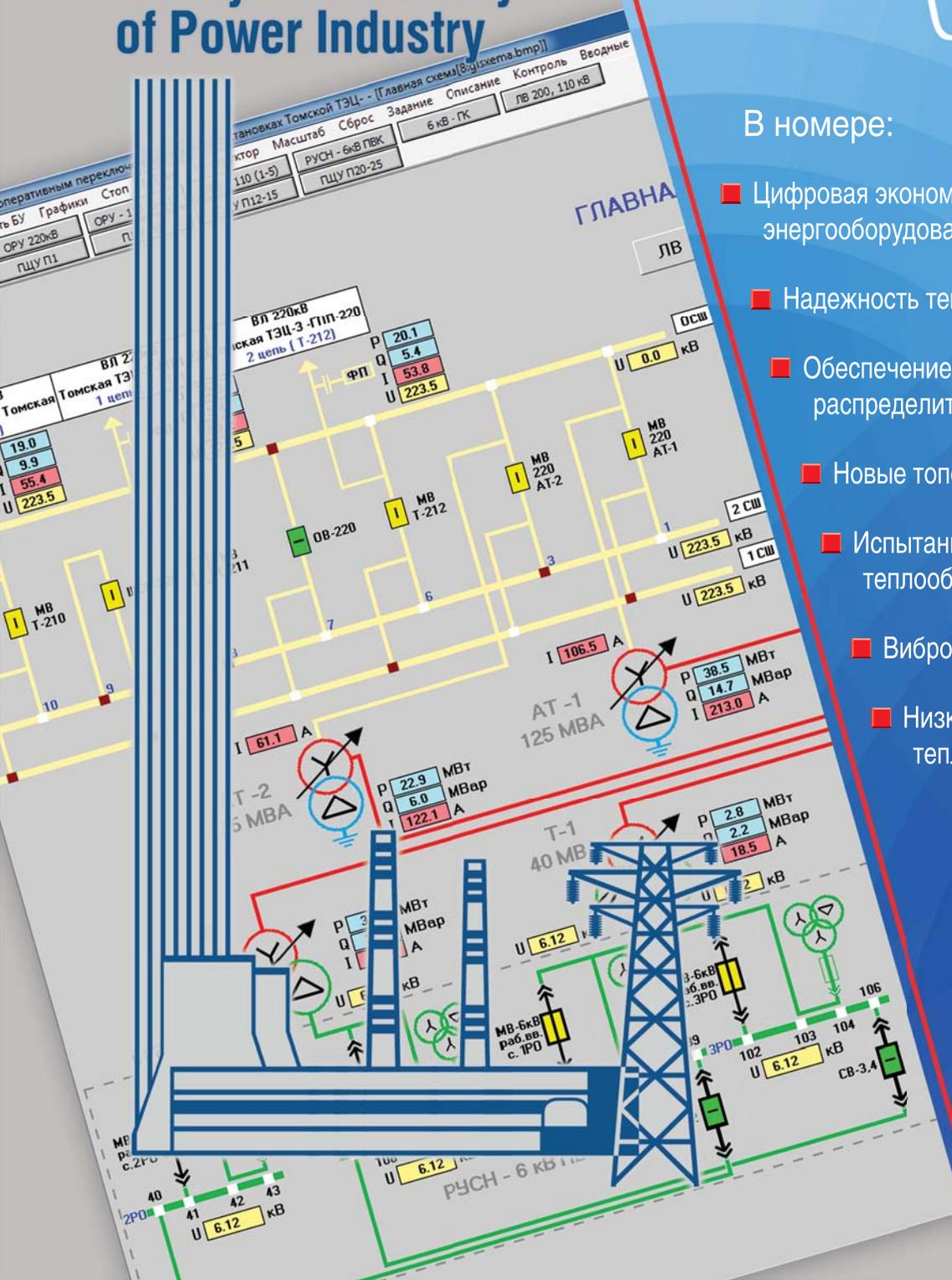


НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ



Том 10 №4 2017

Safety & Reliability of Power Industry



В номере:

- Цифровая экономика и состояние энергооборудования
- Надежность тепловых сетей
- Обеспечение безопасности распределительных сетей
- Новые топочно-горелочные устройства
- Испытания пластинчатых теплообменников
- Вибропрочность трубопроводов АЭС
- Низкотемпературная коррозия теплообменников ГТУ ТЭЦ

www.sigma08.ru
www.testenergo.ru



Организатор: НОЦ «Экология энергетики» НИУ «МЭИ»



VI Международная конференция «Золошлаки ТЭС – удаление, транспорт, переработка, складирование»

Конференция состоится 19 – 20 апреля 2018 г. в Москве на базе НИУ «МЭИ».

Официальные языки конференции: русский и английский • К открытию конференции будет издан специальный выпуск журнала, входящего в перечень ВАК • Материалы конференции также будут размещены в РИНЦ • Во время проведения мероприятия будет обеспечен синхронный перевод презентаций докладов и дискуссий.

19–20 апреля
2018 года,
г. Москва

Тематика проведения конференции:

- влияние тенденций изменения природоохранного законодательства на проблему обращения с золошлаками энергетики;
- влияние Справочников по внедрению НДТ в энергетику России и стран мирового сообщества на решение проблемы обращения с золошлаками;
- практика и проблемы внедрения НДТ мирового уровня в системы обращения с золошлаками;
- объемы образования и направления полезного применения золошлаков энергетики;
- потребительские свойства и сертификация золошлаков;
- влияние технологий подготовки и сжигания твердых органических топлив на потребительские свойства золошлаков и эколого-экономические показатели работы ТЭС в целом;
- влияние технологий очистки уходящих газов от оксидов азота и серы на потребительские свойства золошлаков;
- влияние технологий золоулавливания и удаления золы от золоуловителей на потребительские свойства золошлаков;
- использование золошлаков в строительной отрасли;
- использование золошлаков в сельском хозяйстве;
- применение золошлаков энергетики на предприятиях других отраслей;
- малотоннажные высокотехнологичные производства по переработке золошлаков;
- перспективные системы обращения с золошлаками энергетики на электростанциях;
- повышение квалификации и переподготовка специалистов в области обращения с золошлаками энергетики.

Приглашаем Вас и сотрудников Вашей организации принять участие в работе конференции!

Целевая аудитория: представители федеральных и региональных органов исполнительной и законодательной власти, энергетических компаний, угольных электростанций, предприятий по системам обращения с золошлаками и их переработке, профильных ВУЗов, научно-исследовательских институтов и специализированных организаций.

Планируемое количество участников: 100 человек.

Адрес Оргкомитета: Москва, ул. Красноказарменная, д.14, корпус Ж, ауд. Ж-105, Ж-107.

По вопросу участия в мероприятии обращаться по телефону: +7 495-362-7912.

Электронная почта: MalikovaEA@ecopower.ru, ZhivohinaAA@ecopower.ru

Страница конференции - <http://www.ecopower.ru/index.php?newsid=137>

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., профессор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (Москва, Россия)

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ

В. И. БЕЛЯЕВ — к. т. н., заместитель генерального директора АО «Тренажеры электрических станций и сетей» (Москва, Россия)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

А. Н. ВИВЧАР — к. г. н., заместитель директора — директор Департамента по внешним связям и стратегическому развитию Ассоциации «Совет производителей энергии» (Москва, Россия)

Н. И. ВОРОПАЙ — чл.-корр. РАН, д. т. н., профессор, научный руководитель ФГБОУН «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) (Иркутск, Россия)

Е. П. ГРАБЧАК — Директор Департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики Российской Федерации (Москва, Россия)

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

И. Ш. ЗАГРЕТДИНОВ — к. т. н., главный инженер АО «Теплоэнергетическая компания Мосэнерго» (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 «ЭНИИ») (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, Белоруссия)

С. А. КРОПАЧЕВ — д. и. н., доцент, Генеральный директор АНО «Центр переподготовки и повышения квалификации кадров» (Краснодар, Россия)

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

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

Е. М. МАРЧЕНКО — к. т. н., профессор, 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)

В. М. НЕУМИН — к. т. н., главный специалист по энергетике ООО «Технологические системы защитных покрытий» (Москва, Россия)

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

Н. Д. РОГАЛЕВ — д. т. н., профессор, ректор ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт», председатель Ученого совета (Москва, Россия)

В. СТРИЕЛКОВСКИ — доктор философии, профессор, научный сотрудник Кембриджской бизнес-школы Кембриджского университета (Англия)

А. И. ТАДЖИБАЕВ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Диагностика энергетического оборудования» ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации» (Санкт-Петербург, Россия)

А. Е. УЖАНОВ — к. с. н., доцент, директор Департамента по связям с общественностью Топливной компании Росатома «ТВЭЛ» (Москва, Россия)

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

Л. А. ХОМЕНКО — д. т. н., профессор, заместитель генерального директора по научной работе — заведующий отделением турбинных установок Научно-производственного объединения по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова (ЦКТИ) (Санкт-Петербург, Россия)

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)

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

В. И. ШАРАПОВ — д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Теплогоснабжение и вентиляция» ФГБОУ ВПО «Ульяновский государственный технический университет» (Ульяновск, Россия)

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

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

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

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

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

Подписные индексы:

45024 — Объединенный каталог и интернет-каталог «Пресса России», Е45024 — Интернет-каталог «Книга-сервис».

Художественный редактор: — Маланьин Д. Б.

Технический редактор — Чижов В. В.

Подписано в печать 29.12.2017 г. Отпечатано в ООО «Паритет».

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., Professor, National Research University «Moscow Power Engineering Institute» (Moscow, Russia)

EXECUTIVE EDITOR

Valeriy I. BELYAEV — Cand. of Tech. Sc., Deputy Director General, JSC «Simulators of power plants and networks» (Moscow, Russia)

EDITORIAL BOARD

Anton N. VIVCHAR — Cand. of Geogr. Sc., Deputy Director/Director of the Department of External Relations and Strategic Development of the Association «Council of Power Producers and Power Industry Strategic Investor» (Moscow, Russia)

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)

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

Evgeny P. GRABCHAK — Director of the Department for Operational Control and Management in the Electric Power Industry of the Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

Ilyas Sh. ZAGRETDINOV — Cand. Sc. (Eng), Chief Engineer of JSC «Heat Power Company Mosenergo» (Moscow, Russia)

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

Nikolay A. ZROICHKOV — Dr. of Tech. Sc., Professor, «G. M. Krzhizhanovskiy 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 His. Sc., Director General, «Center for Retraining and Advanced Training» (Krasnodar, Russia)

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

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

Evgeniy M. MARCHENKO — Cand. of Tech. Sc., Professor, Director, «Eniv», LLC (Moscow, Russia)

Vladimir E. MESSERLE — Dr. of Tech. Sc., Professor, Head Research Fellow of the Research institute of experimental and theoretical physics, the al-Farabi Kazakh National University (Almaty, Kazakhstan)

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

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

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

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

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

Valeriy M. NEUMIN — Cand. of Tech. Sc., Chief Power Engineer, «Technological systems for protective coatings», LLC (Moscow, 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)

Nikolay D. ROGALEV — Dr. of Tech. Sc., Professor, Rector of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Chairman of the Academic Council (Moscow, Russia)

Wadim STRIELKOWSKI — Ph.D., University of Cambridge, Judge Business School (Cambridge, England)

Aleksey I. TADZHIBAYEV — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of diagnostics of energy systems, «Peterburg power engineering institute of professional development» (St. Petersburg, Russia)

Aleksandr E. UZHANOV — Cand. of Sociol. Sc., Director of the PR Department, «TVEL, the fuel company of Rosatom» (Moscow, Russia)

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

Leonid A. KHOMENOK — Dr. of Tech. Sc., Professor, Deputy Director General of Research/Head of the Department of turbine installations, I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (St. Petersburg, Russia)

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)

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

Vladimir I. SHARAPOV — Dr. of Tech. Sc., Professor, head of the Department of heat and gas supply and ventilation of the «Ulyanovsk State Technical University» (Ulyanovsk, Russia)

Founder and publisher: Scientific and Production Association «Energobezопасnost». Frequency of the edition four times a year. Leaves 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 ПИ № 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: Chizhov V. V. Signed in the press on October 01, 2017. Printed in LLC Paritet.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

Грабчак Е. П. Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики.....	268
Горбунова Т. Г., Ваньков Ю. В., Медяков А. А. Надежность тепловых сетей: теория и практика.....	275
Султанов М. М., Труханов В. М., Кухтик М. П., Карнаухов А. В. Оценка показателей надежности тепловых сетей.....	280
Кондратьева Н. П., Стерхова Т. Н., Широкова Т. А., Огородников Л. Л., Моисеенко А. Б. Обеспечение безопасности при эксплуатации распределительных сетей.....	287

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

Бреус В. И., Шестаков Н. С., Лейкам А. Э., Сорокин А. П., Огоньков К. Ю., Агеев В. А., Григорьев К. А., Чебакова Г. Ф., Коржикова О. А., Тупицын С. П. Разработка новых топочно-горелочных устройств для энергетики и промышленности.....	291
Балунов Б. Ф., Григорьев К. А., Лычаков В. Д., Щеглов А. А., Матяш А. С., Старухина К. С., Устинов А. Н., Зайцев А. В. Некоторые особенности работы и теплогидравлических испытаний пластинчатых теплообменников.....	298
Горюнов О. В., Слоцов С. В. Расчетно-экспериментальное обоснование вибропрочности трубопроводов АЭС на основе квазистатического подхода.....	304
Гранченко П. П., Сухих А. А., Кузнецов К. И. Термодинамический анализ применения рабочих веществ фторуглеродного состава в электрогенерирующих установках малой энергетики.....	310
Киндра В. О., Лисин Е. М., Курдюкова Г. Н., Жигулина Е. В. Конструкторские решения проблемы низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева теплообменных аппаратов отопительной ГТУ-ТЭЦ.....	316
Мурманский Б. Е., Аронсон К. Э., Бродов Ю. М. Влияние повреждаемости оборудования технологических подсистем на функциональные отказы паротурбинных установок.....	322
Татарина Н. В., Суворов Д. М., Суших В. М. Математические модели теплофикационных паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков.....	330

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Есин С. Б., Трифонов Н. Н., Сухоруков Ю. Г., Егоров П. В., Набагез Е. Б., Николаенкова Е. К., Святкин Ф. А., Синцова Т. Г., Григорьев К. А. Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и ее оборудования турбин мощностью 100-800 МВт.....	340
---	-----

ИНФОРМАЦИЯ	348
-------------------------	-----

ЮБИЛЕИ	350
---------------------	-----

ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ	352
----------------------------------	-----

СВОЕВРЕМЕННЫЕ МЕТАФОРИЗМЫ	356
--	-----

CONTENTS

GENERAL ISSUES OF RELIABILITY AND SAFETY OF ENERGY

Grabchak E. P. Assessment of technical condition of power equipment in conditions of digital economy.....	268
Gorbunova T. G., Vankov Y. V., Medyakov A. A. Reliability of thermal networks: theory and practice.....	275
Sultanov M. M., Trukhanov V. M., Kukhtik M. P., Karnaukhov A. V. Assessment of Thermal Networks' Reliability Indicators.....	280
Kondratieva N. P., Sterkhova T. N., Shirobokova T. A., Ogorodnikov L. L., Moiseenko A. B. Ensuring safety in operation of distribution networks.....	287

DESIGN, RESEARCH, CALCULATIONS

Breus V. I., Shestakov N. S., Leikam A. E., Sorokin A. P., Ogonkov K. Y., Ageev V. A., Grigoryev K. A., Chebakova G. F., Korzhikova O. A., Tupitsyn S. P. The development of new furnace-burner devices for energy sector and industry.....	291
Balunov B. F., Grigoryev K. A., Lychakov V. D., Shcheglov A. A., Matyash A. S., Starukhina K. S., Ustinov A. N., Zaytsev A. V. Some features of operation and thermal-hydraulic tests of plate heat exchangers.....	298
Goriunov O. V., Slotsov S. V. Calculation-experimental substantiation of vibration strength of nuclear power plant pipelines based on the quasi-static approach.....	304
Granchenko P. P., Sukhikh A. A., Kuznetsov K. I. Thermodynamic analysis of the use of fluorocarbon working fluids in power generating units of small scale power plants.....	310
Kindra V. O., Lisin E. M., Kurdukova G. N., Zhigulina E. V. Design solutions on the low temperature corrosion problem for heating surfaces of heat exchangers at gas turbine CHP.....	316
Murmansky B. E., Aronson K. E., Brodov Yu. M. The effect of damage rate of technological subsystems equipment on functional failures of steam turbines.....	322
Tatarinova N. V., Suvorov D. M., Sushchikh V. M. Mathematical Models of Cogeneration Steam Turbines Based on Experimental Characteristics of Turbine Stages and Compartments.....	330

OPERATIONAL PRACTICE

Esin S. B., Trifonov N. N., Sukhorukov Y. G., Egorov P. V., Nabagez E. B., Nikolaenkova E. K., Svyatkin F. A., Sintsova T. G., Grigoryev K. A. Development and experience in improving regeneration schemes and equipment of turbines with a capacity of 100 – 800 MW.....	340
---	-----

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-268-274

УДК 621.1.18

Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики

Гребчак Е. П.

Министерство энергетики Российской Федерации
Россия, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42, стр. 1

Поступила / Received 28.10.2017

Принята к печати / Accepted for publication 08.12.2017

Изложены концептуальные положения обеспечения новых подходов к оценке технического состояния активов. При этом за основу взят подход экспертного определения через весовые коэффициенты значений групп параметров функциональных узлов оборудования. Достаточно подробно изложена методика определения весовых коэффициентов, основанная на методе анализа иерархий [1]. На основе расчетов индексов технического состояния отдельных функциональных узлов, в соответствии с решением задачи о нахождении оптимизированных значений при нечетких условиях и ограничениях, по минимальному значению определяется интегральный показатель оборудования (группы оборудования). Автор, в соответствии с разрабатываемой под его руководством методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей и определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование (группы оборудования), вводит понятия видов состояния оборудования, соотнося их с конкретными мерами технического воздействия. Это позволяет объективизировать процесс оценки и сформировать информационную базу для принятия управленческих решений по использованию активов. Приведенный пример расчета индекса технического состояния позволяет наглядно продемонстрировать практическую значимость предлагаемых подходов и методов оценки производственных активов. Определенные в статье подходы создают информационную и методологическую основу перехода от планово-предупредительных ремонтов оборудования объектов электроэнергетики к ремонтам по состоянию. В статье обозначается проблема комплексной оценки технико-экономической эффективности активов энергетической системы, которая включает множество энергообъектов. Формирование методологической и технологической основы системы управления производственными активами (СУПА) и обеспечение ее функционирования определяет научную ценность и инновационный подход к решению обозначенных проблем, поднимаемых в статье.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: субъекты энергетики, производственные активы, управление активами, показатели технико-экономического состояния объектов энергетики, индекс технического состояния (ИТС)

Адрес для переписки:

Гребчак Е. П.
Министерство энергетики Российской Федерации
ул. Щепкина, д. 42, стр.1, 107996, ГСП-6, г. Москва, Россия
e-mail: GrabchakEP@minenergo.gov.ru

Address for correspondence:

Grabchak E. P.
Ministry of Energy of Russia
Schepkina street, 42/1, GSP-6, 107996, Moscow, Russia
e-mail: GrabchakEP@minenergo.gov.ru

Для цитирования:

Гребчак Е. П. Оценка технического состояния энергетического оборудования в условиях цифровой экономики. Надежность и безопасность энергетики. 2017 г. – Т.10 – №4 – с. 268 – 274.

For citation:

Grabchak E. P. [Assessment of technical condition of power equipment in conditions of digital economy]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki* = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol.10, no. 4, pp. 268 – 274 (in Russian).

Assessment of technical condition of power equipment in conditions of digital economy

Grabchak E. P.

Ministry of Energy of Russia

Russia, GSP-6, 107996, Moscow, Schepkina street, 42/1

The article outlines the conceptual provisions for new approaches to assessing the technical condition of assets. Here, an approach through weight coefficients of the values of groups of parameters of functional equipment units is taken as the basis of expert definition. The methodology of determining weight coefficients based on the method of analyzing the hierarchies of T. Saaty is described in sufficient detail. Based on the calculation of technical condition indices of individual functional units, in accordance with the solution of the problem of finding optimized values under fuzzy conditions and constraints, the integral indicator of equipment (equipment group) is determined by the minimum value. The author, in accordance with the method of assessing the technical condition of the main technological equipment and power transmission lines of electric power stations and electric grids and developing the optimal type, composition and cost of the technical impact on equipment (equipment group), develops concepts of the state of the equipment, correlating them with specific measures of technical impact. This allows us to objectify the assessment process and create an information base for making managerial decisions on the use of assets. The given example of calculation of the technical condition index allows to visually demonstrate the practical importance of the proposed approaches and methods for assessing production assets. The approaches defined in the article create an information and methodological basis for the transition from planned preventive repair of electrical power facilities equipment to condition-based repair. The article outlines the problem of comprehensive assessment of the technical and economic efficiency of energy system assets, which includes numerous energy facilities. Formation of the methodological and technological basis of the production assets management system and ensuring its functioning determines the scientific value and innovative approach to solving the identified problems mentioned in the article.

KEYWORDS: power subjects, production assets, asset management, indicators of technical and economic condition of power objects, technical condition index

Первого декабря 2016 г. Президент Российской Федерации В. В. Путин в своем ежегодном послании Президента Федеральному Собранию дал официальный старт строительству цифровой экономики в России. Правительству Российской Федерации поручено совместно с Администрацией Президента Российской Федерации разработать и утвердить программу «Цифровая экономика», предусмотрев меры по созданию правовых, технических, организационных и финансовых условий для развития цифровой экономики в Российской Федерации и ее интеграции в пространство цифровой экономики государств-членов Евразийского экономического союза, которая была утверждена Премьер-министром РФ Д. А. Медведевым 31.06.2017 г. [2].

Основой цифровой экономики является умение оперативно получать и обмениваться большим объемом достоверных данных и способность анализировать и использовать полезную информацию в режиме реального времени. Благодаря этому появляется возможность принятия более точных и оперативных решений на всех уровнях управления, от превентивных ремонтов оборудования до изменения инвестиционной политики в целях более эффективного использования всех видов ресурсов и инфраструктуры.

Энергосистема — это огромный механизм, который требует значительных финансовых вливаний на поддержание текущего технического состояния, на восстановление изношенных фондов, на инвестиции в развитие. Объем финансирования при этом ограничен тарифами,

уровень которых контролируется законодателем и регулирующими органами. Требуется нахождение баланса между затратами, перспективами и рисками, с одной стороны, и обеспечением требуемой производительности активов, с другой стороны, — управление энергосистемой с использованием риск-ориентированных методов и модели управления.

Актуальность установления отраслевых подходов к определению фактического технического состояния объектов электроэнергетики и их оборудования обоснована необходимостью перехода на проактивный (превентивный) подход к управлению объектами, при котором действия (техническое обслуживание, ремонт, замена, техническое перевооружение и модернизация, вывод из эксплуатации) планируются и производятся на основании знания количественных и качественных характеристик показателей технического состояния конкретных единиц оборудования и прогнозов его изменения с учетом развивающихся тенденций.

Своевременное знание количественных показателей индекса технического состояния, использование методов обработки больших массивов информации в сочетании с использованием бенчмаркинга, как действенного инструмента повышения эффективности работы компаний, будет способствовать сокращению (оптимизации) операционных и капитальных затрат на производство и передачу энергии потребителям.

В данном направлении Минэнерго России провело и проводит последовательно ряд работ с целью выработ-

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-275-279
УДК 697.343

Надежность тепловых сетей: теория и практика

Горбунова Т. Г.¹, Ваньков Ю. В.², Медяков А. А.³

¹ ООО «ТатНИПИэнергопром»

пр. Ямашева, д. 37Б, 42012, Казань, Республика Татарстан, Россия

² ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет

ул. Красносельская, д. 51, 420066, Казань, Республика Татарстан, Россия

³ ФГБОУ ВО Поволжский государственный технологический университет

ул. Ленина, д. 3, 424000, г. Йошкар-Ола, Республика Марий Эл, Россия

Поступила / Received 21.04.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

По данным исследования за последние два года увеличилось общее число аварий на тепловых сетях, которое связано с превышением нормативного срока эксплуатации. Ветхие сети приводят к большим тепловым потерям. Повышение энергоэффективности теплоснабжения связано с надежностью тепловых сетей. С появлением ФЗ-190 «О теплоснабжении» стали вновь разрабатываться схемы теплоснабжения населенных пунктов. Обязательным требованием стал расчет надежности теплоснабжения.

Наиболее полно методики расчета надежности тепловых сетей представлены в [1, 2]. По методике [2] расчет надежности предполагается в программном комплексе Зулу-Термо. Основным исходным параметром для расчета является средняя интенсивность отказов. Данная величина теоретически является результатом статистических исследований, а фактически усредняется. Отсутствие или недостаточность статистической информации влечет за собой изменение фактического показателя надежности, приближая его к идеальному значению.

В [1] предложена методика сбора и обработки статистики отказов. Однако по ряду причин получение достоверных исходных данных в настоящее время сопряжено с определенными трудностями. Кроме того, как показала практика, обработка данных и оценка полученных результатов также вызывает затруднения.

По результатам критического анализа перечисленных методик установлено, что для получения расчетов, которые соответствуют действительности, необходимо иметь актуальную базу данных по отказам.

Новизна заключается в том, что изучены принципы формирования статистики отказов и влияние реальных исходных данных на фактическое значение показателя надежности. Выявлено, что формирование базы данных по отказам на тепловых сетях окажет положительное влияние на популяризацию теории надежности среди специалистов теплоснабжающих и эксплуатирующих организаций, сведет к минимуму возможные отклонения значений показателя надежности в результате расчетов, позволит прогнозировать развитие систем теплоснабжения в целом и предотвратить возможные каскадные повреждения жизненно-важных энергосистем.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тепловые сети, системы теплоснабжения, надежность, отказ

Адрес для переписки:

Горбунова Т. Г.

ООО «ТатНИПИэнергопром»

пр. Ямашева, д. 37Б, 420126, г. Казань, Россия

e-mail: tg-gor@ya.ru

Address for correspondence:

Gorbunova T. G.

LLC «Tatnpienergoprom»

Yamashev Street, 37B, 420126, Kazan, Russia

e-mail: tg-gor@ya.ru

Для цитирования:

Горбунова Т. Г., Ваньков Ю. В., Медяков А. А. Надежность тепловых сетей: теория и практика. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 275 – 279.

For citation:

Gorbunova T. G., Vankov Y. V., Medyakov A. A. [Reliability of thermal networks: theory and practice]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki=Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 275 – 279.

Reliability of thermal networks: theory and practice

Gorbunova T. G.¹, Vankov Y. V.², Medyakov A. A.³

¹ LLC «Tatnipienergoprom»

Yamashev Street, 37B, 420126, Kazan, Republic Tatarstan, Russia

² The Kazan state power university

Krasnoselskaya Street, 51, 420066, Kazan, Republic Tatarstan, Russia

³ Volga state university of technology

Lenin Sq., b. 3, 424000, Yoshkar-Ola, Republic of Mari El, Russia

According to research, the total number of accidents on thermal networks which is related to exceeding the normative operation period has increased in the last two years. Obsolete networks lead to significant heat losses. Energy efficiency of heat supply can be increased with improvement of the reliability of thermal networks. When the federal law No. FZ-190 «On heat supply» was introduced, diagrams of heat supply of settlements began to be developed again. Calculation of heat supply reliability became an obligatory requirement.

Methods of calculation of thermal networks reliability are provided in most detail in [1, 2]. The [2] technique suggests calculating reliability in the ZuluThermo software complex. The main basic parameter for calculation is the average failure rate. This value is theoretically the result of statistical investigations, and on practice uses the average value. Absence or lack of statistical information leads to a change in the actual reliability index, bringing it closer to the target value.

A technique for collection and processing of failure statistics is suggested in [1]. However, for a number of reasons, there are certain difficulties of receiving reliable basic data. Besides, as practice shows, data processing and assessment of the results also causes difficulties.

The results of the critical analysis of the listed techniques has shown that in order to receive calculations which are true it is necessary to have an up-to-date database on failures.

What is new is that the principles of gathering the failure statistics and influence of real basic data on the actual reliability value are studied. It is revealed that formation of a database on failures in thermal networks will have a positive impact on promoting the reliability theory among specialists of the heat supplying organizations and operators, will minimize possible deviations of calculated reliability values, will allow to predict the development of heat supply systems in general and to prevent possible cascade damages of the vital power supply systems.

KEYWORDS: thermal networks, systems of heat supply, reliability, failure

В статье излагается анализ существующих методик по исследованию надежности тепловых сетей, методов обработки исходных данных и оценки полученных результатов расчета, результаты исследования соответствия расчетного показателя надежности фактическому.

По информации Минэнерго РФ, в 2015 году количество аварийных ситуаций на магистральных тепловых сетях, эксплуатируемых субъектами электроэнергетики (ТГК и АО-энерго) в течение отопительного периода 2014–2015 гг. увеличилось на 16% по сравнению с отопительным периодом 2013–2014 гг. и достигло 1122, из них 53 ситуации сопровождались перерывами в теплоснабжении свыше 24 часов. Почти 70% аварий произошло на магистральных тепловых сетях с превышенным нормативным сроком эксплуатации (более 25 лет), а само количество таких сетей выросло на 3,6% [3].

Основными причинами аварий является сильный износ и коррозия трубопроводов при эксплуатации тепловых сетей сверх нормативного срока службы и низких темпах замены ветхих сетей. Это объясняется тем, что деятельность предприятий тепловых сетей регулируется местными органами власти. В последние годы тарифы на газ росли быстрее, чем тарифы на теплоснабжение, что негативно отразилось на затратах на текущий ремонт и обслуживание. Предприятиям не хватает средств на ремонт, в результате этого 68% се-

тей выработали свой ресурс. Следствием этого является рост удельного числа аварий на 1 км тепловой сети. Ветхие тепловые сети приводят к большим потерям тепловой энергии. Таким образом, повышение энергоэффективности теплоснабжения связано с надежностью тепловых сетей, которые в свою очередь требуют реновации.

Планы модернизации существующих систем теплоснабжения необходимо сопоставлять с планами развития города [4]. После принятия ФЗ-190 «О теплоснабжении» [5], выхода Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» появилась нормативная база для разработки схем теплоснабжения населенных пунктов.

В пакет документов схемы теплоснабжения города входит раздел «Надежность системы теплоснабжения». Требования ФЗ-190 не регламентируют порядок расчета надежности систем теплоснабжения и анализа полученных результатов. После принятия ФЗ-190 появилась методика [2] расчета коэффициентов надежности системы тепловых сетей, рекомендованная к использованию при разработке проектной документации. Надежность расчетного уровня теплоснабжения в данной методике оценивается коэффициентами готовности [6]. Проведение расчета показате-

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-280-286

УДК 621.192

Оценка показателей надежности тепловых сетей

Султанов М. М.¹, Труханов В. М.^{1,2}, Кухтик М. П.², Карнаухов А. В.¹

¹ Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Волжском
Россия, 404110, г. Волжский, пр. им. В. И. Ленина 69

² ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»
Россия, 400005, г. Волгоград, пр. им. В. И. Ленина 28

Поступила / Received 11.11.2017

Принята к печати / Accepted for publication 04.12.2017

Объектом исследования являются тепловые сети г. Волжского Волгоградской области. Цель настоящей статьи — определение количественных показателей надежности, выраженных в виде интенсивностей отказов, наработки на отказ и установление закона распределения отказов. Проведены исследования статистических данных по отказам тепловых сетей в г. Волжском Волгоградской области за период эксплуатации с 2010 г. по 2012 г. включительно после ввода в эксплуатацию в 1970 г. Все выявленные отказы приводили к прекращению подачи тепла и, соответственно, восстановлению тепловых сетей. Приведены математические зависимости оценки показателей надежности в виде интенсивностей отказов и наработки на отказ по диаметру труб, протяженности тепловых сетей и времени эксплуатации. Новизна статьи состоит в том, что впервые в г. Волжском проведены исследования надежности тепловых сетей и по их результатам получены конкретные числовые значения интенсивностей отказов и оценки наработки на отказ как по диаметру труб, так и протяженности тепловых сетей и времени их эксплуатации. Установлено, что интенсивность отказов подчиняется экспоненциальному закону распределения по диаметру и протяженности труб с параметрами $\lambda = 2,77 \cdot 10^{-3}$ (1/м), $T = 362$ м, а по времени эксплуатации — с параметрами $\lambda = 35,31 \cdot 10^{-3}$ (1/ч), $T = 28$ ч. Полученные оценки показателей надежности рекомендуются использовать при создании современных тепловых сетей. Принятая система технического обслуживания и ремонта обеспечивает надежную работу тепловых сетей с уровнем доверия 99%.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тепловые сети, трубы разного диаметра, оценки показателей надежности, интенсивность отказов, наработка на отказ, экспоненциальный закон, критерий согласия

Адрес для переписки:

Труханов В. М.
ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»
пр. им. В. И. Ленина 28, 400005, г. Волгоград, Россия
e-mail: trukhanov1939@mail.ru

Address for correspondence:

Trukhanov V. M.
Volgograd State Technical University
Lenin av., 28, 400005, Volgograd, Russia
e-mail: trukhanov1939@mail.ru

Для цитирования:

Султанов М. М., Труханов В. М., Кухтик М. П., Карнаухов А. В. Оценка показателей надежности тепловых сетей. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, № 4. – с. 280–286.

For citation:

Sultanov M. M., Trukhanov V. M., Kukhtik M. P., Karnaukhov A. V. [Assessment of Thermal Networks' Reliability Indicators]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki=Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 280–286 (in Russian).

Assessment of Thermal Networks' Reliability Indicators

Sultanov M. M.¹, Trukhanov V. M.^{1,2}, Kukhtik M. P.², Karnaukhov A. V.¹

¹ Volzhsky Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute»

Russia, 404110, Volzhsky, Lenin av., 69

² Volgograd State Technical University

Russia, 400005, Volgograd, Lenin av., 28

Thermal networks of Volzhsky, Volgograd region, are the object of research. The aim of this paper is to determine quantitative reliability indicators expressed as failure rates, time periods between failures and establishing a failure distribution law. Research of statistical data on failures of thermal networks have been conducted in the town of Volzhsky, Volgograd region, during the operation period from 2010 through 2012 after commissioning in 1970. All revealed failures led to interruption of heat supply and, accordingly, restoration of thermal networks. The article presents mathematical relationship between an assessment of reliability indicators in the form of failure rates and time periods between failures and the pipe diameter, the extent of thermal networks and the in-service time. The novelty of this article is that research of thermal networks' reliability has been conducted in Volzhsky for the first time, and the results of these studies show actual numerical values of failure rates and provide an assessment of time periods between failures, analyzing its relationship with the diameter of pipes, the extent of thermal networks and the time of their operation. It has been established that failure rate is subject to the exponential law of distribution depending on the diameter and extent of pipes with parameters $\lambda = 2,77 \cdot 10^{-3}$ (1/m), $T = 362$ m, and the operation time – with parameters $\lambda = 35,31 \cdot 10^{-3}$ (1/h), $T = 28$ h. It is recommended to use the received estimates of reliability indicators during creation of modern thermal networks. The established system of maintenance and repair ensures reliable functioning of thermal networks with a confidence level of 99%.

KEYWORDS: thermal networks, pipes of different diameter, assessment of reliability indicators, failure rate, time between failures, exponential law, acceptance criterion

Введение

Обеспечение надежности тепловых сетей после гарантийного срока эксплуатации является актуальной проблемой. Для решения этой проблемы необходимо решить следующие задачи:

- собрать статистическую информацию по диаметру труб, их протяженности, отказам тепловых сетей;
- оценить показатели надежности в виде интенсивности отказов и наработки на отказ как по диаметру труб, так и по протяженности тепловых сетей и времени эксплуатации;
- установить закон распределения отказов.

Исходные статистические данные [1, 2] представлены в таблицах 1 и 2.

Расчетные формулы для оценки показателей надежности по протяженности [3–6]:

$$\lambda_{n,i} = \frac{m_i}{\Delta l_i \cdot m}, \lambda_{n,cp,i} = \frac{\sum_{i=1}^9 \lambda_{n,i}}{9}, T_{n,i} = \frac{1}{\lambda_{n,i}}, T_{n,cp,i} = \frac{1}{\lambda_{n,cp,i}}, \quad (1)$$

где m_i — число отказов, попавших в i -й интервал протяженностью Δl_i ;

m — число всех отказов за 2010, 2011, 2012 или с 2010 по 2012 гг.;

$\lambda_{n,i}$ — интенсивность отказов по протяженности тепловых сетей, 1/м;

$T_{n,i}$ — наработка на отказ по протяженности трубы, м. Полученные расчетные оценки показателей надежности по протяженности сведены в таблицу 3. Строки таблицы отсортированы по возрастанию дли-

ны интервала. m_{2010i} , m_{2011i} , m_{2012i} , $m_{общ\ i}$ — число отказов, попавших в i -й интервал в 2010, 2011, 2012 гг. и общее соответственно. λ_{2010i} , λ_{2011i} , λ_{2012i} , $\lambda_{общ\ i}$ — интенсивности отказов тепловых сетей в 2010, 2011, 2012 гг. и общая соответственно, (1/м). Средние значения интенсивностей отказов и наработок на отказ: $\lambda_{2010,cp} = 34 \cdot 10^{-7}$ (1/м), $\lambda_{2011,cp} = \lambda_{общ,cp} = 32 \cdot 10^{-7}$ (1/м), $\lambda_{2012,cp} = 30 \cdot 10^{-7}$ (1/м), $T_{2010,cp} = 295902$ м, $T_{2011,cp} = 310791$ м, $T_{2012,cp} = 333591$ м, $T_{общ,cp} = 312905$ м.

Расчетные формулы для оценки показателей надежности по времени эксплуатации [3–6, 10]:

$$\lambda_{в,i} = \frac{m_i}{\Delta t_i}, \lambda_{в,cp} = \frac{\sum_{i=1}^9 \lambda_{в,i}}{3 \cdot \Delta t_i}, T_{в,i} = \frac{1}{\lambda_{в,i}}, T_{в,cp} = \frac{1}{\lambda_{в,cp}}, \quad (2)$$

где m_i — число отказов в i -м году эксплуатации;

Δt_i — 1 год эксплуатации, $T_{экс\ п} = \Delta t_i = 8760$ ч;

$\lambda_{г,i}$ — оценка интенсивности отказов, полученная по каждому году эксплуатации, (1/ч);

$T_{г,i}$ — наработка на отказ по каждому году эксплуатации, ч.

В результате расчетов получены следующие значения показателей надежности по времени эксплуатации: $\lambda_{2010} = 0,0349$ (1/ч), $\lambda_{2011} = 0,0348$ (1/ч), $\lambda_{2012} = 0,0362$ (1/ч), $\lambda_{cp} = 0,0353$ (1/ч), $T_{2010} = 28,63$ ч, $T_{2011} = 28,72$ ч, $T_{2012} = 27,62$ ч, $T_{cp} = 28,32$ ч.

По результатам полученных оценок интенсивности отказов по протяженности и годам эксплуатации построены графики изменения интенсивности отказов, представленные на рисунках 1–4.

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-287-290

УДК: 621.316.9

Обеспечение безопасности при эксплуатации распределительных сетей

Кондратьева Н. П.¹, Стерхова Т. Н.², Широбокова Т. А.¹, Огородников Л. Л.¹, Моисеенко А. Б.³

¹ ФГБОУ ВО «Ижевская государственная сельскохозяйственная академия»

Россия, Удмуртская Республика, 426069, г. Ижевск, ул. Студенческая, 11

² ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,

Россия Удмуртская Республика, 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1

³ ООО «Удмуртэнерго-нефть»,

Россия, Удмуртская Республика, 426039 г. Ижевск ул. Новосмирновская, 19

Поступила / Received 23.03.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

В соответствии с требованиями действующих Правил электроустановок все объекты, получающие электроэнергию от централизованной системы электроснабжения, должны иметь необходимую надежность электроснабжения. Особенно это касается объектов нефтегазового комплекса. Отключение этих объектов от сети электроснабжения даже на небольшой промежуток времени может привести к авариям и принести большой материальный и моральный ущерб. Даже если не произошло прямого попадания молнии в оборудование, все равно может возникнуть электромагнитный импульс между тучами и удаленным ударом молнии в землю. В статье представлено средство защиты от молнии — установка «Грозозащита», которая проходит испытания на Киенгопском нефтяном месторождении Удмуртской Республики и установлена на отдельно стоящей опоре в районе КТП-6/0,4 кВ с учетом конфигурации электрической сети 6 кВ ПС 110/6 кВ. Установку «Грозозащита» обычно располагают на возвышенности в отдалении от важных объектов инфраструктуры. Принцип ее работы основан на создании искусственной зоны грозового разряда. Проблемой этой установки является то, что она является концентратором электрических зарядов, наведенных в результате различных атмосферных явлений. Поэтому при ее эксплуатации необходимо соблюдать повышенные требования безопасности. Описаны назначения основных узлов грозозащитной установки и их функциональное назначение. За период эксплуатации устройства не наблюдалось ни одного попадания молнии в оборудование Киенгопского месторождения нефти и линии электропередач, а также не произошло опасных воздействий от грозовых перенапряжений. Таким образом, увеличилась защищенность всего электрооборудования как от перепадов напряжения, так и от резких скачков и импульсов напряжения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: защита от молнии, установка «Грозозащита», распределительные сети, линия электропередач

Адрес для переписки:

Стерхова Т. Н.

ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет»,

ул. Университетская, 1,

426034, г. Ижевск, Россия Удмуртская Республика

tatiana.sterh@mail.ru

Address for correspondence:

Sterkhova T. N.

FSBEI DH «Udmurt state University», Universitetskaya, 1,

426034, Izhevsk, Republic ANS of Russia

tatiana.sterh@mail.ru

For citation:

Kondratieva N. P., Sterkhova T. N., Shirobokova T. A., Ogorodnikov L. L., Moiseenko A. B. [Ensuring safety in operation of distribution networks]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 287–290 (in Russian).

Для цитирования:

Кондратьева Н. П., Стерхова Т. Н., Широбокова Т. А.,

Огородников Л. Л., Моисеенко, А. Б. Обеспечение безопас-

ности при эксплуатации распределительных сетей.

Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т.10,

№4. – с. 287–290.

Ensuring safety in operation of distribution networks

Kondratieva N. P.¹, Sterkhova T. N.², Shirobokova T. A.¹, Ogorodnikov L. L.¹, Moiseenko A. B.³

¹ FSBEI DH «Izhevsk state agricultural Academy»,
Russia, the Republic ANS, 426069, Izhevsk, Studencheskaya, 11

² FSBEI DH «Udmurt state University»
Republic ANS of Russia, 426034, Izhevsk, Universitetskaya, 1

³ ООО «Udmurtenergoremont»,
Russia, the Republic ANS, 426069, Izhevsk, Novosmirnovskaya, 19

In accordance with the requirements of the current Electrical Code, all facilities receiving electricity from a centralized power supply system must be provided with the necessary reliability of electricity supply. This is particularly true for oil and gas facilities. Disconnecting these objects from the power supply network even for a short period of time can lead to accidents and bring great material and moral damage. Even if the equipment is not directly struck by a lightning, an electromagnetic pulse between the clouds and a distant lightning strike to the ground can still occur. The article presents a lightning protection device — the «Grozozaschita» installation, which is being tested at the Kiengop oil field in the Udmurt Republic and installed on a standalone support in the area of CTS-6/0.4 kV, taking into account the configuration of the 6 kV electric network at a 110 / 6 kV substation. A «Grozozaschita» installation is usually located on a hill at some remote distance from important infrastructure facilities. The operation principle of the installation is based on creation of an artificial lightning discharge zone. The problem with this setup is that it concentrates electric charges induced by various atmospheric phenomena. Therefore, during its operation, higher safety requirements must be observed. The designation of the main components of the lightning protection system and their functional purpose are described. During the operation of the device, no lightnings struck the equipment of the Kiengop oilfield and power transmission line, and there were no dangerous effects from lightning surges. Thus, protection of all electrical equipment has been enhanced, both against voltage drops and sudden voltage surge and pulses.

KEYWORDS: Protection against lightning, «Grozozaschita» installation, power transmission line

Согласно требованиям Правил электроустановок [1] все объекты энергосистемы должны быть обеспечены необходимой надежностью электроснабжения и высоким качеством электроэнергии. Аварийные перерывы в электроснабжении или частичное снижение ее качества могут привести к нежелательным последствиям, приводящим к большим моральным и материальным ущербам для конкретного предприятия и для народного хозяйства в целом. Новые прогрессивные технологии производства вообще не допускают перерывов электропитания и колебания напряжения. Поэтому необходимо рассмотреть методы и способы повышения надежности электроснабжения.

Надежность электроснабжения потребителей в значительной мере определяется надежностью работы воздушных линий (ВЛ). В силу ряда объективных и субъективных причин надежность работы ВЛ 6 и 10 кВ остается относительно низкой. Одной из основных причин аварий и нарушений питания на ВЛ 6–10 кВ являются грозовые воздействия, которые составляют до 40% от общего числа отключений. Кроме того, при попадании молнии в опору ВЛ возникает процесс стекания заряда в землю, и в проводах линия электропередач возникнет напряжение, способное пробить изоляцию. Даже если не произошло пробоя, может произойти отключение или нарушение работы, что также отразится на работе электрооборудования и выполнении производственного процесса [2 – 6].

Опасность для зданий (сооружений) в результате прямого удара молнии может привести к: повреждению здания (сооружения) и его частей, отказу находящихся внутри электрических и электронных частей, гибели

и травмированию живых существ, находящихся непосредственно в здании (сооружении) или вблизи него [7].

Для защиты распределительных сетей 6–35 кВ и объектов нефтедобычи ООО «Удмуртэнерго» проводит свои испытания с установкой активной молниезащиты «Грозозащита» путем создания искусственной зоны грозового разряда [8–10].

Установка расположена на возвышенности в отдалении от важных объектов инфраструктуры, смонтирована на отдельно стоящей опоре в районе КТП-6/0,4 кВ Киенгопского месторождения и подключена к ВЛ 6кВ ПС Киенгоп (рисунок 1).

Предполагаемая зона защиты — это площадь расположения фидеров ПС Киенгоп. «Грозозащита» устанавливалась исходя из конфигурации электрической сети 6 кВ ПС 110/6 кВ. Разработанное устройство подключается к фазному проводу ВЛ 6 кВ и, в свою очередь, является еще и системой сбора статического заряда с территории, на которой располагается ВЛ. Подключение к фидеру ПС выполнено кабелем из сшитого полиэтилена (рисунок 2).

Принцип работы установки основан на создании искусственной зоны грозового разряда. Установка имеет следующие функциональные элементы:

- систему сбора зарядов с защищаемой площади. Данную функцию определяют и выполняют ВЛ 6 кВ;
- устройство подключения, которое обеспечивает связь установки с ВЛ, выполняет функцию «насоса электрических зарядов» и работает по принципу «Цилиндра Фарадея»;
- конденсатор, который выполняет функцию концентрации зарядов и фильтра тока промышленной частоты;

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИССЛЕДОВАНИЯ, РАСЧЕТЫ

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-291-297

УДК 662.61

Разработка новых топочно-горелочных устройств для энергетики и промышленности

Бреус В. И., Шестаков Н. С., Лейкам А. Э., Сорокин А. П., Огоньков К. Ю., Агеев В. А., Григорьев К. А., Чебакова Г. Ф., Коржилова О. А., Тупицын С. П.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

Представлены современные горелочные устройства для энергетических и промышленных котлов, обеспечивающих выбросы NO_x при сжигании природного газа — 125 мг/м^3 , при сжигании мазута — 250 мг/м^3 . Горелки комплектуются современными запально-защитными устройствами и форсунками. Также разработаны новые горелочные устройства для сжигания доменного, коксового и природного газов. Сжигание газов с различными свойствами вызывает определенные сложности, связанные с обеспечением рабочих параметров энергетических установок. Различия в характеристиках сжигаемых топлив определяют и различия в протекании процессов горения, эмиссионных характеристиках факела, объемов продуктов сгорания. Приведены примеры работы комбинированных горелок.

Рассмотрены особенности организации топочного процесса при совместном сжигании доменного, коксового и природных газов в топках котлов производительностью от 100 до 500 т/ч.

Приведены рекомендации по сжиганию низкокалорийных побочных газов промышленных предприятий (доменного, коксового и т. д.).

В целях решения экологических проблем утилизации жидких и газообразных отходов мощных промышленных предприятий разработаны специальные печи для обезвреживания промышленных стоков и различных газов. Даны два варианта компоновок печей (вертикальная и горизонтальная). Значительный интерес представляет печь с горелкой для сжигания водоугольной суспензии (ВУС).

Приведены материалы по новым разработкам различных типов теплогенераторов: с внутренней огнеупорной и огнестойкой футеровкой и полностью выполненными из металла (воздухоохлаждаемые, внутренняя «жаровая» труба — из стали X18H9T, наружный корпус — из стали 20). Также показано, что специальные камеры сгорания могут быть использованы для обезвреживания газообразных и жидких отходов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: экология, горелки, камера сгорания, отходы

Адрес для переписки:

Шестаков Н. С.
ОАО «НПО ЦКТИ»,
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия.
e-mail: kotel@ckti.ru

Address for correspondence:

Shestakov N. S.
JSC «NPO CKTI»,
Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: kotel@ckti.ru

Для цитирования:

Бреус В. И., Шестаков Н. С., Лейкам А. Э., Сорокин А. П., Огоньков К. Ю., Агеев В. А., Григорьев К. А., Чебакова Г. Ф., Коржилова О. А., Тупицын С. П. Разработка новых топочно-горелочных устройств для энергетики и промышленности. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 291 – 297.

For citation:

Breus V. I., Shestakov N. S., Leikam A. E., Sorokin A. P., Ogonkov K. Y., Ageev V. A., Grigoryev K. A., Chebakova G. F., Korzhikova O. A., Tupitsyn S. P. [The development of new furnace-burner devices for energy sector and industry]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. c. 291 – 297 (in Russian).

The development of new furnace-burner devices for energy sector and industry

Breus V. I., Shestakov N. S., Leikam A. E., Sorokin A. P., Ogonkov K. Y., Ageev V. A., Grigoryev K. A., Chebakova G. F., Korzhikova O. A., Tupitsyn S. P.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО ЦКТИ»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

The article presents modern burner devices for power and industrial boilers that provide NO_x emissions (when burning natural gas — 125 mg/m³, when burning fuel oil — 250 mg/m³). The burners are equipped with modern ignition safety devices and injectors. There are also new burners for combustion of blast furnace, coke oven and natural gas. Combustion of gases with different properties causes certain difficulties associated with providing operational parameters of power plants. Differences in the characteristics of combustible fuels also determine the differences in the course of combustion processes, emission characteristics of the flare, and volumes of combustion products. The article gives successful examples of the operation of combined burners.

Also considered in the article are the peculiarities of the organization of the furnace process for co-incineration of blast furnace gas, coke oven gas and natural gas in boiler furnaces from 100 to 500 t/h. The article provides guidelines on combustion of low-calorific by-products of industrial enterprises (blast furnace gas, coke oven gas, etc.). An important factor for solving environmental problems is the need to recycle liquid and gaseous wastes of powerful industrial enterprises. We have developed special ovens for neutralizing industrial effluents and various gases. The main technical solutions for the organization of combustion of gaseous and liquid wastes are given in the article. Two variants of furnace arrangements (vertical and horizontal) are presented. A furnace with a burner for burning water-coal suspension is also of considerable interest.

Materials are presented on new developments of various types of heat generators: with internal refractory and fireproof lining and those completely made of metal (air-cooled, internal flame tube made of steel X18H9T, outer housing — steel 20). Special combustion chambers can be used to neutralize gaseous and liquid wastes.

KEYWORDS: ecology, burners, combustion chamber, waste

Введение

ОАО «НПО ЦКТИ» имеет большой опыт по модернизации котлоагрегатов различного типа (ТГМЕ-464, ТГМ-84, ТП-80, ТП-87, ТП-230, КВГМ-100, КВГМ-180 и т.д.) и их топочно-горелочных устройств [1] с целью обеспечения безопасной эксплуатации горелочных устройств в режимах растопки и в регулировочном диапазоне нагрузок котла, а также повышения надежности работы, технико-экономических и экологических характеристик котла [2]. Разработаны три типа низкотоксичных газомазутных горелок, которые к настоящему времени внедрены на ряде электростанций страны при переводе пылеугольных котлов на сжигание природного газа и мазута и при модернизации газомазутных котлов. Типоразмерный ряд горелок тепловой мощностью 4, 5, 7, 10, 12, 15, 17,5, 20, 30, 45 и 60 МВт имеет сертификат соответствия требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».

Применение горелок конструкции ОАО «НПО ЦКТИ» в сочетании с комплексом мероприятий по подавлению вредных выбросов (организация ступенчатого сжигания топлива, ввод газов рециркуляции в общий воздух) позволяет обеспечить высокий уровень безопасности эксплуатации и низкий уровень вредных выбросов в соответствии с современными экологическими требованиями.

Конструкция горелок первого типа с центральной по-

дачей газа является вихревой двухпоточной и состоит из воздушного короба с перегородкой, делящей воздухонаправляющее устройство на два канала, в которых установлены регулируемые лопаточные завихрители аксиального типа (рисунок 1а).

В последнее время горелки с центральной раздачей газа устанавливаются на котлы малой и средней мощности. Горелки этого типа мощностью 4, 5, 7, 10, 15 и 20 МВт устанавливаются на стенах топочной камеры, они надежны и просты в эксплуатации, обеспечивают хорошие показатели по полноте выгорания и умеренные выбросы вредных веществ.

Конструкция горелок второго типа тепловой мощностью 15, 20, 30, 40, 45, 52, 60 МВт с регулируемой трубчатой подачей газа и регулируемой подачей воздуха показана на рисунке 1б [1].

Подача газа выполнена двухпоточной и состоит из трубчатой системы с газораздающими сопловыми насадками, через которые подается 70–90% газа, и узла центральной подачи газа, через который подается 10–30% газа. Газоподающие трубки имеют конструкцию, которая позволяет производить поворот трубок вокруг своей оси и тем самым изменять направление истечения газовых струй в воздушный поток и, таким образом, воздействовать на конфигурацию факела и его длину.

Воздухонаправляющее устройство горелки выполнено двухканальным. По периферийному каналу подает-

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-298-303

УДК 536.27

Некоторые особенности работы и теплогидравлических испытаний пластинчатых теплообменников

Балунов Б. Ф.¹, Григорьев К. А.¹, Лычаков В. Д.¹, Щеглов А. А.¹, Матяш А. С.¹, Старухина К. С.¹, Устинов А. Н.¹, Зайцев А. В.²

¹ ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

² ООО «Корпорация АК «ЭСКМ»

Россия, 350911, г. Краснодар, ул. Трамвайная, 5,

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 29.11.2017

В настоящее время пластинчатые теплообменники используются повсеместно, начиная от сферы ЖКХ и заканчивая атомной энергетикой. Однако нормативных методик по их расчету не существует, а подбор аппаратов под конкретную задачу осуществляется фирмой-изготовителем с использованием специальных компьютерных программ. Зачастую доступа к коду данных программ не имеют даже работающие в них специалисты. В связи с этим возникает вопрос о правильности расчетов по данным программам, особенно для неординарных режимов эксплуатации теплообменников. Для решения данных вопросов необходимо проведение теплогидравлических испытаний пластинчатых теплообменников различных фирм с последующим сравнительным анализом и выявлением возможных сложностей в теплогидравлических расчетах.

В ходе выполнения настоящей работы была предложена методика испытаний пластинчатых теплообменников при одинаковом расходе по контурам, упрощающая последующую обработку экспериментальных данных. Данная методика применима при одинаковом количестве каналов по контурам теплообменника. По предложенной методике на Комплексном стенде КС10606 ОАО «НПО ЦКТИ» выполнены испытания 13 пластинчатых теплообменников. Проведенные эксперименты и анализ данных, предоставленных производителями пластинчатых теплообменников, показали отсутствие заметного отличия в теплогидравлических характеристиках пластинчатых теплообменников различных производителей. Было подтверждено наличие «эффекта дыхания» в пластинчатых теплообменниках, заключающегося в упругой деформации теплопередающих пластин при наличии разных значений давления теплообменивающихся сред. Показано, что данный эффект может существенно влиять на гидравлическое сопротивление. Максимально полученное отличие между коэффициентами гидравлического сопротивления в контурах с меньшим и большим давлением составило около 3,5 раз. Однако данный эффект не характерен для всех пластинчатых теплообменников.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пластинчатый теплообменник, теплогидравлические испытания, коэффициент теплоотдачи, коэффициент гидравлического сопротивления, эффект дыхания

Адрес для переписки:

Лычаков В. Д.

ОАО «НПО ЦКТИ»

ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия

e-mail: vitalyl@yandex.ru

Address for correspondence:

Lychakov V. D.

JSC «NPOCKTI»

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: vitalyl@yandex.ru

Для цитирования:

Балунов Б. Ф., Григорьев К. А., Лычаков В. Д., Щеглов А. А., Матяш А. С., Старухина К. С., Устинов А. Н., Зайцев А. В. Некоторые особенности работы и теплогидравлических испытаний пластинчатых теплообменников. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 298 – 303.

For citation:

Balunov B. F., Grigoryev K. A., Lychakov V. D., Shcheglov A. A., Matyash A. S., Starukhina K. S., Ustinov A. N., Zaytsev A. V. [Some features of operation and thermal-hydraulic tests of plate heat exchangers]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 298 – 303 (in Russian).

Some features of operation and thermal-hydraulic tests of plate heat exchangers

Balunov B. F.¹, Grigoryev K. A.¹, Lychakov V. D.¹, Shcheglov A. A.¹, Matyash A. S.¹, Starukhina K. S.¹, Ustinov A. N.¹, Zaytsev A. V.²

¹ Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («NPO CKTI»)

Russia, 191167, Saint-Petersburg, Russia, Atamanskaya str., 3/6

² Corporation Ltd. «ELEKTROSEVKAVMONTAGE» P.L.C.

Russia, 350911, Krasnodar, Tramvaynaya st., 5

At present, plate heat exchangers (PHE) are used everywhere, starting from the housing and utilities sector to nuclear power. However, there are no standard methods for heat and hydraulic calculations for plate heat exchangers. That is why the manufacturer uses special software to select heat exchangers for a particular task. And often even engineers have no access to the code and algorithms of these programs. Thus, correctness of such calculations is questionable, especially for the unusual operating modes of heat exchangers. To solve these issues, it is necessary to carry out thermal-hydraulic tests of plate heat exchangers from different companies, with subsequent comparative analysis and identification of possible difficulties in thermal-hydraulic calculations.

In the course of this work, we proposed a test procedure for plate heat exchangers with the same flow rate along the circuits, simplifying the subsequent processing of the experimental data. This method is applicable for PHEs with an equal number of channels on their hot and cold sides. Using this method, 13 plate heat exchangers were tested at the KS10606 Complex test facility of JSC “NPO CKTI”. The results of experiments and analysis of the data provided by the PHE manufacturers showed no significant difference in the thermal-hydraulic characteristics of plates of the same size of different manufacturers. Presence of breathing effect in PHEs was confirmed. Breathing effect is caused by elastic deformation of heat transfer plates in the presence of pressure difference between hot and cold sides of PHE. It is shown that this effect can significantly affect the hydraulic resistance. The maximum observed difference between the hydraulic resistance coefficients in circuits with a lower and higher pressure was about 3.5 times. However, this effect is not typical of all plate heat exchangers.

KEYWORDS: Plate heat exchanger, heat-hydraulic tests, heat transfer coefficient, coefficient of hydraulic resistance, breathing effect

Введение

Развитие атомной энергетики в России служит стимулом и для других отраслей промышленности. Постоянное изменение и совершенствование проектов АЭС ведет к необходимости создания нового оборудования, развитию имеющихся технологий и нахождению нового применения давно зарекомендовавшим себя разработкам. Для создания нового энергетического оборудования и, в частности, теплообменников (ТО) необходимо решать задачи по конструированию, расчету, моделированию и испытанию. Все эти задачи тесно связаны между собой и должны решаться сообща.

В случае теплообменного оборудования в последние годы на первый план выходит энергетическая и экономическая эффективность. На смену кожухотрубным теплообменникам во многих сферах приходят пластинчатые [1, 2], а на смену теплообменникам из поперечно оребренных труб — трубчато-пластинчатые. Однако, в погоне за финансовой и энергетической выгодой в начальный момент нельзя забывать о стоимости эксплуатации оборудования в течение всего срока его службы. Это особенно актуально для АЭС, период эксплуатации которых составляет 60 и более лет.

Пластинчатые теплообменники (ПТО) широко применяются в различных отраслях, начиная от сферы ЖКХ

и заканчивая атомной энергетикой (например, проект АЭС-2006). А их постоянное совершенствование и наличие на рынке достаточно большого числа производителей приводит к необходимости постоянного проведения теплогидравлических испытаний и корректировки методик расчета [3–7]. Данным вопросом занимаются сами изготовители ПТО, однако, для АЭС в соответствии с ГОСТ Р 15.201-2000 необходимо экспериментальное подтверждение теплогидравлических характеристик ТО аккредитованными испытательными лабораториями.

Значимой проблемой для ПТО является отсутствие универсальных, а тем более нормативных методик теплового и гидравлического расчетов. В связи с этим производители ПТО на основе испытаний, проводимых на заводских стендах, разрабатывают компьютерные программы теплогидравлического и аэродинамического расчета. Расчетные соотношения, используемые в данных программах, зачастую имеют размерный вид и корректны только для ТО данной конструкции. Кроме того, испытания, проводимые производителями на своих стендах, не могут быть беспристрастными.

В связи с этим для оценки достоверности теплогидравлических расчетов, которые выполняют производители ТО, необходимо создание универсальных ме-

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-304-309

УДК 621.643:539.4

Расчетно-экспериментальное обоснование вибропрочности трубопроводов АЭС на основе квазистатического подхода

Горюнов О. В., Словцов С. В.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Россия, 191167, г. Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6

Поступила / Received 04.04.2017

Принята к печати / Accepted for publication 04.12.2017

В соответствии с НП-096-15 [1], управление ресурсом оборудования и трубопроводов на стадиях проектирования, эксплуатации и вывода из эксплуатации должно основываться на оценке технического состояния и остаточного ресурса; выявлении доминирующих (определяющих) механизмов старения, деградации и повреждений оборудования и трубопроводов атомных станций; постоянном совершенствовании мониторинга этих процессов старения. Несмотря на прогресс развития вычислительной техники, наблюдаемый в последние десятилетия, ее возможности все еще недостаточны для решения уравнений гидродинамики при представляющих практический интерес высоких числах Re (неустойчивость решения: достаточно малое возмущение радикально меняет устойчивость решения уравнений Навье–Стокса). Остаются нерешенными проблемы верификации CFD кодов. Из-за сложной пространственной конфигурации, различного функционального назначения трубопроводных систем АЭС, а также специфики гидроупругого взаимодействия потока и трубопровода выбор расчетных методов оценки динамического напряженно-деформированного состояния может быть сделан только на основе результатов экспериментальных измерений параметров вибрации трубопроводов. Параметрами вибрации трубопроводов являются виброускорение, виброскорость и виброперемещение. Вибрация трубопроводов с точки зрения ресурса относится к многоцикловой усталости, особенности которой требуют использования консервативных подходов при обосновании вибропрочности трубопроводов. Поскольку трубопроводы работают в пределах упругих деформаций, то для проверки их прочности при зависящей от времени нагрузке можно в ряде случаев использовать квазистатический расчет. На примере численного эксперимента показано использование квазистатического подхода, дающего удовлетворительные результаты. Обоснованное применение квазистатического подхода основано на анализе спектральной плотности виброперемещений трубопровода в различных точках измерения и может эффективно применяться для оценки вибронапряженного состояния, трещиностойкости и обоснования вибропрочности трубопроводов АЭС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: управление ресурсом, вибрация трубопроводов, критерии вибропрочности, динамические напряжения, остаточный ресурс, трещиностойкость

Адрес для переписки:

Горюнов О. В.

ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова»

ул. Атаманская 3/6, 191167, г. Санкт-Петербург, Россия.

e-mail: ole8@inbox.ru

Address for correspondence:

Goriunov O. V.

JSC «I. I. Polzunov Scientific and development association on research and design of power equipment»

Atamanskaya St., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

e-mail: ole8@inbox.ru

Для цитирования:

Горюнов О. В., Словцов С. В. Расчетно-экспериментальное обоснование вибропрочности трубопроводов АЭС на основе квазистатического подхода. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т.10, №4. – с. 304–309.

For citation:

Goriunov O. V., Slovtsov S. V. [Calculation-experimental substantiation of vibration strength of nuclear power plant pipelines based on the quasi-static approach] *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*=Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 304–309 (in Russian).

Calculation-experimental substantiation of vibration strength of nuclear power plant pipelines based on the quasi-static approach

Goriunov O. V., Slovtsov S. V.

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

3/6 Atamanskaya str., Saint-Petersburg, 191167, Russia

In accordance with NP-096-15 [1], management of equipment and pipelines resources at the stages of design, operation and decommissioning should be based on the evaluation of the technical condition and residual life; identification of the dominant (controlling) mechanisms of aging, degradation and damage of equipment and pipelines of nuclear power plants (NPP); the constant improvement of monitoring processes of aging, degradation and damage of equipment and pipelines of nuclear power plants. Despite the progress in computer development in recent decades, its capabilities are still insufficient to solve equations of hydrodynamics when high Re numbers are of practical interest (solution instability: arbitrarily small perturbation radically alters the stability of the solution of the Navier-Stokes equations). Challenges remain in the verification of CFD codes. Due to the complex spatial configuration of different functional purpose piping systems of NPPs, as well as the specifics of the hydro-elastic interaction of the flow and tubing, calculation methods to evaluate the dynamic stress-strain state can be selected only based on the results of experimental measurements of vibration parameters of pipelines. The vibration parameters of the pipelines are the vibrational acceleration, velocity and displacement. Vibration of piping from the point of view of resource is classified as high cycle fatigue, which, due to its specifics, requires adopting conservative approaches in substantiation of vibration strength of pipelines. As the pipelines are operating within the elastic deformation, the strength test with time-dependent load can in some cases be replaced with a quasistatic calculation. A numerical experiment illustrates the application of the quasistatic approach that gives satisfactory results. Substantiated application of the quasistatic approach is based on the analysis of the spectral density of the pipeline vibration at different points of measurement and can be effectively used to assess vibrostresses, fracture toughness and substantiation of vibration strength of NPP pipelines.

KEYWORDS: resource management, vibration of pipeline, vibration strength criteria, dynamic stresses, residual life, crack resistance

Надежность и экономичность эксплуатации АЭС в значительной степени определяются надежной и экономичной работой ее трубопроводов. Отдельные узлы и агрегаты АЭС соединены большим числом трубопроводов различных диаметров и конфигураций [2, 3]. Для современной АЭС суммарная масса трубопроводов составляет до 12–15% от общей массы тепломеханического оборудования станции. Стоимость трубопроводов и арматуры составляет примерно 15–20% стоимости оборудования АЭС [2, 4–6]. Выход из строя отдельных элементов трубопроводов может привести к необходимости отключения части оборудования блока, что ведет к снижению мощности и экономичности установки, а в некоторых случаях к полному останову энергоблока.

При увеличении тепловой мощности действующих АЭС повышаются рабочие характеристики оборудования, происходит смещение частоты срыва вихрей, что может привести к ухудшению вибросостояния оборудования и трубопроводов. При больших сроках эксплуатации (30 лет и более) повреждаемость, вносимая многоциклового усталостью, играет существенную роль. Методы расчетной и экспериментальной оценки вибропрочности оборудования и трубопроводов [7, 8], а также их совершенствование, должны выступать в качестве инструмента, определяющего условия и возможность повышения экономической эффективности АЭС.

Оценку повреждаемости a_2 [7] можно выполнить,

если известно поле динамических напряжений, определение которого прямыми методами на территории АЭС сложно реализуемо, поэтому на практике используются косвенные методы: измерение кинематических характеристик вибрации (виброускорения, виброскорости) в заранее определенных точках оборудования.

Ряд особенностей гигацикловой усталости [9] требует использования консервативных подходов при оценке вибропрочности. Скорость накопления повреждений возрастает с увеличением количества циклов, но при случайном нагружении этот эффект существенного значения не имеет [10]. При амплитудах циклического нагружения, изменяющихся случайным образом, правило линейного суммирования дает весьма удовлетворительные результаты [11].

Наложение высокочастотного гармонического нагружения на низкочастотные циклы оценивается по нормативной методике двухчастотного одноосного нагружения. Кривые усталости получают при испытаниях образцов на одной частоте. Таким образом, для оценок сопротивления многоциклового усталости и развития дефектов необходимо разработать метод (подход) по приведению реальных процессов вибронгруженности трубопроводов к расчетному (гармоническому) виду.

Исходя из принципа эквивалентности повреждаемости, на основе гипотезы линейного суммирования и

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-310-315

УДК 62-1/-9

Термодинамический анализ применения рабочих веществ фторуглеродного состава в электрогенерирующих установках малой энергетики

Гранченко П. П., Сухих А. А., Кузнецов К. И.

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
ул. Красноказарменная, д.14, 111250, г. Москва, Россия

Поступила / Received 28.03.2017

Принята к печати / Accepted for publication 05.12.2017

Дана оценка термодинамической эффективности тепловых схем установок малой энергетики с рабочим веществом фторорганического состава. Сделан обзор существующих на сегодня технологий органического цикла Ренкина (ОЦР) с рабочими телами, отличными от рабочих тел фторуглеродного состава. Установка на неводном рабочем веществе, как объект малой энергетики, сравнивается с мини-КЭС, работающей по традиционному пароводяному циклу Ренкина, с котлом на твердом кородревесном виде топлива. Представлены результаты расчета и анализа термодинамической эффективности многоконтурной тепловой схемы с секционной утилизацией теплоты в котле-утилизаторе, предложенной в качестве альтернативы традиционному циклу. Анализ эффективности паротурбинных циклов предлагаемой схемы производился для таких рабочих тел фторуглеродного состава как октафторпропан (C_3F_8) и декафторбутан (C_4F_{10}). При расчете циклов и процессов новых электрогенерирующих установок использовались экспериментально обоснованные уравнения состояния, полученные авторами несколько ранее. Расчетным путем исследовалась зависимость внутреннего КПД цикла ПТУ новых схем мини-КЭС от таких параметров как начальное давление острого пара и температура конденсации. Отмечено существенное увеличение внутреннего КПД по сравнению с пароводяным циклом. Сформулирован ряд технологических и конструктивных преимуществ, достижение которых становится возможным при внедрении рабочих веществ фторуглеродного состава в качестве рабочих тел теплосиловых установок малой энергетики.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: установки малой энергетики, фторуглеродные рабочие вещества (РВ), сверхкритические циклы, термодинамическая эффективность, регенерация теплоты, органический цикл Ренкина

Адрес для переписки:

Гранченко П. П.
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
ул. Красноказарменная, д.14, 111250, г. Москва, Россия
granchenkop@gmail.com

Address for correspondence:

Granchenko P. P.
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Krasnokazarmennaya 14, 111250, Moscow, Russia
e-mail: granchenkop@gmail.com

Для цитирования:

Гранченко П. П., Сухих А. А., Кузнецов К. И. Термодинамический анализ применения рабочих веществ фторуглеродного состава в электрогенерирующих установках малой энергетики. *Надежность и безопасность энергетики*. 2017. – Т. 10, №4. – с. 310 – 315.

For citation:

Granchenko P. P., Sukhikh A. A., Kuznetsov K. I. [Thermodynamic analysis of use of fluorocarbon working fluids in power generating units of small scale power plants]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*=*Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 310–315 (in Russian).

Thermodynamic analysis of use of fluorocarbon working fluids in power generating units of small scale power plants

Granchenko P. P., Sukhikh A. A., Kuznetsov K. I.

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Krasnokazarmennaya 14, 111250, Moscow, Russia

Estimation is given of thermodynamic efficiency of flow diagrams for small scale power plants with a working substance of fluoroorganic composition. A review of existing organic Rankine cycle (ORC) 4 technologies with working media other than those of the fluorocarbon composition has been given. As an object of comparison and replacement by a non-aqueous power plant, a small scale biomass fuelled power plant has been chosen using solid bark waste biomass as a fuel. This plant design is based on the traditional water-steam Rankine cycle. The calculated analysis of thermodynamic efficiency of multicircuit flow diagrams, with staged heat utilization circuits, as well as consecutive heat transfer from one circuit to another, proposed as an alternative to the traditional cycle, has been provided. The efficiency of steam-turbine cycles of the proposed arrangement has been analyzed for octafluoropropane (C_3F_8) and decafluorobutane (C_4F_{10}).

The calculation of cycles and processes for new power generating units involved using experimentally substantiated state equations obtained by the authors earlier. The influence on internal cycle efficiency of new small scale power generating units depending on initial live steam pressure at turbine inlet and condensing temperature has been studied. A significant increase of thermal efficiency is noticed for the staged heat utilization arrangement, compared to the water-steam cycle. A number of technological and design advantages have been noted that can be achieved through applying working fluids of the fluorocarbon composition as the working media for small scale thermal power plants.

KEYWORDS: small scale power plants, fluorocarbon working fluids (WF), supercritical cycles, thermodynamic efficiency, heat recovery, organic Rankine cycle

На современном этапе развития все больший вес приобретают проекты в сфере малой, или распределенной энергетики. Преобразование низкопотенциальной тепловой энергии может осуществляться в различных термодинамических циклах на неводных рабочих телах [1, 3, 4, 6]. Энергетические установки на альтернативных рабочих веществах, проблему выбора которых обсуждали, в частности, в работах второй половины 20 века [7, 8], обеспечивают широкий диапазон рабочих параметров. Давление перед турбиной 5–15 МПа, температура 150–500°C; на выхлопе турбины соответственно 0,1–1 МПа и 10–40°C. Диапазон рабочих мощностей — от десятков киловатт до десятков мегаватт.

Если говорить о рабочих параметрах существующих установок ОЦР, используемых в малой энергетике, при утилизации, в частности, биомассы, то нужно отметить, что данные установки обычно работают по двухконтурной схеме. В первом (котловом) контуре обычно в качестве теплоносителя используется термически стойкое масло. Во втором контуре паротурбинной установки используется, как правило, пожароопасное и нетермостойкое РВ (углеводороды), с температурой перед турбиной менее 300°C. Одним из основных поставщиков турбин ОЦР является компания Turboden [14]. При ознакомлении с линейкой продукции этой компании, можно отметить, что стандартный уровень температур, устанавливаемых для первого контура по термически стойкому маслу составляет 315°C (на входе в промежуточный теплообменник для контура ПТУ) и 180°C на выходе.

В статье сделана оценка перспектив и преимуществ внедрения в такие установки рабочих веществ фторорганического состава (октафторпропан C_3F_8 , октафторциклобутан C_4F_8 , декафторбутана C_4F_{10}), имеющих

достаточную термическую стойкость для работы до 550°C и высокий уровень пожаро- и взрывобезопасности. В настоящее время расчеты циклов на данных веществах с приемлемой точностью могут быть выполнены только по результатам работ [2, 9], так как предыдущие известные свойства этих фторуглеродов, в основном, были представлены для низкотемпературного диапазона, а при повышенных температурах в известной литературе такие данные отсутствовали. Следует отметить, что на сегодня уже имеются расчетные работы по термодинамическому анализу схем замещения пароводяного контура на фторуглеродный с использованием выше перечисленных веществ. Например, в работе [10] сделан анализ термодинамической эффективности схемы замещения пароводяного контура на фторуглеродный в парогазовых установках и отмечено существенное увеличение действительного коэффициента полезного действия бинарного цикла (более 70%) в схеме с регенеративной газотурбинной установкой (ГТУ) и утилизацией остаточной теплоты выхлопных газов фреоновой подстройкой.

В настоящей статье в качестве объекта сопоставления и предполагаемого замещения была выбрана тепловая схема модульной тепловой электрической станции BioPower 5 фирмы Valmet Technologies Oy [12]. Станция оснащена котлом, в котором прямым методом сжигаются древесные отходы лесопильных и деревообрабатывающих комбинатов, а также кусковой и фрезерный торф определенных фракций. Данные виды топлива (биомассы) уже сегодня представляют собой перспективные, с точки зрения утилизации, местные энергоносители. Наличие на сегодняшний день на рынке энергетического оборудования котлов, способ-

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-316-321

УДК 658.26

Конструкторские решения проблемы низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева теплообменных аппаратов отопительной ГТУ-ТЭЦ

Киндра В. О., Лисин Е. М., Курдюкова Г. Н., Жигулина Е. В.

«Национальный исследовательский университет «МЭИ»,
111250, Россия, г. Москва, Красноказарменная улица, дом 14

Поступила / Received 03.07.2017 г

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

Рассмотрена проблема возникновения низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева, возникающей в неотапливаемый сезон, в теплообменных аппаратах газотурбинной теплофикационной электростанции (ГТУ-ТЭЦ) при работе по температурному графику теплосети 150/70. Проведен обзор существующих способов устранения данного явления, дан анализ их недостатков и предложен новый подход к обеспечению необходимого температурного уровня воды в теплообменниках. На основе предложенного подхода разработаны и предложены конструкторские решения проблемы низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева, возникающей в неотапливаемый сезон. Разработанные решения основаны на организации контура предварительного подогрева, в котором обратная сетевая вода подогревается до минимально допустимой температуры на входе в газодводяной теплообменник (ГВТО). Предложены два варианта тепловых схем с замкнутым контуром циркуляции теплоносителя. Схемы различаются способом подогрева греющей среды, поступающей в ГВТО: первая — за счет непосредственного сжигания топлива в водогрейных котлах, вторая — за счет теплоты уходящих газов, поступающих в специально выделенную поверхность нагрева ГВТО. Достоинством первого варианта является возможность отключения контура предварительного подогрева при низких температурах наружного воздуха, когда температура воды на входе с ГВТО превышает минимально допустимую, что позволяет снизить годовые затраты электроэнергии на собственные нужды. Преимуществом второго варианта тепловой схемы является снижение затрат электроэнергии на работу циркуляционного насоса за счет снижения расхода теплоносителя, циркулирующего в замкнутом контуре. На основе проведенных расчетных исследований предложенных тепловых схем сделан вывод о том, что предлагаемые способы организации замкнутого контура предварительного подогрева сетевой воды обеспечивают допустимую температуру воды в ГВТО с учетом режимов работы ТЭЦ в течение года и позволяют предотвратить низкотемпературную коррозию поверхностей нагрева теплообменных аппаратов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газотурбинная теплофикационная электростанция, температурный график теплосети, теплообменник, низкотемпературная коррозия

Адрес для переписки:

Киндра В. О.
«Национальный исследовательский университет
«МЭИ»,
Красноказарменная 14, 111250, г. Москва, Россия
E-mail: kindravo@mpei.ru

Address for correspondence:

Kindra V. O.
National Research University «Moscow Power Engineering In-
stitute»,
Krasnokazarmennaya 14, 111250, Moscow, Russia.
E-mail: kindravo@mpei.ru

Для цитирования:

Киндра В. О., Лисин Е. М., Курдюкова Г. Н., Жигулина Е. В.
Конструкторские решения проблемы низкотемпера-
турной коррозии поверхностей нагрева теплообмен-
ных аппаратов отопительной ГТУ-ТЭЦ. Надежность и
безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 316–321.

For citation:

Kindra V. O., Lisin E. M., Kurdukova G. N., Zhigulina E. V. [De-
sign solutions on the low temperature corrosion problem for
heating surfaces of heat exchangers at gas turbine CHP]. Na-
dezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of
Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 316–321 (in Russian).

Design solutions on the low temperature corrosion problem for heating surfaces of heat exchangers at gas turbine CHP

Kindra V. O., Lisin E. M., Kurdukova G. N., Zhigulina E. V.

National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Krasnokazarmennaya 14, Moscow, Russia.

The article is devoted to the problem of low temperature corrosion of heating surfaces occurring in the non-heating season in heat exchangers of gas turbine cogeneration power plant when working on 150/70 heating system temperature chart. An overview is presented of the existing methods of eliminating such corrosion, including the analysis of their drawbacks. A new approach to ensuring the required temperature level of water in the heat exchangers is proposed. Based on the proposed approach, design solutions are developed and proposed aimed at eliminating the problem of low temperature corrosion of the heating surfaces during the non-heating season. The developed solutions are based on the arrangement of loop pre-heating of the network water where the reverse network water is heated to the minimum allowable temperature at the inlet to the gas-water heat exchanger (GWHE). Two options of thermal circuits with a closed-circuit coolant circulation are proposed. The circuits differ in the method of heating the heating medium flowing in WTO: the first one operates by burning fuels in boilers, and the second one by using the heat of the exhaust gas entering the dedicated heating surface of GWHE. The advantage of the first option is the ability to disable the loop pre-heating at low outdoor temperatures when the temperature of the water at the inlet to GWHE exceeds the allowed minimum which reduces the annual cost of electricity for own needs. The advantage of the second option of the thermal circuit is a reduction in energy costs of the circulation pump operation by reducing the flow of coolant circulating in a closed circuit. The calculations of the proposed thermal schemes allowed to conclude that the proposed methods of closed loop pre-heating of the network water provide acceptable water temperature in GWHE with consideration of CHP operation modes throughout the year and help to prevent low-temperature corrosion of heat exchangers heating surfaces.

KEYWORDS: gas turbine cogeneration power plant, heating system temperature chart, heat exchanger, low-temperature corrosion

1. Введение

Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на теплофикационных электростанциях (ТЭЦ) при организации централизованного теплоснабжения потребителей является основным подходом к обеспечению надежного и экономичного энергообеспечения регионов России [1, 2].

Ввиду высокого уровня газификации регионов и развития распределенной энергетики в последние десятилетия широкое распространение получают когенерационные установки малой и средней мощности, работающие на газе [3, 4]. Наиболее перспективными решениями в области когенерации являются ГТУ-ТЭЦ, обеспечивающие при невысоких капитальных затратах высокий коэффициент использования топлива и возможность генерации электроэнергии на тепловом потреблении [5]. Однако широкое использование ГТУ-ТЭЦ затруднено ограничением по минимальной температуре теплоносителя на входе в газоводяные теплообменники (ГВТО) во избежание коррозии поверхностей нагрева.

В случае отопительной ГТУ-ТЭЦ, работающей по температурному графику теплосети 150/70, особое внимание необходимо уделять решению проблемы низкотемпературной коррозии теплообменных аппаратов, возникающей в неотапливаемый сезон. В статье рассматриваются существующие способы решения данной проблемы, подчеркиваются их недостатки и предлагается новый подход к обеспечению необходимого температурного уровня воды в теплообменниках. На

основе предложенного подхода разработаны тепловые схемы ГТУ-ТЭЦ и проводится исследование влияния температуры наружного воздуха на температуру воды в газоводяном теплообменнике.

2. Способы решения проблемы низкотемпературной коррозии и их недостатки

Прохождение годового графика отпуска теплоты теплоэлектростанцией требует решения задачи по регулированию тепловой нагрузки [6]. Минимальная температура теплоносителя на входе в ГВТО не должна допускать низкотемпературную коррозию поверхностей нагрева, а скорость теплоносителя в трубках должна обеспечивать необходимый уровень теплоотдачи [7, 8].

При сжигании природного газа с малым содержанием серы температура точки росы находится в диапазоне от 50 до 60°C в зависимости от коэффициента избытка воздуха в потоке уходящих газов. Снижение температуры уходящих газов до температуры точки росы приводит к конденсации серной кислоты на низкотемпературных поверхностях нагрева. Во избежание коррозионного износа материала ГВТО температура поступающего в него теплоносителя должна быть не менее 55°C [9].

Наиболее очевидным и простым решением проблемы низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева отопительных ГТУ-ТЭЦ является подмешивание сетевой воды на выходе из ГВТО к воде на входе в ГВТО по линии рециркуляции [10]. Недостатком данного способа является ограниченность его применения. В

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-322-329

УДК: 621.3.019.3

Влияние повреждаемости оборудования технологических подсистем на функциональные отказы паротурбинных установок

Мурманский Б. Е.,¹ Аронсон К. Э.¹, Бродов Ю. М.²

¹ Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, (УрФУ)

Россия, 620002, г. Екатеринбург, Мира, д.19

² Уральский энергетический институт (УралЭНИИ)

Россия, 620002, г. Екатеринбург, Мира, д.19

Поступила / Received 02.02.2017

Принята к печати / Accepted for publication 29.11.2017

Представлены результаты исследований влияния повреждаемости оборудования различных технологических подсистем паротурбинных установок (ПТУ) на выполнение энергоблоком ТЭС своих функций. На основе анализа показателей надежности энергоблоков выявлено, что неисправности оборудования ПТУ определяют 25–30% общего числа отказов. Изложены результаты анализа неисправностей оборудования различных технологических подсистем ПТУ, работающих в составе энергоблоков и на ТЭС с поперечными связями и приводящих к останову (отказу) турбоагрегата. Показано, что критическим оборудованием, отказы которого в 70% и более случаев вызывают останов турбоагрегата, является оборудование трех технологических подсистем: конденсационной установки, подсистемы маслоснабжения, подсистемы питательной воды.

На основе результатов анализа эксплуатационной документации на электростанциях Урало-Сибирского энергетического региона более чем по 300 блокам мощностью от 200 до 800 МВт приведены данные по влиянию отказов различного оборудования технологических подсистем на неплановые остановки. Рассмотрены основные неполадки наиболее критичного оборудования (конденсатора, деаэратора, эжектора, сальниковых подогревателей, питательных и конденсатных насосов, маслоохладителей и др.), приводящие как к их повреждениям, так и к функциональным отказам турбоустановки. Представлены статистические данные по распределению причин повреждений конденсаторов, эжекторов, питательных и конденсатных насосов, оборудования маслосистем.

Представленные в статье данные могут быть использованы для разработки модулей системы мониторинга технического состояния и диагностирования оборудования технологических подсистем энергоблока, а также для разработки мероприятий, обеспечивающих предотвращение отказов оборудования технологических подсистем.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Технологические подсистемы ПТУ, повреждаемость энергетического оборудования, статистика повреждений

Адрес для переписки:

Аронсон К. Э.

Уральский энергетический институт (УралЭНИИ),
Мира, 19, Екатеринбург, Россия
e-mail: tulta.ugtu@mail.ru

Address for correspondence:

Aronson K. E.

Ural Energy Institute (UralEnIn), Mira, 19, Ekaterinburg, Russia
e-mail: tulta.ugtu@mail.ru

For citation:

Murmansky B. E., Aronson K. E., Brodov Yu. M. [The effect of damage rate of technological subsystems equipment on functional failures of steam turbines]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 322–329 (in Russian).

Для цитирования:

Мурманский Б. Е., Аронсон К. Э., Бродов Ю. М. Влияние повреждаемости оборудования технологических подсистем на функциональные отказы паротурбинных установок. *Надежность и безопасность энергетики*. 2017. – Т.10, №4. – с. 322–329.

The effect of damage rate of technological subsystems equipment on functional failures of steam turbines

Murmansky B. E.¹, Aronson K. E.¹, Brodov Yu. M.²

¹ Ural Federal University named after the First President of Russia B. N. Yeltsin (URFU)
Russia, 191167, Saint-Petersburg, Russia, Atamanskaya str., 3/6

² Ural Energy Institute (UralEnIn)
Russia, 620002, Ekaterinburg, Mira, 19

The article presents the results of research on the effect of damage rate of steam turbine technological subsystems equipment on the operation of a power plant. It was revealed on the basis of analysis of reliability indicators of power units that malfunctions of steam turbine unit (STU) equipment accounted for 25–30 % of the total number of failures. The article presents the results of the malfunction analysis for the equipment of various STU technological subsystems operating in the power units and at cross-links power stations and leading to the turbine unit shutdown (failure). It is shown that critical equipment causing turbine unit shutdown in 70 or more percent of cases is represented by the equipment of three technological subsystems: condenser unit, oil supply subsystem and feed water subsystem.

Based on the analysis results for operational documentation obtained at the Ural-Siberian region power plants for more than 300 power units with capacity of 200 to 800 MW, the article presents data on the effect of equipment failures at various technological subsystems on unplanned shutdowns of steam turbines. It also studies the basic malfunctions of the most critical equipment (that is of condenser, ejector, gland steam heaters, feedwater and condensate pumps, oil coolers, etc.) which can result both in its failure and in turbine unit functional shutdown. Statistical data is presented on the distribution of the causes of damage to condensers, ejectors, feedwater and condensate pumps and oil system equipment.

Data presented in the article can be used to develop modules of technical condition monitoring and diagnostics as well as failure preventing measures for steam turbine technological subsystems equipment.

KEYWORDS: steam turbine unit, steam turbine technological subsystems, power equipment damage rate, failure statistics

Работа электростанции на Оптовом рынке электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с одной стороны, предъявляет высокие требования к надежности (безотказности) оборудования, а с другой стороны, требует снижения временных и финансовых затрат на ремонт для соответствия тарифным показателям. В связи с этим актуальность приобретает проблема оптимизации сроков и содержания ремонта энергетического оборудования с целью предотвращения неплановых остановов ПТУ.

Ниже представлены результаты исследования влияния надежности оборудования различных технологических подсистем ПТУ на возможность энергоблока (ТЭС) выполнять свои функции в соответствии с требованиями ОРЭМ. Анализ повреждаемости энергетического оборудования с позиций технологических подсистем ПТУ обусловлен подходами к разработке систем мониторинга технического состояния и диагностирования оборудования. Для этого сначала разрабатывается оболочка системы мониторинга, а также первоочередные модули, предназначенные для диагностирования оборудования важнейших технологических подсистем энергоблока. Затем система постепенно наращивается другими модулями [1].

Результаты анализа показателей надежности энергоблоков показали [2, 3], что наибольшее количество их отказов связано с неисправностью котельного оборудования, а неисправности оборудования паротурбинных установок (турбин и вспомогательного оборудо-

вания) определяют 25–30% общего числа отказов. На рисунке 1 по результатам обобщения данных [4], а также на основе выполненного авторами анализа эксплуатационной документации на электростанциях Урало-Сибирского энергетического региона более чем по 300 блокам мощностью от 200 до 800 МВт показано распределение причин отказов энергоблоков по неисправностям, возникшим в оборудовании их технологических подсистем. На рисунке 1а приведены данные по неисправностям структурных элементов (оборудования) энергоблока, а на рисунке 1б — данные по неисправностям технологических подсистем паротурбинной установки энергоблока, выделенных по функциональному признаку.

Определим отказ оборудования технологической подсистемы, приводящий к отказу структурного элемента или энергоблока в целом, как **функциональный отказ**. Другие отказы оборудования подсистем определены в данной статье как **повреждения**. Оборудование технологической подсистемы, отказ которого в 70% случаев и более приводит к функциональному отказу, определим как **критичное**.

В рамках выполненного исследования выделены следующие технологические подсистемы ПТУ

- подсистема маслоснабжения (маслонасосы, маслоохладители, маслопроводы),
- конденсационная установка (конденсатор, эжекторы, конденсатные насосы),
- подсистема регенерации низкого давления (подо-

DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-330-339

УДК 621.165

Математические модели теплофикационных паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков

Татарина Н. В., Суворов Д. М., Сущих В. М.

Вятский государственный университет (ВятГУ)
ул. Московская, д. 36, 610000, г. Киров, Россия

Поступила / Received 06.06.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

Описаны подходы к разработке математических моделей теплофикационных паротурбинных установок (ТПУ). Целью работы является разработка, обоснование и практическая реализация методов математического моделирования ТПУ для решения задач исследования и повышения энергетической эффективности работы ТЭЦ. Применение нормативных характеристик для решения этих задач, требующих расчета переменных режимов, в большинстве случаев оказывается неправомерным, что обусловлено рядом их существенных недостатков. Показано, что применение разработанных математических моделей, основанных на экспериментально полученных расходных и мощностных характеристиках ступеней и отсеков, позволяет решать различные практические задачи, возникающие в эксплуатации. Приведен пример построения расчетной математической модели турбоустановки типа Т-50-12,8. Описана методика построения этой модели, состоящей из большого количества нелинейных уравнений (свыше 50) и приведена укрупненная блок-схема расчета этой турбины с использованием модернизированного метода Ньютона с изменением шага итерационного процесса) по нескольким переменным. В качестве части общего алгоритма дана методика расчета произвольного турбинного отсека или ступени с использованием и мощностных характеристик, упомянутых выше. Также приведена в качестве примера методика расчета регенеративного подогревателя ПНД-1. Показано, как на базе описанной математической модели могут быть разработаны аналогичные модели других установок. Показаны примеры использования математических моделей турбоустановок для решения задач определения наиболее экономичных и безопасных режимов работы и предотвращения неэффективных решений. Полученные результаты позволяют определять оптимальные режимы работы реального оборудования ТЭЦ и рассчитывать их показатели абсолютной и сравнительной энергетической эффективности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: теплофикационная паровая турбина, расчетная модель, характеристики отсеков, метод Ньютона, нелинейные уравнения, повышение эффективности работы ТЭЦ

Адрес для переписки:

Татарина Н. В.
Вятский государственный университет (ВятГУ),
ул. Московская, д.36, 610000, г. Киров, Россия
e-mail: usr02103@vyatsu.ru

Address for correspondence:

Tatarinova N. V.
Vyatka State University,
Moskovskaya, 36, 61000, Kirov, Russia
e-mail: usr02103@vyatsu.ru

Для цитирования:

Татарина Н. В., Суворов Д. М., Сущих В. М. Математические модели теплофикационных паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 330–339.

For citation:

Tatarinova N. V., Suvorov D. M., Sushchikh V. M. [Mathematical Models of Cogeneration Steam Turbines Based on Experimental Characteristics of Turbine Stages and Compartments]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry*. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 330–339 (in Russian).

Mathematical Models of Cogeneration Steam Turbines Based on Experimental Characteristics of Turbine Stages and Compartments

Tatarinova N. V., Suvorov D. M., Sushchikh V. M.

Vyatka State University

Moskovskaya, 36, 61000, Kirov, Russia.

The article covers approaches to building the mathematical models of cogeneration steam turbine units. The objective of this work is the development, justification and practical implementation of methods of mathematical modeling of cogeneration steam turbines for solving research problems and improving the energy efficiency of the CHP. The use of normative characteristics to solve these tasks, which require the calculation of variable modes, in most cases turns out to be unjustified, due to a number of their significant shortcomings. It is shown that the application of the developed mathematical models based on experimentally determined flow and power characteristics allows to solve various practical tasks arising during operation. We have given an example of constructing a computational mathematical model of a T-50-12.8 type turbine. The method of construction of this model is described, which consists of a large number of nonlinear equations (over 50), and an enlarged block diagram of calculations for this turbine (using the modernized Newton method with a step change of the iteration process in several variables) is provided. The method of calculating an arbitrary turbine compartment or a stage using some experimental flow and power characteristics is given as part of the general algorithm. A method for calculating the LPH-1 regenerative heater is also given as an example. It is shown how similar models of other equipment can be developed on the basis of the described mathematical model. The article provides examples of the use of mathematical models of turbines for solving problems of determining the most economical and safe operating modes and preventing inefficient solutions. The obtained results allow to determine the optimal operating modes of real CHP equipment and calculating their absolute and comparative energy efficiency.

KEYWORDS: characteristics of compartments, cogeneration steam turbine, computational model, Newton's method, nonlinear equations, improving the CHP energy efficiency

Математические модели, в том числе обобщенные в виде диаграмм режимов, широко применяются для расчетов режимов работы теплоэнергетического оборудования и определения показателей его энергетической и экономической эффективности. Состояние специальных технических дисциплин уже в течение многих десятилетий таково, что изучаемое ими оборудование обеспечено математическим аппаратом, достаточным для описания процессов, реализуемых в режимах энергетических агрегатов [1].

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения эффективности работы ТЭЦ в современных условиях (при массовом старении установленного основного оборудования) и недостаточной разработкой вопросов, касающихся моделей тепловых процессов в теплофикационных паротурбинных установках, способов адекватной оценки переменных режимов их работы и тактических подходов к оптимизации их эксплуатации.

Целью работы, результаты которой изложены в данной статье, была разработка, научное обоснование и практическая реализация методов математического моделирования теплофикационных паротурбинных установок для решения задач исследования и повышения энергетической эффективности работы ТЭЦ.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи: анализ объектов исследования (теплофикационные паротурбинные установки в составе действующих ТЭЦ), разработка новых, более совершенных математических моделей переменных режимов

работы теплофикационных турбоустановок на основе реальных энергетических характеристик турбинных отсеков по результатам обобщения экспериментального материала и данных промышленных испытаний, совершенствование вычислительных методов математического моделирования, апробация результатов работы на ряде ТЭЦ и подтверждение эффективности этих результатов проведением детальных расчетно-экспериментальных исследований.

Прежде эта задача была решена в той или иной степени только на режимах, близких к номинальным, когда КПД отсеков принимался постоянным параметром или его изменение учитывалось упрощенно [2–6]. Применение нормативных характеристик для расчета переменных режимов в большинстве случаев оказывается не только не целесообразным, но и неправомерным, что обусловлено рядом их существенных недостатков (в частности, линеаризованность характеристик турбинных отсеков и громоздкие многочисленные номограммы). Для теплофикационных паротурбинных установок, работающих в переменных режимах в условиях существенно меняющихся объемных пропусков пара через ступени ЧНД и двух предыдущих отсеков, применение только данных заводских расчетов совершенно недостаточно для того, чтобы математическая модель могла считаться точной [7–9].

В Вятском государственном университете разработана представляемая далее расчетная математическая модель теплофикационной паротурбинной установки Т-50-12,8, которая представляет собой совокупность

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

DOI:10.24223/1999-5555-2017-10-4-340-347
УДК 621.165.004.1

Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и ее оборудования турбин мощностью 100 – 800 МВт

Есин С. Б., Трифонов Н. Н., Сухоруков Ю. Г., Егоров П. В., Набагез Е. Б., Николаенкова Е. К., Святкин Ф. А., Синцова Т. Г., Григорьев К. А.

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

Поступила / Received 08.07.2017

Принята к печати / Accepted for publication 01.12.2017

В отечественной энергетике идет процесс модернизации турбоустановок 100÷800 МВт с целью увеличения их мощности и повышении экономичности проточной части. Основное внимание при этом направлено на конструкцию проточной части турбины, что позволяет получить значительный, но не полный эффект модернизации, поскольку схема регенерации и ее оборудование остаются прежними. В лучшем случае старое оборудование заменяется вновь изготовленным, проекты которого разрабатывались в 70÷80 годах прошлого века.

Совершенствование тепловых схем энергоблоков всех типов является одной из приоритетных задач для повышения эксплуатационных и технико-экономических показателей ТЭС. Схема регенерации повышает КПД цикла на 12÷14%, поэтому ее модернизация, оснащение новым высокоэффективным и надежным оборудованием, уменьшение недогрева основного конденсата и питательной воды, гидравлического сопротивления их трактов может дать существенный положительный эффект и экономию топлива.

В статье представлены недостатки существующих схем регенерации, обобщены принципы выбора и даны варианты схем регенерации турбоустановок 100÷800 МВт.

Предложены различные решения как по составу оборудования, так и по структуре схемы регенерации. Выполнен комплексный подход в вопросе разработки и модернизации схем регенерации турбоустановок. Разработаны конструкции подогревателей низкого и высокого давления применительно к принятой схеме регенерации. Обобщен накопленный опыт внедрения смешивающих подогревателей и использования бездеаэрационных тепловых схем.

Предложенные решения по модернизации схемы регенерации, составу и типу оборудования могут быть реализованы для турбоустановок различной мощности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: схема регенерации, подогреватель высокого давления, подогреватель низкого давления, схема регенерации, бездеаэрационная схема

Адрес для переписки:

Есин С. Б.
ОАО «НПО ЦКТИ»
ул. Атаманская, д. 3/6, 191167, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: EsinSB@ckti.ru

Address for correspondence:

Esin S. B.
JSC «NPO CKTI»
Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia
e-mail: EsinSB@ckti.ru

Для цитирования:

Есин С. Б., Трифонов Н. Н., Сухоруков Ю. Г., Егоров П. В., Набагез Е. Б., Николаенкова Е. К., Святкин Ф. А., Синцова Т. Г., Григорьев К. А. Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и ее оборудования турбин мощностью 100 – 800 МВт. Надежность и безопасность энергетики. 2017. – Т. 10, №4. – с. 340 – 347.

For citation:

Esin S. B., Trifonov N. N., Sukhorukov Y. G., Egorov P. V., Nabagez E. B., Nikolaenkova E. K., Svyatkin F. A., Sintsova T. G., Grigoryev K. A. [Development and experience in improving regeneration schemes and equipment of turbines with a capacity of 100 – 800 MW]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2017, vol. 10, no. 4, pp. 340 – 347 (in Russian).

Development and experience in improving regeneration schemes and equipment of turbines with a capacity of 100 – 800 MW

Esin S. B., Trifonov N. N., Sukhorukov Y. G., Egorov P. V., Nabagez E. B., Nikolaenkova E. K., Svyatkin F. A., Sintsova T. G., Grigoryev K. A.

Joint-Stock Company «I. I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment» («НПО СКТИ»)

Atamanskaya str., 3/6, 191167, Saint-Petersburg, Russia

In the Russian energy sector, the process of modernization of turbine units with a capacity of 100÷800 MW is underway aimed at increasing their capacity and improving the efficiency of the wheelspace of turbine units. The modernization focuses on the design of the flowing part of turbines, which allows to obtain a significant, but not a complete, modernization effect, since the regeneration scheme and its equipment remain the same. In the best case, old equipment is replaced with newly manufactured one which was still designed in the 1970s – 1980s.

Improvement of thermal schemes of power units of all types is one of the priority tasks for improving operational and technical and economic indicators of TPPs. The regeneration scheme increases the efficiency of the cycle by 12÷14%; therefore, its modernization, provision of new highly-efficient and reliable equipment, a reduction in the underheating of the main condensate and feed water, and the hydraulic resistance of their paths can have a significant positive effect and help to save fuel.

The article presents the shortcomings of the existing regeneration schemes, summarizes the selection criteria and gives options for regeneration schemes for 100÷800 MW turbine units.

Different solutions are proposed, both in terms of the composition of the equipment and the structure of the regeneration scheme. A comprehensive approach has been implemented in the development and modernization of turbine regeneration schemes. The designs of low and high-pressure heaters have been developed with reference to the adopted regeneration scheme. The accumulated experience of introducing mixing heaters and using no-deaerator thermal circuits is generalized.

The proposed solutions for the modernization of the regeneration scheme, the composition and type of equipment can be implemented for turbine units of various capacities.

KEYWORDS: regeneration scheme, high/low-pressure heater, regeneration scheme, closed feed system

Введение

Традиционная схема регенерации турбоустановок мощностью 100÷800 МВт имеет преимущественно следующую структуру: три подогревателя высокого давления, питательный насос, деаэратор на постоянном давлении, четыре или пять подогревателей низкого давления, сальниковые подогреватели, конденсатный насос, конденсатор. Для теплофикационных энергоблоков дополнительно в систему регенерации включены сетевые подогреватели и сливные насосы конденсата греющего пара.

Из общей недовыработки электроэнергии на систему регенерации высокого давления приходится 15÷20%, низкого давления 8÷10%, деаэрационно-питательную установку 3÷5%, насосы до 4% [1].

Опыт эксплуатации энергоблоков 100–800 МВт выявил ряд общих существенных недостатков схемы регенерации и ее оборудования, а именно:

- повышенные по сравнению с расчетными значениями недогревы основного конденсата в вакуумных подогревателях низкого давления (7÷10°C);
- повышенные по сравнению с нормативными значениями недогревы питательной воды в спирально-коллекторных ПВД (5÷7°C);
- дросселирование пара при работе деаэрационной установки на постоянном давлении пара;

- неустойчивая работа сливных насосов конденсата греющего пара ПНД;

- большое гидравлическое сопротивление ПВД по питательной воде;

- отложения окислов железа, выносимых из трубной системы ПВД в котел и проточную часть турбины, что снижает КПД агрегатов и требует продувки котла и промывки турбины (рисунок 1).

Выполненный в [2–7] анализ схем включения ПВД, питательных насосов и деаэратора, а также выбор давления пара в отборе после промпрегрева на основании теории идентичной точки [8], показали:

- принятое давление в деаэраторе 7 кгс/см² (температура питательной воды на всасе насоса 164,2°C) зависит от начальных параметров пара, так как с одной стороны, с ростом параметров увеличивается нагрев воды в насосе, достигая ~30% от нагрева в регенеративном подогревателе, с другой стороны, с ростом средней температуры воды в насосе растет потребляемая мощность. Учет влияния указанных параметров показывает, что для турбоустановок К-200(225)-130, Т-110/120-130 и Т-175/185-130 оптимальное давление (температура) воды после деаэратора на входе в питательный насос составляет 8,5÷10 кгс/см² (172÷180°C), а для блоков сверхкритического давления (СКД) с турбоустановкой К-300-240, К-500-200, К-800-240 — $P_{\text{д}} = 10\div 12,5$ кгс/см² (180÷190°C). Обеспечение указанной температуры

Правила для авторов

1. Материал статьи должен соответствовать профилю журнала и излагаться предельно ясно.

2. Поступившие в редакцию статьи проходят двойное слепое рецензирование. Основные критерии целесообразности опубликования — актуальность тематики, информативность, научная новизна.

3. Статья представляется в электронном виде в формате текстового редактора Word for Windows. Объем статьи не должен превышать 14 страниц, включая текст (шрифт Times New Roman, размер 12 п., интервал 1,5), таблицы, графический материал, всю необходимую информацию на английском языке.

4. На первой странице статьи указываются: индекс УДК, название статьи, фамилии авторов (фамилия автора, с которым следует вести переписку, отмечается звездочкой и указывается его адрес электронной почты), названия и почтовые адреса организаций (улица, номер дома, индекс, город, страна), в которых работают авторы, на русском и английском языках.

Статья включает: аннотацию (в пределах 200–250 слов); ключевые слова (5–6 слов); введение, в котором делается краткий обзор сделанного в мире и конкретно формулируется цель работы; основную часть; заключение, в котором в сжатом виде сформулированы основные полученные результаты с указанием их

новизны, преимуществ и возможностей применения; список использованных источников. Аннотация, ключевые слова, список использованных источников представляются на русском и английском языках. Подробные правила подготовки статей доступны на веб-сайте www.sigma08.ru.

5. Авторы на отдельной странице представляют о себе следующие сведения: фамилия, имя, отчество, ученая степень и звание, место работы и занимаемая должность, адрес электронной связи.

6. Статьи, излагающие результаты исследований, выполненных в учреждениях, должны иметь соответствующее разрешение на опубликование в открытой печати.

7. При необходимости в конце основного текста указываются наименование фонда, оказавшего финансовую поддержку, или уровень и наименование программы, в рамках которой выполнена работа, на русском и английском языках.

8. Авторы несут ответственность за направление в редакцию статей, ранее уже опубликованных или принятых к печати другими изданиями.

9. Датой поступления считается день получения редакцией первоначального варианта текста. Статьи, не соответствующие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются.

Author Guidelines

1. Article materials should correspond to the journal profile and be clearly written.

2. Articles received by the Editorial Board will be reviewed by 2 specialists. The main criteria of acceptance are theme actuality, information value, and scientific novelty.

3. All materials should be submitted in electronic file in the Word for Windows. The paper should not exceed 14 pages of the typewritten text (Times New Roman, 12 points, 1.5-space).

4. The article should contain UDC number, Title, Authors' names (the corresponding author name should be marked with asterisk), full Address of organization(s) in which the author(s) work, Abstract (200–250 words), Keywords (5–6 words), Introduction, the Text of the paper with tables, diagrams and figures (if there are any), Conclusion with clearly stated inferences, List of References. Title, Authors' names and affiliation(s), Abstract, Keywords should be presented both in English

and Russian languages. Detailed rules for the preparation of articles are available on the website www.sigma08.ru.

5. The following information about every co-author should be presented: family name, first name, patronymic (or second) name (if there are any), scientific degree and title, organization and position, full address with the postal code for correspondence, office or mobile phone numbers, e-mail.

6. Articles containing investigation results obtained in organizations should have a corresponding permission for publication.

7. Names of Foundations or Programs financially granted the research may be acknowledged in the end of the text.

8. Authors are responsible for submitting articles previously published or accepted by other publisher.

9. The date of receipt is considered to be the day when the Editorial Board receives the author's original paper. Articles not meeting the requirements would not be accepted.





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.

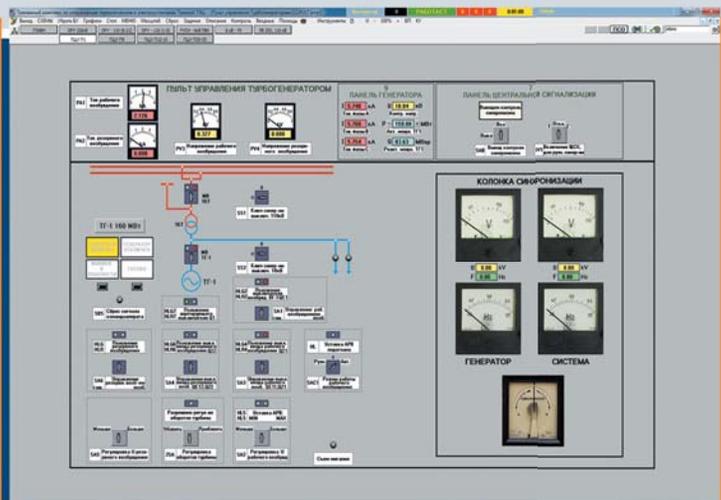
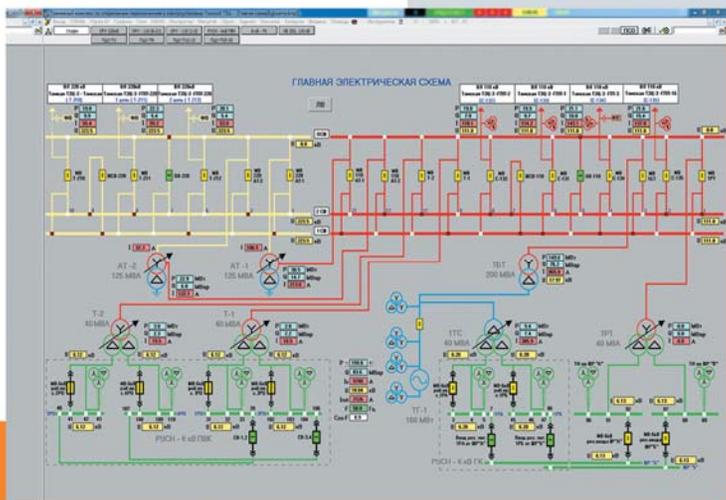


Состав главной электрической схемы станции:

- 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»:

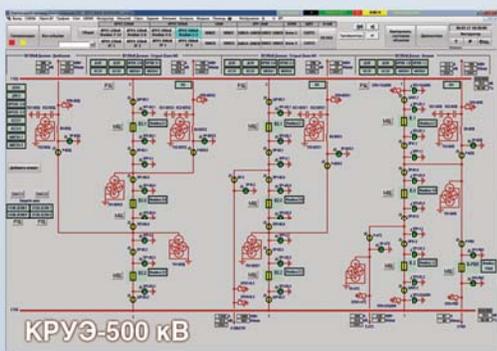
117587, г. Москва, Варшавское шоссе, д. 125 Ж, корп. 6
Тел. (495) 665-76-00, факс (495) 382-79-74
e-mail: magid@testenergo.ru, www.testenergo.ru



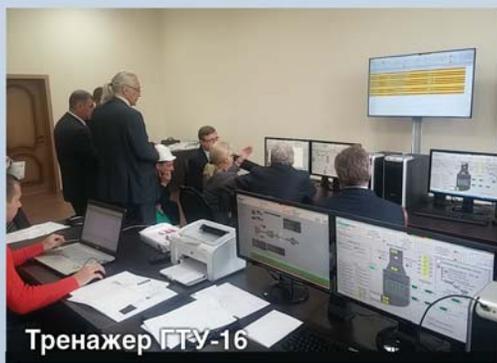
ТЭСТ Тренажеры электрических станций и сетей



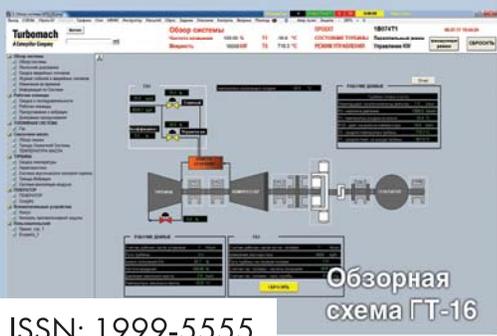
Тренажер Главной электрической схемы станции



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



Новые модели тренажеров!

