020 <http://publication.pravo.gov.ru>. Document> View
9. Rules for organizing maintenance and repair of electric power facilities. М. 2017. File 1c: user./Downloads 0001201803270025 pdf

10. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Ismayilova S. M., Yusifli R. F. Method and algorithm for predicting the danger of the technical state of objects of electric power systems. М.: Electricity, 2019, 4: 12–18. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2019-4-12-18>

11. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Rustamova A. A. Ensuring the reliability of methodological support for objects of electric power systems. М.; Electricity 2020, 2: 4–9. DOI: <https://doi.org/10.24160/0013-5380-2020-2-4-9>

12. Shateva K. A., Aleshina N. N. Methodology for calculating reliability indicators of overhead power transmission lines based on their lengths. Online magazine "Science" 2018, 5.

13. Farhadzadeh E. M., Farzaliyev Y. Z., Muradaliyev A. Z., Ismayilova S. M. Methods and algorithms for comparing and ranking the reliability and efficiency of EPS facilities according to different types of data. Electricity 2017, 8: 4–13.

14. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Rustamova A. A. Ensuring the accuracy of data in the automated analysis of technical and economic indicators of boiler plants of power units. М.: Teploenergetika 2020, 7: 69–76 DOI: <https://doi.org/10.1134/S0040363620070012>

15. СТО 569.47007-29.240.55.11-2011 (actualize 01.01.2021). Guidelines for assessing the technical condition of overhead lines and the residual life of overhead lines components. М: JSC FGC UES.



ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-108-114>
УДК 62-144.3

Тепломеханическое совершенствование системы воздухо-снабжения поршневого двигателя с турбонаддувом

Бродов Ю. М., Плотников Л. В.*, Десятов К. О.

ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»
ул. Мира, 19, 620002, г. Екатеринбург, Россия

Поступила / Received 01.06.2021

Принята к печати / Accepted for publication 22.06.2021

Описан способ тепломеханического совершенствования пульсирующих потоков воздуха во впускной системе поршневого двигателя с турбонаддувом. Основная цель данного исследования состоит в разработке способа подавления интенсивности теплоотдачи для улучшения показателей безотказности поршневого двигателя с турбонаддувом. Приведен краткий обзор литературы по улучшению показателей надежности поршневых двигателей разного назначения. Научно-технические результаты получены на основе экспериментальных исследований на натурной модели поршневого двигателя. Для получения газодинамических и теплообменных характеристик потоков газа использовался метод термоанемометрирования. Описаны лабораторные стенды и приборно-измерительная база. Представлены данные о газодинамике и теплообмене стационарных и пульсирующих потоков воздуха в газодинамических системах разных конфигураций применительно к системе воздухообеспечения поршневого двигателя с турбонаддувом. Предложен способ тепломеханического совершенствования потоков во впускной системе двигателя на основе хонейкомба с целью стабилизации пульсирующего потока и подавления интенсивности теплоотдачи. Получены данные о мгновенных значениях скорости потока воздуха и локального коэффициента теплоотдачи как в выпускном канале компрессора турбокомпрессора (т. е. без поршневого двигателя), так и во впускной системе двигателя с наддувом. Проведен сравнительный анализ полученных данных. Выявлено, что установка выравнивающей решетки в выпускном канале турбокомпрессора приводит к интенсификации теплоотдачи в среднем на 9%. Установлено, что наличие выравнивающей решетки в системе впуска поршневого двигателя вызывает подавление теплоотдачи в пределах 15% в сравнении с базовыми значениями. Показано, что применение модернизированной впускной системы в дизельном двигателе повышает его вероятность безотказной работы на 0,8%. Полученные данные могут быть распространены на другие типы и конструкции систем воздухообеспечения тепловых двигателей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: поршневой двигатель, турбокомпрессор, впускная система, стационарные и пульсирующие потоки, газодинамика и теплообмен, вероятность безотказной работы

Благодарности

Результаты работы, представленные в статье, получены при поддержке РФФИ в рамках научного проекта 18-79-10003.

Адрес для переписки:

Плотников Л. В.
ФГАОУ ВО «УрФУ», кафедра турбин и двигателей
ул. Мира, 19, 620002, г. Екатеринбург, Россия
e-mail: leonplot@mail.ru

Address for correspondence:

Plotnikov L. V.
Ural Federal University, Department Turbines and engines
19 Mira str., 620002, Ekaterinburg, Russia
e-mail: leonplot@mail.ru

Для цитирования:

Бродов Ю. М., Плотников Л. В., Десятов К. О. Тепломеханическое совершенствование системы воздухообеспечения поршневого двигателя с турбонаддувом. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №2. – С. 108 – 114.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-108-114>

For citation:

Brodov Y. M., Plotnikov L. V., Desyatov K. O. [Thermal and mechanical improvement of the air supply system of a turbocharged piston engine]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 108 – 114 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-108-114>

Thermal and mechanical improvement of the air supply system of a turbocharged piston engine

Brodov Y. M., Plotnikov L. V.*, Desyatov K. O.

Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin
19 Mira str., 620002, Ekaterinburg, Russia

A method of thermomechanical improvement of pulsating air flows in the intake system of a turbocharged piston engine is described. The main objective of this study is to develop a method for suppressing the rate of heat transfer to improve the reliability of a piston turbocharged engine. A brief review of the literature on improving the reliability of piston engines is given. Scientific and technical results were obtained on the basis of experimental studies on a full-scale model of a piston engine. The hot-wire anemometer method was used to obtain gas-dynamic and heat-exchange characteristics of gas flows. Laboratory stands and instrumentation facilities are described in the article. The data on gas dynamics and heat exchange of stationary and pulsating air flows in gas-dynamic systems of various configurations as applied to the air supply system of a turbocharged piston engine are presented. A method of thermomechanical improvement of flows in the intake system of an engine based on a honeycomb is proposed in order to stabilize the pulsating flow and suppress the intensity of heat transfer. Data were obtained on the air flow rate and the local heat transfer coefficient both in the exhaust duct of the turbocharger compressor (i.e., without a piston engine) and in the intake system of a supercharged engine. A comparative analysis of the data has been carried out. It was found that the installation of a leveling grid in the exhaust channel of a turbocharger leads to an intensification of heat transfer by an average of 9%. It was found that the presence of a leveling grid in the intake system of a piston engine causes the suppression of heat transfer within 15% in comparison with the baseline values. It is shown that the use of a modernized intake system in a diesel engine increases its probability of failure-free operation by 0.8%. The data obtained can be extended to other types and designs of air supply systems for heat engines.

KEYWORDS: piston engine, turbocharger, intake system, stationary and pulsating flows, gas dynamics and heat exchange, probability of failure-free operation

Acknowledgments

The results of the work presented in the article were obtained during the implementation of the Russian Science Foundation (grant No. 18-79-10003).

Поршневые двигатели внутреннего сгорания (ПДВС) активно применяются во многих областях науки и техники, включая транспортное машиностроение, малую (распределенную) энергетику (в том числе аварийное энергоснабжение) и военно-морское приложение. Известно, что ПДВС вырабатывают около 25% энергии в Мире [1]. Соответственно, совершенствование поршневых двигателей направлено не только на повышение технико-экономическими и экологическими характеристиками, но и улучшение их показателей надежности [2].

Кратко рассмотрим современные исследования по анализу и прогнозированию надежности ПДВС. Можно выделить несколько разнонаправленных научных работ, которые посвящены повышению надежности судовых двигателей [3–5]. Abaei M. M. и др. [3] предложили авторскую стратегию улучшения надежности для энергетических установок на базе поршневых двигателей для морских автономных, надводных кораблей. A Knežević V. и др. [4] выполнили детальный анализ влияния деталей и узлов турбокомпрессора на надежность судового двигателя. Так, Vera-García F. и др. [5] провели классическое исследование по анализу отказов ПДВС с помощью современных информационных технологий, и на этой основе разра-

ботали оригинальную систему диагностики, которая повышает показатели надежности судовых двигателей. Полученные результаты позволят улучшить план технического обслуживания, надежность ПДВС и оптимизировать работу энергетических установок во время эксплуатации.

Также повышение показателей надежности актуально и в других областях, таких как авиация [6], тепловозы [7] и другие. Например, Wang M. и др. [6] разработали метод диагностики неисправностей ПДВС по состоянию моторного масла с использованием искусственного интеллекта и машинного обучения. В свою очередь, Szkoda M. и др. [7] выполнили оценку влияния технического обслуживания на показатели надежности тепловозного дизеля.

Многие ученые и инженеры занимаются совершенствованием отдельных деталей, узлов, процессов в поршневых двигателях с целью улучшения их надежности. Среди подобных исследований можно выделить статьи посвященные оптимизации продолжительности испытаний для проверки надежности технических изделий [8], выбор материала поршня для улучшения показателей безотказности сопряжения цилиндр-кольца-поршень [9], разработка способа обработки различных отказов для создания новой системы

технической диагностики с целью улучшения показателей надежности ПДВС.

Отдельно можно выделить работы по оценке влияния теплообмена (тепловых напряжений) на надежность тех или иных элементов двигателей [10–12]. В этих исследованиях специалисты изучают уровень теплопередачи в цилиндре и его воздействие на надежность основных деталей и узлов ПДВС [10], разрабатывают улучшенную систему теплового управления двигателем [11], создают математическую модель термодинамических отказов для судовых двигателей, так называемый, имитатор отказов, который служит для прогнозирования отказов и улучшения надежности [12], а также проводят оценку интенсивности теплоотдачи в системах газообмена на показатели надежности поршневых двигателей разного назначения [13, 14].

Таким образом, следует отметить, что в исследованиях других авторов уделяется недостаточно внимания влиянию термомеханики газовых потоков во впускных и выпускных системах на показатели надежности поршневых двигателей с турбокомпрессором (ТК). Соответственно, основные цели данного исследования состоят в получении новых данных о термомеханических процессах потоков газа в выпускном канале компрессора турбокомпрессора и впускной системе ПДВС с наддувом, и на их основе разработать способ подавления интенсивности теплоотдачи для улучшения показателей безотказности поршневого двигателя.

Данное исследование состояло из двух этапов. На первом из них изучались термомеханические процессы стационарных потоков воздуха в выпускных каналах компрессора ТК, имеющих разную конфигурацию. На втором этапе исследовались газодинамика и теплообмен пульсирующих потоков воздуха во впускной системе с каналами разной конфигурации применительно к ПДВС с ТК.

Ввиду сложности изучаемых процессов, за основу был принят экспериментальный подход. Соответственно, было разработано два лабораторных стенда. Один из них представлял собой автономный турбокомпрессор (ТКР-6), т. е. он функционировал без влияния поршневого двигателя. Привод ТК осуществлялся посредством подачи сжатого воздуха на лопатки турбины от постороннего источника. Частота вращения ротора ТК $n_{тс}$ составляла от 20 000 мин⁻¹ до 60 000 мин⁻¹. Датчики устанавливались в выпускном канале компрессора ТК (описание измерительной системы см. ниже).

Структурная схема другой экспериментальной установки на базе одноцилиндрового поршневого двигателя с ТК представлена на рисунке 1, а ее фотография на рисунке 2. Как видно из рисунков 1 и 2, лабораторный стенд представлял собой одноцилиндровую модель поршневого двигателя (диаметр цилиндра — 82 мм, ход поршня — 71 мм), который оснащался турбокомпрессором (ТКР-6). Привод коленчатого вала ПДВС осуществлялся с помощью асинхронного электрического двигателя и регулировался посредством преобразова-

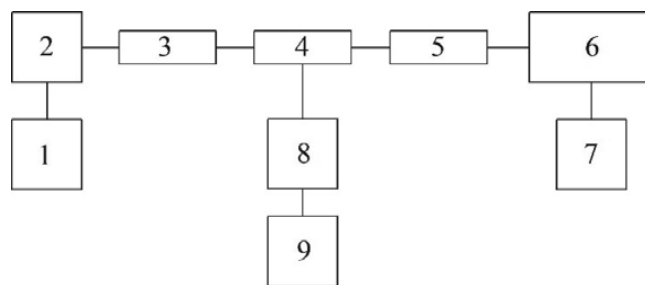


Рисунок 1. Структурная схема экспериментального стенда для исследования термомеханических характеристик пульсирующих потоков газа в системе воздухообеспечения: 1 — пневмопривод ротора турбокомпрессора; 2 — турбокомпрессор; 3 — выпускной канал компрессора; 4 — исследовательский канал; 5 — впускной коллектор двигателя; 6 — модель поршневого двигателя; 7 — электропривод коленвала двигателя; 8 — приборно-измерительная система; 9 — персональный компьютер

Figure 1. Block diagram of the experimental stand for the study of thermal-mechanical characteristics of pulsating gas flows in the air supply system: 1 — pneumatic drive of the turbocharger rotor; 2 — turbocharger; 3 — compressor outlet channel; 4 — research channel; 5 — engine intake manifold; 6 — piston engine model; 7 — electric drive of the engine crankshaft; 8 — instrumentation and measuring system; 9 — personal computer

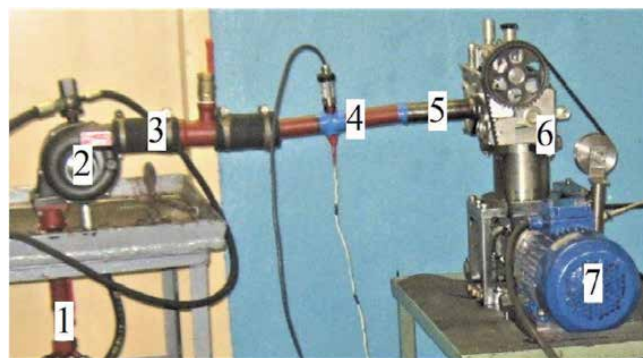


Рисунок 2. Фотография экспериментального стенда: 1 — трубопроводы для подвода сжатого воздуха (пневмопривод); 2 — турбокомпрессор; 3 — выпускной канал компрессора; 4 — исследуемый канал; 5 — впускной коллектор; 6 — модель ПДВС; 7 — электрический двигатель

Figure 2. Photo of the experimental stand: 1 — pipelines for supplying compressed air (pneumatic drive); 2 — turbocharger; 3 — compressor outlet channel; 4 — investigated channel; 5 — intake manifold; 6 — model of a piston internal combustion engine; 7 — electric motor

теля частоты в диапазоне скоростей вращения n от 600 до 3 000 мин⁻¹. Более подробное описание экспериментальных установок представлено в [15].

Исследуемая газодинамическая система состояла из выпускного канала компрессора (разной конфигурации), исследовательского канала (для установки датчиков), впускного коллектора двигателя и канала в головке цилиндра с клапанным механизмом (создающим пульсирующее течение воздуха). Общая длина газодинамической системы составляла около 750 мм.

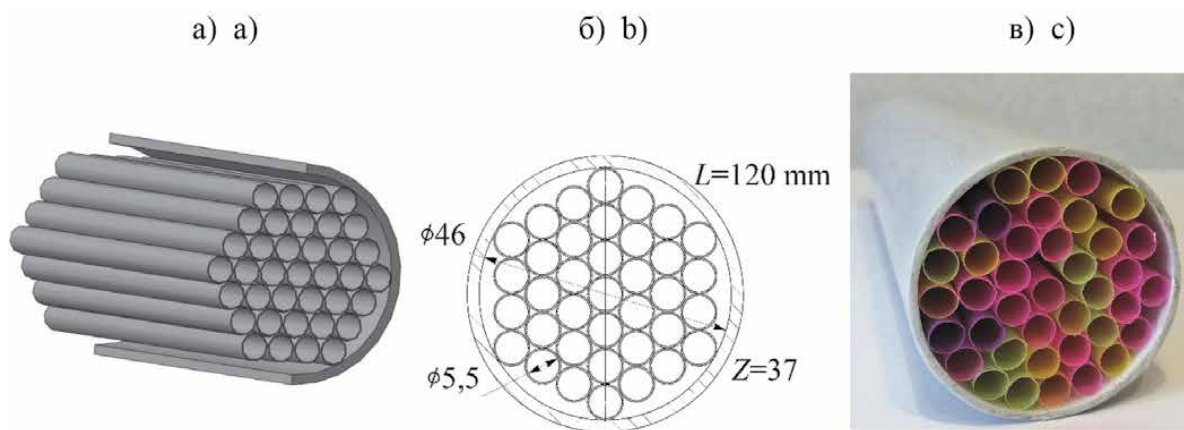


Рисунок 3. Трехмерная модель выравнивающей решетки (а), ее основные геометрические размеры (б) и фотография (в)
Figure 3. A three-dimensional model of the leveling grid (a), its main geometric dimensions (b) and a photo (c)

Контрольное сечение в исследовательском канале находилось на расстоянии 150 мм от выпускного канала компрессора ТК. Внутренний диаметр всех трубопроводов составлял 32 мм. Рабочей средой в опытах являлся воздух с температурой 40–45°C.

Модернизация конструкции впускной системы заключалась в установке выравнивающей решетки в выпускной канал компрессора ТК (рисунок 3). Известно, что стабилизация течения (выравнивание поля скоростей в канале, снижение пульсационных составляющих средней скорости потока) в большинстве случаев приводят к подавлению теплоотдачи в газодинамической системе, а соответственно, и снижению температурных напряжений в ней.

В ходе проведения экспериментальных исследований определялись следующие физические величины: мгновенные значения средней скорости в поперечном сечении w_x (термоанемометр постоянной температуры), локальный коэффициент теплоотдачи α_x (тепловой датчик и термоанемометр), температура потока воз-

духа (термопара), скорости вращения ротора ТК n_{TC} и коленвала ПДВС n (цифровой и аналоговый тахометры, соответственно). Все аналоговые сигналы с датчиков поступали в аналого-цифровой преобразователь для передачи в специализированное программное обеспечение и дальнейшей обработки. Методики и особенности проведения экспериментов подробнее описаны в монографии [15].

На рисунке 4 показаны первичные данные о газодинамике и теплоотдаче стационарных потоков в базовом выпускном канале компрессора ТК и канале с выравнивающей решеткой. Из рисунка видно, что установка выравнивающей решетки приводит к незначительному падению средней скорости потока (в среднем на 5–10%) по сравнению с базовым выпускным каналом. Также снижается частота пульсаций мгновенных значений скорости потока, но увеличивается их амплитуда. Такое неоднозначное влияние выравнивающей решетки на газодинамику стационарного потока воздуха можно объяснить наличием дополнительного возму-

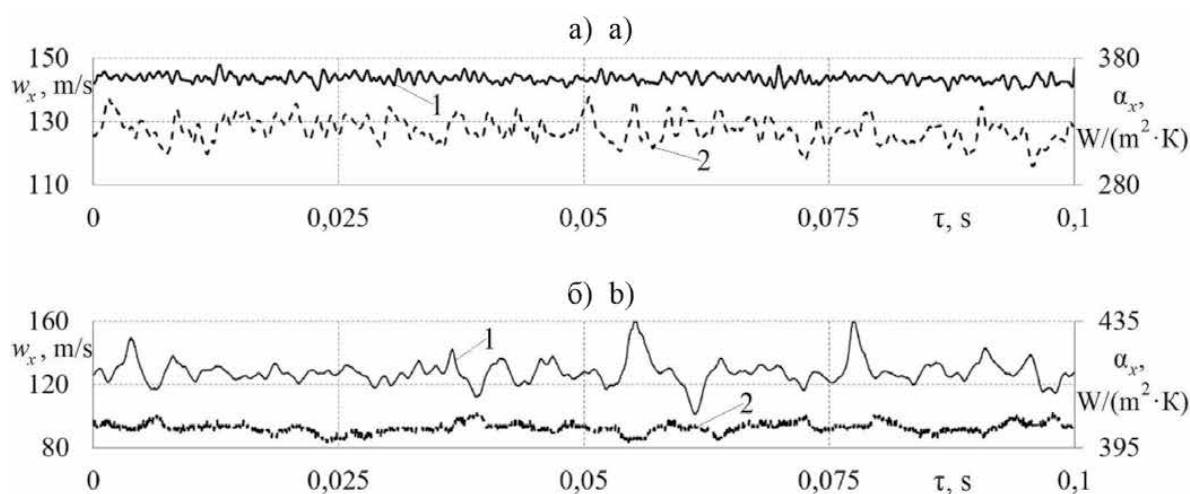


Рисунок 4. Зависимости локальных ($l_x = 150$ мм) скорости потока воздуха w_x (1) и коэффициента теплоотдачи α_x (2) от времени τ в базовом выпускном канале компрессора (а) и канале с выравнивающей решеткой (б) при частоте вращения ротора турбокомпрессора $n_{TC} = 45\,000$ мин⁻¹

Figure 4. Dependences of the local ($l_x = 150$ mm) air flow velocity w_x (1) and the heat transfer coefficient α_x (2) on time τ in the base exhaust duct of the compressor (a) and in the duct with the equalizing grid (b) at the turbocharger rotor speed $n_{TC} = 45,000$ min⁻¹

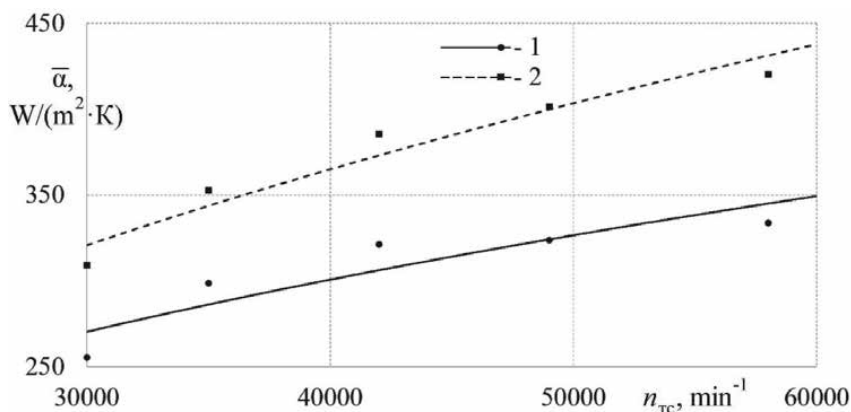


Рисунок 5. Зависимость осредненного коэффициента теплоотдачи от частоты вращения ротора турбокомпрессора для выпускных каналов разной конфигурации: 1 — базовый канал; 2 — канал с выравнивающей решеткой

Figure 5. Dependence of the averaged heat transfer coefficient on the rotational speed of the turbocharger rotor for exhaust channels of different configurations: 1 — base channel; 2 — channel with a leveling grid

щающего фактора в рассматриваемой газодинамической системе, а именно, лопаток компрессора. Лопатки оказывают механическое воздействие на течение, которое существенно зависит от частоты вращения ротора турбокомпрессора. В свою очередь, мгновенные значения локального коэффициента теплоотдачи в выпускном канале с выравнивающей решеткой, наоборот, несколько увеличиваются. При этом имеет место снижение амплитуд пульсаций α_x .

На рисунке 5 показаны зависимости осредненного коэффициента теплоотдачи от частоты вращения ротора турбокомпрессора для выпускных каналов разной конфигурации. Из рисунка 5 видно, что установка выравнивающей решетки приводит к росту средних значений локального коэффициента теплоотдачи в выпускном канале компрессора (в среднем на 9%) по сравнению с базовым каналом.

Таким образом, по результатам первого этапа исследований, можно заключить, что установка выравнивающей решетки не может рассматриваться как способ тепломеханического совершенствования процессов в выпускном канале компрессора ТК с целью подавления интенсивности теплоотдачи и уменьшения термических напряжений.

На втором этапе исследований изучались газодинамика и теплообмен пульсирующих потоков воздуха во впускных системах разной конфигурации применительно к ПДВС с ТК. Первичные экспериментальные данные этого этапа представлены на рисунке 6.

Из рисунка 6 видно, что установка выравнивающей решетки во впускную систему приводит к незначитель-

ному сглаживанию колебаний мгновенных значений скорости потока воздуха после закрытия впускного клапана по сравнению с базовой системой. При этом максимальные значения скорости потока воздуха практически не изменяются (что свидетельствует о незначительном росте гидравлического сопротивления системы). На некоторую стабилизацию пульсирующего течения указывает снижение степени турбулентности потока в среднем на 20% во впускной системе с выравнивающей решеткой. Более заметное влияние оказывает выравнивающая решетка на зависимость $\alpha_x = f(\tau)$: мгновенные значения локального коэффициента теплоотдачи существенно уменьшаются (до 2 раз по сравнению с базовой системой впуска). Вероятно, снижение интенсивности теплоотдачи во впускной системе с решеткой можно объяснить стабилизацией пульсирующего течения, вследствие чего в потоке

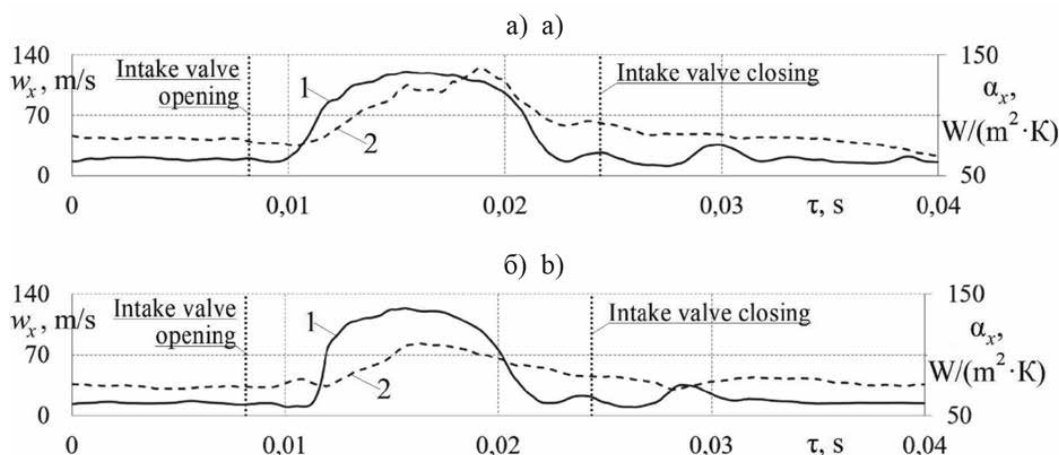


Рисунок 6. Зависимости местной ($l_x = 150$ мм) скорости потока воздуха w_x (1) и локального коэффициента теплоотдачи α_x (2) от времени τ в базовой впускной системе (а) и системе с выравнивающей решеткой (б) при частоте вращения коленвала двигателя $n = 3000$ min^{-1} и скорости вращения ротора турбокомпрессора $n_{TC} = 42\,000$ min^{-1}

Figure 6. Dependences of the local ($l_x = 150$ mm) air flow velocity w_x (1) and the local heat transfer coefficient α_x (2) on time τ in the base intake system (a) and the system with a leveling grid (b) at the engine crankshaft speed $n = 3000$ min^{-1} and the rotational speed of the turbocharger rotor $n_{TC} = 42,000$ min^{-1}

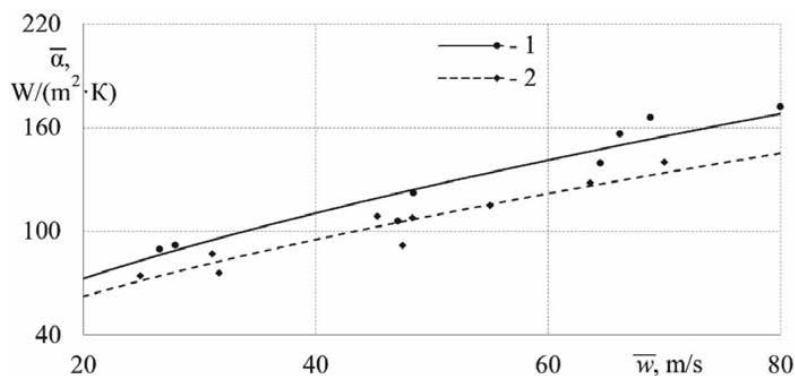


Рисунок 7. Зависимость осредненного коэффициента теплоотдачи от среднерасходной скорости потока во впускной системе разной конфигурации: 1 — базовая система впуска; 2 — система с выравнивающей решеткой

Figure 7. Dependence of the averaged heat transfer coefficient on the average flow rate in the intake system of various configurations: 1 — basic intake system; 2 — system with a leveling grid

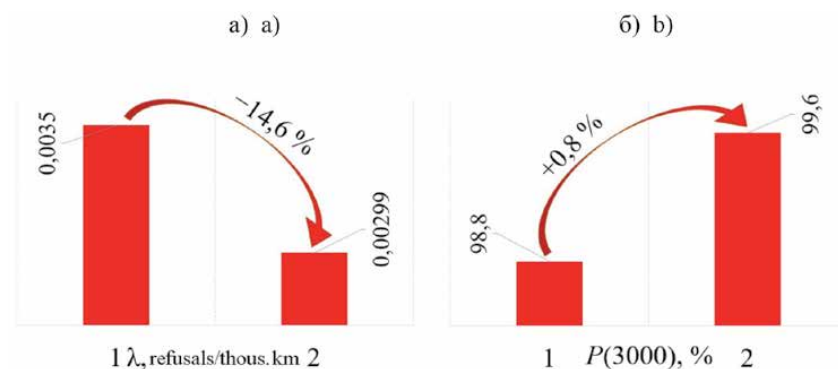


Рисунок 8. Диаграммы изменения интенсивности отказов λ (а) впускной системы дизеля 6ЧН 21/21 и вероятности ее безотказной работы P (б) для базовой системы (1) и системы с выравнивающей решеткой (2)

Figure 8. Diagrams of changes in the failure rate λ (a) of the diesel intake system (dimension 21/21) and the probability of its failure-free operation P (b) for the basic system (1) and the system with a leveling grid (2)

формируется более устойчивый пограничный слой, который препятствует теплообмену между ядром потока и стенками канала.

На рисунке 7 представлены зависимости осредненного коэффициента теплоотдачи в выпускных системах разной конфигурации. Осреднение α_x осуществлялось за период процесса впуска, т. е. за период времени, когда открыт впускной клапан. Из рисунка видно, что установка выравнивающей решетки во впускную систему ПДВС с ТК приводит к подавлению теплоотдачи (на 5–15%) во всем исследованном диапазоне скоростей потока воздуха. Это снизит тепловые нагрузки на основные элементы газодинамической системы и потенциально повысит надежность поршневого двигателя в целом.

На основе результатов экспериментальных исследований проводилась расчетная оценка потенциальных положительных эффектов от применения впускной системы с выравнивающей решеткой. Известно, что снижение интенсивности теплоотдачи между потоком и стенками трубопровода приводит к уменьшению тепловых напряжений в деталях и узлах поршневых

двигателей, что положительно сказывается на их показателях надежности [14]. В данном случае применительно к дизелю 6ЧН 21/21 (производство ООО «Уральский дизель-моторный завод») для работы в составе аварийной электростанции была рассчитана интенсивность отказов для базовой системы впуска и системы с выравнивающей решеткой (рисунок 8). На основании этих данных была пересчитана вероятность безотказной работы для рассматриваемого дизеля при наработке 3000 часов, которая выросла на 0,8%.

Выводы

1. Разработаны и изготовлены экспериментальные установки для исследования тепломеханических характеристик стационарных и пульсирующих потоков в выпускном канале компрессора турбокомпрессора и впускной системе поршневого двигателя с наддувом, оснащенные измерительной аппаратурой с необходимым быстродействием;

2. Получены данные о газодинамике и теплообмене стационарных потоков в выпускном канале компрессора турбокомпрессора; выявлено, что установка выравнивающей решетки в данный канал приводит к интенсификации теплоотдачи в среднем на 9% по сравнению с базой;

3. Представлены данные о тепломеханических характеристиках пульсирующих потоков во впускной системе поршневого двигателя с турбонаддувом; установлено, что наличие выравнивающей решетки в системе впуска вызывает подавление теплоотдачи в пределах 15% в сравнении с базовыми значениями;

4. Показано, что применение модернизированной впускной системы в дизеле (6ЧН 21/21) повысит ее вероятность безотказной работы на 0,8%;

5. Описанные результаты расширяют базу знаний о теплофизических процессах потоков воздуха в газодинамических системах сложной конфигурации и могут иметь практическое применение в области поршневого двигателестроения при модернизации систем газообмена.

Список использованных источников

1. Reitz R. D., Ogawa H., Payri R., Fansler T. [et al.] IJER editorial: The future of the internal combustion engine. International Journal of Engine Research 2020; 21(1): 3–10.
2. Nahim H. M., Younes R., Shraim H., Ouladsine M. Oriented review to potential simulator for faults modeling in diesel engine. Journal

of Marine Science and Technology (Japan) 2016; 21(3): 533–551.

3. Abaei M. M., Hekkenberg R., BahooToroody A. A multinomial process tree for reliability assessment of machinery in autonomous ships. *Reliability Engineering and System Safety* 2021; 210: 107484.

4. Knežević V., Orović J., Stazić L., Čulin J. Fault tree analysis and failure diagnosis of marine diesel engine turbocharger system. *Journal of Marine Science and Engineering* 2020; 8(12): 1004.

5. Vera-García F., Rubio J. A. P., Grau J. H., Hernández D. A. Improvements of a failure database for marine diesel engines using the RCM and simulations. *Energies* 2019; 13(1): 107.

6. Wang M., Ge Q., Jiang H., Yao G. Wear fault diagnosis of aeroengines based on broad learning system and ensemble learning. *Energies* 2019; 12(24): 4750.

7. Szkoda M., Kaczor G., Pilch R., Smolnik M., Konieczek Z. Assessment of the influence of preventive maintenance on the reliability and availability indexes of diesel locomotives. *Transport Problems* 2021; 16(1): 5–18.

8. Fernández A. J. Optimal durations of Weibull reliability tests based on failure counts. *Computers and Industrial Engineering* 2021; 156: 107247.

9. Mechalikh M., Benhammou A., Zidane I., Bettahar A. Study of piston thermo-elastic behaviour under thermomechanical solicitations. *International Journal of Automotive and Mechanical Engineering* 2019; 16(4): 7287–7298.

10. Berni F., Cicalese G., Borghi M., Fontanesi S. Towards grid-independent 3D-CFD wall-function-based heat transfer models for complex industrial flows with focus on in-cylinder simulations. *Applied Thermal Engineering* 2021; 190: 116838.

11. Liu H., Wen M., Yang H., Yue Z., Yao M. A Review of Thermal Management System and Control Strategy for Automotive Engines. *Journal of Energy Engineering* 2021; 147(2): 03121001.

12. Pagán Rubio J. A., Vera-García F., Hernandez Grau J., Muñoz Cámara J., Albaladejo Hernandez D. Marine diesel engine failure simulator based on thermodynamic model. *Applied Thermal Engineering* 2018; 144: 982–995.

13. Brodov Y. M., Grigoryev N. I., Zhilkin B. P., Plotnikov L. V., Shestakov D. S. Increasing Reliability of Gas–Air Systems of Piston and Combined Internal Combustion Engines by Improving Thermal and Mechanic Flow Characteristics. *Thermal Engineering* 2015; 62(14): 1038–1042.

14. Бродов Ю. М., Жилкин Б. П., Плотников Л. В. Снижение тепловой напряженности впускных и выпускных систем двигателей внутреннего сгорания с наддувом. *Надежность и безопасность энергетики* 2016; 1(32): 19–23.

15. Плотников Л. В. Нестационарные тепломеханические процессы в системах газообмена поршневых двигателей с турбонаддувом: монография / под общ. ред. Б. П. Жилкина, Ю. М. Бродова. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та 2020;: 204.

References

1. Reitz R. D., Ogawa H., Payri R., Fansler T. [et al.] *IJER* editorial: The future of the internal combustion engine.

International Journal of Engine Research 2020; 21(1): 3–10.

2. Nahim H. M., Younes R., Shraim H., Ouladsine M. Oriented review to potential simulator for faults modeling in diesel engine. *Journal of Marine Science and Technology (Japan)* 2016; 21(3): 533–551.

3. Abaei M. M., Hekkenberg R., BahooToroody A. A multinomial process tree for reliability assessment of machinery in autonomous ships. *Reliability Engineering and System Safety* 2021; 210: 107484.

4. Knežević V., Orović J., Stazić L., Čulin J. Fault tree analysis and failure diagnosis of marine diesel engine turbocharger system. *Journal of Marine Science and Engineering* 2020; 8(12): 1004.

5. Vera-García F., Rubio J. A. P., Grau J. H., Hernández D. A. Improvements of a failure database for marine diesel engines using the RCM and simulations. *Energies* 2019; 13(1): 107.

6. Wang M., Ge Q., Jiang H., Yao G. Wear fault diagnosis of aeroengines based on broad learning system and ensemble learning. *Energies* 2019; 12(24): 4750.

7. Szkoda M., Kaczor G., Pilch R., Smolnik M., Konieczek Z. Assessment of the influence of preventive maintenance on the reliability and availability indexes of diesel locomotives. *Transport Problems* 2021; 16(1): 5–18.

8. Fernández A. J. Optimal durations of Weibull reliability tests based on failure counts. *Computers and Industrial Engineering* 2021; 156: 107247.

9. Mechalikh M., Benhammou A., Zidane I., Bettahar A. Study of piston thermo-elastic behaviour under thermomechanical solicitations. *International Journal of Automotive and Mechanical Engineering* 2019; 16(4): 7287–7298.

10. Berni F., Cicalese G., Borghi M., Fontanesi S. Towards grid-independent 3D-CFD wall-function-based heat transfer models for complex industrial flows with focus on in-cylinder simulations. *Applied Thermal Engineering* 2021; 190: 116838.

11. Liu H., Wen M., Yang H., Yue Z., Yao M. A Review of Thermal Management System and Control Strategy for Automotive Engines. *Journal of Energy Engineering* 2021; 147(2): 03121001.

12. Pagán Rubio J. A., Vera-García F., Hernandez Grau J., Muñoz Cámara J., Albaladejo Hernandez D. Marine diesel engine failure simulator based on thermodynamic model. *Applied Thermal Engineering* 2018; 144: 982–995.

13. Brodov Y. M., Grigoryev N. I., Zhilkin B. P., Plotnikov L. V., Shestakov D. S. Increasing Reliability of Gas–Air Systems of Piston and Combined Internal Combustion Engines by Improving Thermal and Mechanic Flow Characteristics. *Thermal Engineering* 2015; 62(14): 1038–1042.

14. Brodov Yu. M., Zhilkin B. P., Plotnikov L. V. Reducing the thermal stress of the intake and exhaust systems of supercharged internal combustion engines. *Safety and Reliability of Power Industry* 2016; 1(32): 19–23. (In Russ.)

15. Plotnikov L. V. Non-stationary thermomechanical processes in gas exchange systems of piston engines with turbocharging: monograph / under total. ed. B. P. Zhilkina, Yu. M. Brodov. Yekaterinburg: Ural University Publishing House 2020;: 204 p. (In Russ.)



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-115-123>

УДК 621.165

Разработка дроссельно-увлажнительного устройства для атомной энергетической установки ледокола ЛК-60

Сухорукова Е. А., 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 08.06.2021

Принята к печати / Accepted for publication 22.06.2021

При разработке конструкций смешивающих теплообменных аппаратов, особое внимание уделяется обеспечению надежности внутрикорпусных устройств, подверженных эрозионному износу при попадании капельной влаги и температурным напряжениям.

ОАО «НПО ЦКТИ», имея многолетний опыт в области разработки теплообменных аппаратов контактного типа, принимало непосредственное участие в проектировании отдельного оборудования энергетической установки для ледокола ЛК-60, в том числе дроссельно-увлажнительного устройства (ДУУ).

Приводится описание функционального назначения ДУУ в составе атомной энергетической установки ЛК-60, принцип работы и существенные отличия новой конструкции от ранее применявшихся. Отмечено, что если в предыдущих проектах ДУУ включало четыре колонки, соединенные попарно, то на ЛК-60 предусмотрено две колонки, расположенные сверху конденсатора. ДУУ для ЛК-60 рассчитан на прием 132,5 т/ч пара более высоких параметров, чем конструкции предыдущего поколения, рассчитанные на прием около 50 т/ч пара.

Приведены основные технические решения при разработке конструкции ДУУ. Конструктивно предусмотрен доступ к дросселирующим решеткам для диагностики и их замены в случае необходимости, что обеспечивает высокую степень ремонтпригодности и надежности устройства. Перфорация решеток, расположенных последовательно по ходу движения потока пара, выполнена таким образом, чтобы отверстия предыдущей решетки по возможности не располагались напротив отверстий последующей решетки. Расстояние между дросселирующими решетками принималось из условий обеспечения расчетного протекания процесса дросселирования пара.

Приведены результаты теплового и гидравлического расчетов ДУУ. Расчет состоит из двух основных частей. Первая часть включает тепловой и гидравлический расчеты с определением степени перфорации решеток, распределения температуры и давления пара по сечениям ДУУ и т. д. Вторая часть содержит расчет форсунок для впрыска охлаждающего конденсата.

В процессе конструкторских проработок для всех вариантов ДУУ и отдельных деталей выполнены расчеты на прочность. Кроме того, форсунки прошли полный цикл испытаний (определение расходных характеристик, качества распыла воды) в соответствии с программой испытаний.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: смешивающий теплообменник, дроссельно-увлажнительное устройство, надежность, разработка конструкции, тепло-гидравлический расчет

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., Колпаков С. П. Разработка дроссельно-увлажнительного устройства для атомной энергетической установки ледокола ЛК-60. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т.14 №2 с. – Т. 14, №2 – С. 115–123.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-115-123>

For citation:

Sukhorukova E. A., Kolpakov S. P. [Development of a throttle and dampening device for the nuclear power plant of the icebreaker LK-60]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 115–123 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-115-123>

Development of a throttle and dampening device for the nuclear power plant of icebreaker LK-60

Sukhorukova E. A., 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 course of developing designs for mixing heat exchangers that operate on the principle of throttling the working medium on perforated grids, special attention is paid to ensuring the reliability of structures subject to erosive wear when subjected to dripping moisture and temperature stresses.

JSC "NPO CKTI" has years of experience in the development of contact-type heat exchangers and was directly involved in the design of separate power plant equipment for LK-60, including a throttle and dampening device (TDD).

It provides a description of the functional purpose of the TDD as part of the LK-60 nuclear power plant, the principle of operation and significant differences of the new design from those previously used. It is noted that while in previous designs the TDD included four columns connected in pairs, on LK-60 there are two columns located on top of the condenser. The TDD for LK-60 is designed to receive 132.5 t / h of steam of higher parameters than the previous generation designs intended to receive about 50 t / h of steam.

The main technical solutions in the development of the design of the TDD are presented. The design provides access to the throttling lattices for diagnostics and their replacement if necessary which ensures a high degree of maintainability and reliability of the device. Perforation of the lattices arranged in series in the direction of the steam flow is made in such a way that the openings of the previous lattice, if possible, are not located opposite the openings of the subsequent lattice. The distance between the throttling lattices was taken from the conditions for ensuring the design course of the steam throttling process.

Results are given of thermal and hydraulic calculations of the TDD. The calculation consists of two main parts. The first part includes thermal and hydraulic calculations with the determination of the degree of perforation of the lattices, the distribution of temperature and vapor pressure over the cross-sections of the TDD, etc. The second part contains the calculation of the cooling condensate injection nozzles.

In the course of design studies, strength calculations were performed for all versions of TDD and individual parts. In addition, the nozzles underwent a full test cycle (determination of flow characteristics, water spray quality) in accordance with the test program.

KEYWORDS: mixing heat exchanger, throttle and dampening device, reliability, design development, heat-hydraulic calculation

Для России освоение Арктики является приоритетным направлением как с точки зрения экономики, так и стратегической обороноспособности. Основой динамичного освоения данного региона стало строительство атомного ледокольного флота. На сегодняшний день в эксплуатации находятся два ледокола проекта 10520 (типа «Арктика») и один проекта 10580 (типа «Таймыр»). Выведение из эксплуатации в начале 2000-х годов большинства атомных ледоколов в связи с истечением установленного (и продленного) ресурса инициировало разработку нового атомного ледокола ЛК-60 проекта 22220. В октябре 2020 г. головной ледокол ЛК-60 «Арктика» принят в эксплуатацию.

ОАО «НПО ЦКТИ» принимало непосредственное участие в проектировании отдельного оборудования энергетической установки для ЛК-60, в том числе дроссельно-увлажнительного устройства (ДУУ).

Особенностью конструкции судовых атомных энергетических установок (АЭУ) в отличие от стационарных является необходимость обеспечения маневренных характеристик во всем диапазоне возможных нагрузок, то есть переход с одного режима на другой в ограниченный период времени. Для этого в тепловую схему

судовой АЭУ включено ДУУ.

ДУУ предназначено для приема свежего пара и подготовки его к конденсации в конденсаторе при изменении мощности турбины. При этом свежий пар сбрасывается в ДУУ через клапан травления, минуя турбину. При прохождении пара через ДУУ его давление и температура снижаются. Снижение давления осуществляется на дроссельных решетках. При этом в режиме максимальной нагрузки перепад давления на каждой из решеток близок или равен критическому. Снижение температуры достигается впрыском в поток пара холодного конденсата и его последующим испарением, то есть, ДУУ представляет собой теплообменный аппарат контактного или смешивающего типа. Обеспечение надежности смешивающих теплообменных аппаратов остается актуальным на сегодняшний день для тепловых и атомных электростанций (ТЭС, АЭС), а также и судовых энергетических установок [1–5].

Существенной особенностью конструкции ДУУ для АЭУ ледокола ЛК-60 является его расположение относительно других элементов энергетической установки и габаритные ограничения при условии заметного увеличения мощности по сравнению с предыдущими

проектами. Если в проекте 10520 ДУУ включало четыре колонки, соединенные попарно с переходными патрубками в нижней части корпуса конденсатора, то на ЛК-60 предусмотрено две колонки, расположенные сверху конденсатора. Колонки ДУУ предыдущих поколений были рассчитаны на прием около 50 т/ч пара, который охлаждался конденсатом и дросселировался на семи дроссельных решетках до давления, близкого к давлению в конденсаторе. ДУУ для ЛК-60 рассчитан на прием 132,5 т/ч пара более высоких параметров (см. таблицу 1), при этом высота ДУУ ограничена близким расположением других элементов турбинной установки, а входной фланец в конденсатор имеет фиксированное сечение. Указанные обстоятельства оказали существенное влияние на конструкторские решения при разработке ДУУ для ЛК-60.

1. Разработка конструкции ДУУ

Сечение входного фланца конденсатора для приема пара за ДУУ определило конструкцию корпуса устройства как усеченную пирамиду с прямоугольным основанием. Высота корпуса (или пирамиды) ограничена расположением сбросного клапана ДУУ на трубопроводе свежего пара.

Предварительный расчет показал, что заданный объем пара 132,5 т/ч при номинальных параметрах возможно охладить и сдросселировать до давления 0,05 кг/см² на не менее чем девяти дроссельных решетках.

Общий вид ДУУ представлен на рисунке 1.

ДУУ представляет собой вертикальную колонку, состоящую из трех секций, соединенных фланцевыми разъемами. Наличие фланцевых соединений позволяет обеспечить доступ к дросселирующим решеткам для диагностики и их замены в случае необходимости. Все фланцевые разъемы, объединяющие секции корпуса, предусматривают применение шпилек М30.

Под клапаном травления в нижнем фланце Ду250 предусмотрен выступ для установки первой по ходу пара дросселирующей решетки №1, представляющей собой круглый плоский лист толщиной 5 мм, диаметр отверстий перфорации равен 4 мм. Зазор между фланцами соединения обеспечивает возможность обварки дросселирующей решетки. Пройдя первую дросселирующую решетку, пар поступает в коническую часть корпуса.

Конические дросселирующие решетки №2, 3, 4 объединены в пакет при помощи шпилек М8 и устанавливаются на нижний фланец соединения средней и верхней секций корпуса ДУУ. Зона перфорации решетки №4 выполнена отверстиями диаметром 4 мм. Конструкция зоны перфорации решеток №2 и 3 предусматривает необходимость применения двух калибров отверстий. Верхняя часть решеток перфорирована отверстиями 4 мм, нижняя — отверстиями 3 мм.

В средней секции корпуса установлены три дросселирующие решетки. Решетки №5, 6 и 7 выполнены в виде усеченных пирамид. Пакет из трех указанных решеток устанавливается на выступе фланца соединения средней и нижней секции корпуса и закрепляется шпильками М8. Верхняя часть зоны перфорации

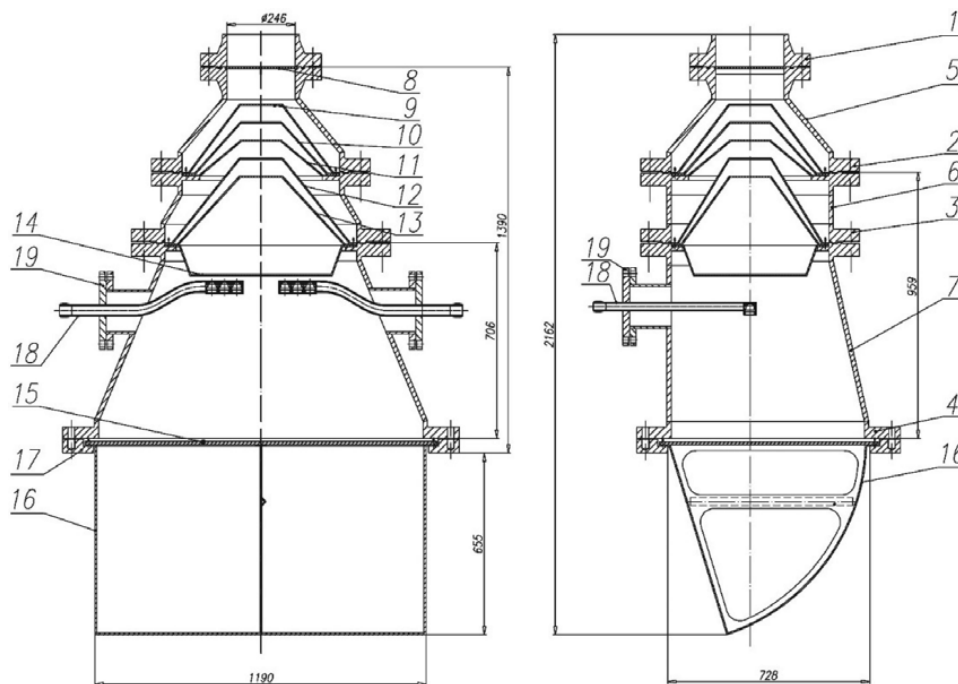


Рисунок 1. Общий вид ДУУ ЛК-60. Цифрами обозначены: 1–4 — фланцевые соединения; 5 — верхняя секция; 6 — средняя секция; 7 — нижняя секция; 8–16 — дросселирующие решетки №№1–9 соответственно; 17 — фланец конденсатора; 18 — трубопроводы для подключения форсунок; 19 — крышка лючка для осмотра

Figure 1. General view of TDD LK-60. The numbers indicate: 1–4 — flange connections; 5 — top section; 6 — middle section; 7 — lower section; 8–16 — throttling grids No. 1–9, respectively; 17 — condenser flange; 18 — pipelines for connecting injectors; 19 — inspection hatch cover

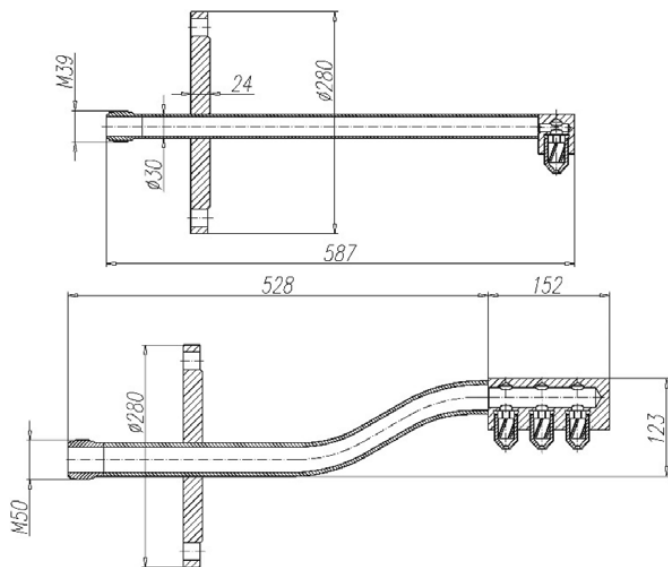


Рисунок 2. Форсунки. Верхняя форсунка не регулируемая, нижняя группа форсунок — регулируемая (на ДУУ установлено две группы)

Figure 2. Nozzles. The upper nozzle is not adjustable, the lower group of nozzles is adjustable (two groups are installed on TDD)

решетки №5 выполнена отверстиями диаметром 4 мм, нижняя — диаметром 3 мм. Вся зона перфорации решетки №6 выполнена отверстиями 5 мм.

Перфорация решеток, расположенных последовательно по ходу движения потока пара, выполнена таким образом, чтобы отверстия предыдущей решетки по возможности не располагались напротив отверстий последующей решетки.

Расстояние между дросселирующими решетками принималось из условий обеспечения расчетного протекания процесса дросселирования пара.

В нижней секции корпуса (зона испарительного участка) предусмотрена установка трех групп форсунок, предназначенных для охлаждения пара впрыском конденсата. На обечайке корпуса ДУУ расположены три патрубка с фланцевыми разъемами. К крышкам фланцевых соединений привариваются трубы подвода конденсата, впрыскиваемого через форсунки. Сами трубы заводятся внутрь корпуса ДУУ, на концах этих труб устанавливаются форсунки (рисунок 2).

Конструктивно все форсунки одинаковые и по принципу распыла относятся к форсункам струйно-центробежного (смешанного) типа. Первая и вторая группы форсунок представляют собой моноблочные конструкции с тремя форсунками каждая. Установлена также одна нерегулируемая форсунка. Форсунки отличаются только геометрическими характеристиками проточных частей.

Собственно, форсунка представляет собой конический корпус с осевым отверстием в вершине, присоединяемый к ответной части на концах труб подвода резьбой в основании конуса. Для обеспечения закрутки потока на выходе из форсунки и достижения требуемой дисперсности распыла в корпусе форсунки установлен цилиндрический вкладыш со сквозным осевым

отверстием и винтовыми каналами квадратного сечения на поверхности.

Находящиеся внутри корпуса конденсатора дросселирующие решетки №8 и 9 крепятся шпильками М8 к фланцу конденсатора. Дросселирующая решетка №9 состоит из двух перфорированных листов и двух сплошных листов, сконфигурированных таким образом, чтобы исключить прямой поток расширившегося пара на ближние стенки конденсатора. К середине гнутого листа решетки №9 приваривается ребро с целью обеспечения жесткости листа.

Решетка №8 в отличие от всех остальных решеток ДУУ выполнена из листа толщиной 12 мм с целью уменьшения эрозионного износа поверхности решетки, в связи с ее установкой непосредственно за испарительным участком ДУУ. Зона перфорации этой решетки разделена перемычкой, служащей дополнительным ребром жесткости.

2. Результаты теплового и гидравлического расчетов ДУУ

Расчет ДУУ состоит из двух основных частей. Первая часть включает тепловой и гидравлический расчеты с определением степени перфорации решеток, распределения температуры и давления пара по сечениям ДУУ и т. д. Вторая часть содержит расчет форсунок для впрыска охлаждающего конденсата.

Исходные данные для выполнения теплового и гидравлического расчетов ДУУ приведены в таблице 1.

С целью увеличения длины испарительного участка в ДУУ первая решетка была совмещена со входным фланцем. Дроссельные решетки №2, 3 и 4 были выполнены в виде усеченных конусов, а №5, 6 и 7 в виде усеченных пирамид. Благодаря этому длину испарительного участка (впрыск конденсата в поток пара осуществляется форсунками в пространство между седьмой и восьмой решетками.) удалось увеличить до 500 мм. Для обеспечения расчетного протекания процесса дросселирования пара минимальное расстояние между решетками, принятое в конструкции ДУУ, составляло не менее 6 диаметров отверстия в решетке.

Такое расстояние соответствует почти 4-х кратному увеличению площади струи пара по сравнению с площадью отверстия и, соответственно, примерно шестнадцатикратному снижению динамического напора в струе пара по сравнению с динамическим напором в отверстиях решетки. Для выполнения выше указанного условия в периферийных зонах решеток № 3 и 5 диаметр отверстий уменьшался с четырех до трех миллиметров. Дополнительным условием при конструктивном исполнении перфорации являлось обеспечение

Таблица 1. Исходные данные для теплового и гидравлического расчетов ДУУ
Table 1. Initial data for thermal and hydraulic calculations of TDD.

Наименование параметра Parameter name	Размерность Dimension	Величина The quantity
Количество колонок ДУУ в главном конденсаторе Number of TDD columns in the main condenser	шт. (pc)	2
Расход пара на одну колонку ДУУ в режимах: Steam consumption per one TDD column in modes: – максимальной нагрузки /maximum load	т/ч (t/h)	132,5
– мощность ТГ 20% / TG power 20%		77,65
– мощность ТГ 40% / TG power 40%		58,95
– мощность ТГ 60% / TG power 60%		40,45
– мощность ТГ 80% / TG power 80%		22,05
– мощность ТГ 100% / TG power 100%	3	
Абсолютное давление пара на входе в ДУУ Absolute steam pressure at the inlet to the TDD	кгс/см ² kgf/cm ²	32
Температура пара на входе в ДУУ Steam temperature at the TDD inlet	°С	280
Абсолютное давление пара в главном конденсаторе Absolute steam pressure in the main condenser	кгс/см ² kgf/cm ²	0,05
Температура пара на выходе из ДУУ Steam temperature at the outlet of the remote control	°С	не более 120
Температура охлаждающего конденсата Cooling condensate temperature	°С	32

расположения отверстия на предыдущей решетке напротив перемычки на последующей.

Расчет процесса испарения капель конденсата в потоке пара был выполнен методом последовательных приближений по математическим моделям в системе Mathcad. Из составленных уравнений тепловых балансов определялись температуры и физические свойства

потока пара перед и после испарения впрыскиваемой жидкости. Имеющиеся зависимости для расчета процесса испарения [7; 8] показывают, что для полного испарения впрыскиваемой влаги необходима длина участка испарения не менее одного метра. Габаритные ограничения на высоту ДУУ в любом случае не позволяют выполнить испарительный участок требуемых габаритов. Таким образом, часть влаги попадает на восьмую дроссельную решетку и испарятся при течении пара в ее отверстиях.

В любом случае в разработанной конструкции ДУУ из-за увеличенной по сравнению с прототипами длины участка испарения до 500 мм (на предыдущих ДУУ около 200 мм) восьмая решетка находится в «облегченных» условиях по температурному режиму и эрозионному износу по сравнению с устройствами, находящимися в эксплуатации в настоящее время (например, на ледоколах проекта 10520).

Основные результаты расчета ДУУ в режиме максимальной нагрузки при-

ведены в таблице 2.

Из таблицы 2 следует, что давление пара в ДУУ снижается с более чем 3 МПа на входе до 43 кПа на выходе. Температура пара на выходе из ДУУ равна 105°С, что на 15°С меньше, чем требовалось по ТЗ. Более глубокое снижение давления в ДУУ невозможно, так как потребует увеличения габаритов ДУУ сверх указанных в ТЗ

Таблица 2. Основные результаты расчетов ДУУ в режиме максимальной нагрузки
Table 2. The main results of calculations of the TDD in the maximum load mode.

Наименование параметра / Parameter name	Номер решетки / Lattice number									За ДУУ For TDD
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Площадь набегания на решетку, м ² / Runaway area on the grate, m ²	0,045	0,225	0,171	0,190	0,413	0,346	0,349	0,506	1,191	–
Степень перфорации / Perforation rate	0,242	0,089	0,17	0,219	0,169	0,271	0,374	0,414	0,319	–
Расход пара по сечениям, кг/с / Steam consumption across sections, kg/s	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	40,3	40,3	40,3
Давление по сечениям, МПа / Cross-sectional pressure, MPa	3,138	2,023	1,305	0,841	0,542	0,349	0,225	0,145	0,079	0,043
Перепад давления в долях от критического / Differential pressure in fractions of critical	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	0,782	1	1	–
Температура по сечениям, °С / Cross-section temperature, °С	280	263,8	252,3	244,5	239,2	235,7	233,4	111	107,2	105
Скорость набегания пара на решетки, м/с / Velocity of steam on the grate, m/s	59,7	18,7	38,2	53,2	38,1	70,7	108,6	95,6	74,3	–
Скорость за решетками, м/с / Speed behind bars, m/s	92,9	29	59,3	82,6	59,1	109,7	168,6	174,9	136	–
Коэффициент расхода решеток / Coefficient of consumption of gratings	0,789	0,67	0,716	0,772	0,716	0,831	0,924	0,828	0,866	–

по высоте, и сечении. Окончательное расширение потока пара до давления в конденсаторе заканчивается в переходном патрубке конденсатора, как собственно и происходит в аналогичных устройствах, находящихся в эксплуатации. Скорости набегания пара на решетки местами значительны, но в любом случае число Маха в сечениях перед решетками не превышает 0,25, что говорит о правильном выборе геометрических характеристик ДУУ для обеспечения нормального процесса дросселирования пара. Дополнительно был выполнен расчет скоростей в узких сечениях проточной части ДУУ в режиме максимальной нагрузки: в зазоре между пятой решеткой и корпусом скорость составила 131 м/с, в основании шестой решетки 140 м/с, в зазоре между седьмой решеткой и корпусом 153 м/с. Несмотря на большие абсолютные значения этих скоростей, они существенно меньше скорости пара в отверстиях дроссельных решеток (400–450 м/с), следовательно, основная механическая нагрузка на решетки будет создаваться именно при протекании пара через отверстия.

Результаты расчетов основных характеристик ДУУ на переменных режимах работы приведены в таблице 3.

Распределение давления по сечениям ДУУ на переменных режимах работы турбоустановки приведены в таблице 4.

Из таблиц 3 и 4 следует, что на режимах работы турбоустановки, близким к номинальному, давление пара на выходе из ДУУ близко к давлению в конденсаторе, что обеспечивает минимальный уровень шума.

Математическое моделирование и расчеты форсунок для ДУУ выполнялись в системе Mathcad. Цель расчетов заключалась в определении геометрических характеристик их проточных частей и определении необходимой степени открытия регулятора расхода на группы форсунок при различных мощностях ДУУ.

Форсунки разделены на две группы: «а», «б» и постоянно работающую форсунку «с». Целью этого разделения было обеспечение большего перепада давления на форсунках при распыле воды при соответствующем алгоритме работы по сравнению с равномерным регулированием расхода воды через все форсунки одновременно. Это способствовало, в свою очередь, уменьшению среднего размера капель жидкости и, следовательно, ее более интенсивному испарению.

Регулирование расхода воды на форсунки осуществляется расходным клапаном, имеющим два независимых канала распределения расхода воды. Отбор давления в импульсную линию осуществляется из пространства между четвертой и пятой дроссельными решетками.

В режиме максимальной нагрузки, расход конденсата

Таблица 3. Основные характеристики работы ДУУ в переменных режимах
Table 3. Main characteristics of the remote control of the TDD in variable modes

Наименование параметра / Parameter name	Режим работы / Working hours							
	Максимальный сброс / Maximum discharge	20%	40%	50%	60%	80%	100%	110%
Расход пара на входе, т/ч / Steam consumption at the inlet, t/h	132,5	77,65	58,95	49,7	40,45	22,05	3	3
Давление пара перед первой решеткой ¹ , МПа / Steam pressure in front of the first grate ¹ , MPa	3,14	1,84	1,4	1,18	0,96	0,52	0,07	0,07
Температура пара перед первой решеткой, °С / Steam temperature in front of the first grate, °C	280	261	253,9	250,2	246,5	238,8	230,6	230,6
Давление пара за девятой решеткой, МПа / Steam pressure behind the ninth grate, MPa	0,043	0,027	0,02	0,017	0,014	0,007	0,005	0,005
Температура пара за девятой решеткой, °С / Steam temperature behind the ninth grate, °C	105	91,6	86,1	81	77,8	72,2	85,8	85,8
Расход охлаждающей воды ² , т/ч / Cooling water consumption ² , t/h	12,635	8,208	6,48	5,67	4,716	2,664	0,328	0,328
Расход охлаждающей воды на гр. форсунок «а», т/ч / Cooling water flow rate at nozzle group «a», t/h	5,6	5,6	5,6	5,352	4,397	2,341	0	0
Перепад давления на форсунках группы «а», МПа / Pressure drop across nozzles of group «a», MPa	0,541	0,538	0,538	0,491	0,332	0,095	–	–
Расход охлаждающей воды на гр. форсунок «б», т/ч / Cooling water flow rate at nozzle group «b», t/h	6,735	2,296	0,565	0	0	0	0	0
Перепад давления на форсунках группы «б», МПа / Pressure drop across nozzles of group «b», MPa	0,368	0,044	0,003	–	–	–	–	–
Расход охлаждающей воды через форсунку «с», т/ч / Cooling water consumption through the «c» nozzle, t/h	0,303	0,313	0,317	0,318	0,319	0,323	0,328	0,328

¹ Все значения давлений абсолютные.

² Исходя из коэффициента расхода клапана, равного 0,6

Таблица 4. Распределение давления по сечениям ДУУ
Table 4. Pressure distribution over the cross-sections of the TDD.

Сечение ДУУ / DUU section	Режим работы / Working hours							
	Максимальный сброс / Maximum discharge	20%	40%	50%	60%	80%	100%	110%
Давление на входе в ДУУ, МПа / Pressure at the entrance to the TDD, МПа	3.138	1.842	1.399	1.18	0.96	0.524	0.071	0.071
Давление за 1 решеткой, МПа / Pressure behind 1 grate, МПа	2.023	1.188	0.902	0.760	0.619	0.338	0.046	0.046
Давление за 2 решеткой, МПа / Pressure behind 2 grate, МПа	1.305	0.766	0.581	0.49	0.399	0.218	0.03	0.03
Давление за 3 решеткой, МПа / Pressure behind 3 grate, МПа	0.841	0.494	0.375	0.316	0.258	0.14	0.019	0.019
Давление за 4 решеткой, МПа / Pressure behind 4 grate, МПа	0.542	0.318	0.242	0.204	0.166	0.09	0.013	0.013
Давление за 5 решеткой, МПа / Pressure behind 5 grate, МПа	0.349	0.205	0.155	0.131	0.107	0.058	0.009	0.009
Давление за 6 решеткой, МПа / Pressure behind 6 grate, МПа	0.225	0.132	0.1	0.084	0.069	0.037	0.007	0.007
Давление за 7 решеткой, МПа / Pressure behind 7 grate, МПа	0.145	0.084	0.064	0.054	0.044	0.024	0.006	0.006
Давление за 8 решеткой, МПа / Pressure behind 8 grate, МПа	0.079	0.046	0.035	0.029	0.024	0.013	0.005	0.005
Давление за 9 решеткой, МПа / Pressure behind 9 grate, МПа	0.043	0.027	0.02	0.017	0.014	0.007	0.005	0.005

через форсунки группы «а» (3 штуки) равняется 5,6 т/ч и практически не меняется при снижении расхода пара на ДУУ до величины, соответствующей 50% мощности турбогенератора (ТГ). При дальнейшем уменьшении расхода пара на ДУУ (увеличении мощности ТГ от 50 до 100%) расход конденсата из форсунок группы «а» практически линейно уменьшается до нуля.

В режиме максимальной нагрузки расход конденсата через форсунки группы «б» (также 3 штуки) равняется 6,74 т/ч и линейно уменьшается до нуля при снижении расхода пара на ДУУ, соответствующему 50% мощности ТГ. При дальнейшем уменьшении расхода пара на ДУУ (увеличении мощности ТГ от 50 до 100%) распыл конденсата через форсунки группы «б» не осуществляется.

Форсунка «с» находится в постоянной работе с постоянным расходом около 0,3 т/ч. Небольшое увеличение расхода через эту форсунку при уменьшении расхода пара через ДУУ связано с увеличением противодавления в корпусе устройства. В режиме минимальной нагрузки ДУУ (при 100% мощности ТГ) она обеспечивает охлаждение поступающего в ДУУ пара расходом в 0,3 т/ч, который обеспечивает постоянное нахождение ДУУ в горячем резерве. Эта форсунка подключена напрямую к трубопроводу конденсата (минуя регулятор) через пакет дроссельных шайб. Шайбы необходимы для снижения давления воды перед форсункой. При этом увеличивается расчетный диаметр сопла (по сравнению с режимом работы без дроссельных шайб) и, таким образом, исключается возможное влияние на работу форсунки механических загрязнений, а также снижается скорость воды в форсунке для исключения

эрозионного износа, наиболее опасного для постоянно работающей форсунки.

Все форсунки конструктивно одинаковые и по принципу распыла относятся к струйно-центробежным (смешанным) форсункам. Различия имеются только в геометрических характеристиках проточных частей форсунок. Стоит отметить, что форсунки рассчитывались таким образом, чтобы вода гарантированно не попадала на стенки ДУУ (корневой угол распыла факела не превышал 60 градусов). Это позволило отказаться от установки защитного кожуха в ДУУ. Целесообразность применения именно этого типа форсунок была обусловлена более широкими возможностями по достижению требуемого угла распыла при равномерном распределении потока влаги по сечению факела распыла.

Основные результаты расчета форсунок приведены в таблице 5.

Расходы пара и охлаждающей воды в ДУУ во всем возможном диапазоне режимов работы приведены на рисунке 3.

Следует отметить, что при выполнении конструкторских проработок все варианты ДУУ и отдельные детали конструкции прошли процедуру расчета на прочность. Кроме того, форсунки прошли полный цикл испытаний (определение расходных характеристик, качества распыла воды) в соответствии с программой испытаний.

Выводы

1. Для атомной энергетической установки ледокола ЛК-60 разработана оригинальная конструкция ДУУ,

Таблица 5. Основные результаты расчета форсунок
Table 5. The main results of the calculation of nozzles

Наименование параметра / Parameter name	Группы форсунок / nozzle groups		Форсунка «с»
	«а»	«b»	
Количество в одной колонке ДУУ, штук / Quantity in one column TDD, pieces	3	3	1
Расход на одну форсунку в режиме максимальной нагрузки, т/ч / Consumption per nozzle at maximum load, t/h	1,875	2,245	0,303
Диаметр сопла, мм / Nozzle diameter, mm	5	6	2,2
Диаметр центрального канала, мм / Central channel diameter, mm	3,7	4,2	1,8
Количество винтовых канавок, штук / Number of screw grooves, pieces	6	6	6
Угол наклона винтовых канавок, градус / Angle of inclination of helical grooves, degree	20	20	15
Суммарная площадь винтовых канавок, мм ² / Total area of helical grooves, mm ²	59	71	22
Средний радиус винтовых каналов, мм / Average radius of screw channels, mm	8,3	8,2	9
Коэффициент расхода / Flow rate	0,808	0,815	0,786
Корневой угол факела, градус / Torch root angle, degree	57	55	61
Осевая скорость воды на выходе из форсунки в режиме максимальной нагрузки, м/с / Axial water velocity at the outlet of the nozzle at maximum load, m/s	26,6	22,2	22,3
Средний объемно-поверхностный диаметр капли, мм / Average volumetric surface diameter of a drop, mm	0,2	0,3	0,1

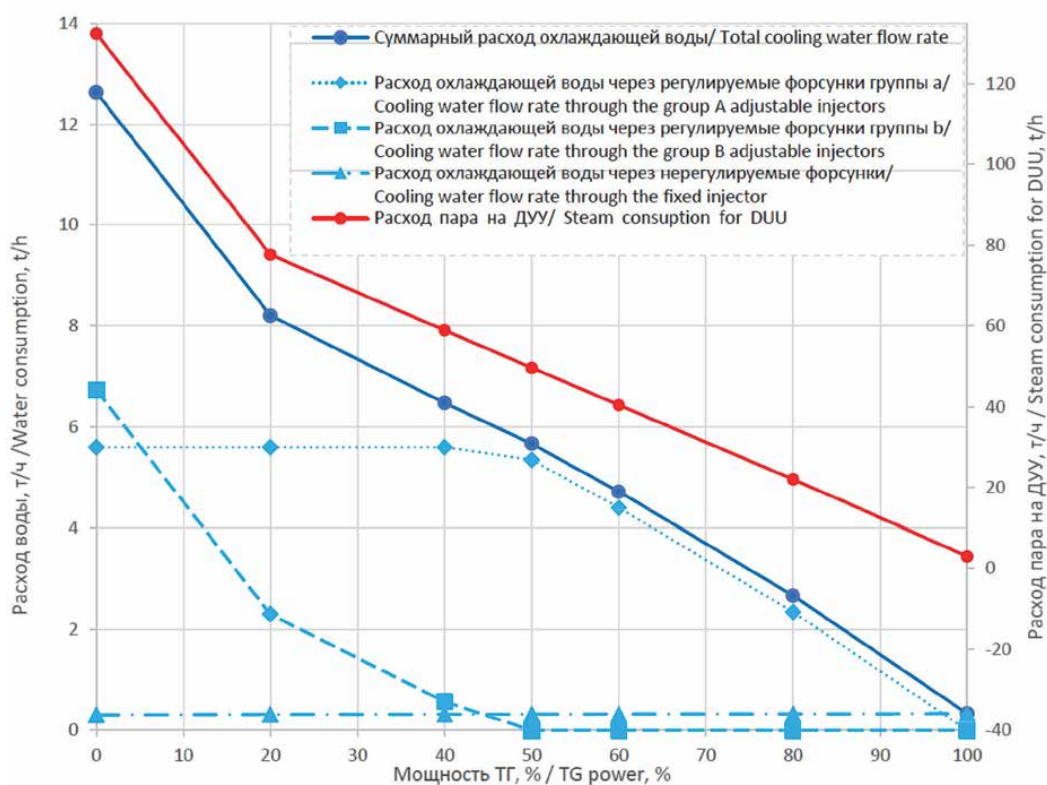


Рисунок 3. Расходы пара и охлаждающей воды в ДУУ на различных режимах работы (0% мощность ТГ соответствует аварийному режиму).
Figure 3. Steam and cooling water consumption in the remote control system at different operating modes (0% TG power corresponds to emergency mode).

полностью удовлетворяющая требованиям ТЗ.

2. Методом последовательных расчетов при вариации перфорации, количества решеток, расстояния между ними на участке дросселирования получено, что число Маха в сечениях перед решетками не превы-

шает 0,25, что говорит о правильном выборе геометрических характеристик ДУУ для обеспечения нормального процесса дросселирования пара и надежности устройства.

3. Результаты швартовных и ходовых испытаний ледо-

кола ЛК-60 подтвердили заявленные параметры работы ДУУ во всем диапазоне эксплуатационных режимов.

Список использованных источников

1. 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.
2. 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 2017;: 239.
3. 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 2016;: 165–174.
4. 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.
5. 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.
6. Янышев Д. С. Сеточные модели для решения инженерных теплофизических задач в среде ANSYS / Д. С. Янышев, Л. В. Быков, А. М. Молчанов. – М.: Изд-во Ленанд 2018;: 264.
7. Готовский М. А. Теплообмен в технологических установках / М. А. Готовский, В. А. Суслов. –СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2017;: 420.

8. Гогонин, И.И. Теплообмен при пузырьковом кипении / И.И. Гогонин. – Новосибирск;: СО РАН 2018;: 227.

References

1. 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 // Safety and Reliability of Power Industry 2020; 13(1): 35–40.
2. 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.
3. 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. – М.: Mechanical Engineering, 2015;: 165–174.
4. 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.
5. 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. – М.: 2018;: 107–112.
6. Yanyshv D. S. Grid models for solving engineering thermophysical problems in the ANSYS environment / D. S. Yanyshv, L. V. Bykov, A. M. Molchanov. – М.: Publishing house Lenand 2018;: 264.
7. Gotovsky M. A. Heat exchange in technological installations / M. A. Gotovsky, V. A. Suslov. – SPb.: Publishing house of the Polytechnic University 2017;: 420.
8. Gogonin I. I. Heat exchange at bubble boiling / I. I. Gogonin. – Novosibirsk;: SB RAS 2018;: 227.



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-124-131>

УДК 681.513

Исследование энергоэффективности комбинированной системы воздушного и водяного отопления общественного здания

Игнатъев К. А. *, Гиниятуллин Э. Р., Зиганшин М. Г.

Казанский государственный энергетический университет
ул. Красносельская, д. 51, 420066, г. Казань, Россия

Поступила / Received 30.05.2021

Принята к печати / Accepted for publication 22.06.2021

В последнее время при обогреве общественных и жилых помещений активно используются схемы комбинированного воздушного и водяного отопления. Они имеют определенные преимущества в странах с теплым климатом, а в условиях умеренного климата их применение может быть не оправдано. Можно ожидать максимально эффективного регулирования системы отопления в здании, если принимаются во внимание все особенности технологии как по назначению помещения, так и по способам регулирования. Система, ориентированная только на погодное регулирование, еще не соответствует энергоэффективным классам регулирования: теплоноситель с одинаковой температурой раздается по помещениям с различными требованиями к температурно-влажностным характеристикам. Рассмотрены вопросы обеспечения энергоэффективности комбинированной системы воздушного и водяного отопления в общественных зданиях для умеренного континентального климата России — учебного (УК) и лабораторного (ЛК) корпусов Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). Отопительные приборы системы обогрева КГЭУ имеют в помещениях арматуру ручного регулирования или радиаторные клапаны с термостатирующими головками, но без комнатных контроллеров, что не соответствует энергоэффективным классам регулирования. Проведено опытное обследование функционирования системы обогрева корпусов КГЭУ в отопительные периоды 2019–2020 гг. и 2020–2021 гг. Методом оптической пирометрии выполнялись замеры температуры поверхностей окон, стен и элементов системы отопления, а также температуры и влажности воздуха в аудиториях и коридорах УК и ЛК КГЭУ. Установлено соответствие санитарно-гигиеническим требованиям параметров отопительных приборов и воздуха помещений различного назначения. При этом выявлена необходимость перехода на более высокий класс регулирования, так как при существующей ситуации параметры внутреннего воздуха зависят от наружной температуры: в аномально теплую зиму 2020 г. температура воздуха в помещениях находилась на границе максимально допустимого значения, а в нормальную по климатологии зиму 2021 г. — на границе минимально допустимого.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Энергоэффективность, воздушное отопление, водяное отопление, микроклимат помещения, тепловой комфорт

Адрес для переписки:

Игнатъев К. А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», кафедра ТЭС
ул. Красносельская, д.51, 420066, г. Казань, Россия
e-mail: eretekosyk@mail.ru

Address for correspondence:

Ignatiev K. A.
Kazan State Power Engineering University, Department HPS
st. Krasnoselskaya, 51, 420066, Kazan, Russia
e-mail: eretekosyk@mail.ru

Для цитирования:

Игнатъев К. А., Гиниятуллин Э. Р., Зиганшин М. Г. Исследование энергоэффективности комбинированной системы воздушного и водяного отопления общественного здания. 2021. – Т. 14, №2. – С. 124–131.
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-124-131>

For citation:

Ignatiev K. A., Giniyatullin E. R., Ziganshin M. G. [Research of the energy efficiency of a combined air and water heating of a public building]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 124–131 (in Russian).
<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-124-131>

Research of the energy efficiency of a combined air and water heating of a public building

Ignatiev K. A.*, **Giniyatullin E. R.**, **Ziganshin M. G.**

Kazan State Power Engineering University
st. Krasnoselskaya, 51, 420066, Kazan, Russia

Combined air and water heating schemes have been actively used recently for heating public and residential premises. They have certain advantages in countries with a warm climate, whereas in a temperate climate, their use may be unfeasible. The most effective regulation of the heating system in the building can be expected, if all the technology specifics are taken into account, in terms of both the purpose of the room and the methods of regulation. A system focused only on weather-based regulation falls short of meeting to energy-efficient control classes: a heat carrier with the same temperature is distributed among rooms with different requirements for temperature and humidity characteristics. The issues of ensuring the energy efficiency of the combined air and water heating system in public buildings for the temperate continental climate of Russia — the academic building (AB) and laboratory building (LB) of the Kazan State Energy University (KSEU) have been considered. Heating devices of the KSEU heating system have manual control valves installed in the premises, or radiator valves with thermostatic heads, but without room controllers, which does not meet the energy-efficient control classes. An experimental survey of the functioning of the heating system of the KSEU buildings during the 2019–2020 and 2020–2021 heating seasons was conducted. The optical pyrometry method was used to measure the temperature of the surfaces of windows, walls and elements of the heating system, as well as the temperature and humidity of the air in lecture rooms and corridors of the AB and LB of the KSEU. The parameters of heating devices and indoor air in rooms of various purposes were found compliant with the current sanitary and hygienic requirements. At the same time, the need to switch to a higher class of regulation has been revealed, since, under the current situation, the parameters of the indoor air depend on the outdoor temperature: in the abnormally warm winter of 2020, the indoor air temperature was at the edge of the maximum permissible value, while in the normal climate of winter of 2021, it was at the edge of the minimum permissible value.

KEYWORDS: Energy efficiency, air heating, water heating, indoor microclimate, thermal comfort

В Российской Федерации по данным Росстата имеется около 70 млн жилых квартир в многоэтажных домах, отапливаемых от централизованного теплоснабжения. Суммарная мощность источников теплоснабжения в 2019 г. составила 589,6 тыс. Гкал/ч, а количество отпущенного потребителям тепла — 1309 млн Гкал. Сюда входит и количество тепла на обогрев общественных зданий. В последнее время в России активизировалось применение схем комбинированного воздушного и водяного отопления помещений как жилых, так и общественных зданий. Такие схемы имеют определенные преимущества в странах с теплым климатом, а в условиях умеренного климата их применение может быть и не оправдано. Рынок тепловой энергии в РФ исчисляется сотнями миллиардов рублей в год, ввиду чего важно использовать схемы отопления и многоквартирных домов, и общественных зданий, которые обеспечивают нормативы теплового комфорта, и в то же время максимально отвечают критериям энергоэффективности и надежности.

Если в холодный и переходный периоды года в помещения подается столько теплоты, сколько требуется для поддержания необходимого температурного режима, с учетом их назначения и актуальных внешних параметров, то можно считать, что эксплуатация системы отопления здания энергоэффективна. Можно ожидать максимально эффективной и экономичной работы системы отопления в здании, если при ее регу-

лировании по назначению помещения во взаимосвязи с погодным регулированием принимается во внимание время суток, график посещаемости здания и число посетителей, особенности технологии. Некоторые исследователи [1] считают, что ключом к энергоэффективности зданий является правильно выбранная стратегия регулирования систем отопления и вентиляции. Также для оптимального планирования отопительной нагрузки предлагается учитывать вместе с погодными условиями и технологией колебания стоимости энергии [2].

Здания по наличию систем автоматизации (building automation and control systems, BACS) и использованию методов технического управления (technical building management; TBM) подразделяются на четыре класса энергоэффективности¹. Низший, неэнергоэффективный, класс D включает в себя объекты без автоматических систем и методы ручного регулирования, что с 2012 г. не закладывается в проектные решения, а к высшему классу А отнесены здания с высокоэффективными системами и методами. К промежуточным классам отнесены здания с использованием по классу С упрощенных BACS, а по классу В — усовершенствованных BACS и некоторых отдельных функций TBM. В соответствии с ко-

¹ ГОСТ Р 54862-2011 Энергоэффективность зданий. Методы определения влияния автоматизации, управления и эксплуатации здания.

эффицентом эффективности ВАС по ГОСТ Р 54862-2011 при использовании систем и методов класса энергоэффективности А, затраты тепловой энергии при обогреве учебных заведений должны снижаться в 2,5 раза.

Система с автоматическим регулированием температуры отопления в ЦТП или в ИТП только с погодным регулированием соответствует неэффективному классу D, так как теплоноситель с одинаковой температурой раздается по зданиям и/или помещениям с разными тепловыми характеристиками и разной потребностью в отоплении. Для соответствия стандартному классу С необходимо регулирование температуры каждой комнаты, которое можно осуществить с помощью радиаторных вентилей, термостатов или комнатных контроллеров. Система отопления КГЭУ во всех помещениях имеет радиаторные вентили и в ряде помещений — термостатирующие головки к радиаторным клапанам, но без комнатных контроллеров, что соответствует переходной ситуации из класса D в класс С. Для соответствия классу В необходимо дополнительно обеспечить покомнатное регулирование температуры с контроллерами и с обратной связью с ИТП, что может дать дополнительную экономию [3]. Для обеспечения условий класса А необходимо дополнить условия класса В системой контроля присутствия человека в помещении (при отсутствии людей температуру понижают).

В процессе эксплуатации здания с классом энергоэффективности D неизбежен перерасход энергии и по субъективным причинам. Так, по результатам устного анкетирования сотрудников КГЭУ было выявлено, что в тех помещениях учебного (УК) и лабораторного (ЛК) корпусов, где комфортность по теплу отсутствует, люди стремятся установить ее самостоятельно — увеличивают или теплопритоки с помощью альтернативных отопительных приборов (электрообогревателей), или теплопотери, создавая сквозняки одновременным открыванием окон и дверей. Это ведет к нерациональному расходу энергоресурсов. По данным опроса сотрудников, необеспеченность теплового комфорта в помещениях, как правило, возникала вследствие «недотопы» как в условиях экстремально мягкой зимы в г. Казани в январе 2020 г., так и в климатически нормальных условиях зимы 2021 г., хотя зимой 2020 г. имели место и «перетопы».

Допущение ошибок при проектировании, монтаже и эксплуатации может привести к отсутствию теплового комфорта в зданиях и помещениях. В УК и ЛК ситуация осложнена наличием системы комбинированного водяного и воздушного отопления. Как показал опыт эксплуатации этих зданий, при регулировании по классам D и С невозможно добиться от такой системы обеспечения заложенных в проекте нормативных требований по температуре. Чтобы оптимизировать совместную работу водяного и воздушного отопления, необходимо

найти минимум всех эксплуатационных затрат на обе системы в течение отопительного сезона. Теоретического решения такая задача не имеет. Пока имеются упрощенные подходы к ней, учитывающие, например, затраты только тепловой и электрической энергии, или рассматривающие несколько большее число параметров на предельно упрощенной модели комбинированной системы из одного прибора водяного и одного источника воздушного отопления [4, 5]. Попытки учесть большое количество статических и динамических характеристик отапливаемого здания приводят к излишне сложным моделям, работа с которыми затруднена.

Работы по прогнозируемому регулированию обогрева зданий имеют особый интерес в последнее время и достаточно интенсивно развиваются [6, 7], однако реальные результаты повышения эффективности управления комбинированными системами отопления в основном можно получить в результате опытных исследований [8].

1. Методы

1.1. Методы выполнения опытных измерений

В опытных обследованиях проводились замеры температуры поверхностей окон, стен и элементов системы отопления, а также температуры и влажности воздуха в аудиториях и коридорах УК и ЛК КГЭУ. На рисунке 1а показаны точки замеров температуры поверхностей стояка, подводок, замыкающего участка и отопительного прибора марки MC-140 в коридоре УК, а на рисунке 1б — ограждений в оконных проемах служебных помещений ЛК. Температура поверхности наружных стен со стороны помещения измерена на расстоянии 1 м, а потолка и пола — на расстоянии 1,5 м, от окна.

Замеры температур поверхностей проводились методом оптической пирометрии при помощи портативного инфракрасного пирометра модели TESTO 830-T1. Прибор предназначен для бесконтактного определения температуры объекта в диапазоне от –30 до 400°C. Он оборудован 2-точечным лазерным целеуказателем на центр пятна измерения, процессором, дисплеем с подсветкой для считывания результатов замеров и оптикой 12:1. Погрешность измерений при корректном вы-

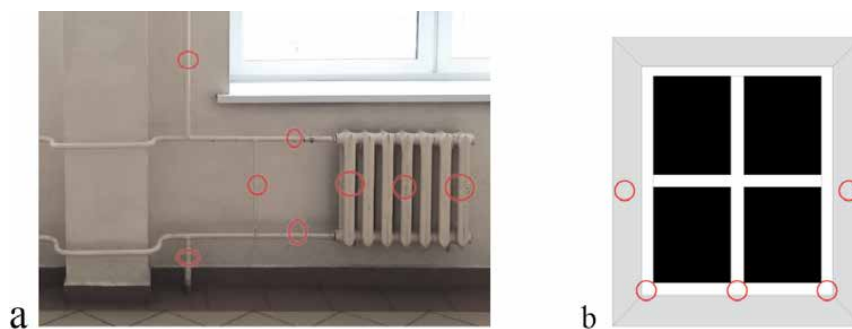


Рисунок 1. Схемы замеров температуры: а — поверхностей трубопроводов и приборов системы отопления, б — оконных ограждений

Figure 1. Temperature measurements schemes: a — the surfaces of pipelines and heating devices, b — of the window protections

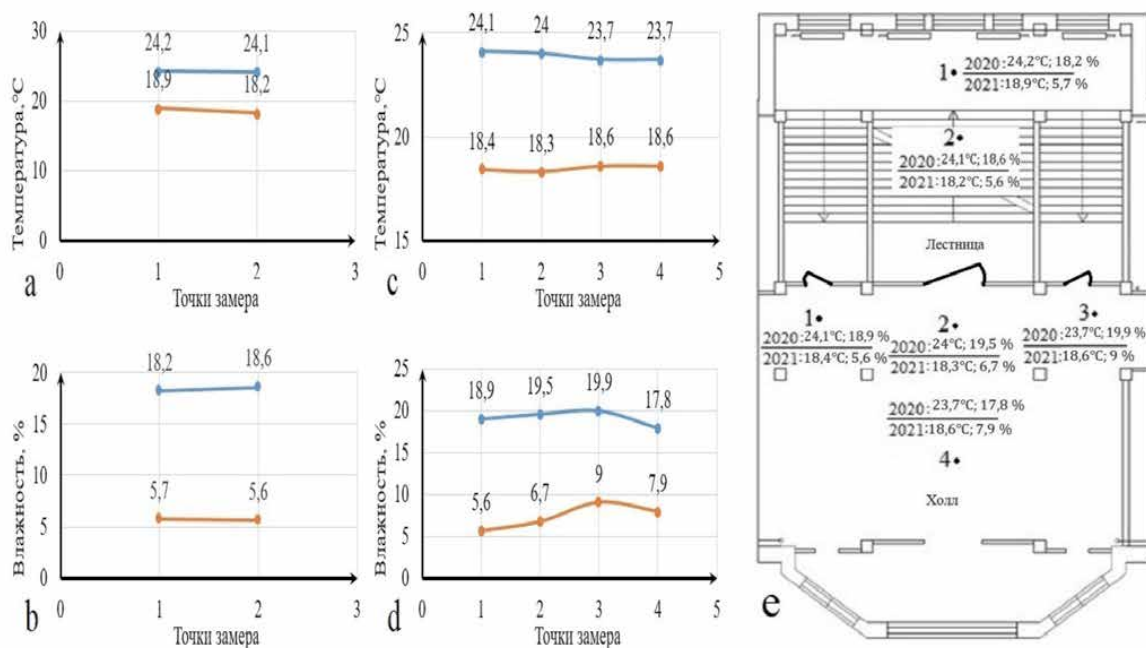


Рисунок 2. Результаты замера температуры и влажности на лестнице (a, b) и в холле (c, d) 1-го этажа УК (e). Синими линиями представлены результаты замеров 2020 г., красными 2021 г

Figure 2. The results of measuring the temperature and humidity on the stairs (a, b) and in the hall (c, d) of the 1st floor of the educational building (e). The blue lines represent the results of measurements in 2020, red 2021

полнении замеров не превышает 1°C . Для этого перед каждым замером оптику прибора (линзу) проверяли на отсутствие загрязнения и запотеваний, а также освобождали обследуемые поверхности от пыли, грязи, влаги и других препятствий для прохождения лазерного луча. При этом избегали поверхностей труб и радиаторов со ржавчиной, с отошедшей краской, с металлическим блеском, и отражающих свет поверхностей полимерных материалов, так как на пирометре установлен коэффициент излучения 0,95, что соответствует измерению поверхностей неметаллов. Замеры производились на минимальном расстоянии рабочей поверхности прибора до объекта, так как площадь пятна измерений растет с расстоянием, а процессор выводит на дисплей усредненную по площади температуру.

Для замеров уровня влажности и температуры воздуха в помещении использовали бесконтактный гигрометр — портативный цифровой влагомер марки AR827, который за счет интегрированного датчика позволяет также измерить температуру воздуха. Измерение влажности и температуры производится влагомером. У электронного влагомера модели AR827 данные выводятся на ЖК дисплей. Диапазон измерений температуры t от -10°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (14°F – 122°F), влажности φ от 10% до 99%. Точность измерений по температуре $\pm 1^{\circ}\text{C}$ ($\pm 2,8^{\circ}\text{F}$), по влажности $\pm 3\%$ при $t=25^{\circ}\text{C}$, $\varphi=30-99\%$ и $\pm 5\%$ при $t=25^{\circ}\text{C}$, $\varphi=10-30\%$. Разрешение по t $0,1^{\circ}\text{C}$ ($0,1^{\circ}\text{F}$), по φ $0,1\%$. Условия эксплуатации по температуре (от 0°C до $+40^{\circ}\text{C}$) позволяли определять характеристики только внутреннего воздуха. Ввиду большого количества замеров все показания приборов на месте заносились в заранее подготовленные замерные карты с номерами стояков и помещений. Далее результаты измерений па-

раметров помещений размещались непосредственно на планах помещений, что позволяло своевременно исправлять неточности и избегать грубых ошибок.

1.2. Расчетные методы

Для расчета энергетических потерь систем отопления помещения используют методы коэффициента полезного действия, эквивалентной внутренней температуры, а также вспомогательной энергии, которыми по рекомендациям ГОСТ Р 56778-2015² можно дополнять предыдущие методы. В теплотери от отопительных приборов дополнительно к проектным должны включаться энергетические потери от расслоения температуры по вертикали с тепловой подушкой под потолком, от повышенной теплоотдачи вблизи окон, от теплоотдачи конвекцией и излучением через наружную стенку за радиатором. Также предлагается учитывать теплотери вследствие неидеально работающего регулирования температуры внутри помещения².

В данной работе основные и дополнительные теплотери помещений рассчитывались в соответствии с нормативами, а для проверки необходимости включения в расчеты указанных выше дополнительных теплотери от отопительных приборов были проведены экспериментальные исследования в УК КГЭУ в отопительные периоды 2019–2020 гг. и 2020–2021 гг.

2. Результаты и обсуждение

Во время экспериментальных исследований были вы-

² ГОСТ Р 56778-2015 Системы передачи тепла для отопления помещений. Методика расчета энергопотребления и эффективности.

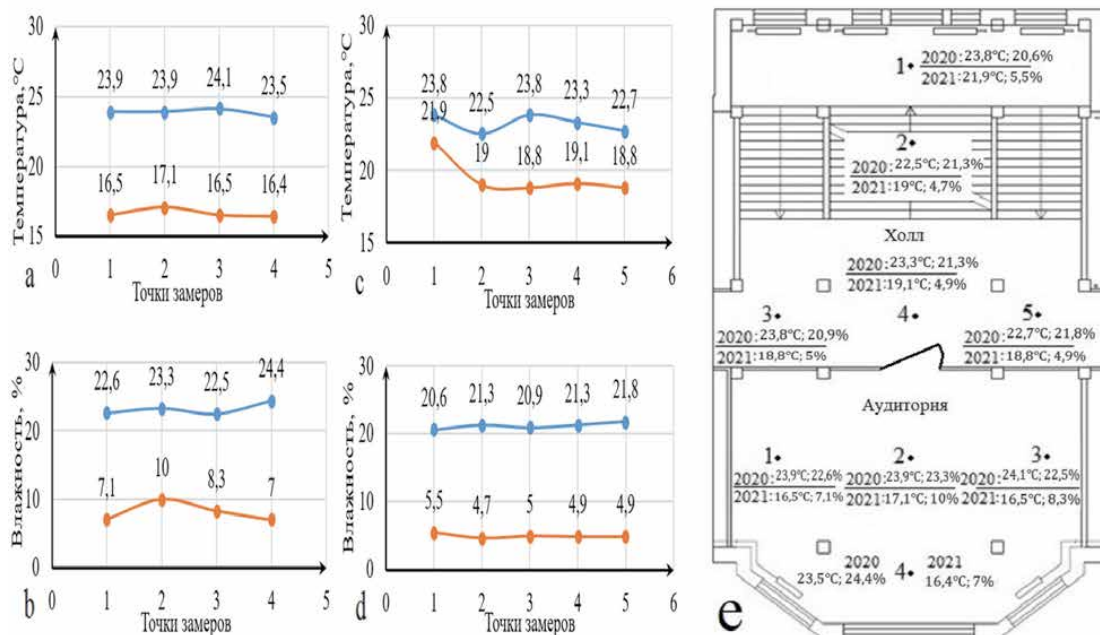


Рисунок 3. Результаты замера температуры и влажности в аудитории (а, б) и в холле (с, д) 4-ого этажа УК (е). Синими линиями представлены результаты замеров 2020 г., красными 2021 г

Figure 3. The results of measuring the temperature and humidity on the stairs (a, b) and in the hall (c, d) of the 4th floor of the educational building (e). The blue lines represent the results of measurements in 2020, red 2021

полнены замеры температуры и влажности на лестничных пролетах и площадках, в холлах и аудиториях 1–7 этажей УК КГЭУ. На рисунках 2–5 представлены примеры результатов замеров для наиболее характерных помещений.

В соответствии с графиками рисунка 2а, наблюдается различие температур между 1-ой и 2-ой точками замера на 0,1°C в 2020 и на 0,7°C в 2021 гг. В то же время можно видеть, что температура и в 2020 и 2021 гг. достаточно равномерна. По рисунку 2б разность влажности между двумя точками замеров в 2020 г. составляет 0,4%, а в 2021 г. 0,1%. На графиках рисунка 2с можно наблюдать, что различие температур не значительно, разность между максимальным и минимальным значением в 2020 г. составляет 0,4°C, а в 2021 г. 0,3°C. Показания разности между максимальным и минимальным значениями влажности на графике 2д в 2020 г. составляет 2,1%, в 2021 г. эта разность имеет значение в 3,4%. С учетом того что в холл 1-ого этажа может прорываться холодный воздух через наружные двери, можно практически считать, что неравномерность температуры по помещениям отсутствует. Это связано с надлежащей работой воздушной завесы в тамбуре. В то же время видно, что на температурный уровень в помещении оказывает сильное влияние температура наружного воздуха³. Его влияние также можно проследить по графикам замеров влажности. Так, например, на лестнице в точках 1, 2 влажность распределена практически равномерно, а в точках 1, 2, 3, 4 холла имеются перекосы, связанные, очевидно, с турбулизацией во-

рвавшегося в холл воздуха вследствие движения людей.

В учебной аудитории (рисунок 3а) наблюдается различие между замерами температуры в 2020 и 2021 гг. на 7 – 7,1°C, а в холле и на лестнице отличие замеров составляет от 1,9 до 3,7°C (рисунок 3с). Разница между максимальными и минимальными значениями температуры в аудитории в 2020 г. составила 0,6°C, а в 2021 г. 0,7°C; в холле разница между максимальным и минимальным замеренными значениями температуры в 2020 г. составила 1,3°C, а в 2021 г. 3,1°C. Различие во влажности воздуха в аудитории в 2020 и 2021 гг. составило 14,4 – 15,5% (рисунок 3б), а в холле и на лестнице отличие замеров составляет от 15,9 до 16,3% (рисунок 3д). Разница между максимальным и минимальным значением в аудитории в 2020 г. составила 1,9%, а в 2021 г. 3%, а в холле и на лестнице разница между максимальным и минимальным замеренными значениями в 2020 г. составила 1,2%, а в 2021 г. 0,8%. Графики показывают, что распределение температуры в аудитории практически равномерное, а в холле наблюдается максимум на лестничной площадке около отопительных приборов — точка 1 на рисунке 3с. В остальной части холла распределение температуры практически так же равномерное. Вместе с тем можно видеть, что в 2021 г. температура намного ниже, чем в 2020 г. Таким образом, несмотря на погодное регулирование в ИТП, температура воздуха в помещении существенно зависит от состояния наружного воздуха. Это является экспериментальным подтверждением недостаточности регулирования по классу D, так как требуемый температурный норматив в помещениях не достигается.

Распределения влажности (рисунки 3б, д) показывают отсутствие заметных перекосов по измеренным на-

³ В дни замеров температура наружного воздуха в 2020 г. составляла около 0°C, а в 2021 г. –20 ÷ –25°C

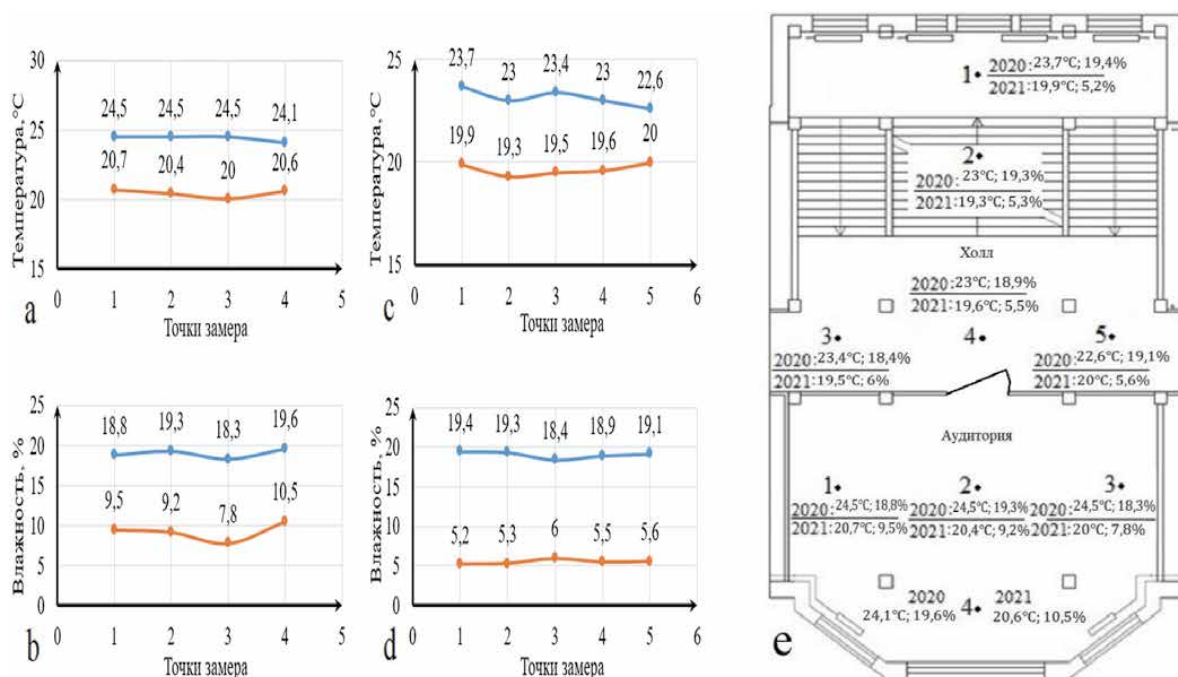


Рисунок 4. Результаты замера температуры и влажности в аудитории (а, б) и в холле (с, d) 5 – ого этажа УК (е); синими линиями представлены результаты замеров 2020 г., красными 2021 г

Figure 4. The results of measuring the temperature and humidity on the stairs (a, b) and in the hall (c, d) of the 5th floor of the educational building (e). The blue lines represent the results of measurements in 2020, red 2021

правлениям как в аудитории, так и в холле. В то же время видна существенная разница в величинах влажности, замеренных в 2020 и 2021 гг. Достоверность выполненных замеров, подтверждается тем, что как в 2020 г., так и в 2021 г. влажность в холле ниже влажности в аудитории

примерно на 2%, что объясняется постоянным сосредоточенным присутствием людей в аудитории.

По рисунку 4а различие температуры в аудитории в 2020 и 2021 гг. составляет 3,8–4,1°C, а в холле и на лестнице (рисунок 4с) отличие между замерами наблюдает-

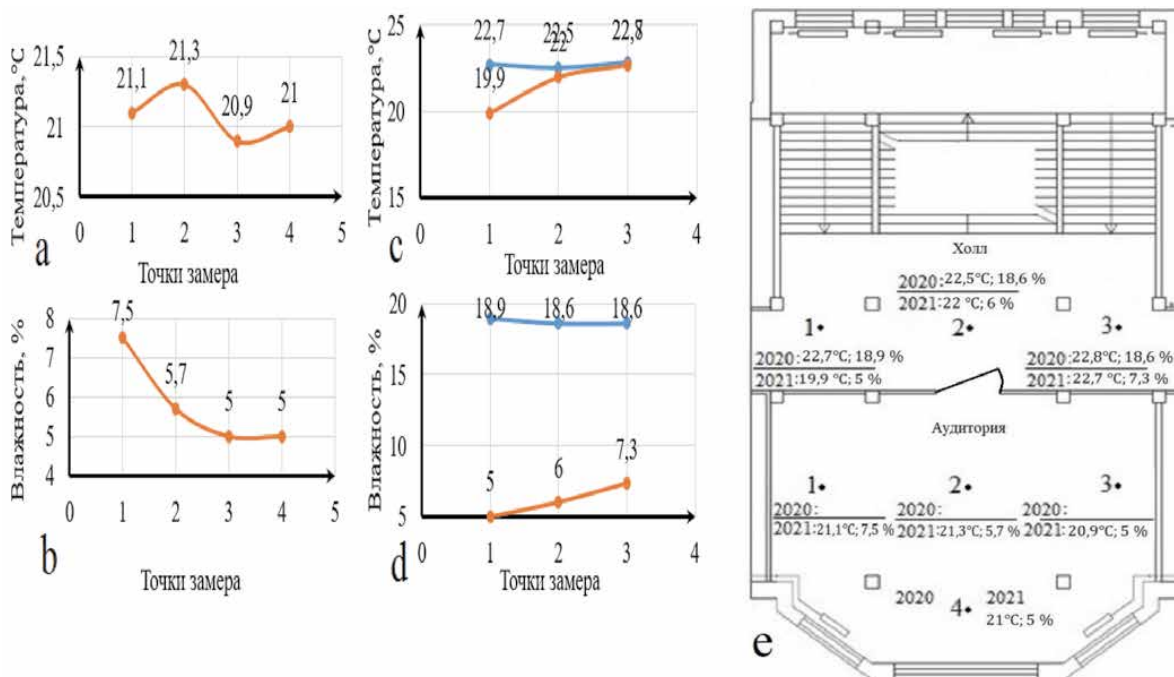


Рисунок 5. Результаты замера температуры и влажности в холле в аудитории (а, б) и в холле (с, d) 7-ого этажа УК (е). Синими линиями представлены результаты замеров 2020 г., красными 2021 г

Figure 5. The results of measuring the temperature and humidity on the stairs (a, b) and in the hall (c, d) of the 7th floor of the educational building (e). The blue lines represent the results of measurements in 2020, red 2021

ся от 3,3 до 3,7°C. Разница температур в аудитории между максимальной и минимальной температурой в 2021 г. составила 0,7°C, в 2020 г. 0,4°C; в холле и на лестнице разница между максимальным и минимальным значением в 2021 г. составляет 0,7°C, а в 20 г. 1,1°C. Различия во влажности воздуха в аудитории в 2020 и 2021 гг. составило 9,1–10,5% (рисунок 4b), а в холле и на лестнице отличие замеров составляет от 13,2 до 13,4% (рисунок 4d). В аудитории разница между максимальным и минимальным значением влажности в 2020 г. составила 1%, в 2021 г. 2,7%; в холле и на лестнице в 2020 г. 1%, а в 2021 г. 0,8%. По результатам замеров в помещениях 5-го этажа сохраняются тенденции, выявленные по замерам на предыдущем этаже. В то же время можно видеть, что температура в аудитории в 2021 г. была близка к норме. Очевидно, это связано с тем, что в момент замеров подача теплого воздуха производилась только в аудитории 5 этажа, а в аудитории 4 этажа отсутствовала.

Различия температуры в холле (рисунок 5с) в 2020 г. и в 2021 г. составляет 0,1–2,6°C. Разница между максимальной и минимальной температурой в 2020 г. составляет 0,3°C, а в 2021 г. 2,6°C. Влажность в холле (рисунок 5d) в 2020 г. и 2021 г. имеет различия от 11,6 до 13,6%. Разница между максимальной и минимальной влажностью в 2020 г. составляет 0,3%, а в 2021 г. 2,3%. Разница между максимальным и минимальным значением температуры в аудитории (рисунок 5a) в 2021 г. составляет 0,4°C, а разница влажности (рисунок 5b) составляет 2,5%. Замеры параметров внутреннего воздуха в холле и аудитории 7 этажа показали следующее. Температурный режим помещений в 2020 и 2021 гг. близок к норме. Очевидно это связано с попаданием прогретого воздуха с нижних этажей. В то же время влажность по замерам 2021 г. значительно ниже, чем по замерам 2020 г., что объясняется более низкой температурой наружного воздуха и, соответственно, его более низкой влажностью.

Полученные результаты во время поэтажных замеров температуры поверхностей стояков, подводок, окон, оконных стен, потолков, пола показали равномерность прогрева отопительных приборов. Температура отопительных приборов на смежных этажах понижается на 0,5–2°C, что является показателем равномерности прогрева системы водяного отопления в целом.

По выходным данным полученных во время замеров параметров воздуха и приборов отопления, для обнаружения температурных перекосов по каждому помещению были построены графики профилей влажности и температуры в продольном и поперечном направлениях. Они показали, что в помещениях заметных температурных и влажностных неравномерностей не наблюдается. Неравномерность регулирования температуры также незначительная. За исключением одного случая, не обнаружено и повышенной теплоотдачи вблизи окон. Результаты теплотехнических расчетов ограждений и системы отопления УК и ЛК также показали их соответствие современным требованиям энергоэффективности по СП 50.13330.2012⁴. Теплопотери через наружные сте-

ны за отопительными приборами были учтены при проектировании системы отопления здания. Поэтому для данной системы рекомендации ГОСТ Р 56778-2015 по расчету энергоэффективности систем обогрева, отмеченные ранее в разделе 2, оказались неактуальны, хотя она далека от совершенства.

Стоит так же заметить, что в период выполнения замеров в 2020 г. система воздушного отопления здания была отключена, ввиду аномально высокой температуры наружного воздуха, а в 2021 г. система воздушного отопления работала. Учет указанных выше дополнительных теплопотерь может оказаться актуальным при совместной работе систем водяного и воздушного отопления в неаномальные по климатическим нормам отопительные сезоны.

Также в ходе обследования системы воздушного отопления лекционных аудиторий было выявлено наличие определенных резервов повышения эффективности данной системы за счет внедрения системы рекуперации.

3. Заключение

Результатами исследований, проведенных в 2020–2021 гг., было установлено, что повышение эффективности эксплуатации комбинированного водяного и воздушного отопления исследованных корпусов КГЭУ может быть реализовано на основе перехода системы их регулирования из классов D и C в классы B или A. Так, обнаруживается зависимость температуры в помещениях от температуры наружного воздуха. В аномально теплую зиму 2020 г. температура воздуха в помещениях находилась на границе максимально допустимого значения, а в нормальную по климатологии зиму 2021 г. – на границе минимально допустимого. При этом различия температуры, измерявшейся в помещениях в 2020 и 2021 гг., с увеличением этажности становится меньше — на первом этаже 6°C, на седьмом 2,5°C. Это также подтверждает зависимость качества работы системы отопления от наружных условий.

Необходимо также отметить, что для оптимизации обогрева зданий с комбинированной системой отопления в условиях аномально теплого отопительного периода, когда воздушное отопление практически не работает (что имело место в период исследований 2020 г.) можно воспользоваться методом минимизации затрат систем водяного отопления, по которому разработан и апробирован на практике ряд приложений прогнозируемого регулирования с соответствующими программными функциями, например, "Predictive Heating Control" компании Сименс [3, 9]. Исследования модели прогнозируемого управления многоквартирными домами с тепловыми насосами и электрическими нагревателями были так же проведены в Латвии [10]. Работа системы в подобных приложениях прогнозируется на двое-трое суток в виде кривой значений уставок температуры в помещении по прогнозу температуры наружного воздуха и по присутствию людей (дневной, ночной графики, учет выходных дней), а также по другим параметрам.

⁴ СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.

Такие приложения в настоящее время для комбинированных систем отсутствуют, но имеют принципиальную возможность адаптации к ним, так как могут регулировать подачи насосов и вентиляторов. Продолжение совершенствования систем прогнозируемого управления возможно также в направлении модели искусственной нейронной сети (ИНС), по подобию модели ИНС жилого дома в Онтарио, Канада [11]. Вместе с тем ситуация, сложившаяся в последнее время в связи с коронавирусной инфекцией, может потребовать внесения в функции предиктивного управления изменений алгоритмов по части оптимизации времени включения — выключения систем. При этом на комбинированных системах влияние последнего сказывается значительно сильнее, чем на обычных системах водяного отопления.

Список использованных источников

1. Zakia Afroz, GM Shafiullah, Tania Urme, Gary Higgins. Modeling techniques used in building HVAC control systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018. (83): 64–84. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.044>
2. Nadine Aoun, Roland Bavière, Mathieu Vallée, Antoine Arousseau, Guillaume Sandou. Modelling and flexible predictive control of buildings space-heating demand in district heating systems. *In Energy*. 2019; 188. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116042>
3. Тарасенко Ю. А. Энергоэффективное управление инженерными системами. Автоматизация и безопасность зданий. 2019; 70. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:55de0e88-bfcc-42de-b7e6-14356bd1d4a0/energyefficiency-management-of-engineering-systems-brochure-ru.pdf>
4. Шилин А. С. Математическая модель оптимизации систем обеспечения микроклимата общественных зданий. Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке: IX Международная научно-техническая конференция. Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики 2019; 273–278.
5. Захаров А. А., Захарова И. Г., Ромазанов А. Р. Моделирование теплового режима и управление теплоснабжением помещений умного здания. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика 2018; 4(2): 105–119.
6. Бисмарк М. Использование прогноза погоды для оптимизации энергозатрат при оптимальных условиях комфорта. АВОК. 2018. http://www.sauter-bc.ru/rru/download/file_pdf/Meteomodul_Unidom.pdf
7. Бисмарк М. Предиктивное управление с использованием метеоданных-интеллектуальный инструмент управления климатизацией здания. АВОК 2020; (3): 52–57.
8. Germán Ramos Ruiz, Eva Lucas Segarra, Carlos Fernández Bandera. Model Predictive Control Optimization via Genetic Algorithm Using a Detailed Building Energy Model. *Energies* 2019, 12(1), 34; <https://doi.org/10.3390/en12010034>
9. Тарасенко Ю. А. Предиктивное управление отоплением. 2019. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:ce9eebd6-ad34-473d-925d-b93b3acc4c80/predictive-management-of-heating-article-ru.pdf>
10. Martins Miezi, Dzintars Jaunzems, Nicholas Stancioff. Predictive

Control of a Building Heating System. *Energy Procedia* 2017; (113): 501–508. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.04.051>

11. Abdul Afram, Farrokh Janabi-Sharifi, Alan S. Fung, Kaamran Raahemifar. Artificial neural network (ANN) based model predictive control (MPC) and optimization of HVAC systems: A state of the art review and case study of a residential HVAC system. *Energy and Buildings* 2017; (141): 96–113. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.02.012>

References

1. Zakia Afroz, GM Shafiullah, Tania Urme, Gary Higgins. Modeling techniques used in building HVAC control systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018. (83): 64–84. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.044> (in Eng.)
2. Nadine Aoun, Roland Bavière, Mathieu Vallée, Antoine Arousseau, Guillaume Sandou. Modelling and flexible predictive control of buildings space-heating demand in district heating systems. *In Energy*. 2019; (188). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116042> (In Eng.)
3. Tarasenko Yu. A. Energy efficient management of engineering systems. *Building Automation and Safety*. 2019; (70). <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:55de0e88-bfcc-42de-b7e6-14356bd1d4a0/energyefficiency-management-of-engineering-systems-brochure-ru.pdf> (In Russ.)
4. Shilin A. S. Mathematical model of optimization of systems for providing microclimate in public buildings. Low-temperature and food technologies in the XXI century: IX International scientific and technical conference. St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics 2019; 273–278. (in Russ.)
5. Zakharov A. A., Zakharova I. G., Romazanov A. R., Shirokikh A. V. The Thermal Regime Simulation and the Heat Management of a Smart Building. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy* 2018; 4(2): 105–119. (In Russ.)
6. Bismarck M. Using weather forecast to optimize energy consumption under optimal comfort conditions. АВОК. 2018. http://www.sauter-bc.ru/rru/download/file_pdf/Meteomodul_Unidom.pdf. (In Russ.)
7. Bismarck M. Predictive control using meteorological data – an intelligent tool for managing building climate control. АВОК 2020; (3): 52–57 (In Russ.)
8. Germán Ramos Ruiz, Eva Lucas Segarra, Carlos Fernández Bandera. Model Predictive Control Optimization via Genetic Algorithm Using a Detailed Building Energy Model. *Energies* 2019, 12(1), 34; <https://doi.org/10.3390/en12010034> (In Eng.)
9. Tarasenko Yu. A. Predictive heating control. 2019. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:ce9eebd6-ad34-473d-925d-b93b3acc4c80/predictive-management-of-heating-article-ru.pdf> (In Russ.)
10. Martins Miezi, Dzintars Jaunzems, Nicholas Stancioff. Predictive Control of a Building Heating System. *Energy Procedia* 2017; (113): 501–508. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.04.051> (In Eng.)
11. Abdul Afram, Farrokh Janabi-Sharifi, Alan S. Fung, Kaamran Raahemifar. Artificial neural network (ANN) based model predictive control (MPC) and optimization of HVAC systems: A state of the art review and case study of a residential HVAC system. *Energy and Buildings* 2017; (141): 96–113. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.02.012> (In Eng.)

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-132-141>

УДК 621.314.212:621.315.615

Электрофизические свойства смесей минерального масла и синтетической сложноэфирной диэлектрической жидкости

Лютикова М. Н.^{1*}, Коробейников С. М.¹, Коновалов А. А.²

¹ ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
пр. К. Маркса, 20, 630073, г. Новосибирск, Россия

² ПАО «Россети»
ул. Беловежская, 4, 121353, г. Москва, Россия

Поступила / Received 06.03.2021

Принята к печати / Accepted for publication 23.04.2021

Силовые трансформаторы являются ключевым оборудованием в системах генерации, передачи и распределения электроэнергии. Надежность работы силовых трансформаторов базируется на работоспособности изоляционной системы, которая включает в себя твердую целлюлозную изоляцию и жидкий диэлектрик. Современная энергетика требует от жидкой изоляции превосходные изоляционные свойства, высокие огнестойкие свойства и способность к биологическому разложению. Минеральное масло, которое используется более 100 лет, не отвечает некоторым требованиям. Поэтому в настоящее время рассматриваются различные способы усиления изоляционных свойств масла, в том числе путем смешения его с другими жидкими диэлектриками, обладающими улучшенными свойствами. В качестве таких альтернативных жидкостей рассматриваются синтетические и натуральные эфиры.

Рассмотрена возможность усиления изоляционных характеристик минерального масла с высоким содержанием ароматических углеводородов (на примере масла марки Т-750) путем смешения его с синтетическим сложным эфиром Midel 7131. Приведена оценка изоляционных параметров полученных смесей с долей эфира в минеральном масле от 0% до 50%. Описываются основные характеристики смесей, такие, как плотность, кинематическая вязкость, температура вспышки, тангенс угла диэлектрических потерь, относительная диэлектрическая проницаемость, пробивное напряжение и влагосодержание. Показано, что с повышением доли эфира одни параметры полученной изоляционной жидкости улучшаются (температура вспышки, диэлектрическая проницаемость, пробивное напряжение), а другие показатели (плотность, кинематическая вязкость, тангенс угла диэлектрических потерь) при содержании эфира более 10% в смеси не соответствуют требованиям, предъявляемым к минеральным маслам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: минеральное изоляционное масло, синтетический эфир, электрофизические свойства, пробивное напряжение, диэлектрические потери, диэлектрическая проницаемость, температура вспышки, вязкость, плотность

Адрес для переписки:

Лютикова М. Н.
ФГБОУ ВО «НГТУ», кафедра Безопасность труда
пр. К. Маркса, 20, 630073, Россия
e-mail: m.lyutikova@mail.ru

Address for correspondence:

Lyutikova M. N.
Novosibirsk State Technical University
K. Marxa str., 20, 630073, Novosibirsk, Russia
e-mail: m.lyutikova@mail.ru

Для цитирования:

Лютикова М. Н., Коробейников С. М., Коновалов А. А. Электрофизические свойства смесей минерального масла и синтетической сложноэфирной диэлектрической жидкости. Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14, №2. – С. 132 – 141.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-132-141>

For citation:

Lyutikova M. N., Korobeynikov S. M., Konovalov A. A. [Electro-physical properties of mixtures of mineral oil and synthetic ester dielectric liquid]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021, vol. 14, no. 2, pp. 132 – 141. (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-132-141>

Electrophysical properties of mixtures of mineral oil and synthetic ester dielectric liquid

Lyutikova M. N.^{1*}, Korobeynikov S. M.¹, Konovalov A. A.²

¹ Novosibirsk State Technical University
K. Marxa str., 20, 630073, Novosibirsk, Russia

² PJSC «Rosseti»
Belovezhskaya str., 4, 121353, Moscow, Russia

Power transformers are key equipment in power generation, transmission, and distribution systems. The reliability of power transformers is based on the performance of the insulation system, which includes solid cellulose insulation and a liquid dielectric. Modern power engineering requires liquid insulation to have excellent insulating properties, high fire resistance, and biodegradability. Mineral oil that has been in use for over 100 years does not meet certain requirements. Therefore, various methods of enhancing the insulating properties of the oil are currently being considered, including mixing it with other liquid dielectrics, which have excellent properties. Synthetic and natural esters are considered as alternative fluids.

This article discusses the possibility of enhancing the insulating characteristics of mineral oil with a high content of aromatic hydrocarbons (for example, T-750 oil) by mixing it with synthetic ester Midel 7131. Assessment is given of insulating parameters of the resulting mixtures with an ester fraction in mineral oil from 0% to fifty%. The main characteristics of the mixtures are described, such as density, kinematic viscosity, flash point, dielectric loss tangent, relative dielectric permittivity, breakdown voltage, and moisture content. It is shown that with an increase in the proportion of ester, some parameters of the obtained insulating liquid improve (flash point, dielectric constant, breakdown voltage), while values of other parameters (density, kinematic viscosity, dielectric loss tangent) with an ester content of more than 10% in the mixture do not meet the requirements for mineral oils.

KEYWORDS: mineral insulating oil, synthetic ester, electrophysical properties, breakdown voltage, dielectric loss, dielectric permittivity, flash point, viscosity, density

Роботизация производства, массовая компьютеризация, а также активное внедрение цифровых технологий во многие аспекты современной жизни требуют большого потребления электрической энергии, а следовательно, на энергетические компании возлагается высокая ответственность за обеспечение бесперебойного электроснабжения. Осуществление надежного электроснабжения зависит, в том числе, от работоспособности главных компонентов электрической цепи — силовых трансформаторов. Надежная работа силового трансформатора в первую очередь основана на исправном состоянии изоляционной системы, представляющей собой комплекс из твердой целлюлозной изоляции и трансформаторного масла.

До настоящего времени минеральные масла оставались наиболее успешными диэлектриками для силовых трансформаторов во всем мире. Однако по причине недостаточной стойкости к окислению в процессе эксплуатации, низкой огнестойкости и способности к биологическому разложению с каждым годом все активнее рассматриваются способы улучшения характеристик минерального масла [1, 2]. Всесторонне изучается оптимизация изоляционных свойств минерального масла путем внесения определенных присадок [3], наночастиц некоторых химических соединений [4–6], смешения с биоразлагаемыми натуральными [7–10] или синтетическими эфирами [9–12]. Усиление слабых свойств минерального масла, в частности, температуры вспышки с помощью специальных присадок не дают существенного результата [3]. Однозначные

результаты пока не достигнуты и в области получения наножидкостей, базирующихся на минеральном масле и диспергированных в нем частиц размером от 1 до 100 нм ($1 \text{ нм} = 10^{-9} \text{ м}$) таких соединений, как TiO_2 , Al_2O_3 , Fe_3O_4 , SiO_2 , C_{60} и др. [4–6].

Смешением минерального масла и натурального эфира можно добиться усиления огнестойких свойств, повышения способности к разложению жидкости микроорганизмами, возрастания предела растворимости воды, и, как следствие, увеличения электрической прочности, а также срока службы твердой изоляции [7, 8, 10]. Однако добавление природного эфира к минеральному маслу приводит к существенному ухудшению одного из главных свойств — стойкости против окисления, поскольку натуральные эфиры изначально не обладают достаточным уровнем противоокислительной стабильности из-за наличия в структуре сложного эфира триглицерида соединений с двойными $\text{C}=\text{C}$ связями (моно-, ди- и триненасыщенные жирные кислоты) [6].

Синтетические эфиры, напротив, благодаря химической основе (сложные эфиры пентаэритрита) обладают превосходной стабильностью к окислению [11, 12]. Добавление синтетического сложного эфира к минеральному маслу по [9–12] позволяет улучшить такие характеристики, как температура вспышки, пробивное напряжение, биоразлагаемость, способность противостоять агрессивным эксплуатационным факторам, а также уменьшить влагосодержание в целлюлозной изоляции. Последнее положительно сказывается на механической прочности, а, следовательно, на рабо-

тоспособности бумажной изоляции трансформатора в течение длительного периода эксплуатации [13, 14].

Важным моментом при смешении жидкостей является определение пропорции смешения, которая будет максимально способствовать улучшению изоляционных характеристик полученной смеси без критического ухудшения других характеристик. В большей части исследований [9–14] предлагается смешение масла и эфира проводить в соотношении 80:20. Однако эта формула может быть эффективна только для нефтяного масла, по которому выполнено немало исследований зарубежными коллегами. Обусловлено это тем, что иностранными энергетическими компаниями используется в основном минеральное масло, полученное из нефтяной нефти. В России большая часть высоковольтного оборудования эксплуатируется с маслом на основе парафиновых углеводородов (масло марок ГК и ВГ), чуть меньше с ароматическим маслом, в число которых входят масла марки ТКп и Т-750. Структурно-групповой состав ароматического масла сильно отличается от нефтяного минерального масла (например, Shell Diala D), поэтому идеальная пропорция смешения масло-эфир для ароматического масла вполне может быть другой.

К изучению свойств смесей ароматического масла и синтетического эфира побуждает следующий немаловажный факт. Согласно требованиям стандарта [15] и других технических документов доливка масла в электрооборудование должна осуществляться с учетом области применения масла, а если быть точнее, с учетом группы стабильности против окисления. Масло ТКп и Т-750 относятся к низкой и средней окислительной стабильности соответственно. Данные марки масла нельзя смешивать с такими наиболее распространенными минеральными маслами, как ГК, ВГ, Nytro 11GX и др. Подтверждением тому служит работа [16]. Смешение ароматических масел допускается только либо между собой, либо доливкой масла такой же марки. С начала 90-х годов производство ароматических масел, в частности ТКп и Т-750, прекращено по экологическим соображениям. На складах энергетических предприятий не осталось запасов чистого масла ТКп и Т-750. Однако в действующем высоковольтном оборудовании магистральных электрических сетей, не говоря уже об оборудовании предприятий генерации электроэнергии и распределительных сетей, в настоящее время эксплуатируется около 36 тыс. т такого масла. Поэтому смешение ароматического масла со сложнэфирными диэлектрическими жидкостями, у которых имеются преобладающие свойства, следует рассматривать как возможность доливки для поддержания требуемого уровня изоляционной жидкости в высоковольтном оборудовании. Таким

образом, исследование свойств электроизоляционных смесей, состоящих из минерального масла с повышенным содержанием ароматических углеводородов и синтетического сложного эфира, является весьма актуальным.

Целью статьи является проведение оценки изоляционных свойств смесей, полученных на основе минерального масла с высоким содержанием ароматических углеводородов и диэлектрической сложнэфирной жидкости, для определения перспектив их применения в высоковольтном оборудовании.

Объектами исследования служили минеральное масло с высоким содержанием ароматических соединений (марки Т-750), синтетический эфир Midel 7131, а также их смеси. Выбор минерального масла объясняется вышеописанной проблемой, связанной с отсутствием подходящего масла при доливке к маслу Т-750. Применение синтетической диэлектрической жидкости Midel 7131 обусловлено его широкой коммерческой доступностью, а также превосходными изоляционными свойствами, что подтверждено данными исследований [11, 17].

В составе масла Т-750 содержится более 20% ароматических соединений. Ароматические соединения, с одной стороны, определяют положительное качество масла — способность масла поглощать газы и увеличивать стойкость масла к частичным разрядам. С другой стороны, повышенное содержание ароматических соединений в герметичных условиях способствуют образованию нерастворимого осадка, в том числе проводящего сульфида меди Cu_2S . Такая проблема особенно характерна для герметичных высоковольтных вводов с маслом Т-750, эксплуатируемых продолжительное время [18].

Диэлектрическая жидкость Midel 7131 компании M&I Materials Ltd Hibernia Way Trafford Park (Великобритания) представляет собой сложный эфир жирных кислот и многоатомного спирта — пентаэритрита, структура молекулы которого приведена на рисунке 1. Число

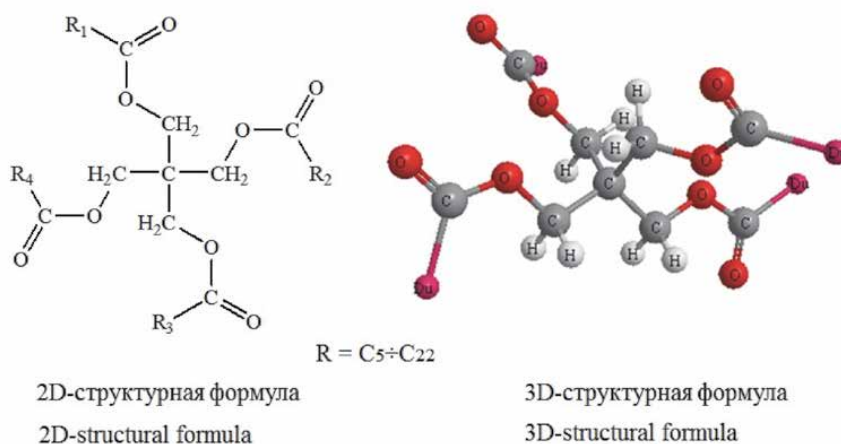


Рисунок 1. Химическая структура молекул синтетического эфира: пентаэритрита и карбоновых кислот (R -карбоксильный радикал с числом атомов углерода от 5 до 22) [17]
Figure 1. Chemical structure of synthetic ester molecules: pentaerythritol and carboxylic acids (R -carboxyl radical with 5 to 22 carbon atoms) [17]

атомов углерода в карбоксильном радикале (R) может составлять от C₅ до C₂₂, а структура этих радикалов может быть как линейной, так и изомерной. Кроме того, все четыре эфирные связи пентаэритрита могут включать одинаковые жирные кислоты (R₁=R₂=R₃=R₄) или четыре разных радикала (R₁≠R₂≠R₃≠R₄), что означает различные жирные кислоты с неодинаковым строением.

Перед проведением испытаний пробы ароматического масла, взятые из работающего оборудования (высоковольтные герметичные вводы), были очищены от воды с помощью адсорбентов, а также от растворенных газов методом дегазации. Синтетический эфир не требовал предварительной подготовки, так как поставляется очищенным от примесей (вода, воздух) в тщательно запечатанных канистрах.

Основные характеристики минерального масла и сложноефирной жидкости, а также стандартные документы, на основе которых проводились испытания изоляционных жидкостей, приведены в таблице 1.

Смеси на основе минерального масла (ММ) и синтетического эфира (СЭ) готовились при комнатной температуре с процентом содержания масла и эфира соответственно 95/5, 90/10, 80/20, 70/30 и 50/50.

Обработку полученных результатов (5–6 параллельных измерений) проводили по рекомендациям, приведенным в методиках на определение показателей масла. Относительное среднеквадратическое отклонение, которое является мерой рассеяния (разброса) результатов измерений вокруг среднего, рассчитанное по 6 параллельным измерениям, не превысило 10%.

Смешение масла и эфира. На рисунке 2 приведены

Таблица 1. Свойства изоляционных жидкостей

Table 1. Properties of insulating liquids

Показатель Property	Метод испытаний Method	Минеральное масло (ММ) Mineral oil (MO)	Синтетический эфир (СЭ) Synthetic ester (SE)
Внешний вид Appearance	ГОСТ Р 54331 IEC 60296	Желтая прозрачная жидкость без взвеси и осадка Yellow transparent liquid without suspension and sediment	Бесцветная прозрачная жидкость без взвеси и осадка Colorless transparent liquid without suspension and sediment
Плотность (ρ), г/см ³ Density (ρ), g/cm ³ при 20°C (at 20°C) при 40°C (at 40°C) при 60°C (at 60°C)	ГОСТ Р 51069 ISO 12185	0,873 0,865 0,857	0,970 0,956 0,943
Кинематическая вязкость, м ² /с Kinematic viscosity, mm ² /s при 25°C (at 25°C) при 40°C (at 40°C) при 60°C (at 60°C)	ГОСТ 33 ISO 3675	20,5 10,6 7,8	62,0 27,8 19,1
Температура вспышки в закрытом тигле ($T_{всп}$), °C Flash point (close cup), °C	ГОСТ 6356 ISO 2719	142	260
Пробивное напряжение ($U_{пр}$), кВ Breakdown voltage (BDV), kV	ГОСТ 6581 IEC 60156	54	77
Влагосодержание, г/т Water content, g/t (ppm)	ГОСТ Р МЭК 60814 IEC 60814	9,4	47,2
Тангенс угла диэлектрических потерь ($tg\delta$), % Dielectric dissipation factor ($tg\delta$), % при 25°C (at 25°C) при 70°C (at 70°C) при 90°C (at 90°C)	ГОСТ 6581 IEC 60247	0,04 0,05 0,10	0,10 1,00 2,13
Относительная диэлектрическая проницаемость (ϵ_r) Relative permittivity (ϵ_r) при 25°C (at 25°C) при 70°C (at 70°C) при 90°C (at 90°C)	ГОСТ 6581 IEC 60247	2,34 1,85 1,73	3,00 2,57 2,40

фотографии образцов масла с содержанием эфира от 0% до 100%. С целью проверки устойчивости на предмет однородности смеси нагревались и охлаждались от 60°C до –30°C в течение 3 часов при изменении температуры на каждые 10°C. На всем протяжении эксперимента смеси масла и эфира не расслаиваются и оста-

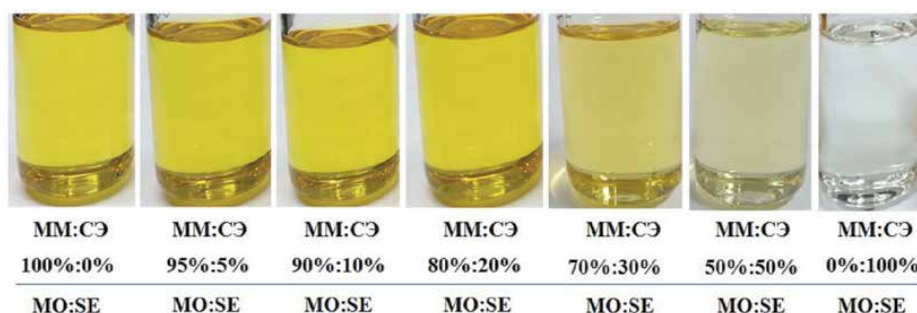


Рисунок 2. Внешний вид смесей минерального масла (ММ) и синтетического эфира (СЭ) в разных пропорциях

Figure 2. Appearance of mixtures of mineral oil (MM) and synthetic ester (SE) in different proportions

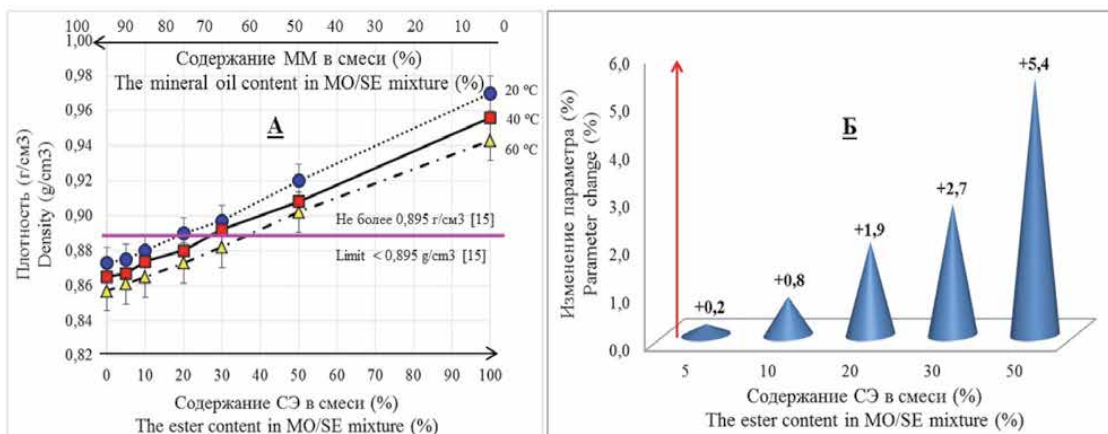


Рисунок 3. Значение плотности в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения ρ масла при 20 °С

Figure 3. Density value depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in parameter in % of the initial value ρ of oil at 20 °С

ются гомогенными.

Плотность. Согласно стандарту [15] плотность минерального масла должна быть не более 0,895 г/см³ при 20 °С. Плотность такого масла при температуре 0 °С составит порядка 0,910 г/см³. Такая плотность меньше плотности льда (0,920 г/см³), поэтому кристаллы воды, образующиеся в толще масла при температуре 0 °С и ниже, опускаются на дно. В случае плотности кристаллов льда, близкой к плотности охлажденного масла, частицы льда находятся во взвешенном состоянии и могут спровоцировать электрический пробой. Поэтому изоляционные жидкости с высокими значениями плотности при низких температурах являются нежелательными для использования вследствие возможности всплытия кристаллов льда. Сравнивая полученные результаты с установленной нормой плотности 0,895 г/см³ при 20 °С можно сделать вывод, что смеси с содержанием эфира более 20% не подходят для применения в высоковольтном оборудовании (рисунок 3). Однако, стоит заметить, что для диэлектрических сложнотэфирных жидкостей граничное значение плотности

при температуре 20 °С составляет не более 1,00 г/см³, то есть больше плотности льда [19].

Кинематическая вязкость является важным физико-техническим параметром. Для достижения высокой теплопередачи в силовых трансформаторах за счет конвекции необходимы низкое значение вязкости и хорошая удельная теплоемкость. Вязкость минерального масла намного ниже вязкости синтетического эфира. Поэтому с увеличением доли эфира вязкость смеси увеличивается (рисунок 4): для 5%-го содержания эфира вязкость, измеренная при 40 °С, возрастает почти на 9% (с 10,6 мм²/с до 11,5 мм²/с), а для 10%-ой смеси — на 18% (с 10,6 мм²/с до 12,5 мм²/с). При содержании эфира 20% вязкость достигает недопустимого значения 13,8 мм²/с, превышающего установленное стандартом [15] нормативное значение (12 мм²/с при 40 °С). Повышение вязкости изоляционной жидкости, прежде всего, сильно влияет на теплофизические характеристики, в том числе, на ухудшение теплопередачи внутри трансформатора [20].

Температура вспышки. На рисунке 5А показаны ре-

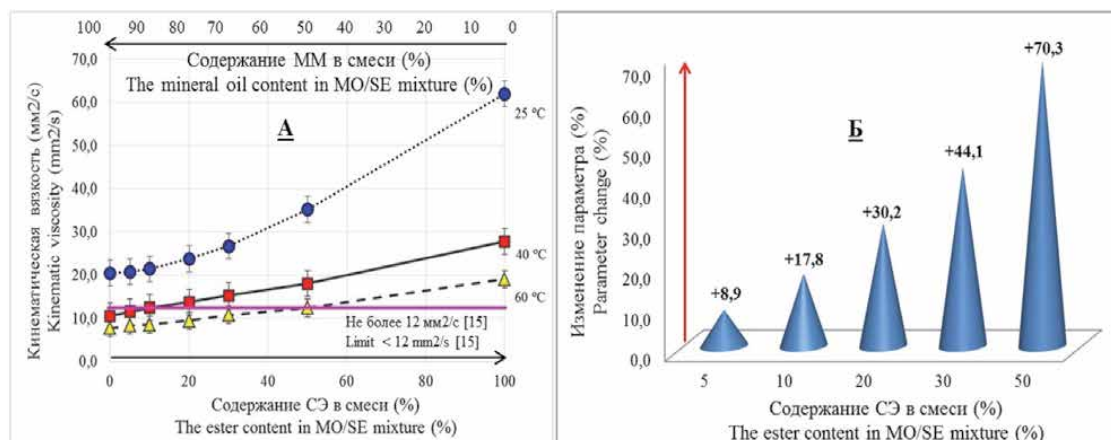


Рисунок 4. Значение кинематической вязкости в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения η масла при 40 °С

Figure 4. The value of kinematic viscosity, depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in the parameter in % of the initial value of η oil at 40 °С

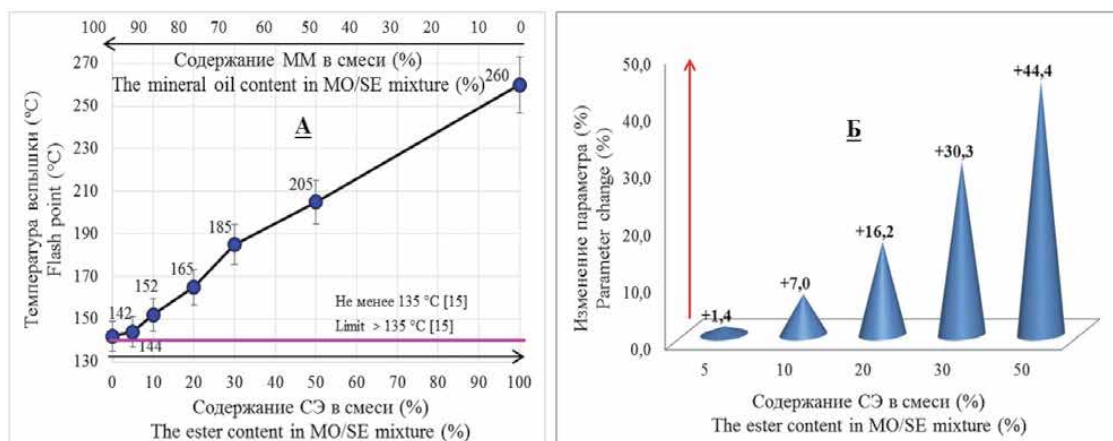


Рисунок 5. Значение температуры вспышки в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения $T_{всп}$ масла

Figure 5. Flash point value depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in the parameter in % of the initial value of T_{flash} oil

зультаты измерений температуры вспышки в закрытом тигле смесей минерального масла и синтетического сложного эфира. Согласно представленной информации с увеличением содержания сложного эфира температура вспышки повышается. Для смеси, в которой процентное содержание синтетического сложного эфира составляет 50%, значение температуры вспышки достигает 205°C, что приводит к улучшению данного показателя на 44,4% (рисунок 5Б).

Минеральное масло относится к многокомпонентным коллоидным системам, состоящим из разных углеводородных фракций: тяжелой, средней и легкой. В легкую фракцию входят, прежде всего, газообразные углеводороды от C_1 до C_4 . Легкие вещества в минеральном масле выделяются при значительно более низких температурах, чем в случае синтетического эфира, основой которого является тяжелый высокомолекулярный эфир пентаэритрита. Увеличение доли эфира в смеси приводит к повышению тяжелой фракции и, соответственно, уменьшению доли легких компонентов минерального масла, что и обуславливает повы-

шение температуры вспышки изоляционной смеси.

Тангенс угла диэлектрических потерь. Значение $tg\delta$ полученных изоляционных жидкостей возрастает пропорционально содержанию эфира в смеси. В силу своей полярной природы диэлектрическая сложноефирная жидкость Midel 7131 уже в начальном состоянии имеет несколько более высокий тангенс по сравнению с минеральным маслом (таблица 1, рисунок 6). При добавлении синтетического эфира к маслу в количестве более 20% по объему значение тангенса угла диэлектрических потерь превышает граничный предел (0,5% при 90°C), установленный для товарных масел [15]. Повышенное значение тангенса угла диэлектрических потерь масла сказывается и на диэлектрических потерях бумажной изоляции вследствие ее пропитки смесью масла и эфира, но в то же время минеральное масло с добавленным к нему синтетическим эфиром положительно влияет на срок службы твердой изоляции [13].

Диэлектрическая проницаемость. Диэлектрическая проницаемость жидкости относится к важным электрофизическим параметрам, характеризующим

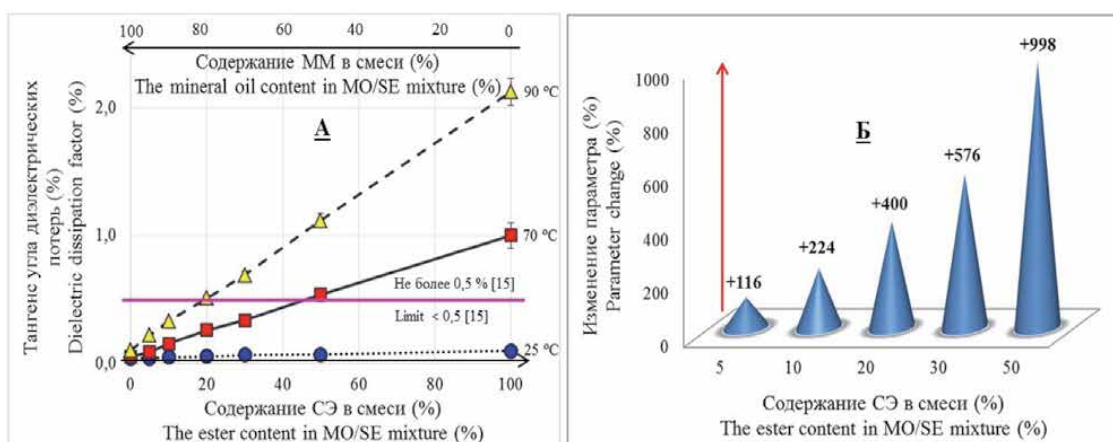


Рисунок 6. Значение тангенса угла диэлектрических потерь в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения $tg\delta$ масла при температуре 90°C

Figure 6. The value of the dielectric dissipation factor $tg\delta$ (%) depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in the parameter in % of the initial $tg\delta$ value of the oil at a temperature of 90°C

дипольный момент и поляризуемость молекул. Минеральное изоляционное масло, в частности Т-750, в силу небольшого количества полярных молекул изначально имеет небольшую величину относительной диэлектрической проницаемости (2,34). Полярные группы С=О и эфирные мостики С-О-С в молекулах синтетического сложного эфира Midel 7131, обладающие дипольным моментом, обуславливают слабополярную природу жидкости Midel 7131, и, соответственно, более высокую ϵ_r , равную 3,00. Смешение этих двух жидкостей ведет к возрастанию относительной диэлектрической проницаемости пропорционально увеличению доли сложноэфирной жидкости в минеральном масле (рисунок 7А). Относительно высокое значение ϵ_r смеси достигается при 50%-ном содержании сложноэфирной жидкости ($\epsilon_r > 2,6$). Приближение значения относительной диэлектрической проницаемости изоляционной жидкости к ϵ_r целлюлозной изоляции ($\epsilon_r = 3,6 \div 4,7$) будет положительно сказываться на выравнивании напряженности поля в системе «целлюлоза – жидкость».

Пробивное напряжение и влагосодержание. На рисунке 8 приведены результаты измерений пробивного напряжения и влагосодержания в смеси масла с эфиром.

Анализируя данные, можно заметить, что пробивное напряжение возрастает пропорционально с увеличением доли эфира в масле. Содержание воды в эфире изначально составляло почти в 2 раза больше, чем в масле, поэтому добавление эфира сказывается и на повышении влагосодержания в смесях. Несмотря на это, во всех смесях сохраняется высокий уровень пробивного напряжения, особенно значительный рост данного показателя по сравнению с минеральным маслом без добавления эфира наблюдается в смесях с содержанием эфира 20% и выше. Объясняется это тем, что синтетические эфиры имеют высокий предел растворимости воды, примерно в 30 раз больше, чем у масла (или 2500 г/т против 70 г/т при 25°C) [17]. Из всех существующих форм воды в жидком диэлектрике значительное влияние на снижение пробивного напряжения оказывает эмульсионная или диспергированная

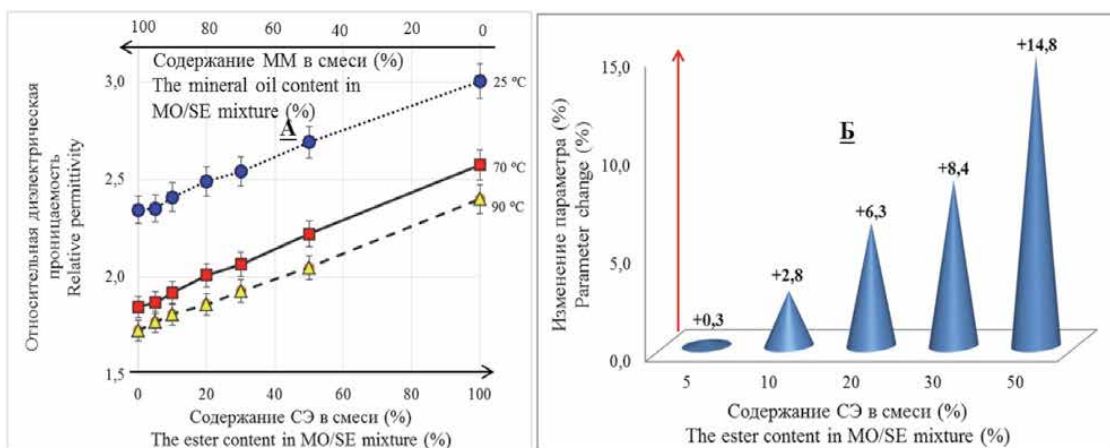


Рисунок 7. Значение относительной диэлектрической проницаемости в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения ϵ_r масла при температуре 25°C
Figure 7. The value of the relative permittivity, depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in parameter in % of the initial value of ϵ_r of oil at a temperature of 25°C

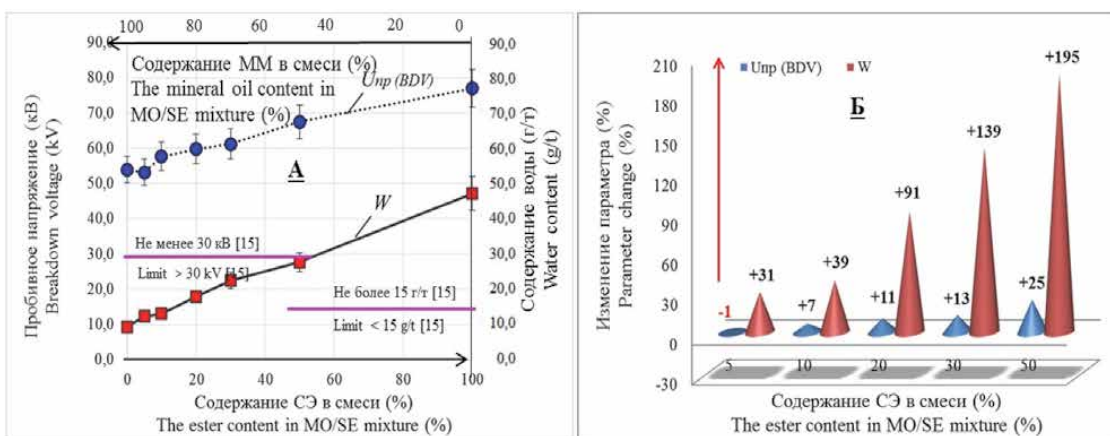


Рисунок 8. Значение пробивного напряжения (U_{np}) и влаги (W) в зависимости от содержания синтетического эфира (СЭ) в минеральном масле (ММ): А) в абсолютном выражении; Б) изменение параметра в % от первоначального значения U_{np} и W масла
Figure 8. Breakdown voltage (BDV) and moisture (W) value depending on the content of synthetic ester (SE) in mineral oil (MO): A) in absolute terms; B) change in the parameter in % of the initial value of BDV and W oil

вода. При добавлении относительно полярного эфира к неполярному маслу влага переходит из эмульсионного состояния в растворенное, тем самым существенно уменьшая влияние влажности на значение пробивного напряжения [7]. Граничные значения пробивного напряжения и влагосодержания для свежих масел или регенерированных, приведенные в нормативном документе [15], составляют от 30 кВ и не более 15 г/т соответственно. Поэтому все смеси могут использоваться в высоковольтном оборудовании, но с обязательным доведением характеристик до норм с помощью специальных методов очистки от воды.

В таблице 2 приведены консолидированные данные, полученные при измерении параметров смеси ароматического минерального масла и синтетического сложного эфира.

Таким образом, добавление синтетического эфира к минеральному маслу в количестве от 5% до 50% по объему приводит к существенному улучшению таких характеристик, как пробивное напряжение, температура вспышки, а также относительная диэлектрическая постоянная. В то же время смешение этих двух изоляционных жидкостей сопровождается нежелательным

увеличением плотности, кинематической вязкости, тангенса угла диэлектрических потерь, особенно при содержании эфира в масле более 10%. Эксплуатация высоковольтного оборудования с изоляционной смесью масла и эфира, обладающей высокой вязкостью и плотностью, особенно проблематична при температурных колебаниях изоляционной системы. Учитывая данный факт, работа электрооборудования в нормальном режиме (при содержании эфира в смеси более 10%) возможна лишь с предварительной модификацией его конструкции, например, путем увеличения изоляционных промежутков, изменения системы охлаждения и т. д.

Оценивая значимость каждого параметра изоляционной жидкости, можно отметить, что пробивное напряжение является наиболее важным электрофизическим свойством любого жидкого диэлектрика. Опыты показывают, что несмотря на увеличение влагосодержания, электрическая прочность изоляционной смеси остается на высоком уровне. Близкие значения относительной диэлектрической проницаемости изоляционной жидкости и целлюлозной изоляции способствует выравниванию напряженности поля в системе «целлюлоза – жидкость», и, следовательно, будет уменьшать количество мест с высокой напряженностью электрического поля, а также вероятность возникновения и интенсивность частичных разрядов. Увеличение температуры вспышки в закрытом тигле изоляционных смесей является чрезвычайно важной тенденцией, так как это указывает на усиление огнестойких свойств жидкости в случае возникновения пожара. Именно сильных противопожарных свойств недостает минеральному маслу, поэтому добавление эфира, особенно в количестве 50%, значительно улучшает данный показатель. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляционной смеси с содержанием сложного эфира более 20% превышает предельно-допустимое значение, установленное для минерального масла в эксплуатации [15]. Однако пока не понятно, как увеличение диэлектрических потерь изоляционной жидкости скажется на состоянии твердой изоляции трансформатора. В данном направлении требуется дополнительные исследования. В более глубоких исследованиях нуждается такой факт, как увеличение вязкости и плотности смесей. Поскольку данные показатели отвечают за теплопередачу внутри трансформатора и образование кристаллических включений соответственно. Поэтому в дальнейшем необходимо

Таблица 2. Характеристики смесей минерального масла (ММ) и диэлектрической сложной эфирной жидкости (СЭ)

Table 2. Properties of mixtures of mineral oil (MO) and synthetic dielectric ester liquid (SE)

Показатель Property	Пропорция минерального масла (ММ) и синтетического эфира (СЭ), % MM:CE Proportion of mineral oil (MM) and synthetic ester (SE),% MO:SE				
	95:5	90:10	80:20	70:30	50:50
Плотность (ρ), г/см ³ Density (ρ), g/cm ³ при 20°C (at 20°C) при 40°C (at 40°C) при 60°C (at 60°C)	0,875 0,867 0,861	0,880 0,874 0,865	0,890 0,880 0,873	0,897 0,892 0,882	0,920 0,908 0,902
Кинематическая вязкость, мм ² /с Kinematic viscosity, mm ² /s при 25°C (at 25°C) при 40°C (at 40°C) при 60°C (at 60°C)	20,8 11,5 8,3	21,5 12,5 8,6	23,8 13,8 9,5	26,8 15,3 10,8	35,3 18,1 12,4
Температура вспышки в закрытом тигле ($T_{всп}$), °C Flash point (close cup) (T_{flash}), °C	144	152	165	185	205
Пробивное напряжение ($U_{пр}$), кВ Breakdown voltage (BDV), kV	53,2	57,7	59,8	61,2	67,5
Влагосодержание, г/т Water content, g/t (ppm)	12,3	13,1	18,0	22,5	27,7
Тангенс угла диэлектрических потерь (tg δ), % Dielectric dissipation factor (tg δ), % при 25°C (at 25°C) при 70°C (at 70°C) при 90°C (at 90°C)	0,04 0,09 0,22	0,05 0,15 0,33	0,05 0,26 0,51	0,06 0,34 0,69	0,07 0,54 1,12
Относительная диэлектрическая проницаемость (ϵ_r) Relative permittivity (ϵ_r) при 25°C (at 25°C) при 70°C (at 70°C) при 90°C (at 90°C)	2,35 1,87 1,77	2,41 1,92 1,81	2,49 2,01 1,86	2,54 2,07 1,93	2,69 2,22 2,05

провести математические расчеты и опыты на тепловых моделях силовых трансформаторов конкретных типов.

Резюмируя полученные данные по изученным электрофизическим характеристикам, можно отметить, что изоляционные смеси минерального ароматического масла с содержанием эфира до 10% могут использоваться в силовых трансформаторах, высоковольтных вводах, высоковольтных выключателях, измерительных трансформаторах напряжения и трансформаторах тока напряжением до 110 кВ, поскольку значения показателей (пробивное напряжение, влагосодержание, температура вспышки, плотность, вязкость) соответствуют требованиям СТО [15]. В любом случае, перед доливкой в оборудование сложноэфирную жидкость или приготовленные смеси следует очищать от содержащейся в них воды.

Несомненно, для понимания степени надежности эксплуатации и увеличения временного периода бесперебойной работы высоковольтного оборудования необходимо провести как можно более полную оценку свойств смесей минерального масла и сложноэфирной жидкости. Поэтому дальнейшие исследования будут направлены на изучение физико-химических показателей, а именно, стабильность к окислению, факторы, влияющие на ускоренное образование полярных соединений, а также поведение изоляционных смесей в процессе продолжительного термического окисления с доступом и без доступа воздуха. Будущие исследования затронут такие важные вопросы, как влияние повышения вязкости на теплообмен, влияние увеличения плотности на образование кристаллов льда в толще масла, влияние повышенного значения тангенса угла диэлектрических потерь на состояние изоляционной бумаги, возникновение и интенсивность частичных разрядов, образование газов под воздействием повышенной температуры и высокого напряжения. Кроме того, немаловажным является и изучение вопроса о совместимости смесей масла и эфиров с конструкционными материалами электрооборудования. Понимание физико-химических процессов, происходящих в изоляционной жидкости на молекулярном уровне под воздействием различных факторов, а также изучение электрофизических явлений поможет глубже оценить перспективность использования смесей минерального масла и сложноэфирной жидкости в электрооборудовании.

Выводы

1. Смешение ароматического минерального масла с синтетической диэлектрической жидкостью позволяет усилить такие показатели масла, как пробивное напряжение, температура вспышки, относительная диэлектрическая проницаемость. При этом улучшение показателей изоляционной смеси происходит пропорционально добавляемому эфиру от 5% до 50%, несмотря на увеличение общего влагосодержания.

2. При содержании синтетического эфира в масле до 20% плотность (при 20°C) и тангенс угла диэлектриче-

ских потерь (при 90°C) увеличиваются в допустимых пределах относительно нормируемых значений для минерального масла.

3. Оценивая значения кинематической вязкости изоляционной смеси, состоящей из 90% ароматического масла и 10% синтетической сложноэфирной жидкости, можно отметить, что такая пропорция смешения является предельной для применения в электрооборудовании без ограничения в нагрузках и внесения каких-либо конструктивных изменений. Однако, данный вывод, несомненно, подлежит дополнительной проверке на тепловых моделях силовых трансформаторов конкретных типов.

Список использованных источников

1. Wang X., Tang Ch., Huang B., Hao J., Chen G. Review of Research Progress on the Electrical Properties and Modification of Mineral Insulating Oils Used in Power Transformers. *Energies* 2018; 11(487): 1–31.
2. Mohan Rao U., Fofana I., Jaya T., Rodriguez-Celis E. M., Jalbert J., Picher P. Alternative Dielectric Fluids for Transformer Insulation System: Progress, Challenges, and Future Prospects. *IEEE Access* 2019; (7): 184552–184571.
3. Huang Y., Wei J., Yi J. Combustion behavior of mineral insulating oil with addition of flame retardants. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 2020. DOI:10.1088/1755-1315/508/1/012155.
4. Chen J., Sun P., Sima W., Shao Q., Ye L., Li Ch. A Promising Nano-Insulating-Oil for Industrial Application: Electrical Properties and Modification Mechanism. *Nanomaterials* 2019; 9(788): 1–24.
5. Khaled U., Beroual A. Influence of Conductive Nanoparticles on the Breakdown Voltage of Mineral Oil, Synthetic and Natural Ester Oil-based Nanofluids. *IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Italy 2019: 1–4.
6. Rafiq M., Shafique M., Azam A., Ateeq M., Khan I. A., Hussain A. Sustainable, Renewable and Environmental-Friendly Insulation Systems for High Voltages Applications. *Molecules* 2020; 25(3901): 1–43.
7. Nadolny Z., Dombek G. Thermal properties of mixture of mineral oil and natural ester in terms of their application in the transformer. *E3S Web of Conferences* 19 01040 2017. DOI: 10.1051/e3sconf/20171901040.
8. Beroual A., Sitorus H. B. H., Setiabudy R., Bismo S. Comparative study of AC and DC breakdown voltages in *Jatropha methyl ester oil*, mineral oil, and their mixtures. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* 2018; 25(5): 1831–1836.
9. Beroual A., Khaled U., Seraphine P., Sitorus H. Comparative study of breakdown voltage of mineral, synthetic and natural oils and based mineral oil mixtures under AC and DC voltages. *Energies* 2017; 10(4): 5–11.
10. Rouabeh J., M'Barki L., Hammami A., Jallouli I., Driss A. Studies of different types of insulating oils and their mixtures as an alternative to mineral oil for cooling power transformers. *Heliyon* 2019; 5(e01159).
11. Rozga P., Beroual A., Przybylek P., Jaroszewski M., Strzelecki K. A Review on Synthetic Ester Liquids for Transformer Applications. *Energies* 2020; 13(6429).
12. Hamdi A., Fofana I., Mahi D. Stability of mineral oil and oil-ester mixtures under thermal ageing and electrical discharges. *IET Gener. Trans. Distrib* 2017;11(9): 2384–2392.

13. Zukowski P., Rogalski P., Koltunowicz T. N., Kierczynski K., Subocz J., Zenker M. Cellulose Ester Insulation of Power Transformers: Researching the Influence of Moisture on the Phase Shift Angle and Admittance. *Energies* 2020; 13(5511).

14. Zdanowski M., Maleska M. Streaming electrification of insulating liquids mixtures. *Archives of Electrical Engineering* 2019; 68(2): 387–397.

15. Объем и нормы испытаний электрооборудования: СТО 34.01-23.1-001-2017. – М.: ПАО «Россети» 2017;: 262.

16. Лютикова М. Н., Коробейников С. М. О проблемах смешения разных марок минеральных изоляционных масел. Современные проблемы электрофизики и электрогидродинамики 2019;: 100–106.

17. MIDEL 7131. Синтетическая диэлектрическая трансформаторная жидкость. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.midel.com/app/uploads/2018/05/MIDEL-7131-Product-Brochure.pdf> (Дата обращения: 11.11.2020).

18. Лютикова М. Н., Коробейников С. М., Коновалов А. А. Внедрение спектральных методов в диагностику маслонаполненного высоковольтного оборудования. Надежность и безопасность энергетики 2020; 13(2): 110–118.

19. Mohan Rao U., Fofana I., N'cho S. J. On Some Imperative IEEE Standards for Usage of Natural Ester Liquids in Transformers. *IEEE Access* 2018; (8): 2169–3536.

20. Salama M. M., Mansour D. E., Daghra S. M., Abbas A. Thermal performance of transformers filled with environmentally friendly oils under various loading conditions. *Electrical Power and Energy Systems* 2020; (118): 1–10.

References

1. Wang X., Tang Ch., Huang B., Hao J., Chen G. Review of Research Progress on the Electrical Properties and Modification of Mineral Insulating Oils Used in Power Transformers. *Energies* 2018; 11(487): 1–31.

2. Mohan Rao U., Fofana I., Jaya T., Rodriguez-Celis E. M., Jalbert J., Picher P. Alternative Dielectric Fluids for Transformer Insulation System: Progress, Challenges, and Future Prospects. *IEEE Access* 2019; (7): 184552–184571.

3. Huang Y., Wei J., Yi J. Combustion behavior of mineral insulating oil with addition of flame retardants. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science* 2020. DOI:10.1088/1755-1315/508/1/012155.

4. Chen J., Sun P., Sima W., Shao Q., Ye L., Li Ch. A Promising Nano-Insulating-Oil for Industrial Application: Electrical Properties and Modification Mechanism. *Nanomaterials* 2019; 9(788): 1–24.

5. Khaled U., Beroual A. Influence of Conductive Nanoparticles on the Breakdown Voltage of Mineral Oil, Synthetic and Natural Ester Oil-based Nanofluids. *IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Italy* 2019: 1–4.

6. Rafiq M., Shafique M., Azam A., Ateeq M., Khan I. A., Hussain

A. Sustainable, Renewable and Environmental-Friendly Insulation Systems for High Voltages Applications. *Molecules* 2020; 25(3901): 1–43.

7. Nadolny Z., Dombek G. Thermal properties of mixture of mineral oil and natural ester in terms of their application in the transformer. *E3S Web of Conferences* 19 01040 2017. DOI: 10.1051/e3sconf/20171901040.

8. Beroual A., Sitorus H. B. H., Setiabudy R., Bismo S. Comparative study of AC and DC breakdown voltages in Jatropha methyl ester oil, mineral oil, and their mixtures. *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul* 2018; 25(5): 1831–1836.

9. Beroual A., Khaled U., Seraphine P., Sitorus H. Comparative study of breakdown voltage of mineral, synthetic and natural oils and based mineral oil mixtures under AC and DC voltages. *Energies* 2017; 10(4): 5–11.

10. Rouabeh J., M'Barki L., Hammami A., Jallouli I., Driss A. Studies of different types of insulating oils and their mixtures as an alternative to mineral oil for cooling power transformers. *Heliyon* 2019; 5(e01159).

11. Rozga P., Beroual A., Przybylek P., Jaroszewski M., Strzelecki K. A Review on Synthetic Ester Liquids for Transformer Applications. *Energies* 2020; 13(6429).

12. Hamdi A., Fofana I., Mahi D. Stability of mineral oil and oil-ester mixtures under thermal ageing and electrical discharges. *IET Gener. Trans. Distrib* 2017; 11(9): 2384–2392.

13. Zukowski P., Rogalski P., Koltunowicz T. N., Kierczynski K., Subocz J., Zenker M. Cellulose Ester Insulation of Power Transformers: Researching the Influence of Moisture on the Phase Shift Angle and Admittance. *Energies* 2020; 13(5511).

14. Zdanowski M., Maleska M. Streaming electrification of insulating liquids mixtures. *Archives of Electrical Engineering* 2019; 68(2): 387–397.

15. The scope and standards of testing electrical equipment: СТО 34.01-23.1-001-2017. – М.: ПЖС «Posseti» 2017;: 262 (In Russ.)

16. Lyutikova M. N., Korobeynikov S. M. About the problems of mixing different brands of mineral insulating oils. Modern problems of electrophysics and electrohydrodynamics 2019;: 100–106. (In Russ.)

17. MIDEL 7131. Synthetic dielectric transformer liquid. – Available: <https://www.midel.com/app/uploads/2018/05/MIDEL-7131-Product-Brochure.pdf>.

18. Lyutikova M. N., Korobeynikov S. M., Konovalov A. A. The introduction of spectral methods in the diagnosis of oil-filled high-voltage equipment. *Safety and Reliability of Power Industry* 2020; 13(2): 110–118. (In Russ.)

19. Mohan Rao U., Fofana I., N'cho S.J. On Some Imperative IEEE Standards for Usage of Natural Ester Liquids in Transformers. *IEEE Access* 2018; (8): 2169–3536.

20. Salama M. M., Mansour D. E., Daghra S. M., Abbas A. Thermal performance of transformers filled with environmentally friendly oils under various loading conditions. *Electrical Power and Energy Systems* 2020; (118): 1–10.



<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-142-147>

УДК 620.164.3

Применение методов математического моделирования для определения влияния грунта на частоты собственных колебаний трубопроводов

Чанчина В. Е.*, Гапоненко С. О., Кондратьев А. Е., Федотова А. О., Мустафина Г. Р.

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

ул. Красносельская, д. 51, 420066, г. Казань, Россия

Поступила / Received 12.01.2021

Принята к печати / Accepted for publication 03.06.2021

При осуществлении на трубопровод внешнего воздействия, способного влиять на частоту собственных колебаний, происходит изменение параметров собственных колебаний, что повышает погрешность измерений, а зачастую и просто искажает результаты вибрационного контроля. Для трубопроводов таким воздействием может оказаться влияние грунта при бесканальной прокладке. Различные виды грунта по-разному влияют на изменение частоты собственных колебаний трубопровода.

Целью статьи является анализ влияния грунтов различного типа на параметры собственных колебаний трубопровода. Задачей исследования являлось теоретическое подтверждение зависимости изменения частоты колебания трубопровода при воздействии грунтов. Произведен модальный анализ собственных колебаний 5 полиэтиленовых трубопроводов. В качестве исходных данных принято, что расчетный трубопровод уложен в траншею с наклонными стенками, заложение откоса на плоское основание на глубине равно 2,5 м. Расчеты произведены в программном комплексе конечно-элементного анализа ANSYS. С целью построения математической модели определена степень воздействия грунта на трубопроводы путем исследования вертикального и бокового давления грунта на вышеуказанные трубопроводы, проанализированы собственные колебания трубопроводов.

Представлены результаты модального анализа для полиэтиленовых труб при схеме укладки с наклонными стенками и различным грунте (пески гравелистые, крупные и средней крупности; глины тяжелые). Выбор грунта обусловлен наибольшим распространением его на территории России.

Таким образом, полученная зависимость степени влияния различного грунта на собственные частоты трубопроводов значительно повышает достоверность вибрационной диагностики заглубленных коммуникаций, может облегчить работы по ее организации и позволит определять долгосрочные прогнозы эксплуатации трубопроводов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: надежность, трубопровод, модальный анализ, собственные колебания

Адрес для переписки:

Чанчина В. Е.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», кафедра ПТЭ

ул. Красносельская, 51, 420066, г. Казань, Россия

e-mail: veronika.zaharova.95@mail.com

Address for correspondence:

Chanchina V. E.

Kazan State Power Engineering University, Department PTE

Krasnoselskaya str., 51, 420066, Kazan, Russia

e-mail: veronika.zaharova.95@mail.com

Для цитирования:

Чанчина В. Е., Гапоненко С. О., Кондратьев А. Е., Федотова А. О., Мустафина Г. Р. Применение методов математического моделирования для определения влияния грунта на частоты собственных колебаний трубопроводов. Надежность и безопасность энергетики. 2021 – Т. 14, №2. – С. 142–147.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-142-147>

For citation:

Chanchina V. E., Gaponenko S. O., Kondratyev A. E., Fedotova A. O., Mustafina G. R. [Application of mathematical modeling methods to determine the effect of soil on natural vibration frequencies of pipelines]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 142–147 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-142-147>

Application of mathematical modeling methods to determine the effect of soil on natural vibration frequencies of pipelines

Chanchina V. E.*, Gaponenko S. O., Kondratyev A. E., Fedotova A. O., Mustafina G. R.

Kazan State Power Engineering University, Department PTE
Krasnoselskaya str., 51, 420066, Kazan, Russia

When a pipeline is subjected to an external influence that can affect the frequency of its natural vibrations, the parameters of its natural vibrations change, which increases the measurement error, and often simply distorts the results of vibration control. For pipelines, such an impact may be the influence of the soil when pipelines are laid without a channel. Different types of soil affect the change in the natural vibration frequency of the pipeline in different ways.

The purpose of the article is to analyze the influence of various types of soils on the parameters of natural vibrations of the pipeline. The aim of the study was to theoretically confirm the dependence of the change in the frequency of vibration of the pipeline under the influence of soil.

A modal analysis of natural oscillations of 5 polyethylene pipelines was performed. As initial data, it is assumed that the design pipeline is laid in a trench with inclined walls, with the slope laid on a flat base at a depth of 2.5 m. The calculations were performed in the ANSYS finite element analysis software package. In order to build a mathematical model, the degree of soil impact on pipelines is determined by studying the vertical and lateral pressure of the soil on the above pipelines, and the natural vibrations of pipelines are analyzed.

The results of the modal analysis for polyethylene pipes with a laying scheme with inclined walls and different soils (gravel sands, coarse and medium-sized; heavy clays) are presented. The soils were chosen that are the most common on the territory of Russia.

Thus, the obtained dependence of the degree of influence of different soil on the natural frequencies of pipelines significantly increases the reliability of vibration diagnostics of buried communications, can facilitate the work on its organization and allow determining long-term forecasts of pipeline operation.

KEYWORDS: reliability, pipeline, modal analysis, natural vibrations

На сегодняшний день системы трубопроводов являются основным источником и способом обеспечения потребителей главными продуктами: водой, газом, теплом и др. Также они используются для отвода бытовых и производственных отходов [1–2].

В целях надежного и устойчивого развития трубопроводных систем в России уложено 2 миллиона километров подземных трубопроводов, протяженность трубопроводных сетей внутренних коммунальных систем зданий составляет 3–5 млн км. Около половины протяженности систем трубопроводов находится в эксплуатации жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), обеспечивая население России всеми необходимыми коммунальными продуктами [3].

В зависимости от применения и назначения трубы классифицируются на металлические и пластмассовые. В настоящее время все большее применение находят пластмассовые трубы. Данный материал применяется в сфере ЖКХ и внедрен в обустройство систем водоснабжения и канализации. Устаревшие конструкции всё чаще модернизируют, заменяя металл на легкий, практичный и долговечный пластик [4].

Когда объект контроля оказывается под внешним воздействием, способным влиять на частоту собственных колебаний, происходит изменение параметров собственных колебаний, что повышает погрешность измерений, а зачастую и просто искажает результаты вибрационного контроля.

Известно много способов технической диагности-

ки трубопроводов, одним из которых является метод колебаний. В объекте контроля возбуждаются вибрационные колебания и производится анализ их параметров в некотором удалении от точки возбуждения. Наиболее информативными являются собственные колебания, частота которых зависит от параметров объекта контроля. Задача усложняется, когда объект контроля оказывается под внешним воздействием, способным влиять на частоту собственных колебаний. В частности, для трубопроводов таким воздействием может оказаться влияние грунта при бесканальной прокладке. В этом случае происходит изменение параметров собственных колебаний, что повышает погрешность измерений, а зачастую и просто искажает результаты вибрационного контроля [5–7].

Различные виды грунта по-разному влияют на изменение частоты собственных колебаний трубопровода. Целью работы являлся анализ влияния грунтов различного типа на параметры собственных колебаний трубопровода.

Ранее было экспериментально определено, что воздействие различных грунтов изменяют частоту собственных колебаний трубопровода в сторону уменьшения [8].

Задачей данного исследования являлось теоретическое подтверждение зависимости изменения частоты колебания трубопровода при воздействии грунтов.

Для расчета было выбрано 5 полиэтиленовых труб со следующими характеристиками: 125x31; 180x4,4;

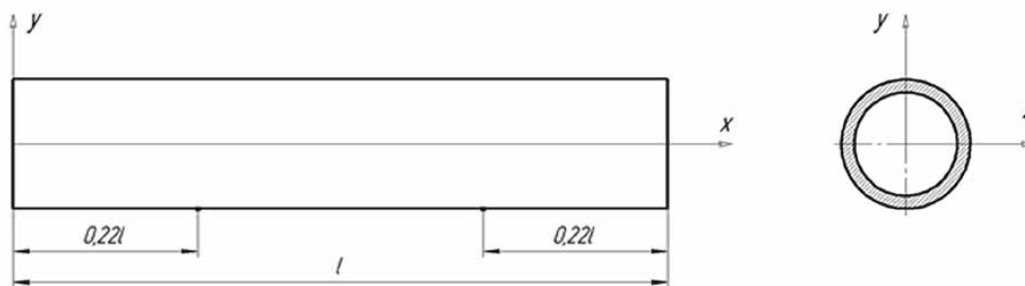


Рисунок 1. Расчетная схема трубопровода, закрепленного с двух сторон на расстоянии 0,22L

Figure 1. Design diagram of a pipeline fixed on both sides at a distance of 0.22L

250x6,2; 355x8,7 и 630x15,4. Параметры соответствуют требованиям ГОСТа 18599-2001 «Трубы напорные из полиэтилена». По заданным условиям моделирования трубопровод закреплен с двух сторон на расстоянии 0,22L, где L — длина трубопровода.

На рисунке 1 представлена расчетная схема трубопровода диаметром 180 мм, толщиной стенки трубы 4,4 мм. Расчетный трубопровод уложен в траншею с наклонными стенками, заложение откоса на плоское основание на глубине равен 2,5 м в песчаном грунте (Г-I). Удельный вес грунта составляет 16,7 кН/м³ и модуль деформации грунта — 1,1 МПа.

С целью построения математической модели определена степень воздействия грунта на трубопровод, заложённый на глубине H в массиве грунта, путем исследования вертикального q_v и бокового давления грунта q_h на вышеуказанный трубопровод, что условно показано на рисунке 2 [9–11].

Расчеты произведены в программном комплексе конечно-элементного анализа ANSYS, который является универсальным и довольно популярным у специалистов в сфере автоматизированных инженерных расчетов. Количество ячеек и узлов начальной расчетной сетки составило 1986197 [12–14].

В качестве исходных данных были приняты параметры полиэтиленовых трубопроводов и двух типов грунтов. Выбор грунта обусловлен наибольшим распространением его на территории России и представлен в таблице 1.

Условием устойчивости итерационных процессов являлись неизменные исходные данные: длина и условия прокладки трубопровода, параметры грунта в соответ-

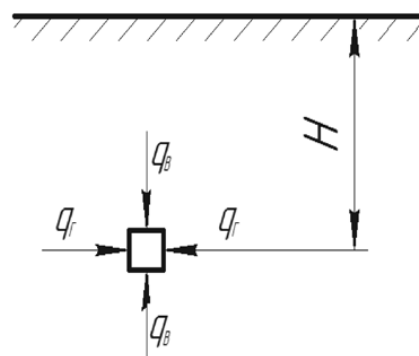


Рисунок 2. Подземное сооружение в грунте

Figure 2. Underground structure in the ground

ствии с таблицей 1. Параметры температуры и плотности грунта были приняты условно постоянными.

Ниже представлен алгоритм расчета, предлагаемый программным комплексом ANSYS.

Расчет произведен согласно СП 31.13330.2012 «ВОДОСНАБЖЕНИЕ. НАРУЖНЫЕ СЕТИ И СООРУЖЕНИЯ».

Коэффициент концентрации давления грунта засыпки K_H при укладке труб на ненарушенный грунт в насыпи определяется согласно формуле (1):

$$K_H = \frac{3(P_L + P_{ГР})}{2(P_L + 2P_{ГР})}, \quad (1)$$

где P_L — жесткость трубопровода по М. Леви, МПа; $P_{ГР}$ — жесткость грунта засыпки, МПа.

Вертикальное и боковое давление грунта на полиэтиленовый трубопровод, кН/м (2–3):

$$Q_{ГР}^B = n\gamma H D_H K_H, \quad (2)$$

где n — коэффициент перегрузок для внешних, постоянных и временных нагрузок; γ — удельный вес грунта, кН/м³; D_H — наружный диаметр трубы, м; K_H — коэффициент концентрации давления грунта засыпки при укладке труб на ненарушенный грунт в насыпи.

$$Q_{ГР}^Г = n\gamma \left(H + \frac{D_H}{2}\right) D_H \lambda_H, \quad (3)$$

где H — глубина погружения трубопровода, м; λ_H — коэффициент при нормальной степени уплотнения засыпки.

На основании полученных данных определяется дав-

Таблица 1. Категории рассматриваемого грунта

Table 1. Categories of considered soil

Категория грунта Soil category	Наименование грунта Name of soil	q , кН/м ³	
		355x8,7	630x15,4
Г-I	Пески гравелистые, крупные и средней крупности Gravelly, coarse and medium-sized sands	48,9908462	48,7741223
Г-VI	Глины тяжелые Heavy clays	58,9495442	58,8673744

Таблица 2. Полученные результаты собственных частот трубопровода

Table 2. Obtained results of natural frequencies of the pipeline

Мода Mode	Трубопровод метровый / Meter pipeline								
	125x3,1			180x4,4			250x6,2		
	-	Г-I	Г-VI	-	Г-I	Г-VI	-	Г-I	Г-VI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Частота, Гц / Frequency, Hz								
1	49,488	47,486	47,021	50,137	48,768	48,461	26,533	25,463	25,208
2	119,18	112,26	110,64	119	114,88	113,97	69,424	63,89	62,588
3	142,65	133,81	131,78	134,36	129,08	127,92	78,846	72,211	70,731
4	154,41	152,1	151,51	151,95	150,05	149,61	122,81	116,99	115,62
...									
61	1433,4	1424,3	1422,6	1448,5	1445,6	1445	1164,6	1160,6	1159,7
62	1458,2	1447,9	1445,9	1457,2	1456,2	1456	1170	1166	1165,2
63	1506,4	1496	1493,9	1482,2	1480,1	1479,7	1180	1174,7	1173,8
64	1536,5	1525,9	1523,7	1492	1489,1	1488,6	1200,6	1199,8	1199,6
...									
97	2144,6	2134,6	2132,5	2011,3	2009,6	2009,2	1595,8	1593,3	1586,6
98	2163,5	2153,3	2150,6	2016,4	2013,8	2013,2	1612,4	1608,4	1592,8
99	2172,6	2165,7	2164,7	2038,9	2032,5	2031,3	1636,3	1634,3	1633,8
100	2186,8	2183,2	2182	2051,5	2049,1	2048,5	1641,6	1639,5	1639

Таблица 3. Полученные результаты собственных частот трубопровода

Table 3. Obtained results of natural frequencies of the pipeline

Мода Mode	Трубопровод метровый / Meter pipeline					
	355x8,7			630x15,4		
	-	Г-I	Г-VI	-	Г-I	Г-VI
1	2	3	4	5	6	7
	Частота, Гц / Frequency, Hz					
1	12,608	11,096	10,598	4,6314	0	0
2	34,119	27,132	25,104	12,447	0	0
3	37,954	28,302	25,867	15,101	6,8391	4,4181
4	67,465	56,796	54,254	26,596	16,143	12,462
...						
61	863,84	862,6	862,32	495,67	493,77	493,4
62	868,24	864,85	864,24	499,15	496,12	495,49
63	886,44	883,89	883,31	511,22	504,82	503,34
64	895,85	892,64	891,9	514,7	510,06	508,7
...						
97	1138	1136,8	1136,6	651,39	647,51	646,72
98	1142,8	1139,2	1138,5	659,82	655,48	654,11
99	1169,7	1165,1	1164,1	670,93	663,27	661,74
100	1192,8	1189,9	1188,9	678,47	676,49	676,09

ление, кН/м², оказываемое грунтом на трубопровод (4):

$$q = \frac{Q_{эKB}}{D_H}, \quad (4)$$

где $Q_{эKB}$ — расчетная линейная приведенная эквивалентная нагрузка, кН/м.

Результаты расчетов частот собственных колебаний трубопроводов заданных параметров без учета влияния грунта и с его учетом, представлены в таблицах 2 и 3. В них указаны собственные частоты ν [Гц] (моды с 1 по 100) различных типоразмеров трубопроводов без воздействия грунта (графа «-») и под воздействием грунтов типа Г-I и Г-VI.

Анализ полученных результатов показал, что частоты собственных колебаний свободных трубопроводов (без воздействия грунта) и заглубленных (с воздействием грунта) изменяются в сторону уменьшения значения, при этом более плотный грунт оказывает большее влияние [15].

Для 63 моды, как и для остальных, при смене грунта на более плотный собственная частота всех трубопроводов разных диаметров имеет устойчивую тенденцию к ее уменьшению, что видно из таблиц 2 и 3.

Для наглядности представлены графики уменьшения частоты собственных колебаний различных трубопроводов области частот от 1150 до 1600 Гц (моды 61 – 64), показанные на рисунке 3, а – с.

Таким образом, подтвердились экспериментальные данные, полученные в [16].

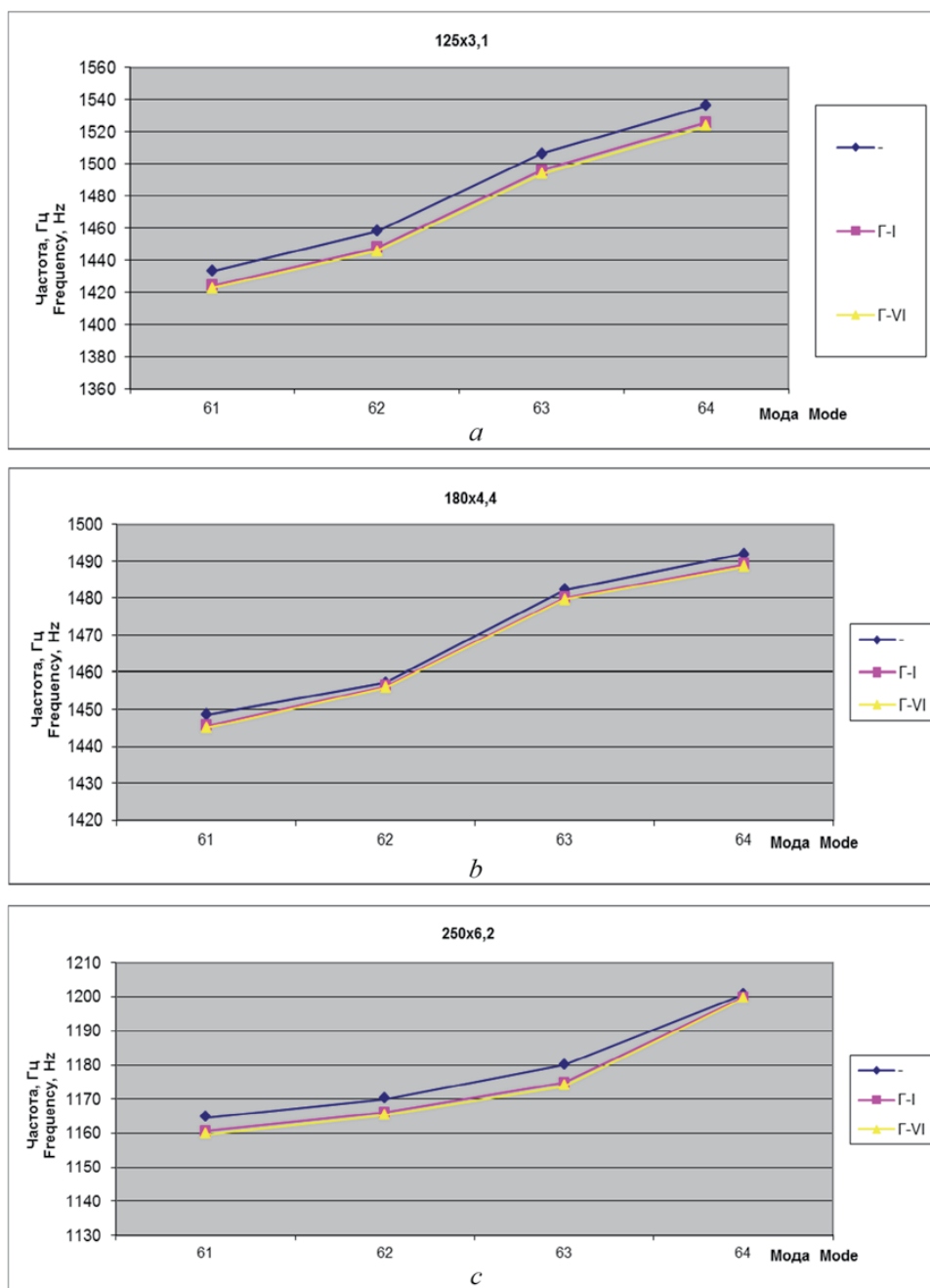


Рисунок 3 (а, б, с). Графики изменения собственных частот колебаний трубопроводов различного размера
Figure 3 (a, b, c). Graphs of changes in natural frequencies of vibrations of pipelines of various sizes

Выводы

Произведен модальный анализ собственных колебаний полиэтиленовых трубопроводов как с учетом, так и без учета вертикального и бокового давления различных грунтов. Расчеты проводились в программном комплексе ANSYS.

В результате аналитических исследований влияния грунта различного вида на изменение собственной частоты трубопроводов пяти типов, было выяснено, что грунт оказывает определенное влияние на изменение частот собственных колебаний этих трубопроводов, при этом наименьшее значение частот достигается при укладке коммуникации в грунт типа Г-VI (глины тяжелые),

что может быть объяснено его вязкостью и пластичностью.

Таким образом, полученная зависимость степени влияния различного грунта на собственные частоты трубопроводов значительно повышает достоверность вибрационной диагностики заглубленных коммуникаций, может облегчить работы по ее организации и позволить разрабатывать долгосрочные прогнозы эксплуатации трубопроводов.

Список использованных источников

1. Берзин П. О. Контроль и диагностика теплоэнергетического оборудования. В сборнике материалов VIII всероссийской, научно-

практической конференции молодых ученых с международным участием "Россия молодая", Кузбасский государственный технический университет им. Т. Ф. Горбачева 2016; 325.

2. Герасимова А. Г. Принципы выбора материалов теплоэнергетического оборудования и трубопроводов ТЭС. Наука – образованию, производству, экономике: материалы 14-й Международной научно-технической конференции 2019; 1: 91.

3. Дудоров В. Е., Тимофеев И. С. Анализ аварийности на объектах трубопроводного транспорта (нефть, нефтепродукты). Фундаментальные исследования основных направлений технических и физико-математических наук. Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции 2018; 71–74.

4. Никулин Н. Ю., Куцев Л. А., Темников Д. О. Современные технологические аспекты развития систем теплоснабжения. Современное строительство и архитектура 2016; 4 (04).

5. Сазонова С. А., Сушко Е. А. Разработка методов и алгоритмов технической диагностики и обеспечение безопасности систем пожаротушения, тепло-, водо-, газоснабжения и промышленных технологических трубопроводов. Современные проблемы гражданской защиты 2017; 2 (23): 40–45.

6. Дмитриев А. В. Исследование частоты свободных колебаний для трубопроводов с различными физикомеханическими свойствами материала. Интернет-журнал «Транспортные сооружения» 2020; 1.

7. Коваль А. И., Медведев А. Е. Меры технической диагностики состояния трубопроводов. Материалы III Всероссийской студенческой научно-технической конференции 2017; 97–98.

8. Гапоненко С. О., Ибадов А. А., Кондратьев А. Е. Определение информативных частотных диапазонов для контроля местоположения заглубленных трубопроводов. Научному прогрессу – творчество молодых. Поволжский государственный технологический университет 2018; 2: 68–71.

9. Шлычков Д. И. Проблемы технического состояния действующих трубопроводных систем. Инновации и инвестиции 2020; 4: 207–210.

10. Продоус О. А., Васильева М. А. Упрощенный вид нормативной зависимости для гидравлического расчета трубопроводов из полимерных материалов. Водоснабжение и санитарная техника 2017; 9: 53–56.

11. Викулин П. Д. Гидравлика и аэродинамика систем водоснабжения и водоотведения. Национальный исследовательский Московский государственный строительный университет 2018; 386.

12. Федорова Н. Н., Вальгер С. А., Данилов М. Н., Захарова Ю. В. Основы работы в ANSYS 17 2017; 210.

13. Секачева А. А., Пастухова Л. Г., Носков А. С. Моделирование динамических характеристик вертикального элемента трубопровода. Сборник докладов VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием 2019; 334–341.

14. Байкова Л. Р., Новичков А. В. Использование программного комплекса ANSYS при исследовании гидродинамических параметров и вибрации трубопроводов. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья 2020; 3.

15. Гапоненко С. О., Кондратьев А. Е. Перспективные методы и методики поиска скрытых каналов, полостей и трубопроводов виброакустическим методом. Вестник Северо-Кавказского федерального университета 2015; 2(47): 9–13.

16. Nazarychev S. A., Gaponenko S. O., Kondratyev A. E. Determination of informative frequency ranges for buried pipeline location control. Helix 2018; 8: 2481.

References

1. Berzin P. O. Control and diagnostics of heat and power equipment. In the collection of materials in the VIII All-Russian, scientific and practical conference of young scientists with international participation "Young Russia", Kuzbass State Technical University named after T. F. Gorbachev 2016; 325.

2. Gerasimova A. G. Principles of choosing materials for heat and power equipment and pipelines of TPP. Science – education, production, Economy: proceedings of the 14th International Scientific and Technical Conference 2019; 1: 91.

3. Dudorov V. E., Timofeev I. S. Analysis of accidents at pipeline transport facilities (oil, oil products). Fundamental research of the main directions of technical and physical-mathematical sciences. Collection of articles on the results of the International Scientific and Practical Conference 2018; 71–74.

4. Nikulin N. Yu., Kushchev L. A., Temnikov D. O. Modern technological aspects of the development of heat supply systems. Modern construction and Architecture 2016; 4 (04).

5. Sazonova S. A., Sushko E. A. Development of methods and algorithms for technical diagnostics and ensuring the safety of fire extinguishing systems, heat, water, and gas supply and industrial technological pipelines. Modern problems of civil protection 2017; 2 (23): 40–45.

6. Dmitriev A. V. Investigation of the frequency of free vibrations for pipelines with different physical and mechanical properties of the material. Online magazine "Transport Facilities" 2020; 1.

7. Koval A. I., Medvedev A. E. Measures of technical diagnostics of the state of pipelines. Materials of the III All-Russian Student Scientific and Technical Conference 2017; 97–98.

8. Gaponenko S. O., Ibadov A. A., Kondratyev A. E. Determination of informative frequency ranges for monitoring the location of buried pipelines. Scientific progress – the creativity of the young. Povolzhsky State Technological University 2018; 2: 68–71.

9. Shlychikov D. I. Problems of the technical condition of existing pipeline systems. Innovation and Investment 2020; 4: 207–210.

10. Prodous O. A., Vasilyeva M. A. Simplified type of normative dependence for hydraulic calculation of pipelines made of polymer materials. Water supply and sanitary engineering 2017; 9: 53–56.

11. Vikulin P. D. Hydraulics and aerodynamics of water supply and sanitation systems. National Research Moscow State University of Civil Engineering 2018; 386.

12. Fedorova N. N., Valger S. A., M Danilov, N., Zakharova Yu. V. Osnovy raboty v programmnom complex ANSYS 17 2017; 210.

13. Sekacheva A. A., Pastukhova L. G., Noskov A. S. Modeling of dynamic characteristics of a vertical pipeline element. Collection of reports of the VII All-Russian Scientific and Practical Conference with International Participation 2019; 334–341.

14. Baykova L. R., A Novikov N. V. The use of the software package of the finite element method in the study of hydrodynamic parameters and vibration of pipelines. Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons 2020; 3.

15. Gaponenko S. O., Kondratyev A. E. Perspective methods and methods of searching for hidden channels, cavities and pipelines by vibroacoustic method. Bulletin of the North Caucasus Federal University 2015; 2(47): 9–13.

16. Nazarychev S. A., Gaponenko S. O., Kondratyev A. E. Determination of informative frequency ranges for monitoring the location of a buried pipeline. Spiral 2018; 8: 2481.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-148-150>

УДК 620.9

Постоянный или переменный?

Кропачев С. А.

ЧУДПО «Энергетический институт повышения квалификации АО «Мособлэнерго»

Бульвар Генерала Ремезова, д. 6, пом., 1, 143040, г. Голицыно, Россия

Поступила / Received 24.01.2021

Принята к печати / Accepted for publication 23.04.2021

Статья посвящена так называемой «войне токов», которая развернулась в США, в конце 19 — начале 20-века. Победителем из этой «войны» вышел талантливый сербский изобретатель Никола Тесла. Он родился в середине XIX века в семье сербского священника. После окончания высшего технического училища в Граце Тесла работал в Будапеште, а затем переехал в Париж. Он исповедовал идеи переменного тока. Ему противостоял известный американский бизнесмен и ученый Т. Эдисон. Предприятия последнего производили машины, работающие на постоянном токе. Это приносило большую прибыль. После нескольких конфликтов Тесла, работавший у Эдисона, покидает его компанию и организует своё дело вместе с промышленником Д. Вестингаузом. Смыслом его жизни стало не только повсеместное утверждение систем переменного тока, но и уничтожение своего бывшего патрона, Т. Эдисона. Н. Тесла являлся человеком амбициозным, обладал огромной работоспособностью, был исключительно сосредоточен на своих научных идеях, в т. ч. об использовании переменного тока. Идеи и проекты Теслы одержали уверенную победу. Развитие систем постоянного тока закончилось в конце 1920-х годов, несмотря на усилия Т. Эдисона. Н. Тесла стоял у истоков систем переменного тока, появления электродвигателей, робототехники, беспроводных заряжающих устройств и много другого. Умер он в 1943 г., в возрасте 86 лет в номере одной из гостиниц Нью-Йорка. У него никогда не было семьи и своего дома. Сегодня идеи великого сербского изобретателя, даже самые фантастические, переживают второе рождение.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: переменный ток, постоянный ток, Н. Тесла, Т. Эдисон, Д. Вестингауз, «война токов»

Адрес для переписки:

С. А. Кропачев

ЧУДПО «Энергетический институт повышения квалификации АО «Мособлэнерго»

Голицыно, б-р Генерала Ремезова д. 6

e-mail: rektor@eipk.info

Address for correspondence:

S. A. Kropachev

CHUDPO "Energy Institute of advanced training of mosoble-nergo" JSC

Golitsyno, General Remezov's b-r. 6

e-mail: rektor@eipk.info

Для цитирования:

Кропачев С. А. Постоянный или переменный? Надежность и безопасность энергетики. 2021. – Т. 14 №2 – С. 148 – 150.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-148-150>

For citation:

Kropachev S. A. [Direct or alternating?]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 148 – 150 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-148-150>

Direct or alternating?

Kropachev S. A.

*ChUDPO "Energy Institute for Advanced Studies of JSC" Mosoblenergo"
General Remezov Boulevard, 6, pom., 1, 143040, Golitsyno, Russia*

The article is devoted to the so-called "war of currents", which unfolded in the United States in the late 19th-early 20th century. The winner of this "war" was a talented Serbian inventor Nikola Tesla. He professed the ideas of alternating current. He was opposed by the famous American businessman and scientist T. Edison. Enterprises of the latter produced machines running on direct current. It made a big profit. After a number of conflicts, Tesla, who worked for Edison, left his company and organized a business of his own jointly with an industrialist D. Westinghouse. Tesla's ideas and projects won a landslide victory. The development of direct current systems ended in the late 1920s, despite the efforts of T. Edison. N. Tesla was at the origins of alternating current systems, the appearance of electric motors, robotics, wireless charging devices and much more. Today, the ideas of the great Serbian inventor, even the most fantastic ones, are experiencing a rebirth.

KEYWORDS: alternating current, direct current, N. Tesla, T. Edison, D. Westinghouse, "the war of currents"

Почти 80 лет назад умер уникальный изобретатель Никола Тесла. Одним из главных его достижений является внедрение систем переменного тока, которые стали важными составляющими промышленного развития в XX веке.

Он родился 10 июля 1856 г. в Австро-Венгрии в семье сербского священника. С юных лет Николу интересовали наука, вопросы применения электричества. В 1875 г. он поступил в высшее техническое училище в Граце (Австрия). Уже в училище он высказывал идеи о применении переменного тока. Но они не были понятны. После окончания училища он работал в Будапеште, а затем переехал в Париж и устроился в качестве инженера-электрика в Континентальную компанию известного американского изобретателя и успешного бизнесмена Томаса Эдисона. Н. Тесла проявил себя как эффективный специалист и изобретатель и должен был получить большую премию. Но его обманули. Это был первый конфликт между Н. Тесла и Т. Эдисоном, который зарабатывал огромные деньги на машинах, работавших на постоянном токе. Томас Эдисон как бизнесмен не был заинтересован в альтернативных системах.

Никола Тесла, человек весьма своеобразный, гений-одиночка, был очень уязвим тем, как с ним поступили. Но один из руководителей Континентальной компании, в качестве некой компенсации, дал Тесле рекомендательное письмо для устройства на работу в компании Томаса Эдисона в США. Никола принял предложение, т. к. считал, что в Америке у него есть перспективы для продолжения научной работы.

В июле 1884 г. Никола Тесла прибывает в Нью-Йорк и устраивается в качестве инженера в компанию Т. Эдисона «Эдисон электрик лайт» (сегодня это известная на весь мир «General Electric»). Эдисон создал свою компанию в 1878 г. К моменту приезда в США Николы Тесла она была уже весьма успешной. Эдисон запатентовал первую электрическую лампочку, трёхпроводную систему распространения и производства электричества. Компания Эдисона запустила в 1882 г. первую электростанцию в Лондоне, которая работала на постоянном токе. К концу 80-х годов 19 века в США насчитывалось

несколько сотен электростанций, работавших также на постоянном токе. Империи Т. Эдисона ничего не угрожало. Бизнес приносил огромный доход. Но...

Обладая огромной работоспособностью и одержимый идеями об использовании переменного тока, Тесла обратил на себя внимание великого Эдисона. Последний, ради эксперимента, предложил молодому сотруднику усовершенствовать машины, работающие на постоянном токе, пообещав за это премию в 50 тыс. долларов. У Н. Тесла всё получилось, это вынужден был признать Т. Эдисон. Но от своих слов он отказался и премию изобретателю не выплатили. Это был второй ошутимый удар по самолюбию, который Тесла принял с обидой. Он уволился и записал Эдисона в свои недруги.

В 1887 г. Н. Тесла создал свою компанию «Тесла арк лайт компани». Смыслом его жизни стало не только повсеместное утверждение систем переменного тока, но и уничтожение своего бывшего патрона. Началась настоящая «война токов». Н. Теслу активно поддерживал влиятельный предприниматель Джордж Вестингауз, поверивший в идеи молодого таланта.

Эдисон активно мешал бывшему подчиненному. Он неоднократно обращался в суд, пытался компрометировать идеи Н. Тесла. Но всё было тщетно. Тесла вместе с компаньоном Д. Вестингаузом выигрывал один тендер за другим. Идея переменного тока окончательно победила в 1920-х годах. Хотя Эдисон пытался этому всячески сопротивляться. 100-летняя «война токов» окончательно закончилась в 2007 г., когда в Нью-Йорке прекратилось функционирование систем постоянного тока. Он остался в качестве раритета в Сан-Франциско и некоторых других городах США, где старинные лифты питаются постоянным током.

Талантливый и разносторонний изобретатель Н. Тесла не был бизнесменом. Все свои деньги он тратил на новые проекты и идеи. Никола Тесла стоял у истоков появления электродвигателей, робототехники, беспроводных заряжающих устройств и многого другого.

Умер он в 1943 г., в возрасте 86 лет в номере одной из гостиниц Нью-Йорка. В 1957 г. урна с прахом великого изобретателя была перевезена в музей Николы Тесла в Белграде.

Сегодня на автострадах всех континентов можно встретить электромобили, которые носят его имя. Идеи Н. Теслы, не реализованные при жизни, сегодня обретают второе дыхание. Технический прогресс в наши дни позволяет воплотить его, даже самые фантастические замыслы, на практике.

Список используемых источников

1. [https://zen.yandex.ru/media/energofiksik/kak-peremennyi-tok-](https://zen.yandex.ru/media/energofiksik/kak-peremennyi-tok-pobedil-postoianniy-5d5d5c59d11ba200ad7a1f95)

[pobedil-postoianniy-5d5d5c59d11ba200ad7a1f95](https://zen.yandex.ru/media/energofiksik/kak-peremennyi-tok-pobedil-postoianniy-5d5d5c59d11ba200ad7a1f95)

2. https://air.ru/society/people/geroy_voyny_tokov_kak_nikola_tesla_izmenil_mir_pri_pomoshchi_elektrichestva

References

1. <https://zen.yandex.ru/media/energofiksik/kak-peremennyi-tok-pobedil-postoianniy-5d5d5c59d11ba200ad7a1f95>

2. https://air.ru/society/people/geroy_voyny_tokov_kak_nikola_tesla_izmenil_mir_pri_pomoshchi_elektrichestva



ГОЛОС МОЛОДЕЖИ

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-151-156>

УДК 621.32

Влияние подсветки выключателя освещения на суммарное энергопотребление

Пронин М. А.^{1*}, Чуркина Е. В.²

¹ ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ";

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

² ФГБОУ ВО "ЛГТУ";

ул. Московская, д. 30, 398055, г. Липецк, Россия

Поступила / Received 09.02.2021

Принята к печати / Accepted for publication 07.04.2021

Рассматривается вопрос актуальности снижения энергопотребления. Выдвигается предположение, согласно которому в случаях, когда в помещениях используются выключатели с подсветкой, управляющие группой светильников, в отключенном режиме в осветительной сети протекают токи величиной порядка микроампер.

Проанализирована нормативная документация, относящаяся к нормативным показателям освещенности, типовой площади помещений и на основании перечисленных данных произведен расчет минимального необходимого светового потока, излучаемого лампами. Нормируемый расчетный световой поток был поделен на световой поток от одной лампы, полученное отношение округлено в большую сторону. Это отношение и определяет ориентировочное количество ламп, которое позволит рассчитать суммарный ток всей осветительной сети. Приняты в расчет нормативы по времени работы осветительной сети. Время работы осветительной сети в режиме «ожидания» определяется разностью между общим количеством часов в сутках и нормативным временем ее работы. Зная потребляемую мощность и время работы сети в режиме «ожидания», можно вычислить энергопотребление осветительной сети в режиме «ожидания».

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: подсветка выключателя, выключатель с подсветкой, энергопотребление, энергоэффективность, схема подключения

Адрес для переписки:

Пронин М. А.

ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ"

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

e-mail: mapronin48@yandex.ru

Address for correspondence:

Pronin M. A.

FGBOU VO "NIU "MEI"

Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia

e-mail: mapronin48@yandex.ru

Для цитирования:

Пронин М. А., Чуркина Е. В. Влияние подсветки выключателя освещения на суммарное энергопотребление. Надежность и безопасность энергетики. 2021 – Т. 14, №2. – С. 151 – 156.

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-151-156>

For citation:

Pronin M. A., Churkina E. V. [The influence of the illumination of the light switch on the total energy consumption]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2021. vol. 14, no. 2, pp. 151 – 156 (in Russian).

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2021-14-2-151-156>

Effect of light switch illumination on total energy consumption

Pronin M. A.^{1*}, Churkina E. V.²

¹ FGBOU VO "NIU "MEI"

Krasnokazarmennaya str., 14, 111250, Moscow, Russia

² FGBOU VO "LGTU"

Moskovskaya str., 30, 398055, Lipetsk, Russia

The question of the relevance of reducing energy consumption is considered. An assumption is made that in cases where indoor illuminated switches are used that control a group of lamps, currents of the order of microamperes flow in the lighting network in the switched-off mode.

The regulatory documentation related to the normative indicators of illumination as well as the typical area of premises is analyzed, and on the basis of the listed data, the calculation of the minimum required luminous flux emitted by lamps is made. The normalized calculated luminous flux was divided by the luminous flux from one lamp, with the resulting ratio rounded up. This ratio is the approximate number of lamps. This number of lamps will enable to calculate the total current of the entire lighting network.

The standard rates for the operating time of the lighting network are taken into account. The operating time of the lighting network in the "standby" mode is the difference between the total number of hours per day and the standard operating time of the lighting network.

Knowing the power consumption and the network operation time in the "standby" mode, we can calculate the power consumption of the lighting network in the "standby" mode.

KEYWORDS: switch illumination, illuminated switch, power consumption, energy efficiency, connection scheme

Проблема энергосбережения в настоящее время является актуальной. Одним из способов снижения энергопотребления помещения считается изменение режима работы ожидания осветительной сети, в частности, рассматривается ситуация, когда в комнате имеется выключатель с подсветкой, который управляет группой светодиодных ламп или светодиодной люстрой. При этом происходит потребление в выключенном режиме, которое возможно свести к нулю.

Предполагается, что удаление ветви с подсветкой в выключателе снизит энергопотребление квартиры, что, в конечном счете, позволит экономить на оплате электроэнергии. Объектом исследования является электрическая сеть освещения помещения. Предмет исследования — режимы работы электрической сети. Цель исследования — получение значений расчетной потребляемой электроэнергии схемы с подсветкой, состоящей из одного выключателя и одного осветительного прибора и для осветительной сети совокупности помещений. Помимо значений энергопотребления предлагается методика изменения токов выключателей в отключенном положении с подсветкой во всей осветительной сети.

На рисунке 1 приведена схема замещения подключения светильника через выключатель, оснащенный подсветкой (простейший случай).

На практике соединение выключателя с подсветкой в отключенном положении со светодиодной лампой допускает протекание тока по ветви благодаря напряжению на выходе выключателя (рисунок 2).

С использованием рисунка 1 была составлена схема с одной светодиодной лампой и подсветкой (рисунок 3). С целью защиты электропроводки от возможного короткого замыкания, которое способно произойти при

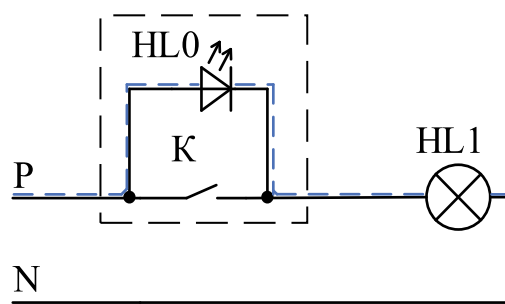


Рисунок 1. Схема подключения осветительного прибора через выключатель, оснащенный подсветкой: P — фазный проводник, напряжением 220 В; N — нейтральный провод; B — выключатель; HLO — лампа индикации; HL1 — основной светильник (люстра); K — коммутационный элемент. Синяя пунктирная линия — цепь, которая рассматривается далее в статье

Figure 1. Connection diagram of the lighting device via a switch equipped with a backlight: P — phase conductor, voltage 220 V; N — neutral wire; B — switch; HLO — indicator lamp; HL1 — main lamp (chandelier); K — switching element. Blue dotted line — the chain that is considered later in this article

ошибочных действиях при сборке схемы, принято решение использовать дополнительный автоматический выключатель на входе в схему.

Параметры элементов, используемых в цепи, представлены в таблице 1.

Рассмотрим режим работы при выключенном выключателе. На рисунке 3 на дисплее мультиметра показано напряжение, приложенное к светодиодной лампе.

В таблице 2 приведены параметры режима работы схемы, а также расчетное значение мощности.



Рисунок 2. Светодиодная лампа с эффектом «свечения» [1]

Figure 2. Led light bulb with the effect of "glow" [1]

Таблица 1. Параметры элементов, входящих в состав схемы на рисунке 1

Table 1. Parameters of the elements included in the scheme, shown in Figure 1




Наименование элемента Name of the element		Изображение элемента Image of the element	Наименование и значение параметра Name and value of the parameter
Лампа светодиодная LED lamp			<p>Номинальное напряжение — 170 – 265 В (По факту: напряжение сети — 238 В) Номинальная мощность — 9 Вт Ток (по факту) — 27,5 мА (Прямое подключение в сеть) Сопротивление — $238/0,0275 = 8655 \text{ Ом} = 8,655 \text{ кОм}$ (В номинальном режиме работы)</p> <p>Rated voltage — 170-265 V (In fact: mains voltage — 238 V) Rated power — 9 W Current (in fact) — 27.5 mA (Direct connection to the network) Resistance — $238/0.0275 = 8655 \text{ ohms} = 8.655 \text{ kOhm}$ (In nominal operation mode)</p>
Подсветка Backlighting	Резистор Resistor		<p>Последовательность цветов: коричневый (1X), зеленый (X5), жёлтый (x10 кОм), золотой (допуск $\pm 5\%$) [2] Номинальное сопротивление — $15 \times 10 \text{ кОм} \pm 5\% = (150 \pm 7,5) \text{ кОм}$ (теоретически), По факту — 154 кОм Ток (по факту) — 27,5 мА (при соединении с лампой индикации в сеть)</p> <p>Color sequence: brown (1 X), green (X5), yellow (x10 kOhm), gold (tolerance = 5%) [2] Rated resistance — $15 \times 10 \text{ kOhm} \pm 5\% = (150 \pm 7.5) \text{ kOhm}$ (theoretically), in fact — 154 kOhm Current (in fact) — 27.5 mA (when connected to the display lamp in the network)</p>
	Лампа индикации Display lamp		<p>Ток (по факту) — 27,5 мА (при соединении с резистором в сеть) Номинальное напряжение — 230 В, номинальный ток — 500 мА [3].</p> <p>Current (in fact) — 27.5 mA (when connected to a resistor in the network) Rated voltage — 230 V, rated current — 500 mA [3].</p>



Рисунок 4. Схема соединения светодиодной лампы и подсветки: а — измерение тока в ветви; б — измерение напряжения на блоке индикации выключателя (лампа индикации и резистор); с — измерение напряжения на входе цепи

Figure 4. Connection diagram of the LED lamp and the backlight: a — measurement of the current in the branch; b — measurement of the voltage at the switch display unit (display lamp and resistor); c — measurement of the voltage at the circuit input

Таблица 2. Параметры элементов, входящих в состав схемы на рисунке 1

Table 2. Parameters of the elements included in the scheme, shown in Figure 1

Наименование элемента Name of the element	Напряжение в цепи, В Voltage in the circuit, V	Напряжение на элементе, В The voltage on the element	Ток в ветви, мкА Current in the branch, mA	Мощность, выделяемая на элементе, мВт Power allocated to the element, mW	Мощность, выделяемая в цепи, мВт Power released from the circuit, mW
Лампа светодиодная LED lamp	237	111	453	50,283	102,831
Подсветка backlighting		116		52,548	

Таблица 3. Расчет суммарного количества лампочек в трехкомнатной квартире

Table 3. Calculation of the total number of light bulbs in a three-room apartment

Наименование помещения [5] Name of the room	Площадь S, м ² [5] Area, m ²	Нормируемое значение Освещенности E, лк [6] Normalized illumination value E, lux	Световой поток помещения Ф, лм The luminous flux of the room F, lm	Световой поток одной лампы, лм Luminous flux of one lamp, lm	Кол-во ламп Number of lamps
Жилое помещение Living room	12,3	150	2214	750	3
Лоджия Loggia	2,3	150	414	750	1
Жилое помещение Living room	9,20	150	1656	750	2
Жилое помещение Living room	17	150	3060	750	4
Кухня Kitchen	8	150	1440	750	2
Санузел bathub	1,1	50	66	750	1
Ванная Bathroom	1,8	50	108	750	1
Прихожая — коридор Entrance hall — corridor	8,8	50	528	750	1
Кладовая Storage room	0,9	75	81	750	1
ИТОГО TOTAL	61,40	—	9567	—	16

Согласно [4] среднесуточное время работы осветительных приборов в жилом доме или квартире со-

ставляет 5 часов. Следовательно, время, в течение которого освещение не работает и выключатели с

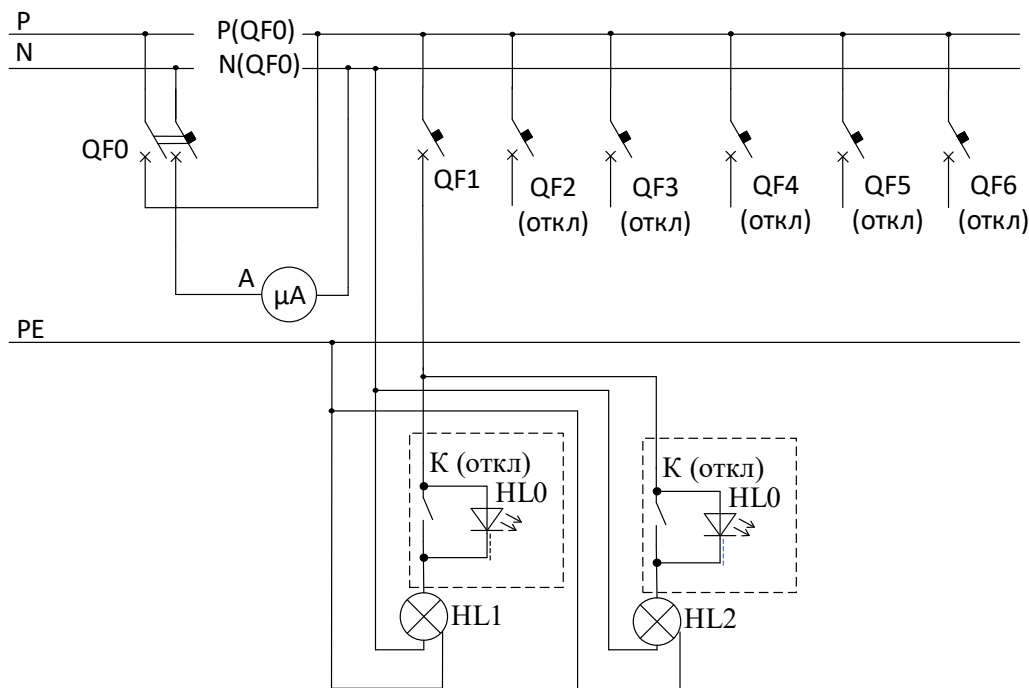


Рисунок 5. Схема измерения токов в осветительной сети: QF0 — вводной автоматический выключатель, QF1 — автоматический выключатель (или их группа), отвечающая за осветительную сеть, в которой содержатся выключатели с подсветкой, QF2 – QF6 — автоматические выключатели, отвечающие за распределение электроэнергии по остальным сетям (силовым, отдельных мощных электроприемников и т. п. — неосветительной сети), А — мультиметр в режиме микроамперметра

Figure 5. Diagram of measuring currents in the lighting network: QF0 — introductory circuit breaker QF1 — circuit breaker (or their group), fuses for a lighting network, which includes switches with backlight, QF2 – QF6 — circuit breakers, which is responsible for distribution of electricity on other networks (power, powerful individual consumers, etc. — newsletterno network), A — multimeter in ammeter mode

подсветкой переведены в выключенное положение, составляет (24 – 5) часов, а именно, 19 часов в сутки. В году 365 суток, следовательно, за год время t_0 «неиспользования» освещения составляет (365x19) часов, то есть 6935 часов.

Энергопотребление схемы, представленной на рисунке 1 и с параметрами, приведенными в таблице 1, составляет:

$$W_{\text{год}} = P \cdot t_0 = 0,102831 \cdot 6935 = 713 \text{ Вт}\cdot\text{ч} = 0,713 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Далее рассмотрим трехкомнатную квартиру, которая включает в себя следующие помещения — см. таблицу 3 (на примере экспликации помещений из источника [5]). Нормы освещенности были приняты по СНиП 23-05-95* [6].

Значения необходимого светового потока Φ , рассчитанного по формуле:

$$\Phi = E \cdot S \cdot Z,$$

где Φ — световой поток помещения, лм; E — нормативное значение освещенности, лк; S — площадь помещения, м^2 ; Z — поправочный коэффициент с учетом высоты потолков, значение которого принято равным 1,2, для потолков высотой 3 метра, приведены в таблице 3.

Для измерения токов всей осветительной сети может быть использована схема, приведенная на рисунке 5.

Вывод

Удаление ветви с подсветкой в выключателе снизит энергопотребление помещения, что, в конечном счете, позволит сэкономить на оплате за электроэнергию.

Список использованных источников

1. Подсветка выключателя. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oboiman.ru/ingeneer/pocemu-svetodiodye-lampy-gorat-pri-vyklucennom-vyklucatele-priciny-i-resenia.html>, свободный (дата обращения: 07-01-2021).
2. Маркировка электронных компонентов. Определитель [Текст]: Москва: Додека-XXI 2016; (1): 386.
3. 1784-0-0057 (8338-1), Лампа подсветки для 2-х клавишных выключателей 230 В, 0.5 А, АBB. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.lampadia.ru/catalog/rozetki_i_vyklyuchateli/abb/spring/mekhanizmy_spring/1784-0-0057-8338-1-lampa-podsvetki-dlya-2-kh-klavishnykh-vyklyuchateley-230-v-0-5-a-abb?r1=yandex&r2=&utm_source=market.yandex.ru&utm_campaign=ym_roz&utm_term=208473&ymclid=16108773146917809409900011, свободный (дата обращения: 07-01-2021).
4. Таблица потребления электроэнергии бытовыми приборами [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.lampadia.ru/catalog/rozetki_i_vyklyuchateli/abb/spring/mekhanizmy_spring/https://yandex.ru/turbo/hozsektor.ru/s/tablicza-potrebleniya-elektroenergii-bytovymi-priborami, свободный (дата обращения: 07-01-2021).

5. План помещения (11–18). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cspn.ru/pereplanirovka/im/ii18/2.jpg>, свободный (дата обращения: 07-01-2021).

6. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/871001026>, свободный (дата обращения: 07-01-2021).

References

1. Backlight switch. [Electronic resource]. — Access mode: <https://oboiman.ru/ingeneer/pocemu-svetodiodnye-lampy-gorat-pri-vyklyuchennom-vyklucatele-priciny-i-resenia.html>, free (accessed: 07-01-2021).

2. Marking of electronic components. Determinant [Text]: Moscow: Dodeka-XXI 2016; (1): 386.

3. 1784-0-0057 (8338-1), Illumination lamp for 2-key switches

230 V, 0.5 A, ABB. [Electronic resource]. – Access mode: https://www.lampadia.ru/catalog/rozetki_i_vyklyuchateli/abb/spring/mekhanizmy_spring/1784-0-0057-8338-1-lampa-podsvetki-dlya-2-kh-klavishnykh-vyklyuchateley-230-v-0-5-a-abb?r1=yandex&r2=&utm_source=market.yandex.ru&utm_campaign=ym_roz&utm_term=208473&ymclid=16108773146917809409900011, free (accessed: 07-01-2021).

4. Table of electricity consumption by household appliances [Electronic resource]. – Pre-stop mode: https://www.lampadia.ru/catalog/rozetki_i_vyklyuchateli/abb/spring/mekhanizmy_spring/https://yandex.ru/turbo/hozsektor.ru/s/tablicza-potrebleniya-elektroenergii-bytovymi-priborami, free (accessed: 07-01-2021).

5. Room plan (11–18). [Electronic resource]. – Access mode: <http://www.cspn.ru/pereplanirovka/im/ii18/2.jpg>, free (accessed: 07-01-2021).

6. SNiP 23-05-95 * Natural and artificial lighting [Electronic resource]. – Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/871001026>, free (accessed: 07-01-2021).



ИНФОРМАЦИЯ

Ушел из жизни профессор Марат Хаджи-Галиевич Ибрагимов



29 июня 2021 г. в Москве скоропостижно на 93-м году жизни скончался доктор технических наук, профессор, президент Академии промышленной экологии Марат Хаджи-Галиевич Ибрагимов

М.Х.-Г. Ибрагимов родился 23 августа 1928 г. в Москве. Научная деятельность инженера-физика М. Х.-Г. Ибрагимова началась в 1951 г. в Физико-энергетическом институте (ФЭИ), г. Обнинск, после окончания спецфака Московского энергетического института. Под руководством и личным участием Марата Хаджи-Галиевича впервые в мировой практике была создана экспериментальная база для освоения высокотемпературного жидкометаллического теплоносителя для ядерных энергетических установок атомных подводных лодок. За проведенный цикл исследований Ибрагимов М. Х.-Г. был награжден орденом Трудового Красного Знамени и многими медалями. На основе проведенных расчетно-экспериментальных исследований Ибрагимов М. Х.-Г. в 1959 г. защитил кандидатскую диссертацию, а в 1967 г. — докторскую диссертацию. За научную деятельность и успешную подготовку кадров высшей квалификации ему в 1969 г. было присвоено ученое звание профессора по специальности «Теплофизика». Результаты его работ широко известны среди отечественных и зарубежных специалистов, опубликованы в многочисленных научных трудах (более 250), отмечены наградами и премиями. М. Х.-Г. Ибрагимов выступал с научными докладами на международных конференциях в зарубежных странах (Франция, Канада, Чехословакия, Австрия и др.). В 1975 г. Ибрагимов М. Х.-Г. был назначен заместителем генерального директора, с одновременным руководством физико-технического отделения НПО «Энергия» (впоследствии преобразованного во ВНИИАЭС). М. Х.-Г. Ибрагимов принимал непосредственное участие в создании ВНИИ атомного машиностроения (ВНИИАМ).

Учебно-педагогическую деятельность М. Х.-Г. Ибрагимов начал в 1967 г., работая по совместительству преподавателем в Обнинском филиале МИФИ, а с 1975 г. — по совместительству во Всесоюзном заочном политехническом институте (ВЗПИ) в должности профессора по специализации «Атомные электростанции». С 1981 г. Ибрагимов М. Х.-Г. работал в ВЗПИ, преобразованном впоследствии в Московский государственный открытый университет (МГОУ), заведующим кафедрой «Теплоэнергетические установки» (ТЭУ). За успехи в педагогической деятельности Ибрагимов М. Х.-Г. награжден знаком «Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации». Под его руководством защищено более 20 кандидатских и 6 докторских диссертаций. С 1989 г. он являлся председателем кандидатского и затем с 2000 г. — докторского диссертационного совета МГОУ по специальностям «Тепловые электрические станции» и «Экология». В 1995 г. Ибрагимов М. Х.-Г. избран президентом Академии промышленной экологии РФ, которая ведет активную работу по повышению уровня экологического образования, обеспечению экологической безопасности России и сохранению ее природно-сырьевого потенциала. В 2013/2014 учебном году года М. Х.-Г. Ибрагимов возглавлял Межотраслевой научный центр прикладной экологии в составе Международного независимого экологополитологического университета (Академии МНЭПУ). В последние годы являлся заместителем Председателя правления «Некоммерческого партнерства по содействию в разработке и внедрении перспективных технологий в социальные системы жизнеобеспечения» (Техно Эко).

Редакционная коллегия выражает глубокие соболезнования родным и близким Марата Хаджи-Галиевича Ибрагимова

ЮБИЛЕИ, НАГРАЖДЕНИЯ



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» поздравляют Магида Сергея Игнатье-
вича с присуждением почетного звания «Заслуженный изобретатель Россий-
ской Федерации» и вручением ему 19 мая 2021 г. почетного знака.

Коллектив АО «ТЭСТ»
и редакционная коллегия
журнала «Надежность
и безопасность энергетики»

ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ

• **Трубы для ГТС «Сахалин–Хабаровск–Владивосток».** «Северсталь» отгрузила трубы большого диаметра (ТБД) с уникальными свойствами для расширения газотранспортной системы «Сахалин–Хабаровск–Владивосток».

ТБД диаметром 1220 мм с толщиной стенки 36 мм из стали категории прочности Х60 были произведены на Ижорском трубном заводе (ИТЗ, входит в дивизион «Северсталь Российская сталь» ПАО «Северсталь»). Штрипс для выпуска ТБД был выпущен на стане-5000 листопркатного цеха, расположенного на одной производственной площадке с ИТЗ.

Трубы будут использоваться на участках линейной части газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», которые проходят в зонах со сложными сейсмическими условиями.

Газотранспортная система (ГТС) «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» является первой на Востоке России межрегиональной газотранспортной системой. Она предназначена для доставки газа, добываемого на шельфе Сахалина, потребителям Хабаровского и Приморского краев. Трасса ГТС проходит по районам со сложными сейсмотектоническими условиями и, помимо пролива Невельского, пересекает более 400 водных преград, относящихся к бассейнам рек Амур и Уссури. Протяженность трассы — более 1800 км.

• **УТЗ завершил проект на Приморской ТЭС.** На Приморской ТЭС (Калининградская генерация) введен в эксплуатацию третий блок. Три турбины К-65-12,8 для энергоблоков станции изготовлены Уральским турбинным заводом.

Ввод в эксплуатацию Приморской ТЭС мощностью 195 МВт позволит диверсифицировать топливный баланс калининградской энергосистемы для снижения энерготехнологической зависимости от поставок природного газа в самый западный регион России. В случае сокращения перетоков электроэнергии из соседних стран высокоэффективные машины УТЗ станут для жителей Калининградской области надежным источником электроэнергии.

Турбина К-65 это высокоманевренная и одновременно высокоэффективная турбина средней мощности. Она выполнена в одном цилиндре, в ней отсутствует конструктивно выделенная регулирующая ступень и реализована высокоэффективная проточная часть. Турбина К-65 выполнена на давление свежего пара 12,8 МПа. Повышение начальных параметров пара обеспечивает возможность достижения большей эффективности паровой турбины.

Приморская ТЭС строилась в рамках проекта по обеспечению энергобезопасности Калининградской области по поручению Президента РФ и в соответствии с распоряжениями правительства РФ. По проекту до 2021 года в регионе должны были быть построены четыре электростанции (три на газовом топливе, одна угольная) суммарной установленной мощностью около 1 ГВт.

ООО «Калининградская генерация» — совместное предприятие АО «Роснефтегаз» и ПАО «Интер РАО», созданное для строительства электростанций в Калининградской области. Компания выступает заказчиком строительства станций: Маяковской ТЭС (Гусев), Талаховской ТЭС (Советск), Прегольской ТЭС (Калининград), Приморской ТЭС (Светловский городской округ). Суммарная мощность электростанций около 1 ГВт.

• **«Силовые машины» провели испытания теплозащитной плитки камеры сгорания ГТЭ-170.** Продолжая исполнение проекта по созданию полностью отечественных газовых турбин большой и средней мощности, специалисты СКБ газотурбинных установок АО «Силовые машины» совместно с ведущими российскими энергетическими предприятиями завершили работу по созданию керамической плитки для облицовки внутренней поверхности жаровой трубы газовой турбины ГТЭ-170.

Первый этап работ был выполнен в июле 2020 года. Его итогом стало получение компонентного состава и разработка технологии изготовления теплозащитной керамической плитки, рассчитанной на использование при температуре порядка 1500°C. Для подтверждения физико-химических свойств и ресурса плиток были изготовлены две опытные партии.

Испытания полученных образцов, проведенные специалистами «Силовых машин» и «ИК ЦТО», подтвердили требуемые физико-химические и механические свойства изделий.

Результаты испытаний позволяют сделать однозначное заключение о достижении результатов НИОКР и возможности использования разработанной плитки для облицовки внутренней поверхности жаровой трубы газовой турбины ГТЭ-170.

• **Приоритеты энергосбережения — экономия и комфорт.** Энергосберегающие программы в бюджетной сфере Санкт-Петербурга в 2020 году получили высокую оценку Комитета о энергетике и инженерному обеспечению Петербурга. По идее СПбГБУ «Центр энергосбережения» для реализации энергосберегающих мероприятий на объектах государственных учреждений Санкт-Петербурга были привлечены внебюджетные средства и заключены энергосервисные контракты.

Энергосервисный контракт (ЭСК) — инструмент, позволяющий реализовать энергосберегающие мероприятия, в том числе провести модернизацию системы внутреннего и/или наружного освещения, модернизировать индивидуальный тепловой пункт с установкой соответствующего современного оборудования и экономить энергоресурсы на объектах за счет привлеченных средств инвестора или исполнителя контракта. При этом инвестор возвращает затраты именно за счет средств, полученных в результате экономии энергоресурса, полученной по итогам энергосберегающих мероприятий. Учреждение получает модернизирован-

ную систему освещения или модернизированный индивидуальный тепловой пункт и сразу после монтажа оборудования начинает экономить на оплате коммунальных услуг.

Как рассказали в СПбГБУ «Центр энергосбережения», одна из сфер, где модернизация оборудования очень актуальна и экономически оправданна, — внутреннее и наружное освещение. Отслужившие не один десяток лет осветительные приборы небезопасны, затратны в обслуживании и низкоэффективны при потреблении ресурсных мощностей. Поэтому энергосберегающие технологии в системах освещения сейчас приоритетны как для потребителей, так и для производителей современной техники.

«Большой потенциал энергосбережения заложен в бюджетной сфере. Именно механизм энергосервисных контрактов позволяет без выделения дополнительных бюджетных средств уже сегодня получить умное, качественное и надежное светодиодное освещение, которое будет не только экономить средства, но и позволит значительно повысить комфорт пребывания посетителей и сотрудников в бюджетных учреждениях», — отметила директор Центра энергосбережения Татьяна Соколова.

Одним из объектов, где был реализован энергосервисный контракт с модернизацией системы внутреннего освещения, стало Государственное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №77 с углубленным изучением химии Петроградского района Санкт-Петербурга. Шестилетний контракт со школой был заключен в апреле 2020 года и реализован энергосервисной компанией ООО «Автоматизированные системы». По техническому заданию, в учебном заведении были заменены 1257 светоточек и внедрено энергоэффективное светодиодное оборудование. Сумма привлеченных инвестиций составила 4,3 миллиона рублей. Установленное в учреждении новое светотехническое оборудование было введено в эксплуатацию в августе 2020 года.

По итогам реализации энергосервисного контракта экономия превышает 350 тыс. рублей, с учетом того что тариф на электроэнергию на момент заключения контракта составлял 7,5 руб. за 1 кВт*час.

Для реализации энергосберегающих мероприятий в школе были установлены российские светодиодные светильники с эффективностью не менее 130 лм/Вт, это позволило уменьшить количество светильников примерно на 20%. При том, что общая освещенность в помещениях выросла от 20 до 40% и стала полностью соответствовать требованиям современных нормативов.

«В течение шестилетнего действия энергосервисного контракта — все расходы по работе оборудования несем мы, поэтому очень важно обеспечить долговременную работу светильников. Для этого применяем блоки питания российского производства», — рассказал директор ООО «Автоматизированные системы» Вячеслав Макаров.

Будущая экономическая выгода для бюджетного учреждения очевидна — и это не только экономия фи-

нансовых средств и высокоэффективное освещение. Современные светодиодные светильники обладают таким преимуществом, как эксплуатационная долговечность, благодаря которой после окончания действия контракта необходимость замены отслуживших источников света будет гораздо реже, чем у люминесцентных аналогов. А это дает серьезное снижение прямых затрат на обновление источников света.

И наконец, своевременная модернизация внутреннего освещения в школе, помимо экономии финансов и ресурсов учреждения, позволяет создать благоприятные условия для учеников и преподавателей. Так равномерный свет, без пульсаций, с высокой контрастностью и естественной цветопередачей, получаемый от качественных светодиодных светильников, — это залог безопасности и комфорта на освещаемом объекте.

• **Энергетика остается в числе лидеров по объемам закупок товаров и услуг у субъектов МСП**, однако многие предприниматели до сих пор сталкиваются с трудностями при участии в тендерах. В свою очередь крупные заказчики пытаются максимально упростить участие малых и средних компаний в тендерах, при этом обезопасив себя от недобросовестных поставщиков и подрядчиков. Данную тему эксперты обсудили в рамках организованного «ЭПР» вебинара «Развитие системы закупок для субъектов МСП в электроэнергетике».

По данным АО «Корпорация «МСП», общий объем закупок у субъектов малого и среднего предпринимательства, включая самозанятых, в 2020 году составил более 3,9 трлн рублей. Согласно анализу закупок у субъектов МСП, в сфере энергетики с малым и средним бизнесом работают более 270 крупных заказчиков. По результатам 2020 года объем закупок в этой сфере составил более 701 млрд рублей.

«В топ заказчиков входят такие компании, как «Россети», «Росатом», «ИнтерРАО». По сравнению с 2019 годом объем закупок и количество поставщиков — субъектов МСП растут, — отметил старший советник генерального директора АО «Корпорация «МСП» Виталий Машков. — В этом плане энергетика это одна из лидирующих отраслей: около 20% от общего объема закупок у субъектов МСП совершается именно в этой сфере. Это означает, что отрасль обладает большим потенциалом для роста.

Ключевым прорывным моментом здесь является цифровизация закупок. Цифровизация стала существенным подспорьем для субъектов МСП, стали понятны тарифы, правила. Кроме того, квота от правительства на закупки у предпринимателей (20%) тоже сыграла свою роль. Если раньше крупные компании-заказчики относились к малому и среднему бизнесу с большей настороженностью, то теперь видно, что такие компании могут удовлетворять потребности крупных заказчиков».

Нужна информация. Вместе с тем, эксперты отмечают, что в сфере закупок еще остаются нерешенными некоторые проблемы. Они связаны, прежде всего, с низким уровнем информированности самих предпринимателей.

«Это порождает неуверенность в работе с крупным бизнесом, — считает генеральный директор Федеральной электронной площадки АО «ТЭК-Торг» Дмитрий Сытин. — Есть мнение, что все поделено и чтобы не потерять время и ресурсы, не нужно пытаться работать с крупным бизнесом. Еще одна проблема — локализация деятельности субъектов МСП в рамках одного региона или одного — двух заказчиков. Часто заказчики работают на одном известном им поле.

Решением могут служить: создание региональных механизмов развития поставщиков и производителей, система сервисов для участия закупок, а также формирование цифрового профиля поставщиков и производителей. Кроме этого, крупным заказчикам часто требуются большие объемы закупок и широкий ассортимент продукции. В этом случае может быть очень полезна промышленная кооперация между субъектами МСП».

Недостаточный уровень информационного взаимодействия между некоторыми региональными поставщиками и потенциальными крупными заказчиками отмечает и член комитета по развитию закупок ТПП РФ, директор по развитию Союза «Дальневосточная Торгово-Промышленная палата» Иван Загорский. По данным фонда развития промышленности Хабаровского края сегодня в регионе работает 567 производителей. При этом, констатирует Иван Загорский, объем закупок от дальневосточных производителей составляет только 6,8%, все остальное «закрывается» поставщиками из других регионов. Сказывается и невозможность многих МСП работать в рамках 223-ФЗ, и отсутствие взаимодействия с заказчиками в плане аккредитации.

«Ситуация здесь двоякая, — считает представитель «Дальневосточной Торгово-Промышленной палаты». — С одной стороны, местных производителей необходимо мотивировать, с другой — заказчиков нужно «знакомить» с нашими производителями. Кроме того, субъектам МСП не всегда понятно, какие именно типы продукции или работ нужны потенциальному заказчику.

Важно, чтобы со своей стороны заказчик шел на встречу потенциальным клиентам, а информация о требованиях к производителю разъяснялась грамотно и подробно. Если наладить такое информационное взаимодействие, то производители будут лучше понимать, что нужно заказчику и уже уверенно заходить на этот рынок».

Обезопаситься от временщиков. Еще несколько лет назад, работая с субъектами МСП, крупные заказчики нередко сталкивались с ситуацией, когда подрядчики выигрывали тендер, однако, не имея необходимых компетенций, кадров или комплектующих, передавали работу субподрядным организациям. В результате сроки поставок или исполнения работ значительно увеличивались. Конечно, в такой стратегически важной отрасли, как энергетика, подобные ситуации крайне нежелательны, поскольку в большинстве случаев речь идет о бесперебойном энергоснабжении.

«Вся проблема заключается в квалификационной оценке, — считает Дмитрий Сытин. — Почему-то у нас

считается, что эта оценка ограничивает конкуренцию. В итоге, согласно 44-ФЗ, заказчик может получить непрофессиональных участников рынка, которые снижают цену, зная, что нормально задание они выполнить не смогут. Такие поставщики часто используют б/у оборудование и комплектующие, тем самым создавая большие проблемы для инфраструктуры. Стоит отметить, что, в отличие от 44-ФЗ, 223-ФЗ пока учитывает квалификацию подрядчика, что позволяет отделять добросовестных поставщиков от временщиков».

По словам директора по закупкам ПАО «Россети» Анастасии Целовальниковой, именно 223-ФЗ, а также некоторые внутренние корпоративные регламенты позволяют компании «уходить» от недобросовестных поставщиков. Другие методы, как правило, неэффективны.

«Опыта по включению заказчиком поставщика в так называемый «черный» реестр нет, — приводит пример Анастасия Целовальникова. — Ни один крупный заказчик не будет связываться с этим, потому что это можно сделать только через суд, расторгая договор. Но на это обычно нет времени — нужно реализовывать инвестиционные и ремонтные программы. Поэтому мы заранее устанавливаем требование о наличии соответствующего опыта, кроме того, в 2018 году мы ввели практику дополнительного контроля договоров с демпинговой ценой. Тем не менее подчеркнут: сейчас ситуация выровнялась и недобросовестных поставщиков осталось очень мало. Все, кто выигрывает тендер, стараются добросовестно выполнять свои обязанности».

Активность растет. Учитывая то, что в сфере энергетики ПАО «Россети» и его ДЗО занимают лидирующую позицию по объемам закупок у субъектов МСП, кейс компании можно рассматривать как показательный. На сегодняшний день сетевикам удалось выстроить эффективную схему взаимодействия с субъектами МСП. По итогам 2020 года объем договоров ПАО «Россети» с субъектами малого и среднего предпринимательства составил 264 млрд рублей. В 2019 году этот показатель был равен 234 млрд рублей. Что касается структуры договоров, то основной объем договоров пришелся на строительно-монтажные работы.

«Несмотря на ограничения в 2020 году, нам удалось не только не снизить, но и нарастить объем договоров с субъектами МСП», — отметила Анастасия Целовальникова.

Субъекты МСП были заняты комплексными работами, связанными с выполнением наших инвестиционных программ. Поэтому можно с уверенностью сказать, что сегодня субъекты малого и среднего бизнеса являются полноправным участником развития электроэнергетики и обеспечения устойчивого энергоснабжения всей страны».

Директор по закупкам ПАО «Россети» также подчеркнула, что активность малого и среднего бизнеса на рынке электроэнергетики повышается с каждым годом, а компания со своей стороны старается стимулировать своих контрагентов с помощью различных партнерских программ.

АНАЛИЗ ЗАКУПОК КРУПНЕЙШИХ ЗАКАЗЧИКОВ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ У СУБЪЕКТОВ МСП (2020 ГОД)

ТОП-10 ЗАКАЗЧИКОВ
ПО ОБЪЕМУ ЗАКУПОК У СУБЪЕКТОВ МСП
(млрд руб.)



КОЛИЧЕСТВО И ЦЕНА ДОГОВОРОВ*
(ТОП 10 регионов РФ)

№	Субъект РФ	Поставщик и	Кол-во договоров шт.	Объем закупок, млрд руб.
1	Москва	4 400	15 345	174,2
2	Санкт-Петербург	2 192	7 826	93,2
3	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	308	803	41,1
4	Свердловская область	1 619	6 611	33,1
5	Московская область	900	4 571	30
6	Самарская область	682	2 441	16,4
7	Нижегородская область	908	3 405	16,1
8	Челябинская область	788	3 217	15,4
9	Омская область	219	846	13,7
10	Белгородская область	124	1 285	13,1
ВСЕГО по всем субъектам РФ		24 587	88 750	701,7

* - НА ОСНОВАНИИ УТОЧНЕННЫХ ДАННЫХ ИЗ РЕЕСТРА ДОГОВОРОВ ЕИС И ЕДИНОВОГО РЕЕСТРА СУБЪЕКТОВ МСП (ПО МЕСТУ НАХОЖДЕНИЯ ПОСТАВЩИКА)

• **Экономический эффект идентичности.** Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого (СПбПУ) подписал дорожную карту по развитию сотрудничества между АО «ТВЭЛ» (управляющая компания Топливного дивизиона Госкорпорации «Росатом»).

Документ включает научно-технологические и образовательные направления, связанные с цифровыми технологиями, цифровым инжинирингом и платформенными решениями.

«В состав Топливной компании «ТВЭЛ» входят высокотехнологичные предприятия, способные отвечать на вызовы новой промышленной революции, — отметил ректор СПбПУ Андрей Рудской. — И наш университет имеет все необходимые компетенции и ресурсы, чтобы быть надежным партнером в решении задач формирующейся цифровой промышленности».

Сотрудничество вуза и компании предполагает использование технологий цифрового инжиниринга

(системы математических, компьютерных и цифровых моделей, виртуальных испытаний на виртуальных стендах и полигонах, цифровых двойников) при разработке и испытаниях новых промышленных изделий, продуктов и материалов по целому ряду направлений деятельности АО «ТВЭЛ».

Как отмечают в СПбПУ, использование цифровых технологий (в первую очередь, цифровых двойников и цифровых платформ) в промышленности и энергетике позволяет с высокой степенью адекватности моделировать испытания материалов и оборудования в виртуальной среде и получить ощутимый экономический эффект.

«Конечно, цифровые двойники полностью не исключают необходимость в физических и натурных испытаниях, однако они позволяют многократно сократить количество таких испытаний и провести, условно говоря, не 50, а только 5 натурных испытаний, — поясняет руководитель Центра компетенций НТИ СПбПУ Алексей Боровков. — Это способствует снижению себестоимости разработки и ускорению вывода новых изделий и продуктов на рынок. Разумеется, все зависит от сложности оборудования, но во многих случаях речь идет о сэкономленных миллионах и десятках миллионов рублей. Что касается точности данных, полученных при виртуальных испытаниях с использованием цифровых двойников, то она зависит от точности исходных данных: если математическая модель изначально будет максимально соответствовать физической, то различие будет составлять от десятых долей до единиц процентов».

В области производства ядерного топлива дорожная карта предусматривает создание цифровых двойников, проведение виртуальных испытаний, разработку виртуальных стендов и полигонов с целью проведения испытаний гидродинамических, тепловых и прочностных характеристик, решение задач повышения надежности эксплуатации и безопасности оборудования. Вместе с тем разработки будут касаться и отраслей, не связанных с ядерными технологиями напрямую. В частности, речь идет о таких направлениях, как цифровые технологии в металлургии, накопители энергии и аддитивные технологии.

«Работа в условиях жесткой конкуренции и меняющегося рынка требует от компании решения сложных, комплексных наукоемких отраслевых задач в целом спектре высокотехнологичных направлений, — отметила президент АО «ТВЭЛ» Наталья Никипелова. — Только за счет использования самых передовых цифровых технологий мы можем отвечать на современные вызовы, формировать новый технологический уклад, который уже сегодня определяет перспективы развития компании. Этим целям послужит реализация подготовленных совместно с петербургским Политехом направлений совершенствования продукции, создания новых востребованных продуктов и материалов, автоматизированной системы цифрового инжиниринга, подготовки и переподготовки кадров».

Стоит отметить, что если в США, а также некоторых

европейских и азиатских странах цифровые двойники в энергетике используются достаточно широко, то в России данная тенденция только зарождается. К примеру, в Центре НТИ СПбПУ недавно были разработаны первые в стране цифровые двойники газотурбинного двигателя, дизельного двигателя, основных компонентов системы очистки бурового раствора, декантирующих центрифуг и т. д.

Несмотря на то что данное направление является относительно новым для российской энергетики, по мнению экспертов университета, оно уже успело достаточно хорошо зарекомендовать себя.

• **Энергию моря на производство виски.** Шотландские производители виски переходят на ВИЭ. Теперь часть заводов страны будет получать энергию от подводных приливных турбин.

Компания Nova Innovation, мировой лидер в области приливной энергетики, установит подводные приливные турбины на западе Шотландии, между островами Джюра и Айлей. По задумке инженеров, проект «Oran na Mara» мощностью 3 МВт снизит зависимость производителей виски от ископаемых видов топлива. Если все пойдет по плану, проект будет запущен к 2022 году.

Вообще потенциал морской энергетики в водах Шотландии огромный. Так, на архипелаге Оркнейских островов находится Европейский центр морской энергии (ЕМЕС), где инженеры тестируют и оценивают инновационные технологии энергии естественных приливов и отливов.

По данным Международного энергетического агентства, в 2019 году производство приливной энергетики выросло примерно на 13%. Аналитики уверены, что сейчас эти цифры значительно выше, а значит, перед энергетиками открыт «океан возможностей для генерации».

• **Энергетический шопинг.** Профессор материаловедения из Мичиганского технологического университета Джошуа Пирс и аспирант Сварадж Санджай Дешмух предложили встраивать солнечные панели в навесы над автостоянками близ крупных торговых центров. В результате этого простейшего решения можно ликвидировать дефицит «электроколонок» для зарядки электромобилей, а владельцам супермаркетов — привлечь новых покупателей. И удерживать их подольше — пока заряжается аккумулятор.

В модели, изложенной в журнале *Renewable Energy*, Пирс и его соавтор описывают преимущества разработки зарядных станций для электромобилей, работающих на солнечных фотоэлектрических навесах, встроенных в парковочную инфраструктуру крупных ритейлеров, таких, как Walmart. Один такой навес может обеспечивать солнечную электроэнергию примерно для 100 зарядных станций. По всей стране Walmart может развернуть 11,1 гигаватта солнечных навесов над парковками, чтобы обеспечить более 346 000 зарядных станций для подзарядки автомобилей своих клиентов. Такой парк солнечных навесов мог бы покрыть потребности 90%

американцев, живущих в пределах 15 миль от Walmart.

Идея может быть использована не только мегамаркетами, но и любым крупным торговым центром, располагающим собственной автостоянкой. Фактически их владельцы без особых затрат для себя могут получить сразу 4 конкурентных преимущества:

- повышение комфорта клиентов за счет обеспечения укрытия от атмосферных осадков, если они по какой-то причине еще не додумались построить навес над автостоянкой;

- льготные цены на электроэнергию для владельцев заправляемых электромобилей;

- увеличение времени, проведенного владельцами авто, чтобы обеспечить большую зарядку, а вместе с тем и средств, потраченных в магазине;

- приобщение к «зеленому потребительству»: дополнительное поощрение для тех, кто переходит на экологически чистые технологии.

«Электромобильная зарядная электростанция Tesla сейчас является самым ценным активом в мировой автомобильной отрасли, а General Motors уже объявил, что газовые и дизельные автомобили исчезнут к 2035 году. Очевидно, что переход на электрическую тягу будет ускоряться, — отметил Пирс. — Сейчас ритейлеры имеют прекрасную возможность использовать актив своих парковок для получения прибыли от растущей армии владельцев электромобилей. Наиболее дальновидные торговые предприятия, вкладывающие уже сейчас деньги в солнечные навесы и зарядные станции, получат наибольшую прибыль».

• **Чудо-остров чистой энергии.** В 80 км от побережья Дании построят искусственный остров, окруженный сотнями ветряных установок. По задумке ученых, плавучая площадка станет первым в мире центром зеленой энергии.

Несколько месяцев назад правительство Дании заявило: к 2050 году страна перестанет добывать ископаемое топливо. Уже сейчас прекращены все геологоразведочные работы на нефть и газ в Северном море, а между тем Дания считается крупнейшим производителем нефти в ЕС.

Избавиться от зависимости в горючих материалах страна решила оригинальным способом: она построит искусственный остров за 34 млрд долларов. Планируется, что плавучая площадка станет первым в мире центром чистой энергии: он будет производить топливо с нулевым выбросом углерода, и для этого в ближайшее время инженеры построят сотни ветряных турбин.

По задумке ученых, искусственный остров расположится более чем в 80 км от побережья страны. Его площадь будет равна 20 футбольным полям. Окружат остров массивные ветряные турбины — от 200 до 600 единиц. Поскольку центр построят в отдалении от суши, то турбины станут значительно больше своих прежних аналогов и будут работать с более высокими скоростями ветра.

На первом этапе эксплуатации плавучая площадка обеспечит энергией 3 млн домохозяйств — первона-

чальная мощность установок 3 ГВт, дальше показатель увеличится почти втрое — до 10 ГВт. По мере добавления массивных батарей концентратор будет накапливать энергию и отправлять ее по запросу.

Несмотря на то что офшорная ветроэнергетика уже существует, искусственный остров станет первым в мире центром чистой энергии, собирающим и распределяющим энергию от нескольких ветряных электростанций одновременно. Дальше больше — Дания собирается стать новым экспортером чистой энергии: по подводным кабелям она обеспечит жидким топливом все страны ЕС.

• **Скоро: общедоступная база данных о мировых запасах ископаемого топлива.** В преддверии саммита ООН по изменению климата, который пройдет в ноябре 2021 года, эксперты в области энергетики создадут первую в мире общедоступную и полную базу данных по запасам ископаемого топлива. Считается, что «глобальный реестр ископаемых видов топлива» восполнит серьезный пробел в общедоступных знаниях. Если раньше существовали либо дорогие, либо закрытые или же недостаточно подробные базы данных по запасам ископаемого топлива, то в ближайшие месяцы все изменится.

Согласно Парижскому соглашению, которое активно поддерживают члены ООН, производство ископаемого топлива должно сокращаться на шесть процентов в год, и так в течение следующих десятилетий. Подобная база данных, по мнению экспертов, наглядно докажет общественности необходимость сокращения выбросов углерода и полного отказа от ископаемого топлива.

Базу данных запасов ископаемого топлива создадут лондонская компания Carbon Tracker и американская компания Global Energy Monitor.

• **Солнечный скачок генерации Вьетнама.** Четверть всей электроэнергии Вьетнама производят солнечные батареи. В стране установлено более ста тысяч солнечных панелей, вырабатывающих 9,3 ГВт генерирующей мощности. Получаемое количество зеленой энергии эквивалентно мощности шести угольных электростанций.

Щедрые льготы. В прошлом году правительство

Вьетнама обратилось с предложением к местным домохозяйствам и предприятиям: установите солнечные батареи на крышах зданий и получите щедрые льготы. Инициативу чиновников население поддержало. Так в энергосистеме страны появилось 9,3 ГВт дополнительных генерирующих мощностей, что эквивалентно производству шести угольных электростанций. Теперь в стране, которая еще несколько лет назад сильно зависела от ископаемого топлива, появилось более 101 000 солнечных установок, и всего за год производство чистой энергии во Вьетнаме увеличилось в 25 раз.

«Секрет успеха» солнечной генерации страны кроется в программе стимулирования, а точнее — в щедром льготном тарифе, действующем в течение 20 лет. Правительство установило для пользователей солнечной энергии гарантированную цену на продажу излишков электроэнергии. Кроме того, солнечные батареи не требуют новых линий электропередачи, они и не требуют дополнительных площадей, а компактно размещаются на крышах жилых зданий, офисов, фабрик и пр.

Так, одной из площадок для установки солнечных батарей стала крыша центральной энергетической корпорации страны EVNCPSC, расположенной в городе Дананге. Теперь питают сотни офисов высотки несколько десятков солнечных панелей. В среднем они вырабатывают более 100 кВт/ч в день.

Инвестиции в солнце. Проект установки кровельных солнечных батарей стал не первой крупной инвестицией страны в ВИЭ. В 2019 году предприятия и домохозяйства получили 4,5 ГВт энергии от наземных солнечных панелей. Новая же инициатива упрочила позиции государства в вопросе отказа от ископаемого топлива, и теперь благодаря солнцу в стране вырабатывается четверть всей электроэнергии. Помогли и изменения в законодательстве, теперь инвестиции в угольные станции больше не подкрепляются государственными гарантиями.

«Изменения в структуре рынка электроэнергии Вьетнама и возникающая конкуренция со стороны альтернативных и возобновляемых источников энергии способствует смещению инвестиционного акцента от традиционной угольной энергетики к новой, экологически чистой», — уверен Тху Ву, аналитик Института экономики энергетики и финансового анализа (IEEFA).

Редакция журнала «Надежность и безопасность энергетики» сообщает, что в печатной версии 1-2021 допущена ошибка. На странице 4 в аннотации вместо «...неопределенных множителей Лагранжа...» написано «неопределенных множителей Лапласа...».

Читать следует «неопределенных множителей Лагранжа».



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.

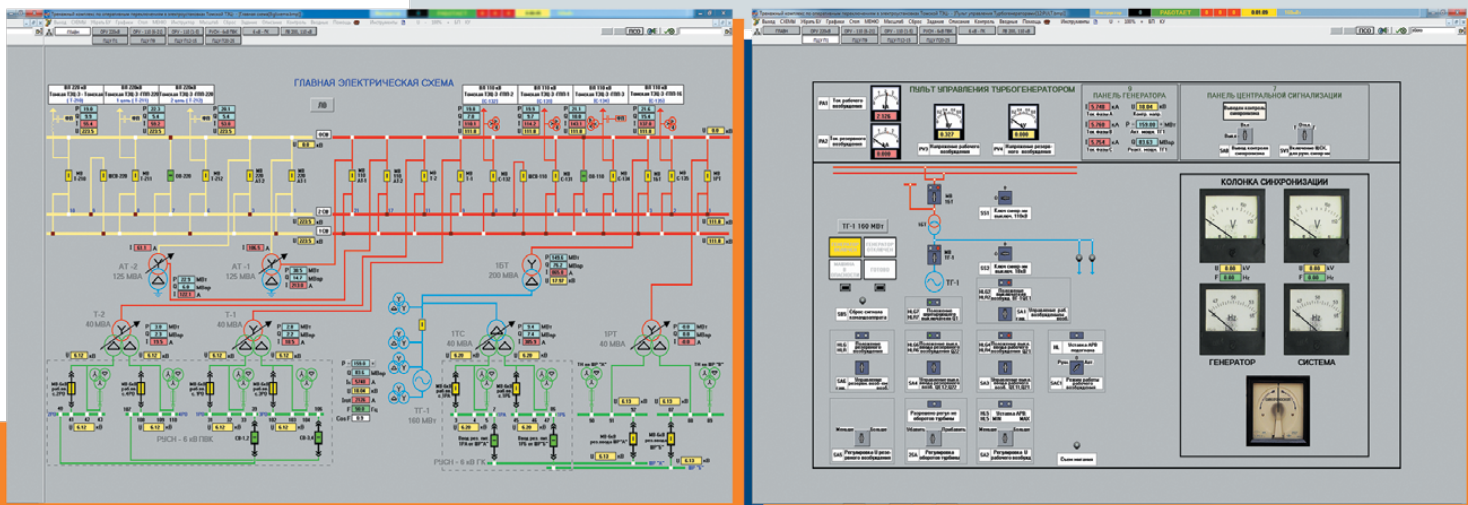


Состав главной электрической схемы станции:

- ОРУ-220 кВ
- ОРУ-110 кВ
- КРУ-6 кВ
- 2 автотрансформатора АТ1, АТ2
- генератор ТВВ-160-2ЕУ3
- 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»:

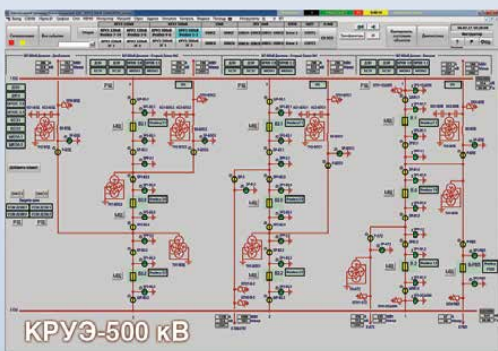
117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



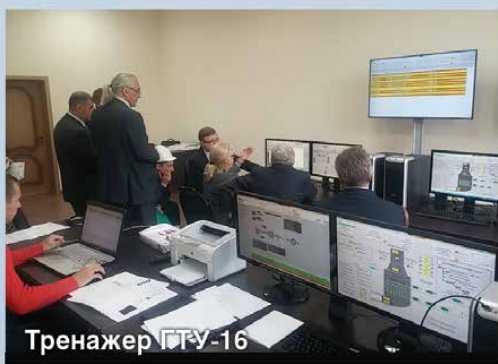
ТЭСТ Тренажеры электрических станций и сетей



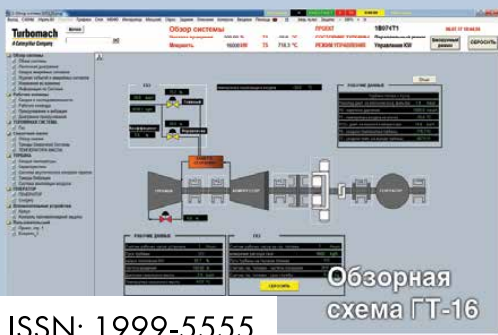
Тренажер Главной электрической схемы станции



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

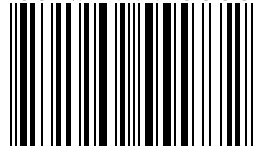
- реализация любых энергообъектов и систем управления
- реализация современных дидактических Web-приложений
- значительное снижение стоимости при росте качества и функциональности
- гибкая интеграция в компьютерную сеть предприятия

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

ISSN: 1999-5555



9 771999 555772

Новые модели тренажеров!