ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

Всероссийская научно-практическая
конференция (школа семинар)
Института энергоэффективности и
водородных технологий «НИУ «МЭИ» – 2024

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Сборник докладов

2024

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И ГОРОДСКОЙ ИНЖЕНЕРНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ»

Сборник докладов
всероссийской научно-практической конференции (школы семинара)
Института энергоэффективности и водородных технологий
«НИУ «МЭИ» – 2024

Москва, 7–8 ноября 2024 года

Электронное текстовое издание

Санкт-Петербург
Наукоемкие технологии
2024

© ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», 2024
ISBN 978-5-907946-17-0

УДК 620.9:697(082)
ББК 31:94.31
Э65

Редактор:
Михаил Юрьевич Егоров

Рецензенты:
Станислав Константинович Попов, д.т.н, проф.,
Национальный исследовательский университет "МЭИ";
Алексей Борисович Бирюков, д.т.н, проф.,
Донецкий национальный технический университет

Э65 Энергетическая эффективность промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры [Электронный ресурс]: сборник докладов всероссийской научно-практической конференции (школы семинара) Института энергоэффективности и водородных технологий «НИУ «МЭИ» – 2024; Москва, 7–8 ноября 2024 года / Под редакцией М. Ю. Егорова. – СПб.: Наукоемкие технологии, 2024. – 290 с. – URL: http://publishing.intelgr.com/archive/Energeticheskaya-effektivnost-promishlennikh-obektov-i-gorodskoi-inzhenernoi-infrastrukturi.pdf.

ISBN 978-5-907946-17-0

Представлены материалы всероссийской научно-практической конференции «Энергетическая эффективность промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры» института энергоэффективности и водородных технологий Национального исследовательского университета "МЭИ" проведённой 07-08 ноября 2024 года.

В первой части сборника собраны лекции и пленарные доклады специалистов промышленных и энергетических корпораций, а также представителей ключевых ведомств России, ведущих предприятий и энергетических компаний, научно-технические разработки ведущих университетов страны.

Обсуждается теплоснабжение России, повышение энергетической эффективности промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры Москвы и регионов, задачи и перспективы развития.

Во второй части сборника собраны доклады из Москвы, Донецка, Казани, Екатеринбурга, Смоленска, Омска, Черноголовки, представленные на 7 секциях конференции: Промышленность и энергетика; Городская энергетика, экология, адаптация; Гибридные ВИЭ и их системы; Энергетика новых территорий; Электрохимические технологии; Атомно-водородные технологии в промышленности и городской инфраструктуре; Экономико-правовые вопросы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В сборник также вошли мнения руководителей кафедр теплоэнергетического профиля о новых методиках подготовки специалистов и совершенствовании учебного процесса.

УДК 620.9:697(082)
ББК 31:94.31

IBN 978-5-907946-17-0
© ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», 2024

Научное издание

Энергетическая эффективность промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры

Сборник докладов
Москва, 7-8 ноября 2024 года

Электронное текстовое издание

Подписано к использованию 12.12.2024.
Объем издания – 8,9 Мб.

Издательство «Наукоемкие технологии»
ООО «Корпорация «Интел Групп»
http://publishing.intelgr.com
E-mail: publishing@intelgr.com
Тел.: (812) 945-50-63
Интернет-магазин издательства
https://shop.intelgr.com/

ISBN 978-5-907946-17-0

ПРИВЕТСТВИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА

Всероссийская научно-практическая конференция «Энергетическая эффективность промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры» организована Институтом энергоэффективности и водородных технологий Национального исследовательского университета "МЭИ".

Институт энергоэффективности и водородных технологий является одним из признанных лидеров подготовки высококвалифицированных кадров в области эксплуатации и проектирования теплоэнергетического оборудования и инженерных систем промышленных предприятий и объектов ЖКХ.

В структуру института входят четыре кафедры и научный центр:

- Кафедра инновационных технологий наукоемких отраслей;
- Кафедра промышленных теплоэнергетических систем;
- Кафедра тепломассообменных процессов и установок;
- Кафедра химии и электрохимической энергетики;
- Научный центр «Износостойкость».

Институт реализует направления подготовки:

- бакалавриат 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»;
- магистратура 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Институт энергоэффективности и водородных технологий сегодня – это:

- современные программы подготовки бакалавров и магистров;
- более 800 российских и иностранных студентов;
- высококвалифицированный профессорско-преподавательский состав, более 85% имеют ученую степень кандидата или доктора наук;
- передовые учебные и научно-исследовательские лаборатории, современный лабораторный корпус высокотемпературных установок;
- программа подготовки кадров для энергетики и инновационной экономики «ЭТАЛОН»;
- интересная и насыщенная студенческая жизнь.

Основные сферы деятельности выпускников

- энергообеспечение промышленных предприятий;
- эксплуатация промышленного теплоэнергетического оборудования;
- эксплуатация и проектирование высокотемпературных установок для металлургии и нефтехимии;

- проектирование систем отопления, вентиляции, кондиционирования, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения, дымоудаления промышленных предприятий и объектов ЖКХ;
- проектирование и эксплуатация оборудования для получения, хранения, транспортировки и использования водорода;
- проектирование и эксплуатация источников и накопителей энергии.

Ключевые сферы и направления деятельности выпускников напрямую связаны с тематикой конференции, проходившей по 7 секциям:

- Промышленность и энергетика
- Городская энергетика, экология, адаптация
- Гибридные возобновляемые источники энергии и системы
- Энергетика новых территорий
- Электрохимические технологии
- Атомно-водородные технологии в промышленности и городской инфраструктуре
- Экономико-правовые вопросы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В работе конференции приняли участие более 100 участников из Москвы, Донецка, Казани, Екатеринбурга, Смоленска, Омска, Черноголовки. Представленные материалы подготовлены специалистами-практиками, учёными, научно-педагогическими работниками, студентами, аспирантами из различных университетов, а также научных, исследовательских, практико-ориентированных и инжиниринговых центров и предприятий.

В первый день (7 ноября 2024 года) состоялись открытые лекции специалистов промышленных и энергетических корпораций:

- Михаила Валерьевича ЛИФШИЦА – председателя совета директоров АО «Уральский турбинный завод» о мировых тенденциях в турбиностроении и возможностях студентов для реализации своих идей в машиностроении России;
- Алексея Олеговича КОВАЛЕВИЧА – генерального директора АО «Инженерно-Технический Центр «ДЖЭТ» о цифровых двойниках на примере тепловых станций и тепловых сетей;
- Сергея Сергеевича БЕЛОБОРОДОВА – вице-президента НП «Энергоэффективный город» о системных исследованиях в энергетике;
- Вячеслава Сергеевича ПУЗАКОВА – генерального директора ООО «Бюро Энергетика» о схемах теплоснабжения поселений и городских округов, оценке технико-экономических показателей источников теплоснабжения.

Во второй день (8 ноября) прошла пленарная сессия представителей ключевых ведомств России, ведущих предприятий и энергетических компаний, ведущих энергетических университетов страны. Обсуждалось теплоснабжение России, повышение энергетической эффективности промышленных объектов и городской инженерной инфраструктуры Москвы и регионов, задачи и перспективы развития.

В рамках конференции состоялся активный обмен мнениями заведующих кафедрами теплоэнергетического профиля об инновационных методиках подготовки специалистов, новых дисциплинах и совершенствовании учебного процесса в целом.

Сборник докладов конференции включает в себя свыше 60 докладов. Отдельный раздел сборника докладов посвящен актуальной проблематике восстановления и моденизации энергетики новых территорий.

От имени Организационного комитета:

ЩЕРБАТОВ Иван Анатольевич, Директор ИЭВТ НИУ «МЭИ»

ГАШО Евгений Геннадьевич, профессор каф. ПТС НИУ «МЭИ»

ЕГОРОВ Михаил Юрьевич, доцент каф. ТМПУ НИУ «МЭИ»

СОДЕРЖАНИЕ

Пленарные доклады

1. Белобородов С.С. Национальная конкурентоспособность РФ как цель оптимизации при проведении системных исследований в энергетике.
2. Нефедкин С.И. Электрохимическая и водородная энергетика: тенденции развития и барьеры.
3. Гашо Е.Г., Козлов С.А. Основные направления и проблемы развития атомно-водородной энергетики на современном этапе.
4. Федюхин А.В. Разработка многофакторной модели для анализа городского метаболизма.
5. Пузаков В.С. Организация мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований.
6. Еленев А.В., Мартынов А.С. Недооценка факторов энергосбережения и повышения энергетической эффективности в проектах энергоэкологической модернизации предприятий.
7. Романов Г.А. Комлексные энергетические обследования как предпосылка формирования программ энергосбережения предприятий.

Промышленность и энергетика

1. Волков А.Е., Волков А.А. Автономное производство энергии на рудоуглеводородном энергоблоке.
2. Парнова Е.А. Проблемы источников когенерации на примере ГТУ ТЭЦ в Московской области.
3. Егоров М.Ю. Повышение эффективности систем сепарации и перегрева пара турбин АЭС.
4. Королев В.С., Шевяков М.Ю., Петин С.Н. Разработка и исследование способа производства синтетического жидкого топлива при использовании конвертерного газа.
5. Кривицкий А.О., Рудобашта С.П., Егоров М.Ю. Применение технологии испарительного охлаждения для повышения эффективности животноводческих ферм с учетом их локации.
6. Новиков В.С. Анализ аварийности на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях Московского региона в 2017-2024 гг.
7. Полканов С.В., Федюхин А.В. Оценка износа тепловых сетей в Приволжском федеральном округе для открытой и закрытой системы теплоснабжения городов.
8. Киселева А.А., Фокин А.М. Анализ и оценка эксплуатации промышленных систем пароснабжения в непроектных режимах.

9. Такташев Р.Н., Хрушков И.И. Разработка и внедрение водоструйной эжекторной установки в вакуумную систему паровой турбины К-300-240 ЛМЗ.
10. Чехранова О.А. Приоритеты энергоэкологической модернизации промышленности.
11. Терентьева А.С., Семикашев В.В. Проблемы статистического представления отрасли централизованного теплоснабжения.

Городская энергетика, экология, адаптация

1. Белобородов С.С., Ненашев А.В. Температурные графики теплоисточников и режимы работы системы отопления многоквартирных домов.
2. Атауллин М.Р. Анализ надежности систем теплоснабжения городов Московской области.
3. Клюшкин Н.Г. Выбор оптимального напряжения электропередачи.
4. Щукин А.А., Фокин А.М. Анализ фактических тепловых параметров зданий жилого фонда Москвы в условиях реальной эксплуатации.
5. Муртазин Р.Э., Тукбаев Н.Э. Установка рекуператора в системе вентиляции как ключевое энергосберегающее мероприятие для нового объекта строительства.
6. Волков В.А., Герасимов А.В. Обеспечение комфортного микроклимата в межквартирных коридорах и холлах высотных жилых домов. Система рекуперации тепла.
7. Парнова Е.А. Переключение потребителей на альтернативный источник тепловой энергии.
8. Кобозева К.А. Расчет экосистемных услуг озеленения городских микрорайонов.
9. Забелин М.А., Локтионов О.А. Особенности устойчивого функционирования электросетевого комплекса под влиянием климатических факторов.
10. Локтионов О.А., Максимов Д.О., Белошицкая И.А. Сравнительный анализ стратегий низкоуглеродного развития Китая, США, Индии, ЕС и РФ.
11. Очилова П.И., Локтионов О.А. Проблематика выбора методологии по оценке соответствия принципам ESG.
12. Ерёменко А.С., Леонова Д.С. Разработка инновационной гибридной энергоустановки для автономного энергоснабжения промышленных и городских объектов сахалинской области на основе анализа природно-климатических данных.
13. Смирнов Н.А., Егоров М.Ю. Упрощение инженерных расчетов с помощью искусственного интеллекта на примере оптимизации совместной работы паровых котлов.
14. Нарядкина Н.А. Анализ нормативно-методической базы определения показателей надежности систем теплоснабжения.
15. Белобородова А.С. Нормативно-правовое обеспечение мероприятий по снижению негативного эффекта от загрязнения атмосферы выбросами водяного пара в результате деятельности человека.

Гибридные ВИЭ и системы

1. Демидов Н.Д. Энергетическая эффективность установок тепло-энергетического сектора на возобновляемых источниках энергии.
2. Егоров М.Ю. Работа геотермальной теплонасосной установки в климатических условиях России.
3. Зацепилова С.В., Никифорова Д.В., Крыленко Е.Е. Повышение эффективности солнечных электростанций путем установки инновационных трекеров.
4. Деркачёв С.В. Возобновляемая энергетика новых территорий РФ.
5. Темеров А.В. Биодом: энергопозитивный дом и умная теплица.

Энергетика новых территорий

1. Бирюков А.Б., Гнитиёва А.С. Практические аспекты объективного сравнения уровня энергоэффективности зданий при различных условиях эксплуатации.
2. Бирюков А.Б., Гнитиёв П.А., Гнитиёва А.С. Критерии эффективности потребления теплоты на отопление в системах теплоснабжения.
3. Пичахчи А.В., Сидоров В.А. Неисправности насосов Grundfos NK при эксплуатации в составе городской системы теплоснабжения.
4. Сидоров В.А., Ошовская Е.В., Прудченко Д.О. Особенности технического обслуживания ветровых генераторов.
5. Гридин С.В., Бирюков А.Б. Анализ энергоэффективности работы отопительной котельной на этапах выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии.
6. Бирюков А.Б., Лебедев А.Н., Каминский К.Д. Использование установок глубокого охлаждения продуктов сгорания на водогрейных котлах системы ЖКХ.
7. Карнаух В.В., Байда Б.Ю. Повышение эффективности охлаждения оборотной воды на предприятиях пищевых производств.
8. Начкебия Н.С., Бирюков А.Б. Цифровой двойник теплообменных процессов микрорегенеративных насадок регенеративных горелок.

Электрохимические технологии

1. Кулешов В.Н., Кулешов Н.В., Курочкин С.В., Климова М.А. Электродно-диафрагменные блоки для перспективных щелочных электролизеров воды.
2. Хатмуллина К.Г., Баймуратова Г.Р., Юдина А.В., Слесаренко А.А., Ярмоленко О.В. Влияние «жидкофазной терапии» на сопротивление межфазной границы Li/полимерный гель-электролит на основе ионной жидкости.
3. Кулова Т.Л., Скундин А.М., Грызлов Д.Ю. Применение фосфида галлия в натрий-ионных аккумуляторах.
4. Спасов Д.Д., Меншарапов Р.М., Нагорный С.В., Синяков М.В., Иванова Н.А. Системы накопления энергии на основе электрохимических устройств.
5. Блинов Д.В., Бездудный А.В., Дуников Д.О. Металлогидридная технология выделения водорода с низким углеродным следом из энергетических смесей с метаном.

6. Пяткин Д.В., Смирнов С.Е., Маркграф М.Н. Исследование аккумулятора для тепловизора.

Атомно-водородные технологии в промышленности и городской инфраструктуре

1. Лавриков В.А. Перспективные возможности применения высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов и паровой конверсии метана.
2. Титенков В.В. Электрохимические сенсоры для мониторинга качества воздуха в городской среде.
3. Филимонов А.А., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д. Развитие гибридных водородных энергетических систем с низкими выбросами углерода.
4. Филимонов А.А., Филимонова А.А., Ахметзянова А.Т. Инновационные электрохимические технологии для очистки сточных вод.

Экономико-правовые вопросы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

1. Шувалов И.Г., Бологова В.В. Повышение энергетической и экономической эффективности энергоснабжения при реализации технологии тригенерации.
2. Фадеев М.Ю. Использование отходов при введении циркулярной экономики для решения задач энергосбережения и экологии.
3. Воропанов Н.С., Смирнова Д.А. Анализ опыта российских компаний внедрения цифровых технологий в сфере теплоснабжения.
4. Мартынов А.В., Смирнова Д.А. Повышение энергоэффективности электростанции за счет модернизации оборудования.
5. Бойко В.И., Смирнова Д.А. Повышение энергоэффективности регионального теплоснабжения путем использования механизмов ГЧП.
6. Барханов Е.Ю., Фрей Д.А. Методические вопросы экономической оценки микрогенерации.
7. Гарбузов В.И., Кискачи Г.А., Снадина Т.Н., Фрей Д.А. Оценка влияния развития распределенной генерации на деятельность энергокомпаний.
8. Кырджагасова М.А., Бологова В.В. Повышение энергетической и экономической эффективности систем водоснабжения и водоотведения на примере Республики Саха (Якутия).
9. Поташков Д.С., Бологова В.В. Анализ возможностей повышения энергетической и экономической эффективности систем теплоснабжения при их развитии на основе совершенствования механизма государственно-частного партнерства.

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

1. **Белобородов С.С.** Национальная конкурентоспособность РФ как цель оптимизации при проведении системных исследований в энергетике.
2. **Нефедкин С.И.** Электрохимическая и водородная энергетика: тенденции развития и барьеры.
3. **Гашо Е.Г., Козлов С.А.** Основные направления и проблемы развития атомно-водородной энергетики на современном этапе.
4. **Федюхин А.В.** Разработка многофакторной модели для анализа городского метаболизма.
5. **Пузаков В.С.** Организация мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований.
6. **Еленев А.В., Мартынов А.С.** Недооценка факторов энергосбережения и повышения энергетической эффективности в проектах энергоэкологической модернизации предприятий.
7. **Романов Г.А.** Комлексные энергетические обследования как предпосылка формирования программ энергосбережения предприятий.

НАЦИОНАЛЬНАЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ РФ КАК ЦЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

С.С. Белобородов
НП “Энергоэффективный город”
e-mail: enefgorod@gmail.com

Аннотация: Целью многокритериального анализа вариантов развития энергетики при выполнении системных исследований является обеспечение национальной конкурентоспособности РФ. Рынок и государственное регулирование являются инструментами достижения поставленных социально-экономических целей, а не целями. Выбор инструмента и ответственность за выбор инструмента лежит на государстве.

Ключевые слова: *системный подход, системные исследования, энергетика, конкурентоспособность, рынок.*

Научный подход к проектированию развития энергетических систем предполагает проведение системных исследований с учётом технологических, экологических, экономических, социальных факторов [1, 2, 3, 4]. Структура генерирующих мощностей в энергосистеме, их размещение на территории Российской Федерации должны обеспечивать эффективность и надёжность электроснабжения потребителей по приемлемым ценам и соответствовать экологическим требованиям.

Проектирование сложных территориально распределённых электроэнергетических систем предполагало сопоставление живучести[1] различных вариантов территориального размещения объектов электроэнергетики [5]. Проведение анализа живучести систем энергетики было обязательным при проектировании развития энергосистемы СССР [5, 6, 7, 8]. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем [9] от 30 июня 2003 года были последним нормативными документами, предусматривающими сравнение вариантов развития энергосистем на основе сопоставления технических, экономических, экологических и социальных показателей. К сожалению, после запуска рынка электрической энергии в 2003 году, при проектировании развития электроэнергетической системы РФ отечественный опыт практически не использовался.

Проектирование развития электроэнергетической системы в настоящее время основывается на балансовом методе. При выполнении расчёта показателей балансовой надежности не учитываются ограничения по составу генерирующего оборудования электростанций внутри суток, допустимые минимальные нагрузки и скорости изменения нагрузки электростанций, а нагрузка и располагаемая мощность ВЭС и СЭС принимается равной нулю. Таким образом, актуальной задачей является применение научного подхода к проектированию развития энергетических систем в современных условиях.

1. Стратегическое планирование в РФ

Стратегическое планирование в Российской Федерации в соответствии с законодательством осуществляется на федеральном уровне, уровне субъектов Российской Федерации и уровне муниципальных образований.

Организация и функционирование системы стратегического планирования в Российской Федерации предполагают согласованность и сбалансированность документов стратегического планирования по приоритетам, целям, задачам, мероприятиям, показателям,

[1] **Живучесть:** Свойство объекта (ЭЭС) противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей, и восстанавливать исходное состояние объекта или близкое к нему.

финансовым и иным ресурсам и срокам реализации, синхронизацию горизонтов прогнозирования, целеполагания и планирования.

2. Системный подход

Системный подход - направление методологии познания, в основе которого лежит исследование объектов как систем. Системные исследования — это исследования, в которых используется системный подход или которые основаны на системном подходе. Системный анализ рассматривается как методический аппарат системных исследований — совокупность методов, методик, процедур и правил, используемых в системных исследованиях [3].

Системные исследования в энергетике направлены на изучение условий оптимального функционирования больших систем энергетики[2] [1]. На рисунке представлены этапы развития системных исследований энергетики в СССР [10].

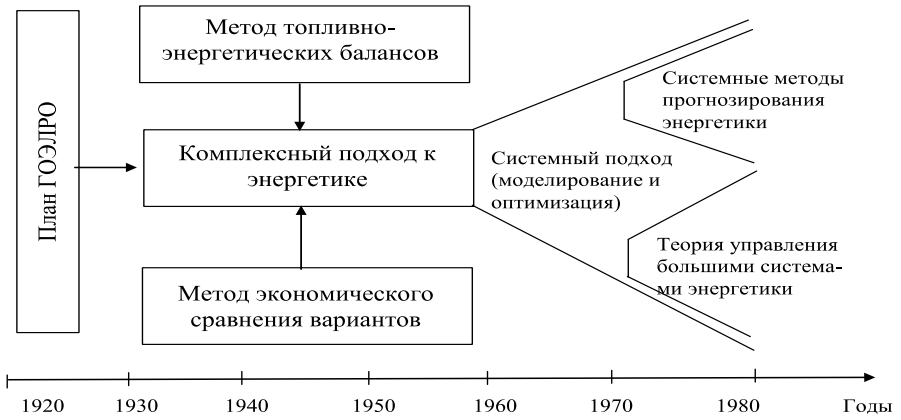


Рисунок 1. Этапы развития в СССР системных исследований энергетики

Начало развития системных исследований было положено при разработке плана ГОЭЛРО. Комплексно-энергетический метод, разработанный школой Г.М. Кржижановского, составил основу дальнейшего развития системных исследований. Следующий этап развития системных исследований был обусловлен массовым внедрением ЭВМ, широким применением численных математических методов [10].

В СССР в рамках системных исследований оптимизация выполнялась на базе народнохозяйственного эффекта, выраженного в денежной форме. Поиск оптимального решения основывался на критерии приведённых затрат, а в случае ограниченности наиболее экономичных энергетических ресурсов на критерии замыкающих затрат [1]. Академик Л.А. Мелентьев указывал, что лишь плановое хозяйство позволяет полноценно реализовать все аспекты оптимального управления большими системами [11].

В 1991 году в результате развала СССР кардинально изменилась парадигма социально-экономического развития РФ, на место плановой экономики пришёл рынок. В настоящее время в трудах академиков А.А. Макарова и С.П. Филиппова (ИНЭИ РАН), член-корреспондента Н.И. Воропая и академика В.А. Стенникова (ИСЭМ СО РАН) и других отмечается появление новых факторов в методологии системных исследований в энергетике [3]:

- либерализация и реструктуризация энергетики;
- появление негосударственной собственности;
- глобализация;
- кадровый голод (научное обеспечение управления технологическим развитием энергетики страны).

[2] **Большие системы энергетики** – сложные иерархически построенные человеко-машинные системы со сложной структурой при неполной информации о такой системе, её структуре и параметрах. Большие системы энергетики являются открытыми, развитие которых осуществляется органами управления, располагающими неполной (неоднозначной) информацией о системе [1].

3. Рынок и госрегулирование

Рынок является целью или инструментом достижения цели? Рыночные методы и методы госрегулирования с точки зрения автора являются лишь инструментами достижения поставленных социально-экономических целей. В разные промежутки времени целесообразность использования одного или другого инструмента может меняться.

Выбор наиболее подходящего инструмента остаётся за государством. Необходимо отметить, что в случае государственного регулирования формируется средневзвешенная цена, а в случае рынка – маржинальная цена, что также оказывает влияние на выбор инструмента. Государство может позиционировать себя как сторонним наблюдателей, так и активным участником экономических процессов.

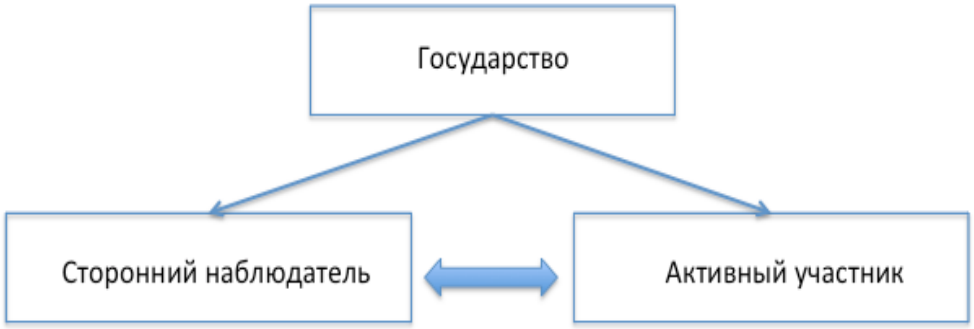


Рисунок 2. Роль государства

В течение времени в зависимости от ситуации роль государства может меняться. Необходимо отметить, что стратегия «сторонний наблюдатель» должна быть осмысленным выбором государства, направленным на достижение поставленных социально-экономических целей.

Ответственность за ошибочное использование инструментов, повлекшее нанесение экономического ущерба, должна быть одинакова для равного ущерба и не зависеть от использованного инструмента. «Невидимая рука рынка» не может нести ответственности за результат. Ответственность за правильный выбор и правильное использование инструментов лежит на государстве.

Либерализация рынка электрической энергии в Калифорнии является примером применения рыночных методов в качестве инструмента с целью снижения стоимости электроэнергии на 10% и более. Цель не была достигнута – рынок был отменён!

4. Критерий – конкурентоспособность.

Цель – конкурентоспособность экономики страны. Национальная конкурентоспособность – способность страны добиться высоких темпов экономического роста, которые были бы устойчивы в среднесрочной перспективе. Основа конкурентоспособной экономики - конкурентоспособная промышленность.

Развитие экономики отдельных стран, место стран в международной системе разделения труда в соответствии с классической экономической теорией определяется их конкурентными преимуществами. Конкурентные преимущества могут быть объективными (климатические, географические, природные), так и искусственными (низкая зарплата, низкие налоги, кредитно-денежная политика, технологии и другие).

Целью многокритериального анализа вариантов развития энергетики при выполнении системных исследований является обеспечение национальной конкурентоспособности РФ. Чтобы избежать ошибок при принятии решений вследствие возможных манипуляций рыночными ценами, оценка конкурентоспособности должна выполняться как в денежной форме, так и в физических величинах [12].

Приведём в качестве примера мониторинг конкурентоспособности со стороны Европейского союза. Конкурентоспособность - зависит не только от цен и издержек, но и от таких аспектов, как качество производимой продукции и институциональная основа. Несмотря на то, что международные индексы конкурентоспособности (WEF, IMD, FI) включают сотни показателей, Европейская комиссия готовит отдельные доклады о влиянии затрат на электроэнергию и природный газ на конкурентоспособность европейской промышленности. Анализ включает оценку затрат как для всей промышленности и сектора услуг, так и для 45 конкретных производственных и непроизводственных секторов [13].

Выводы:

1. Рыночные методы и методы госрегулирования являются лишь инструментами достижения поставленных социально-экономических целей.
2. Выбор наиболее подходящего инструмента, а также ответственность за выбор остаётся за государством.
3. Целью многокритериального анализа вариантов развития энергетики при выполнении системных исследований является обеспечение национальной конкурентоспособности РФ.
4. Оценка конкурентоспособности должна выполняться как в денежной форме, так и в физических величинах.

Литература:

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития / 2-изд., перераб. и доп. - М.: Наука, 1983. - 455 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В.Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А.Илларионов и др.; под ред. С.С.Рокотяна и И.М. Шапиро – 3-е изд. – М: Энергоатомиздат, 1985 – 352 с.
3. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А.А. Макарова и Н.И. Воропая. – М.: ИНЭИ РАН, 2018. – 309 с.
4. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий / М.: Наука, 1993. - 364 с.
5. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. К вопросу оценки живучести сложных систем энергетики // Известия Академии Наук СССР. Энергетика и транспорт. №1. 1979. стр.14 - 20
6. Антонов Г.Н., Черкесов Г.Н., Криворуцкий Л.Д. и др. Методы и модели исследования живучести систем энергетики/ Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1990 – 285 с.
7. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике/ Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
8. Руденко Ю.Н., Синьчугов Ф.И., Смирнов Э.П. Основные понятия, определяющие свойство «надёжность» систем энергетики // Известия Академии Наук СССР. Энергетика и транспорт - №2. 1981. стр. 3 – 17.
9. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем/ СО 153-34.20.118-2003. Утверждены Приказом Минэнерго России №281 от 30.06.03
10. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др.; Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015.– 448 с.
11. Мелентьев Л.А. Избранные труды. Методология системных исследований в энергетике// Сост. Г.М. Беляева, Л.С. Попырин. – М: Наука. Физматлит, 1995. – 302 с.
12. Белобородов С.С. О необходимости применения системного подхода при проектировании развития ЕЭС России // Электрические станции. 2021. №9, стр. 2 – 9.
13. Energy prices and costs in Europe // Report from the commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions {SWD(2019) 1 final}, European Commission, Brussels, 9.1.2019 COM(2019) 1 final

УДК 621.35

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ И ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И БАРЬЕРЫ

Нефедкин С.И.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: Nefedkinsi@mpei.ru

Аннотация

Дан анализ развития электрохимической и водородной энергетики и показано, что в мире оно приобретает индустриальный характер и связано с постепенной перестройкой структуры генерации электрической энергии, также постепенным переходом транспортных средств на электрический двигатель. Существенное увеличение доли в генерации ветровых и солнечных электростанций ведет к повышению роли электрохимических накопителей энергии, в частности водородных накопителей энергии. Вместе с тем в России развитие низкоуглеродной энергетики имеет свои особенности, обусловленные курсом на повышение доли использования в электрической генерации, промышленности и на транспорте наиболее доступного и дешевого вида топлива - природного газа.

Введение

Перестройка мировой энергетики идет по пути использования низкоуглеродных энергетических технологий и определяется актуальной климатической повесткой [1]. Развитие низкоуглеродной энергетики направлено на постепенное замещение угольной генерации и существенное увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ). По данным международного агентства по возобновляемым источникам энергии доля установленной мощности ВИЭ в 2023 г. в мире достигла уже 26,7% и составила 3 870 ГВт (~ 2195 ГВт в 2017 г.) [2]. При этом установленная мощность гидроэлектростанций, которые еще недавно были единственными весомыми представителями ВИЭ в структуре мировой энергетики, сегодня составляет лишь 33% от доли установленной мощности ВИЭ и уже сопоставима по показателю установленной мощности с солнечными электростанциями (37 %) и ветровыми электростанциями (26 %). Россия также развивает свою энергетику в русле повышения ее экологичности, но основной упор сделан на рост доли использования природного газа на тепловых станциях, в промышленности и транспорте, как наиболее дешевого и доступного энергоносителя [3]. Ветровая генерация в РФ также, как и в Европе развивается путем создания подключенных к централизованной сети ветропарков. Ведущую роль здесь играет ГК «Росатом» (АО «НоваВинд») за счет локализации в РФ производства ВЭУ 2,5 МВт L 100 2.5MW по лицензии Lagerwey [4, 5]. Суммарно подключенные к сети ветроэнергетические мощности в 2023 г. достигли 1 ГВт, а число сетевых ветровых достигло 15 единиц [5].

Электрохимическая энергетика как новое направление новой энергетики стремительно развивается. Например, 30 лет назад о литий-ионных аккумуляторах (Li-ion battery) знали только в научных лабораториях, а сегодня ни один мобильный телефон или ноутбук невозможно представить без этих энергоемких и легких источников питания. В 2023 году продажи автомобилей на электрическом двигателе (EV) достигли 14,6 млн. ед., а их доля составила уже около 18% от всех проданных автомобилей. Объем рынка литий-ионных аккумуляторов растет и на 2024 год оценивается в 600 ГВт ч [6, 7]. Однако согласно консолидированным прогнозам к 2050 г. не электромобили на аккумуляторах (BEV), но и электромобили на водородно-воздушных топливных элементах (FCEV) будут превалировать, а двигатели внутреннего сгорания будут использоваться только в гибридных автомобилях вместе с аккумуляторами. Экологически чистый «зеленый» водород в промышленных масштабах для этих автомобилей, а также для стационарных энергоустановок на водородно-воздушных топливных элементах будет производиться за счет энергии возобновляемых

источников энергии (RES), в основном ветрогенерирующих (WPP), солнечных (SPP) электростанций и крупномасштабного электролиза воды (WE). Электролизеры разложения воды рассматриваются сегодня как важный элемент «зеленой» энергетики будущего [8,9].

Электрогенерация

Производство электрической энергии в мире и прогнозы представлены на рис.1[10]. Как видно потребность в электрической энергии к 2050 г. Возрастет почти в 2 раза.

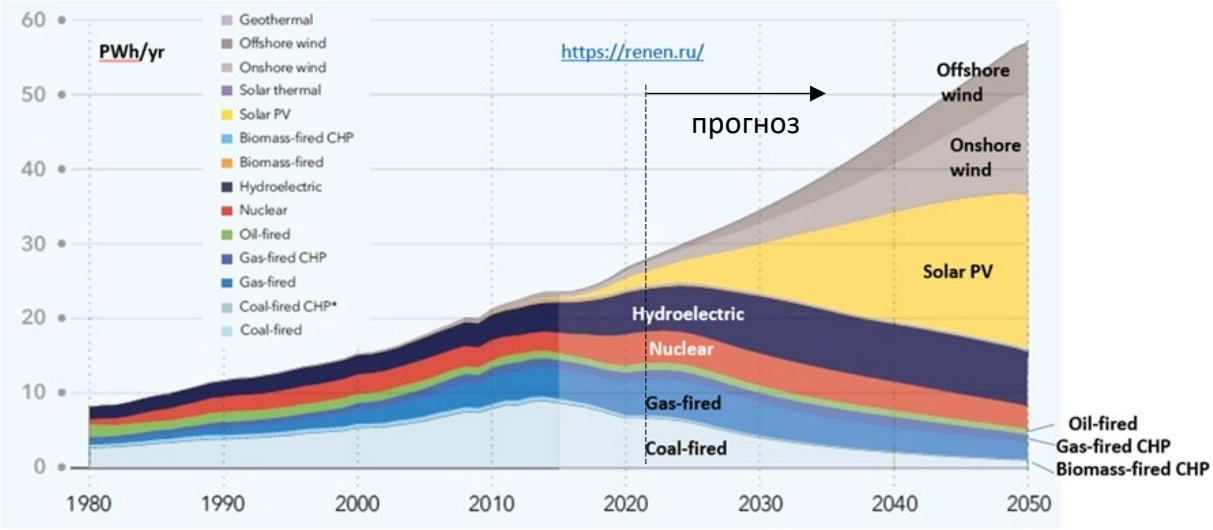


Рис. 1 Производство электрической энергии в мире и прогнозы

Драйверами роста мировой генерации в последние 10 лет стали солнечные и ветровые электростанции. Установленная мощность только ветровой генерации в мире на 2023 год составила уже около 1 000 ГВт, что почти в 4 раза превосходит установленную мощность всей электрогенерации РФ. Мировая ветрогенерация в 2023 г. выработала почти 2,5 тераватт-часа электроэнергии. Она стала важным источником энергии в Европе. В 2023 г. доля ВИЭ от общего объема электрогенерации в Испании составила 50%. При этом доля ветрогенерации от общего объема электрогенерации в Испании составила 23%, в Великобритании - 29%, Дании 25%, в Бельгии - 10%, Нидерландах - 7% и Германии - 5% [11]. К 2050 году доля только электрогенерации на солнечных и ветровых электростанциях будет расти и оценивается до 40 - 65% от общей выработки (Рис.1).

Производство и использование водорода

Сегодня производство низкоуглеродного водорода оценивается в 1 млн тонн (из 95 млн. т. всего производимого). Однако в связи с развитием возобновляемых источников энергии количество «зеленого водорода», согласно прогнозам, составит 61 млн. т./год в 2040 г. и 390 млн. т./год в 2050 г. [12]. При этом по оценкам доля электролизного водорода возрастет с 0,1% в 2023 году до около 60% в 20250 году.

Только в 2023 году произведено электролизного оборудования общей мощностью 2,3 ГВт, а в 2030 планируется уже достигнуть суммарной мощности 420 ГВт (2022 г – 275 ГВт). Основное применение зеленого водорода - энергетика, транспорт (автомобили, авиация, судоходство, зеленая сталь, получение аммиака).

В мире уже реализуются крупные проекты по производству зеленого водорода (NEOMGreen Hydrogen Project, Ordos Green Hydrogen Project, H_2 Green Steel, Сахалинский проект). Следует подчеркнуть, что использование зеленого водорода наиболее эффективно в

электрохимических энергоустановках на водородно-воздушных топливных элементах, обладающих высокой энергоэффективностью и экологичностью.

Транспорт

Коммерческие продажи электромобилей стартовали в 2010 году, а в 2023 году число автомобилей с электрическим двигателем (EV) достигло уже 14, 6 млн., а их доля от всех проданных автомобилей составила около 18%, (Рис. 2) При этом объем рынка литий-ионных аккумуляторов растет и в 2024 год оценивается в 600 ГВт ч [6, 7].

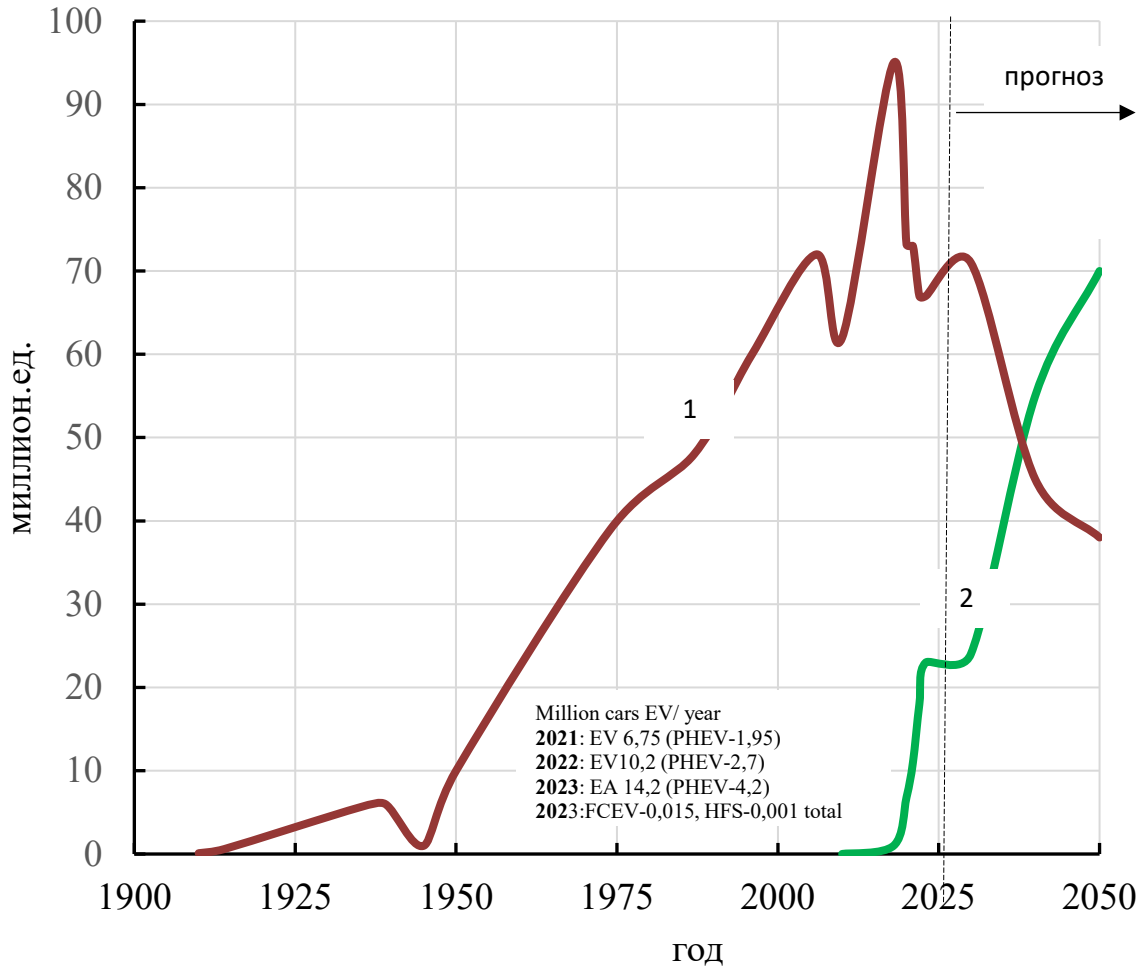


Рис. 2 Динамика выпуска автомобилей на ДВС (1) и электромобилей (2) и прогноз

Следует отметить, что заряжаемые гибриды (PHEV) хотя более дорогие чем чисто аккумуляторные автомобили (BEV), однако в 2023 году их доля составляла около трети проданных электромобилей. Заряжаемые гибриды (PHEV) позволяют частично нивелировать недостатки BEV – ограниченный пробег и долгая зарядка. Электромобилей на водородно-воздушных топливных элементах (FCEV) в 2023 году произведено лишь около 15 тыс. ед. Они лишены недостатков аккумуляторных электромобилей, однако их широкое распространение ограничивает неразвитость и дороговизна инфраструктуры водородных заправочных станций (в 2024 году в мире эксплуатируется 1070 единиц водородных АЗС: 275 в Европе, 105 в США, в 210 в Южной Корее, 163 в Японии и более 300 в Китае) [12].

Автономное энергоснабжение

Сегодня предлагаются различные решения для гарантированного электро-теплоснабжения энергоизолированных потребителей, как на основе совершенствования

существующих технологий (дизель-электростанции и котельные), так и новых (газотурбинные электростанции, плавучие атомные электростанции). Однако для потребителей с высоким потенциалом ВИЭ наиболее универсальными и экологичными являются схемы энергоснабжения на основе солнечной и ветровой генерации с использованием электрохимических накопителей энергии. В МЭИ предложена схема полного энергоснабжения автономных потребителей без завоза органического топлива на основе парка ветрогенераторов и водородного накопления энергии [13].

Выводы

1. Увеличение доли ветряных и солнечных электростанций в структуре мировой электрической генерации ведет к повышению роли электрохимических накопителей энергии (аккумуляторов, водородных накопителей энергии, редокс батарей).
2. В РФ развитие низкоуглеродной энергетики в настоящее время наиболее эффективно за счет замещения угольной генерации и роста доли использования природного газа на тепловых станциях, в промышленности и транспорте.
3. Доля продаж транспортных средств с электрическим двигателем в мире в 2023 г уже составляет 18% и будет расти. ДВС в будущем будут использоваться только в гибридных автомобилях, в частности в заряжаемых гибридах. Такие электромобили наиболее эффективны в городских условиях в суточном цикле с зарядом АБ в период провала потребления электрической энергии, также они могут использоваться как резервные электростанции.
4. Доля рынка автомобилей на водородно-воздушных топливных элементах будет увеличиваться в мире через локальные точки роста и зависеть от рынка «зеленого водорода», также роста числа водородных заправочных станций. Наиболее эффективным будет их использование в энергоустановках на большегрузном магистральном транспорте.
5. Автомобили на природном газе (в первую очередь сжиженный метан) являются приоритетом для эффективного использования в РФ как в городских условиях с высоким трафиком (такси), особенно в магистральных перевозках по логистическим транспортным коридорам.
6. В РФ для электро-тепло снабжения автономных потребителей с высоким потенциалом ВИЭ наиболее универсальными и экологичными являются схемы энергоснабжения на основе солнечной и ветровой генерации с использованием электрохимических накопителей энергии, в частности водородного накопления энергии. В МЭИ предложена такая схема полного энергоснабжения автономных потребителей В МЭИ предложена схема полного энергоснабжения автономных потребителей без завоза органического топлива.

Литература

1. https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-mode Дата обращения 16 октября 2024.
2. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/ IRENA. Дата обращения 20 октября 2024.
3. https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy?ysclid=m2n3trwkqx740395463 Дата обращения 20 октября 2024.
4. Nova Wind. https://novawind.ru/production. Дата обращения 20 июня 2024.
5. Atomic expert. https://atomicexpert.com/novawind_rosatom. Дата обращения 20 июня 2024.
6. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023 Дата обращения 20 октября 2024.
7. https:// bnef.com/ Bloomberg New Energy Finance (BNEF) Дата обращения 20 октября 2024.
8. Водородная энергетика: учебник / Н. В. Кулешов, С. К. Попов, С. В. Захаров [и др.]; под редакцией Н. В. Кулешова: Издательство МЭИ, 2021. - 547 с.

9. Нефедкин С.И. Автономные энергетические установки и системы: – М.: Издательство МЭИ, 2018. – 220 с. ISBN 978-5-7046-1847-8
10. https://www.nytimes.com/interactive/2023/11/20/climate/global-power-electricity-fossil-fuels-coal.html?ysclid=m2n7wz0phw239880866 Дата обращения 20 июня 2024.
11. https://techxplore.com/news/2024-01-spain-generated-power-renewables.html. Дата обращения 20 июня 2024.
12. Москвин А.В. «Русатом КИП» Доклад. Развитие рынка водородной энергетики в мире. Одиннадцатая Всероссийская конференция «Топливные элементы и энергоустановки на их основе» 24 – 27 июня 2024 года г. Черноголовка
13. Нефедкин, С.И., Барсуков, А.О., Мозгова, М.И., Шичков, М.С., Климова, М.А. Автономное энергоснабжение с использованием ветроэнергетического комплекса и водородного аккумулирования энергии. Альтернативная энергетика и экология (ISJAEE). 2019. Т.16-18 С.12–26.

УДК 532.2

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ АТОМНО-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

Гашо Е.Г.[*], **Козлов С.А.**
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: GashoYG@mpei.ru

Аннотация.
Приведены результаты анализа действующих энерготехнологических установок производства водорода на основе высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов. Полезное использование тепловой энергии высокого потенциала для производства водорода позволит значительно снизить потребление топлива и объём теплового загрязнения.

Введение.

Производство электрической энергии и тепла АЭС характеризуется отсутствием выбросов вредных веществ, водяного пара и углекислого газа. В настоящее время электрический КПД двухконтурных АЭС в РФ не превышает 35%, а тепловая энергия используется незначительно. Можно сказать, что работа АЭС характеризуется значительным тепловым загрязнением окружающей среды.

Основой энерготехнологического компонента ядерной энергетики являются высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы (ВТГР). Сочетание таких реакторов с технологическими процессами открывает возможности производства водорода и тем самым создаёт основу экологически чистой водородной энергетики, обеспечивая замещение органического топлива в энергоёмких отраслях промышленности.

Технология высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов позволяет вырабатывать тепло с температурой до 950-1000 °С. Полезное использование тепловой энергии для производства водорода путём высокотемпературного электролиза пара позволит значительно снизить объём теплового загрязнения. Технология ВТГР получила развитие во множестве концептуальных вариантов. В Китае официально введена в коммерческую эксплуатацию АЭС Shidaowan (Шидаовань) расположенная на побережье Желтого моря, в 14 км к северо-западу от Шидао; на станции установлены 2 высокотемпературных газоохлаждаемых реактора 4-го поколения HTR-PM по 250 МВт, работающих на одну паровую турбину мощностью 210 МВт.

Почти во всех ВТГР в роли теплоносителя используется гелий, в отличие от газографитовых реакторов первого поколения (выведенных из эксплуатации Magnox и UNGG) и второго поколения (действующих AGR), в которых в качестве теплоносителя используется углекислый газ. Современные технологии позволяют удержать утечку гелия из первого контура ВТГР в пределах нескольких процентов в год. Гелий химически инертный газ. Чистый гелий практически не поглощает нейтроны, не окисляет элементы активной зоны даже при высоких температурах. Однако даже незначительные примеси могут служить источниками радиационного загрязнения и причиной коррозии. Характеристики внедрённых в разных странах ВТГР представлены в таблице 1.

Развитие существующих технологий ВТГР позволит более эффективно использовать данный тип реакторов для получения энергии. Станции с установками ВГТР обеспечивают работу оборудования при повышенных температурах, что дает возможность расходовать это тепло для получения сверхкритических параметров пара для паровых турбин, а также, выработанная энергия может быть направлена в устройство риформинга топлива для производства водорода из углеводородсодержащих газов с последующей очисткой, если в этом нуждается конечный потребитель.

Таблица 1. Характеристики внедрённых в разных странах ВТГР [1]

Принятое название проекта (англ.)	Dragon Reactor (DRE) Experiment	Paech Bottom HTGR	AVR	Fort St. Vrain (FSV)	THTR-300	HTTR	HTR-10
Период эксплуатации, годы	1964–1975	1966–1974	1966–1988	1974–1989	1983–1989	1998 – наст. Время	2000 – наст. Время
Название площадки (регион, страна)	Уинфрит (графство Дорсет, Велико-британия)	АЭС «Пич-Боттом» (штат Пенсильвания, США)	Юлихский ис-следовательский центр (Сереный Рейн – Вестфалия, Германия)	АЭС «Форт-Сент-Врейн» (штат Колорадо, США)	Хамм (земля Северный Рейн – Вестфалия, Германия)	Ораи (префектура Ибараки, Япония)	INET (пригород Пекина, Китай)
Поставщик технологии (в период создания реактора)	Dragon Project	GGA	BBK	GGA	HRB	JAERI	INET
Мощность МВТ тепловая/ электрическая,	21 / –	116 / 40	46 /15	842 / 330	750 / 301	30 / –	10 / 3
Теплоноситель	Гелий						
Замедлитель	Графит						
Применявшаяся турбина	–	Паровая	Паровая	Паровая	Паровая	–	Паровая
Температура теплоносителя на входе в АЗ, °С	350	343	270	406	262	395	250
Температура теплоносителя на выходе из АЗ, °С	750-835	713	850-950	785	750	950-950	700
Рабочее давление теплоносителя, МПа	2,0	2,4	1,0	4,8	4,0	4,0	3,0
Общи расход теплоносителя, кг/с	10	55,3	13	428	295	10,2	4,3
Число газодувок	6	2	2	4	6	3	1
Материал корпуса реактора	Сталь	Сталь	Сталь	ПНЖБ*	ПНЖБ*	Сталь	сталь

Ровно полвека назад в СССР исследовательскими, конструкторскими, технологическими и промышленными предприятиями страны были начаты исследования и разработки, по программе «Водородная энергетика». Концепция водородной энергетики с атомным производством водорода получила тогда название атомно-водородной энергетики [2]. Направление высокотемпературной ядерной энергетики развивалось Курчатовским институтом в содружестве с исследовательскими и технологическими институтами, конструкторским бюро, промышленными комбинатами Средмаша и др. [3].

Развитие атомно-водородной энергетики расширяло сферы и масштабы использования атомной энергии и позволило развить концепцию экологически чистой энергетики без характерных при использовании углеродных видов топлива вредных выбросов в атмосферу, а также обеспечивала ее развитие без ресурсных ограничений. К особенностям высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов [4-5], стимулирующим их применение в качестве энергоисточника относят: возможность генерации высокотемпературной тепловой энергии, передаваемой в технологический процесс; модульная конструкцию реактора и высокий уровень безопасности и маневренности (табл.2).

Таблица 2. Основные преимущества и недостатки ВТГР

Преимущества и достоинства ВТГР	Недостатки ВТГР на данный момент
Высокая температура ВТГР (до 1000ºС), позволяющая значительно повысить суммарный кпд энергоустановки	Реакторы ВТГР имеют бóльшие размеры, чем PWR соответствующей мощности, и требуют более громоздкой теплоизоляции, что, среди прочего, делает их непригодными в качестве основы транспортных силовых установок
ВГТР – наиболее эффективный и экологически приемлемый энергисточник для получений водорода	
ВТГР – эффективный источник недорогой и экологически чистой тепловой энергии высокого потенциала, требуемой в ряде энергоемких отраслей, опреснения воды	К недостаткам ВТГР следует отнести на порядок больший, чем у легководных реакторов, объем ОЯТ. При этом переработка отработавшего топлива ВТГР пока не отлажена
ВТГР характеризуются высокой маневренностью, что упрощает их применение в производственных процессах и в качестве энергоисточников в небольших энергосистемах	Большой объем облученного графита, способы утилизации (а не просто захоронения) которого остаются открытым вопросом для атомной энергетики во всем мире
ВТГР имеют значительные преимущества с точки зрения безопасности: для удачно сконструированной активной зоны такой РУ характерен отрицательный температурный коэффициент реактивности, что ведет к затуханию цепной реакции на фоне роста температуры сверх штатных параметров	Разные элементы и узлы комплекса имеют различный уровень готовности технологий. На данный момент не все узлы и элементы ВТГР прошли промышленную апробацию в реальных условиях эксплуатации

Советские и российские проработки полувековой давности активно развиваются в настоящее время. Развитие технологии ВТГР в России с самого начала было направлено на использования атомной энергетики не только для производства электричества, но и для промышленного теплоснабжения как альтернатива использования значительного количества органического топлива. В настоящее время различные узлы и элементы энерготехнологического назначения находятся на разных этапах и уровнях готовности технологий. Начата проработка эскизного проекта атомного энерготехнологического комплекса (АЭТК) для получения водорода на крупном химическом производстве в Поволжье [6].

Выводы.

Среди способов получения водорода из воды наибольший интерес в контексте атомно-водородной энергетики представляют электролиз и термохимические циклы, или комбинированные термоэлектрохимические циклы. Создание АЭТК на основе модульного ВТГР с технологией конверсии метана открывает путь крупномасштабного экологически чистого производства водорода.

Технология высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов позволяет вырабатывать тепло с температурой до 950-1000 °С. Полезное использование тепловой энергии для производства водорода путём высокотемпературного электролиза пара позволит значительно снизить потребление электрической энергии и объём теплового загрязнения.

В случае успешного промышленного внедрения ВТГР открывается возможность для высокоэффективного производства электроэнергии и водорода из воды, создания основ чистой водородной энергетики и экономии природного газа и нефти для будущего использования как сырье при производстве широкого ассортимента полезных продуктов в результате замещения органического топлива в энергоёмких отраслях промышленности.

Список литературы

1. И. Шульга, Горячо забытое старое. Новый атомный эксперт. #7_2022 / [Электронный ресурс] https://atomicexpertnew.ru/hot_forgotten_old
2. Гребенник, В.Н. Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы – инновационное направление развития атомной энергетики / В.Н. Гребенник, Н.Е. Кухаркин, Н.Н. Пономарев-Степной. – М.: Энергоатомиздат, 2008. –136 с.
3. Пономарев-Степной, Н.Н. Атомно-водородная энергетика / Н.Н. Пономарев-Степной, А.Я. Столяревский, В.П. Пахомов. – М.: Энергоатомиздат, 2008. –108 с.
4. Ядерные энергетические установки с высокотемпературными модульными газоохлаждаемыми реакторами: В 2 томах / В.В. Петрунин, Н.Г. Кодочигов, С.М. Дмитриев [и др.]. Том 1. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2018. – 478 с.
5. Ядерные энергетические установки с высокотемпературными модульными газоохлаждаемыми реакторами: В 2 томах / В.В. Петрунин, Н.Г. Кодочигов, С.М. Дмитриев [и др.]. Том 2. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2018. – 504 с.
6. Филимонова А.А., Гашо Е.Г., Чичирова Н.Д. Атомно-водородные гибридные энергетические системы и установки нового поколения: введение в проблему. Монография. – Казань: КГЭУ,2023. – 170 с.

УДК 62-611

РАЗРАБОТКА МНОГОФАКТОРНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ГОРОДСКОГО МЕТАБОЛИЗМА

Федюхин А.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: fediukhinav@mpei.ru

Аннотация.
Увеличение численности населения городов и тенденция к образованию городских агломераций неизбежно приводят к усложнению транспортной, энергетической и коммунальной инфраструктуры, что в свою очередь, повышает требования к управлению и упорядочиванию потоков энергоресурсов и отходов, образующихся на урбанизированных территориях. Ключ к решению данной задачи кроется в разработке междисциплинарного подхода к анализу городского метаболизма с позиций энергетической эффективности и экологической безопасности.

Введение.

В сфере городского планирования нередко превалируют социальные, культурные, экономические, экологические или транспортные аспекты [1]. В то же время дефицит электрических и тепловых мощностей в ряде городов России, высокий износ коммунальных сетей, проблемы с вывозом и эффективной утилизацией отходов приводит к необходимости применения системного подхода для анализа энергетических потоков города и сопутствующего экологического ущерба. В настоящее время задача адекватного сравнения энергоэкологической эффективности крупных городов не теряет актуальности [2, 3]. В частности, применение условно расчетных показателей выбросов парниковых газов в зонах охвата крупных агломераций не дает понимания сути происходящих в городах процессов, реальной энергоэкологической эффективности городского метаболизма, и соответственно, не способствует выработке действенных мер повышения эффективности. Практическое применение методики направлено на разработку механизмов для поиска потенциала энергосбережения в городах, а также для снижения экологических и климатических рисков.

Цель работы – разработка методического подхода для анализа метаболизма города с разделением на группы факторов: энергетические, климатические, экологические, коммунальные и экономические.

Методы и материалы.

На рис. 1 представлены результаты расчета удельного потребления электрической энергии от численности населения города. Для удобства восприятия графической информации подписи имеют только города с удельным потреблением электрической энергии свыше 5000 кВт·ч/чел в год. Анализируемый показатель демонстрирует слабую динамику роста от численности населения, что может свидетельствовать о том, что энергетический предел при современной структуре потребления электрической энергии городом составляет около 7000 кВт·ч/чел в год. Дальнейшее разрастание города до 15, 20 или 30 млн. чел. представляет собой повторение существующих практик производства и потребления энергии с поправкой на региональные и климатические особенности. Отметим, что для Москвы данный показатель составляет 4516 кВт·ч/чел в год. Городом с минимальным удельным потреблением электрической энергии (78 кВт·ч/чел) при численности населения 20,5 млн. чел оказался Лагос.



Рис. 1. Удельное потребление электрической энергии в зависимости от численности населения

На рис. 2 представлена зависимость плотности потребления электрической энергии от плотности населения. В данном расчете плотность населения рассчитывалась не на квадратный километр городской территории, а на квадратный километр урбанизированной территории внутри города.

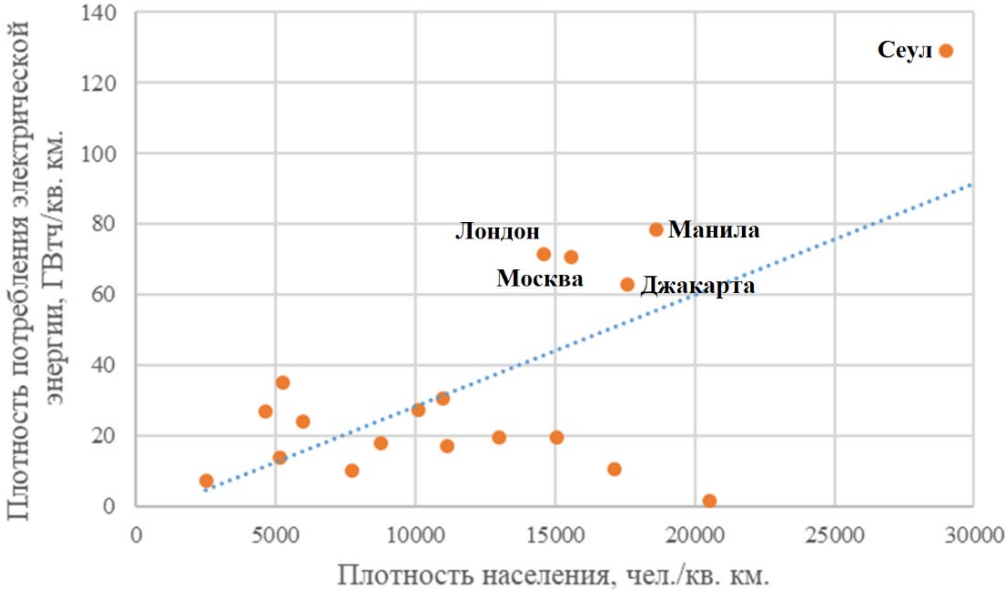


Рис. 2. Плотность потребления электрической энергии в зависимости от плотности населения

Несмотря на некоторую разбросанность величин в силу разной социальной и экономической специфики мегаполисов мира, на рис. 4 можно наблюдать устоявшийся тренд роста плотности потребления электрической энергии, который составляет около 30 ГВт·ч/км^2 при росте плотности населения на 10 тыс. чел./км^2. Таким образом, увеличение плотности проживания на каждого человека увеличивает потребление электроэнергии в среднем на 3000 кВт·ч/км^2. По аналогии с рис. 3, на рис. 4 подписаны только крупнейшие по рассматриваемому показателю города.

Результаты.

Для разработки метаболического профиля города в первую очередь необходимо выделить группы рассматриваемых факторов. В табл. 1 представлены 5 групп факторов: энергетические, климатические, экологические, коммунальные и экономические.

Таблица 1. Группы факторов метаболического профиля города

№	Группа факторов	Факторы
1	Энергетические	- Потребление электрической энергии - Потребление тепловой энергии - Потребление энергии мобильными установками (транспорт)
2	Климатические	- Солнечная радиация - Количество осадков
3	Экологические	- Выбросы вредных веществ - Выбросы парниковых газов - Поглощающая способность зеленых насаждений
4	Коммунальные	- Потребление воды - Объем захоронения твердых коммунальных отходов
5	Экономические	- ВВП (валовой внутренний продукт) - EROI* (energy returned on energy invested)

*EROI города (соотношение полученной энергии к затраченной на ее получение или энергетическая рентабельность)

Перечисленные в табл. 1 показатели представляют интерес как в абсолютном, так и удельном (например, подушевом) выражении. В табл. 2 представлены исходные данные для построения метаболических профилей на примере двух мегаполисов мира: Лондона и Москвы, которые имеют сопоставимые показатели по многим факторам.

Таблица 2. Показатели метаболизма Лондона и Москвы

№	Факторы	Лондон (12 400 000 чел.) [4]	Москва (13 600 000 чел.) [4]
1	Потребление электрической энергии, ТДж (ГВт·ч) [4]	143 804,67 (39 945,74)	187 035,48 (51 954,30)
	Потребление тепловой энергии, ТДж [4]	н/д	335 275,0
	Потребление энергии мобильными установками (транспорт), ТДж [4]	182 955,66	263 052,06
2	Солнечная радиация, кВт·ч/м^2 [4]	1 050,00	1 020,70
	Количество осадков, мм [4]	601,00	698,00
3	Выбросы вредных веществ	н/д	н/д
	Выбросы парниковых газов, млн.т/год [5, 6]	70,00	55 (120,00)
	Поглощающая способность зеленых насаждений	н/д	н/д
4	Потребление воды, млн. м^3 [4]	707,27	1 496,00
	Объем захоронения твердых коммунальных отходов, тыс. т [4]	1 696,00	4 003,20
5	ВВП (валовой внутренний продукт), млн. долл. США [4]	386 900,00	664 420,00
	EROI (energy returned on energy invested) [7, 8]	33,6	74,0

Обсуждение результатов.

В мире насчитывается около 20 городов с населением свыше 10 миллионов человек. Причем эта величина характерна для подхода, когда под городом понимается не совокупность исторически сложившихся районов, а современная городская агломерация, состоящая из

нескольких населенных пунктов. Примерами таким агломераций могут служить: Торонто – Гамильтон – Ошава или Токио – Иокогама. Потребление электрической энергии мегаполисами мира составляет примерно 10 % мирового потребления. В свою очередь, современные тренды на энергосбережение и углеродную нейтральность входят в явное противоречие с устоявшейся на протяжении последних десятилетий положительной динамикой роста энергопотребления.

Выводы.

В качестве перспективных задач исследования метаболизма городов стоит выделить:

- Расчет топливно-энергетических балансов городов с учетом динамики в разрезе последних 10 – 25 лет.
- Разработка перечня абсолютных и удельных критериев для типологизации городов.
- Построение моделей прогнозирования уровня метаболизма и перечня мероприятий стратегического характера для групп городов со схожим энергетическим и экологическим профилем.
- Оценка потенциала энергосбережения в городской энергетике.
- Поиск направлений для повышения экологических характеристик предприятий и их вовлеченности в топливно-энергетический баланс города.

Список литературы

1. **Ермолаева П.О.** Социально-экологический метаболизм городов: концептуализация, научные школы, современные зарубежные исследования // Социологическая наука и социальная практика. – 2015. – № 3(11). – С. 34-50.
2. **Cardenas-Mamani U., Perrotti D.** Understanding the contribution of ecosystem services to urban metabolism assessments: An integrated framework. Ecological Indicators 136 (2022) 108593.
3. **Peponi A., Morgado P., Kumble P.** Life cycle thinking and machine learning for urban metabolism assessment and prediction. Sustainable Cities and Society 80 (2022) 103754.
4. **Технический университет Онтарио.** Энергетические и материальные потоки мегаполисов (Ontario Tech University. Energy and material flows of megacities). [Электронный ресурс]. URL: https://ontariotechu.ca/ (дата обращения: 25.05.2024).
5. **Kennedy C. Pincetl S., Bunje P.** The study of urban metabolism and its applications to urban planning and design. Environmental Pollution 159 (2011) 1965-1973.
6. **Wei T. & Wu J., Chen S.** Keeping Track of Greenhouse Gas Emission Reduction Progress and Targets in 167 Cities Worldwide. Frontiers in Sustainable Cities. (2021). 3. 696381. 10.3389/frsc.2021.696381.
7. **Marco Raugei, Enrica Leccisi**, A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom, Energy Policy, Volume 90, 2016, Pages 46-59, ISSN 0301-4215, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.011.
8. **Steblyanskaya Alina, Zhen Wang, Denisov Artem, Rybachuk Maxim, Razmanova Svetlana**, Is the implementation of energy savings and EROI increasing policy really effective in Russian gas companies? The case of JSC “Gazprom”, Natural Gas Industry B, Volume 6, Issue 6, 2019, Pages 639-651, ISSN 2352-8540, https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.10.002.

УДК 536.7

ОРГАНИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ И УТВЕРЖДЕНИЯ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Пузаков В.С.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: PuzakovVS@mail.ru, PuzakovVS@mpei.ru

Аннотация.
Представлен анализ разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований за последние 10 лет в разрезе федеральных округов и отдельных регионов.

Также представлены результаты мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения поселений и городских округов, проводимого различными регионами РФ с 2014 г. в соответствии с требованиями Минстрой России, выявлены основные проблемы в организации проведения данных работ.

Предложены механизмы по созданию системы мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований на региональном уровне на базе на базе внедрения единой информационной системы.

Анализ разработки и утверждения схем теплоснабжения.

По состоянию на конец 2023 г. число муниципальных образований в России составляет около 16,7 тыс. МО, в 9,5 тыс. которых необходимо разрабатывать схемы теплоснабжения. При этом, по данным Росстата, в РФ в настоящее время насчитывается всего 1118 городов, из них с численностью населения свыше 100 тыс. чел. – 171 шт.

В России более 98% поселений и городских округов (из 9532 шт.) прошли разработку схем теплоснабжения своих территорий и только в 156 муниципальных образований необходимо было провести первичную разработку схем.

Мониторинг схем теплоснабжения.

15 ноября 2014 г. вступил в силу приказ Минстрой России от 21.03.2014 г. № 111/пр «Об утверждении порядка осуществления мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее чем пятьсот тысяч человек» (зарегистрирован в Минюсте России 17 сентября 2014 г., рег. № 34076).

Исходя из доступных данных в сети «Интернет», были проанализированы 13 регионов РФ, которые ведут мониторинг по разработке, утверждению и актуализации схем теплоснабжения (СТ) поселений и городских округов (муниципальных образований), среди которых: Республика Саха (Якутия); Челябинская область; Тюменская область; Ямало-Ненецкий автономный округ; Калининская область; Костромская область; Новгородская область; Вологодская область; Амурская область; Краснодарский край; Республика Удмуртия; Кемеровская область; Ханты-Мансийский автономный округ.

По оценке автора, система мониторинга Тюменской области в наибольшей степени отвечает требованиям приказа Минстрой России от 21.03.2014 г. № 111/пр. Хотя, за период с 2019 по 2023 гг. в общей сложности силами ДепЖКХ Тюменской области выполнен анализ 50 схем теплоснабжения поселений/городских округов (муниципальных образований) региона при их общем количестве 277 шт. (включая г. Тюмень численностью свыше 500 тыс. чел.).

Например, ДепЖКХ Тюменской области в своих заключениях по итогам мониторинга схем теплоснабжения поселений и городских округов, проведенного в полном соответствии с требованиями п. 4, 5 приказа Минстрой России от 21.03.2014 г. № 111/пр, дает конкретные замечания по качеству разработки утвержденных Схем.

Более детально с результатами мониторинга ДепЖКХ Тюменской области можно ознакомиться в сети «Интернет». Далее по качеству представленных данных по мониторингу

СТ среди 13-ти регионов РФ, по нашей оценке, следуют: Челябинская область; Республика Саха (Якутия); Ямало-Ненецкий АО.

Данные по мониторингу схем теплоснабжения поселений и городских округов других регионов РФ, к сожалению, не удалось обнаружить по общему запросу в сети «Интернет». Возможно, при более детальном выборочном анализе сайтов профильных региональных ведомств удастся это сделать и получить какую-либо информацию по мониторингу схем теплоснабжения.

Инструменты мониторинга и цифровые платформы.

Представленные выше примеры ряда регионов по проведению мониторинга по разработке, утверждению и актуализации схем теплоснабжения в основном выполняются в ручном режиме, исключением является подход Республики Саха (Якутия).

Пример Московской области, где полномочия по утверждению схем теплоснабжения около 10 лет назад были переданы с муниципального уровня на региональный, в частности, показал следующие результаты по внедрению цифровых платформ для управления коммунальной и энергетической инфраструктурой субъекта РФ:

1. Проведена оцифровка более 400 тыс. объектов систем тепло-, водоснабжения и водоотведения (котельные, ТЭЦ, ЦТП, ВЗУ, очистные сооружения, насосные станции, сети тепло-, водоснабжения и водоотведения) муниципальных образований Московской области в рамках муниципальных заказов на разработку/актуализацию схем тепло-, водоснабжения и водоотведения.

2. Переход на выдачу в электронном виде на портале Госуслуг (вместо подачи документов на бумаге, лично в РСО) технических условий (ТУ) (выдано более 800 тыс. шт.) и заключение договоров на техническое присоединение (ТП) (выдано более 25 тыс. шт.) со снижением сроков выдачи указанных документов с 20-140 до 2-7 дней (на выдачу ТУ), с 30-180 до 10-20 дней (на заключение договоров на ТП) соответственно. По оценке ГКУ МО «АРКИ», экономия на стоимости ТП составила 500-800 млн руб./год.

Таким образом, по мнению автора, Московская область решила две ключевые задачи:

- Уточнила данные по объектам систем тепло-, водоснабжения и водоотведения муниципальных образований и получила таким образом общую картину по ним как на уровне муниципального образования, так и в целом по региону;
- Значительно сократились сроки выдачи ТУ и заключение договоров на ТП, что позволило упростить и ускорить выдачу данных документов для новых потребителей, учитывая высокие темпы застройки в регионе.

По мнению автора, для организации согласованной совместной работы всех уровней участников разработки, утверждения и актуализации схем теплоснабжения в синхронизации с другими программными документами по системам коммунальной инфраструктуры (СКИ) целесообразно развивать функциональные единые информационные пространства (ЕИП) при условии минимизации затрат на создание таких систем. Организационная структура такого ЕИП приведена на рис. 1.

При этом возникает ряд вопросов, среди которых можно выделить следующие:

1. Кто возьмет на себя функции оператора таких ЕИП, включая их техническую и консультационную поддержку?

2. На базе какого ПО их реализовывать учитывая, что перечни постоянно пополняются и стоит задача качественного сравнения ПО между собой для выбора применительно к конкретной задаче?

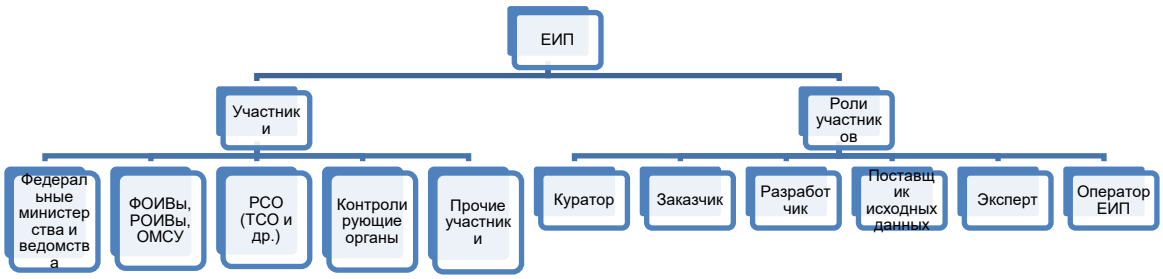


Рис. 1. Организационная структура ЕИП СКИ

Для попытки получить ответы на эти вопросы интересен уже имеющийся опыт внедрения таких ЕИП. И здесь можно отметить наблюдаемое планомерное развитие цифровой системы на базе российского веб-приложения для совместной работы с документами, данными геоинформационных систем и мониторинга Datrics. По данным, представленным в совместном докладе ПАО «ТГК-1» и АО «Газпром промгаз», ЕИП организованное на базе этого ПО, уже апробировано в работах по схеме теплоснабжения города Санкт-Петербурга и генеральной схемы газоснабжения и газификации Челябинской области в составе большого количества участников.

При рассмотрении возможности дальнейшего тиражирования ЕИП на базе такого платформенного подхода для решения задач мониторинга по разработке, актуализации и утверждении схем теплоснабжения следует учитывать требования к электронным моделям систем теплоснабжения, разработка которых теперь рекомендована Минэнерго России вне зависимости от численности населения поселения, городского округа с учетом подпункта «б» п. 2 перечня поручений Президента РФ по итогам совещания по вопросам прохождения осенне-зимнего отопительного периода 29.12.2021 г. (№ Пр-325 от 17.02.2022 г.).

Для этого рассмотрим подробнее возможности рассматриваемого ПО, которые можно разделить на две группы.

1. Организационные, обеспечивающие взаимодействие между участниками:
   - Управление правами доступа участников, включая ответственных лиц, при разработке, актуализации и утверждении, и мониторинге схем теплоснабжения муниципальных образований (МО);
   - Предоставление всем участникам инструментов планирования работ, постановки и контроля выполнения задач, переписки и обмена данными.
   - Настройки интерфейса и уведомлений, ведение истории изменений для обеспечения сохранности данных и предотвращения некорректных действий.
2. Информационные, формирующие единую среду общих данных:
   - Хранение, просмотр и создание связей между данными разных форматов (документы, таблицы, карты, базы данных, данные с датчиков);
   - Визуализация данных и конфигурирование из них наглядных форм для быстрого доступа и экспорта в офисные форматы (отчеты и др.);
   - Интеграция с другим ПО и информационными системами (Zulu, ПКК Росреестра, ИСОГД, 1С и др.) с целью как работы с данными из этих систем в увязке с другой информацией, так и запуска, и получения результатов решаемых в них расчетных задач;
   - Синхронизация решений схемы теплоснабжения с решениями других программных документов, а также реальными проблемами и планами РСО (формирование бланков ТУ, определение зон отключений и др.), и учет прочего имущества, расположенного в МО/субъекте РФ (в т.ч. ТКО, дороги и др.);
   - Обеспечение возможности повторного использования данных при очередной актуализации схемы теплоснабжения и в практической деятельности МО/субъекта РФ.

Текущая функциональность Datrics в основном ориентирована на возможности ZuluGIS

(просмотр данных, пространственный анализ, печать карт), а в планах разработчика ПО – подключение в работу расчетных модулей ZuluThermo, Gaz, Hydro, Drain, Steam. При этом, одновременно разработчик Zulu (ООО «Политерм») активно развивает интеграционные возможности своего ПО и идет на встречу разработчикам других систем, предоставляя необходимые программные инструменты и настройки. В этой связи расширение использования функционала Zulu выполняется в сравнительно короткие сроки и по мере необходимости (при возникновении запросов). Важно отметить, что для использования возможностей Zulu в Datrics требуется наличие соответствующих лицензий ООО «Политерм», в ином случае функционал Zulu будет доступен только в ознакомительном режиме (демо-версии).

В рамках поставленной задачи такое региональное ЕИП в обязательном порядке должно включать в себя следующий минимальный набор инструментов:

1. Электронные модели систем теплоснабжения, разработанные на базе ГИС, всех поселений и городских округов в границах субъекта РФ, что является задачей ОМСУ при разработке/актуализации своих схем теплоснабжения. Несмотря на то, что электронные модели не обязательно разрабатывать для поселений и городских округов численностью менее 100 тыс. чел., но в последние годы рекомендации (пока это только рекомендации) профильных ФОИВов, в частности, направлены на то, чтобы электронные модели разрабатывались для всех поселений и городских округов без исключения (см. выше). Мы в своей практике, независимо от численности населения поселения/городского округа, всегда разрабатываем электронную модель системы теплоснабжения, что является хорошим помощником (инструментом) в ходе выполнения работ по разработке/актуализации схемы теплоснабжения той или иной территории. То есть рано или поздно, мы все придем к тому, что разработка электронных моделей систем теплоснабжения станет обязательной для всех поселений и городских округов.

2. Свод и выгрузку необходимых показателей (данных), предусмотренных требованиями приказа Минстрой России от 21.03.2014 г. № 111/пр по мониторингу за разработкой и утверждением схем теплоснабжения.

3. Разграничение прав доступа к данным по системам теплоснабжения:

- городское или сельское поселение имеет низший уровень доступа с учетом своих территориальных границ;
- муниципальный район (округ) или городской округ, куда входят городские и сельские поселения, наделяются средним уровнем доступа уже в своих границах;
- субъект РФ, соответственно, имеет верхний уровень доступа в границах всего региона свозможностью мониторинга и анализа данных снизу-вверх, начиная с низшего уровня – поселения.

Аналогичным образом права доступа в ЕИП могут быть распределены не только на уровне администраций/территориальных управлений, но и на уровне теплоснабжающих организаций в своих зонах действия в поселении, муниципальном районе (округе), субъекте РФ.

При внедрении подобных ЕИП можно оптимизировать затраты на покупку ПО. Например, становится достаточным иметь лицензии на базовое ПО ЕИП и Zulu в целом на субъект РФ с настраиваемым разграничением прав доступа. Работать с электронными моделями всех муниципальных образований внутри региона, например, с использованием ГИС Zulu и программно-расчетными комплексами Zulu также рекомендуется на уровне субъекта РФ. На взгляд автора, при этом достаточно иметь 1-2 обученных специалистов (на регион!). На практике, ТСО, у которых есть лицензия на ПО для электронного моделирования, в зоне действия своих источников теплоснабжения проводит эти расчеты, но ОМСУ как заказчики схем теплоснабжения получают в свои руки электронную модель и не могут ее использовать по целевому назначению.

В итоге, при возникновении каких-либо корректировок/изменений в системах теплоснабжения муниципальных образований, ОМСУ в режиме комментариев (сообщения, обмен файлами) могут оперативно передавать эти данные на верхний уровень с целью их

отражения в электронных моделях, или проводить эти корректировки в ходе очередной актуализации схемы теплоснабжения с последующей передачей ее также на верхний уровень (субъекту РФ), что позволит провести выверку объектов систем теплоснабжения и перейти от «бумажных» данных к реальным.

Выводы.

1. В России более 98% поселений и городских округов (из 9532 шт.) прошли разработку схем теплоснабжения своих территорий и только в 156 муниципальных образованиях необходимо было провести первичную разработку схем. При этом, выборочная проверка схем теплоснабжения поселений и городских округов показывает их не высокое качество, т.е. несоответствие схемы (часто по формальным признакам) требованиям ПП РФ № 154 от 22.02.2012 г.
2. В соответствии с требованиями приказа Минстрой России от 21.03.2014 г. № 111/пр субъекты РФ обязаны проводить мониторинг разработки и утверждения схем теплоснабжения поселений и городских округов с численностью населения менее 500 тыс. чел. Как показал проведенный нами анализ данных сети «Интернет», на сегодняшний день только 13 субъектов РФ проводят соответствующий мониторинг, причем, в полной мере требованиям вышеуказанного приказа соответствует Тюменская область, также можно выделить еще три региона (Челябинская область, Республика Саха (Якутия), Ямало-Ненецкий АО), которые частично соответствуют требованиям Приказа
3. Опыт передачи полномочий по утверждению схем теплоснабжения на региональный уровень (на примере Московской области) при обязательном наличии финансового и рабочего ресурса на уровне субъекта РФ позволил решить две ключевые задачи:
    - уточнить данные по объектам систем тепло-, водоснабжения и водоотведения муниципальных образований и получить наиболее точную картину по ним;
    - значительно сократились сроки выдачи ТУ и заключение договоров на ТП для новых потребителей в динамично развивающемся регионе.
4. Отсутствие необходимых ресурсов (в виде рабочих и финансовых ресурсов) в большинстве регионов не позволяет на должном уровне проводить мониторинг разработки и утверждения схем теплоснабжения в соответствии с требованиями приказа Минстрой России № 111/пр от 21.03.2014 г. В этой связи, маловероятно, что большая часть субъектов РФ в текущей конструкции будет готова принять на себя полномочия по утверждению схем теплоснабжения.

Рекомендуется рассмотреть возможность создания системы мониторинга разработки и утверждения схем теплоснабжения поселений и городских округов внутри соответствующего субъекта РФ с использованием предлагаемой ЕИП (на базе, например, ZuluГИС или др.) при условии технико-экономической обоснованности и выполнения требований Президента РФ.

Литература

1. Гашо Е.Г., Пузаков В.С., Гужов С.В. Анализ проблем и тенденций развития систем теплоснабжения крупных городов РФ. // Теплоэнергетика. 2021. № 2. с.1-14.

НЕДООЦЕНКА ФАКТОРОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ПРОЕКТАХ ЭНЕРГОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Еленев А.В., директор ООО НТК «Сигма», г.Омск[3], Мартынов А.С., к.б.н., зам. директора по научной работе АНО «НКЦ «Север»[4]

В статье рассмотрена динамика ресурсной и энергоэкологической эффективности энергоемких отраслей промышленности после внедрения новой модели экологического регулирования. Переход на принципы наилучших доступных технологий дает возможность произвести объективную оценку экологической эффективности технологий в тесной увязке с их энергетической эффективностью.

Ключевые слова: Энергоемкость отраслей промышленности, энергоэкологическая модернизация предприятий, наилучшие доступные технологии, комплексные экологические разрешения, программы повышения экологической эффективности предприятий.

Повышение энергоэффективности и энергосбережение являются одним из ключевых направлений модернизации экономики России. Энергетические затраты в промышленности находятся на высоком уровне и в среднем по стране составляют значительную величину в зависимости от той или иной отрасли промышленности. На промышленных предприятиях – основных производственных звеньях реальной экономики зачастую не хватает системно обеспеченной мотивации управленческого звена к повышению энергоэффективности производства. В результате высокие энергетические затраты снижают конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность экономики страны в целом, затрудняют необходимую энергоэкологическую модернизацию промышленности. Кроме того, масштабы энергопотребления в энергоемких отраслях промышленности при подавляющем доминировании традиционных энергоносителей обостряют и проблемы окружающей среды.

Дальнейшее развитие промышленности диктует государству введение все новых ограничений, как транслируемых из директив международных организаций, так диктуемых протестами населения из-за остроты сложившейся экологической ситуации в конкретных городах и регионах страны.

В соответствии с введением в экологическое законодательство механизма перехода на принципы наилучших доступных технологий (НДТ), все предприятия, относящиеся к I категории, в период до 2024-2025 года обязаны получить комплексные экологические разрешения (КЭР).

Соответственно, при получении КЭР, обязательным условием является соответствие производства принципам НДТ [1]. В случае если производство им не соответствует - требуется подготовить и утвердить программу повышения экологической эффективности (ППЭЭ). На сегодняшний день из предприятий, оказывающих воздействие на окружающую среду (ОНВОС) I категории, только менее 10% получили КЭР. Из 221 предприятий, получившие в 2023 году КЭР, только 10 процентов имеют программу повышения экологической эффективности (Рис.1). В предыдущие годы эта цифра еще меньше. Это свидетельствует о том, что выбросы этих предприятий не превышают технологических нормативов, и нет необходимости заниматься их снижением.

[3] ntksigma@yandex.ru
[4] martynov@biodat.ru

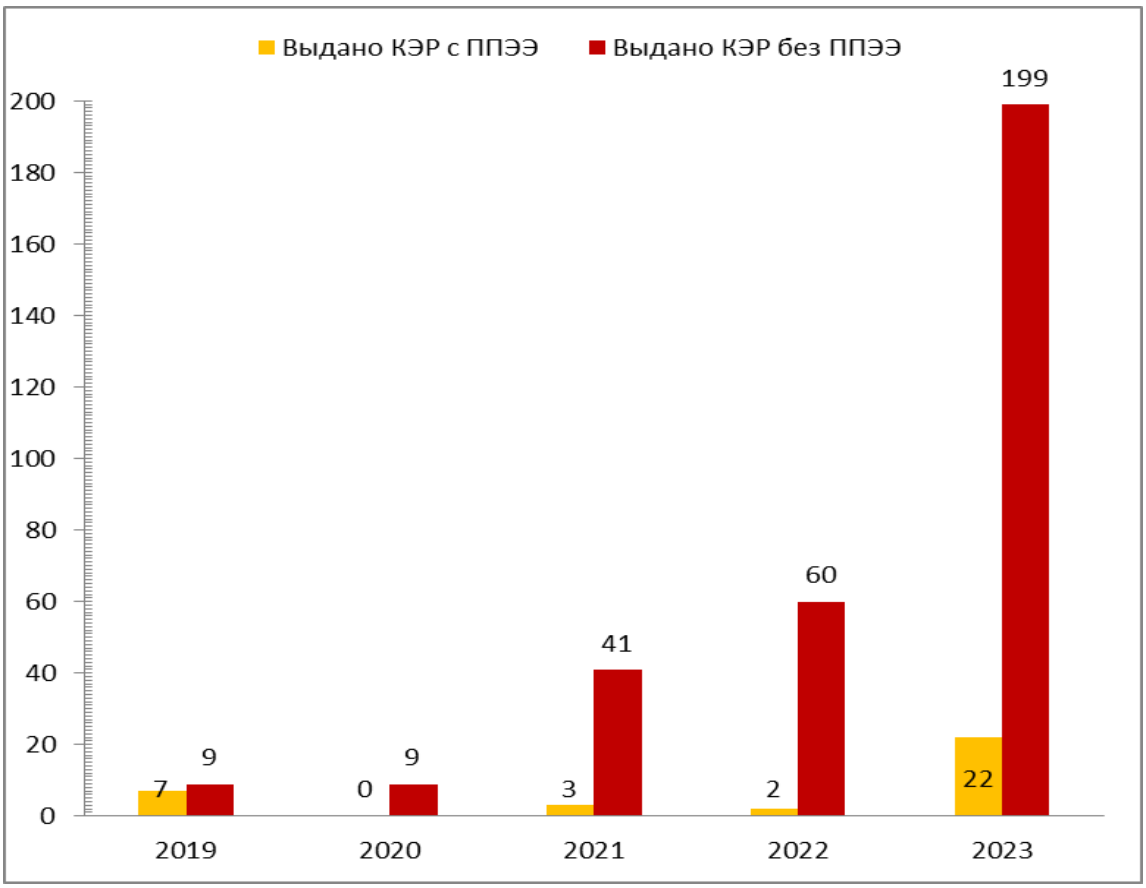


Рисунок 1. Данные по полученным КЭР (по данным ГИС «промышленность»[2][5])

Анализ справочников НДТ показал, что в принципе, технологические показатели в РФ являются достаточно пониженными и существенно отличаются по некоторым производствам от Европейских, да и, например, от Казахстанских технологических нормативов значительно меньшей «жесткостью». Наличие численно измеримых технологических индикаторов позволяет соотносить показатели предприятий с реально достижимой нормой для конкретного вида хозяйственной деятельности. Соответствие технологических показателей предприятий аналогичным показателям информационно-технических справочников (ИТС) является индикатором применения ими наилучших доступных технологий и социально-экологической ответственности бизнеса.

Но, следует отметить, что в отраслевых ИТС, как правило, приводятся только технологические показатели для оценки соответствия экологическим требованиям. Удельные расходы энергоресурсов приводятся в основном как справочные данные, что затрудняет оценку фактического уровня энергоэффективности предприятия при получении КЭР. Хотя для снижения выбросов большинства энергоемких предприятий энергоэффективность является наиважнейшим фактором [3].

Даже в рамках производства одного и того же продукта (протекания одного и того же процесса) в зависимости от применяемой технологии показатели различаются. И наоборот, зная технологию производства, можно четко определить, имеет ли место превышение порогового значения. Предприятия при получении КЭР, даже при наличии несоответствий справочным значениям, имеют возможность улучшить свои показатели, не подпадая под санкции новой системы государственного контроля.

[5] https://gisp.gov.ru/pp143/pub/ker/search/



Рис. 2. Удельный расход топлива на отпуск энергии от предприятия по производству энергии.

В 2018 г правительством был утвержден список перечень 300 объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов [4]. Не считая очистных канализационных сооружений, водоканалов и станций аэрации, избранных промышленных площадок, цехов и объектов нефте- и газодобычи, всего в списке трехсот насчитывается 152 конкретных наименования предприятий. В отраслевой структуре 33% из них составляет энергетика, 16% - нефть и газ, 12% - угольная промышленность, 12% - цветная металлургия, 9% - химическая промышленность, 8% - черная металлургия и другие. В числе энергетических предприятий: 15 ГРЭС и 7 ТЭЦ.

На рубеже 2018-2019 годов эколого-энергетическое рейтинговое агентство Интерфакс-ЭРА разослало предприятиям стандартную анкету, включающую показатели энергопотребления и воздействий на окружающую среду, дополнив её графами о применении НДТ. Из всех присланных анкет графы о применении НДТ заполнило только 140 предприятий, при этом конкретные показатели указаны лишь в 53% случаев. Полученные данные позволили выполнить отраслевой анализ, дополняющий нехватку государственной статистики по энергоэффективности [5].

Среди показателей энергопотребления числятся удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии. Практически все ТЭЦ с 2005 по 2017 год имеют тенденцию на снижение энерго-ресурсной эффективности вплоть до 40%. При этом только у немногих ТЭЦ эффективность превышает среднеотраслевое значение (рис.2-3).

Отрицательная динамика в скором времени может ухудшить положение предприятий, снизив их эффективность ниже среднеотраслевой отметки.



Рис. 4. Технологическая эффективность ТЭЦ относительно среднеотраслевой отметки.

В целом, анализируя ситуацию, складывающуюся среди предприятий энергетики, вошедших в перечень 300 от 18 апреля 2018 года N 154, можно заключить, что энергетическая отрасль не отличается позитивной динамикой ресурсной и экологической эффективности (рис. 3).

Такие энергоемкие отрасли, как черная и цветная металлургия, схожи в распределении предприятий по категориям технологической эффективности. Только в группе «Алюминий и редкоземельные металлы» 3 из 4 предприятий (все принадлежат РУСАЛу) развиваются лучше, чем в среднем по отрасли (рис. 4). При неплохих показателях технологической эффективности, энергоресурсная эффективность металлургических предприятий из списка 300 [4] существенно отстает от среднеотраслевых значений.

Полагаем, что свой отрицательный вклад в области экологии вносит отсутствие строгой системы и соответствующих инструментов регулирования в части повышения энергоэффективности. Для многих предприятий и производств именно оптимизация топливоиспользования, активное использование вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) является практически ключевым фактором, влияющим на снижение выбросов. Необходимо отметить, что именно такие резервы повышения энергоэффективности заложены в межотраслевом, «горизонтальном» справочнике (ИТС 48-2017) по энергосбережению и повышению энергетической эффективности [6], где также рассмотрена проработанность обязательных разделов по энергоэффективности соответствующих отраслевых ИТС. Далеко не все отрасли заложили соответствующий комплекс мер в свои «вертикальные» ИТС.

В новых, актуализированных в 2022-2023 гг. ИТС разделы «энергоэффективность» адекватно проработаны в отраслевых справочниках не самых энергоемких отраслей – производство пищевой продукции, неорганическая химия, а также азотная промышленность (производство аммиака и минудобрений) и черная металлургия. На среднем уровне – промышленность стройматериалов (цемент, стекло, керамика), производство целлюлозы, горнообогатительные комплексы. И группа отраслей, в которых раздел «энергоэффективности» представлен всего 3-4 мероприятиями – почти вся цветная металлургия, нефтепереработка, и собственно энергетика (т.е. генерация энергии на крупных топливосжигающих установках).

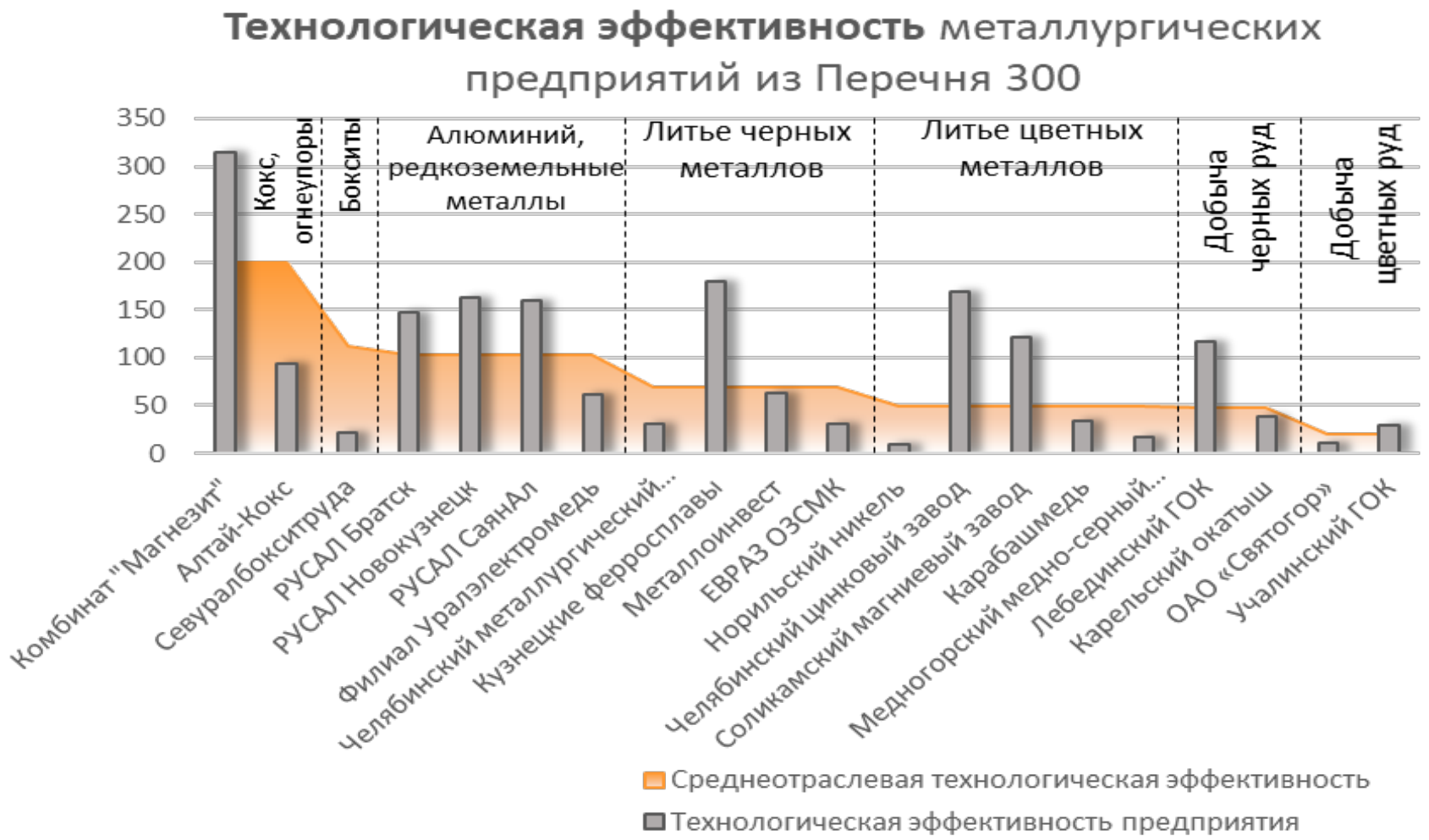


Рис. 4. Технологическая эффективность металлургических предприятий из Перечня 300 [6], в сравнении со среднеотраслевыми параметрами

Заключение

Прошло ровно 10 лет с момента запуска нового механизма экологического регулирования на принципах наилучших доступных технологий. С 2019 года по критериям НДТ отчитались ключевые 300 предприятий, являющиеся главными промышленными загрязнителями, однако, переход на критерии НДТ необходим не только этим предприятия, несущим на себе «экологическое обременение» за большую часть экономики России. Важно вовлечь в модернизацию еще и крупных потребителей энергии и природных ресурсов, добытых в других секторах экономики.

Отрицательный вклад в области экологии вносит отсутствие строгой системы и соответствующих инструментов регулирования в части повышения энергоэффективности. При этом, для многих предприятий и производств оптимизация топливоиспользования является практически единственным фактором, влияющим на снижение выбросов. Следовательно, предприятиям необходимо сверять свои показатели не только с соответствующими справочниками, но и с отдельными категориями внутри справочников. Также можно рекомендовать при оценке возможности повышения энергоэффективности использовать не только «вертикальные» отраслевые справочники НДТ, но и «горизонтальные» межотраслевые ИТС.

Технологические показатели, соответствующие НДТ, даже в рамках одной отрасли могут различаться в зависимости от вида продукции, стадии преобразования продукции, методов получения, типов энергоустановок. Различаются не только технологический уровень, тенденции в модернизации и социальной ответственности разных групп бизнеса, но и состав данных, которые можно собрать и проанализировать, условия территорий присутствия (устойчивость природы и концентрации населения вокруг промплощадок), обстоятельства конкретного момента, в том числе применение санкций, и т.д. Для учета всех этих особенностей определенно нужна прозрачность данных, сопутствующая отраслевая аналитика, которая позволит эффективно применять многофакторные алгоритмы анализа и принятия решений в области энергоэкологической и энергетической модернизации.

Список литературы

1. Федеральный закон N 219-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 21 июля 2014 года.
2. Государственная информационная система промышленности https://gisp.gov.ru/
3. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2016 году. Министерство энергетики Российской Федерации. — М.: 2017. 264 с.
4. Приказ Минприроды России от 18 апреля 2018 № 154. Перечень 300 объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории.
5. Гашо Е., Киселик А., Мартынов А. Энергоэкологическая модернизация промышленности рф: оценка готовности // Энергия: экономика, техника, экология. – 2019. – № 10. – с. 38-52
6. Информационно-технический справочник «Наилучшие доступные технологии энергосбережения и повышения энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и/или иной деятельности. ИТС 48-2017 (актуализация 2023 г.) – М., 2023 г.

КОМЛЕКСНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ КАК ПРЕДПОСЫЛКА ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

Романов Г.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
директор центра НТИЦ ЭТиТ, к.т.н.

Одним из приоритетных направлений современного этапа развития экономики России является повышение эффективности использования энергетических ресурсов. Энергосбережение рассматривается как один из факторов улучшения социально-экономического состояния. Опыт реализации Федеральных целевых программ энергосбережения показывает, что финансовые затраты на энергосберегающие мероприятия в среднем в 3 раза ниже, чем на увеличение выработки эквивалентного количества энергии и добычи топлива.

Оценку эффективности потребления энергетических ресурсов целесообразно проводить путем независимого энергетического обследования (энергоаудита) каждого объекта с последующим обобщением накопленных данных.

Независимое энергетическое обследование высоко эффективно в свете того, что подавляющее большинство персонала звена управления на конкретных объектах промышленности, транспорта, ЖКХ, т.е. в энергопотребляющих секторах различных отраслей экономики, не могут самостоятельно, в сжатые сроки разработать и реализовать энергосберегающие мероприятия с гарантированной эффективностью. Это обусловлено рядом объективных причин: неэффективным энергетическим оборудованием, отсутствием полной и достоверной информации, низким уровнем эксплуатационно-технического персонала, отсутствием мотивации к внедрению энергосберегающих проектов, традиционностью подходов к повышению производительности технологических процессов и, одна из типичных причин, отсутствие опыта оценки потенциала энергосбережения и разработки энергосберегающих мероприятий.

Практика проведения энергетических обследований дает основание утверждать, что на промышленных предприятиях есть определенные трудности в понимании термина ─ "потенциал энергосбережения". Обычно под потенциалом энергосбережения понимают максимальные потери топлива, тепловой, механической или электрической энергии на уровне процесса, установки, цеха, завода, выраженные в натуральных единицах, либо приведенные к условному топливу, которые возможно целиком или частично вернуть в энерготехнологический цикл с помощью комплекса энергосберегающих мероприятий. Относительный потенциал энергосбережения ─ это потенциал, выраженный в процентах.

В практике энергетических обследований встречаются и другие определения-синонимы, такие как: резерв энергосбережения, возможная экономия ТЭР, и т. д. Энергетическое обследование предполагает анализ эффективности функционирования потребляющих энергию технологических систем в рамках единого производственного комплекса с определенной целью – снижение издержек производства.

Комплексные независимые энергетические обследования сконцентрированы по направлениям, которые в повседневной практике выпадают из поля зрения специалистов предприятия или не привлекают должного внимания вследствие сложившегося стиля управления, иерархии и специфики взаимоотношений в коллективе.

Имеются многочисленные примеры ограничения сферы энергоаудита исключительно энерго-ресурсогенерирующими установками и соответствующими транспортными коммуникациями. Результатом подобного подхода являются качественно ошибочные выводы, сформированные без учета определяющей зависимости показателей эффективности функционирования энергетического комплекса от сложившихся производственно-технологических условий и ситуаций. Деление промышленного оборудования и процессов на энергетические и технологические условно.

Хотя бы потому, что многообразие параметров производственной деятельности не подлежит сомнению, а технологические установки одновременно являются основными потребителями топливно-энергетических ресурсов. Иными словами, объектом энергетического обследования должен служить единый энерготехнологический комплекс.

Обычно термин энергосбережение используется в качестве привычного и контекстно ориентированного синонима понятию сокращения производственных издержек. Соответственно, под целью энергетического обследования целесообразно понимать программу мероприятий по снижению финансовых затрат на единицу продукции или повышение прибыльности производственного объекта.

На основе практического опыта обследования крупных промышленных предприятий выбраны следующие направления поиска возможностей эволюционного и малозатратного роста эффективности производства:

1. Анализ эффективности внутрисистемных и межсистемных взаимодействий. Данное направление основано на фактах существования на предприятиях многочисленных "зон безответственности", обусловленных, прежде всего, административно-хозяйственным делением и конфликтом интересов служб и подразделений.
2. Ретроспективный анализ фактической эффективности ранее реализованных проектов и независимая экспертиза инноваций, предлагаемых специалистами предприятия. Необходимость и первоочередность подобных действий по нашему мнению не нуждается в комментариях.
3. Оценка качества информационной поддержки принятия решений. Неокупаемые проекты модернизации чаще всего являются следствием неадекватной оценки производственной ситуации вследствие необъективности действующих информационно-учетных схем.
4. Оперативное планирование и управление энерготехнологическими производственными процессами. Функции планирования и управления, как правило, реализуются на основе одного доминирующего критерия, чаще всего по традиции, вне зависимости от происходящих изменений.

На практике потенциал энергосбережения реализуется через конкретные энергосберегающие мероприятия. Поэтому любое численное значение потенциала

- не является абсолютным критерием для принятия кардинальных мер в рамках реализации отраслевой программы энергосбережения, но
- декларируется на начальном этапе энергетического обследования с целью выбора направлений дальнейшего углубленного обследования и определения спектра перспективных, в смысле последующей разработки, энергосберегающих мероприятий.

В частности, известные проблемы практической реализации энергосберегающих мероприятий в составе программы энергосбережения могут рассматриваться в качестве ограничений или критериев выбора того или иного подхода к оценке потенциала энергосбережения. В свою очередь, результаты сравнения эффективности возможных мер экономии энергоресурсов, могут послужить основой для сопоставительного анализа различных технических приемов вычисления потенциала энергосбережения для предприятий различного профиля.

Энергосберегающие мероприятия можно классифицировать по различным признакам: виду ресурса, принадлежности к конкретным технологическим системам, ожидаемой экономии ТЭР и т. п. Очевидно, каждая группа независимых специалистов, проводящая энергетическое обследование, вправе самостоятельно выбрать ту или иную классификацию, принимая во внимание основное назначение вводимых критериев группировки мероприятий. Практический опыт показывает, что реализация энергосберегающих мероприятий выполняется заказчиком, как правило, в два этапа, в строгом соответствии с объемами требуемых финансовых вложений.

В первую очередь, снижение энергоемкости производства достигается за счет организационно-технических мер с минимальными сроками окупаемости.

Напротив, проекты, требующие значительных инвестиций, даже высокоэффективные, чаще всего увязываются между собой в рамках программ технического перевооружения и

обуславливаются не всегда четкими перспективами производственной деятельности. По этой причине их реализация весьма часто откладывается на неопределенное время.

Таблица 1 – Интегральные результаты энергетических обследований ряда предприятий

Отрасли промышленности	**Количество предприятий**	**Средний (выявленный) потенциал энергосбережения, %**			
		топливо	**тепловая энергия**	**электро-энергия**	**вода**
Химическая и нефте-перерабатывающая	**18**	**10 ÷ 30**	**9 ÷ 32**	**6 ÷ 21**	**7 ÷ 31**
Целлюлозно-бумажная	**2**	**3**	**4 ÷ 9**	**3 ÷ 6**	**—**
Чёрная металлургия	**5**	**2 ÷ 7**	**6 ÷ 20**	**5 ÷ 11**	**до 5**
Цветная металлургия	**4**	**2 ÷ 48**	**до 20**	**1 ÷ 15**	**—**
Транспортное машиностроение	**4**	**6 ÷ 13**	**6 ÷ 13**	**15 ÷ 26**	**—**
Атомная промышленность	**8**	**7 ÷ 21**	**4 ÷ 10**	**10 ÷ 15**	**2 ÷ 4**
Авиационная	**2**	**8 ÷ 15**	**—**	**3 ÷ 20**	**10 ÷ 26**
Промышленность строительных материалов	**6**	**9 ÷ 16**	**4 ÷ 32**	**12 ÷ 26**	**до 20**

Отмеченное обстоятельство отражает объективные проблемы, возникающие на предприятиях при любых инновациях. Однако, если сложности реализации предприятием организационно-технических мероприятий ограничиваются отсутствием заинтересованности эксплуатационно-производственного персонала, то проблемы дорогостоящих проектов — это проблемы собственника и менеджмента высшего звена. В последнем случае решающую роль в составлении и внедрении программ энергосбережения играют процессы проведения профессионального и независимого энергетического обследования, которые позволяют избежать типичных проблем:

- низкая достоверность перспективных прогнозов производственной активности предприятий, обусловленная, в частности, текущим состоянием экономики;
- отсутствие аналитической информации об ограничениях и условиях применения современных энергосберегающих технологий и техники;
- дефицит свободных финансовых средств, в ряде случаев обусловленный наличием заманчивых, непроизводственных схем получения прибыли.

Проблема при определении потенциала энергосбережения в рамках программы энергосбережения заключается в выборе базового значения, некоторого эталона максимальной эффективности, с которым производится сравнение фактического показателя расходования ТЭР отдельных подразделений. В специальной литературе и отдельных регламентирующих документах можно найти разнообразные примеры базовых показателей, имеющих свои "за" и "против".

Практика работы на промышленных и коммунально-хозяйственных объектах показала, что сопоставительный анализ возможных подходов к выбору эталона сравнения и, следовательно, к количественной оценке потенциала энергосбережения целесообразно

проводить с учетом практической ценности декларируемого потенциала для разработки и последующего внедрения в производство энергосберегающих программ. Подобный подход позволяет впоследствии эффективно перейти от программы к конкретным техническим решениям проблем отдельных предприятий.

Гораздо сложнее определить потенциал энергосбережения для установки, цеха, завода, отрасли гак как в общем случае, современные производства характеризуются многостадийностью технологических процессов, использованием различных теплоносителей, протеканием тепло- и массообменных процессов с выделением и поглощением тепла, с вовлечением нескольких сырьевых потоков и выпуском широкого спектра готовой продукции и т. д. Несомненно, подобный теоретический подход, априори, требующий значительных финансовых расходов и продолжительного времени, неприемлем для проведения практического энергетического обследования.

Кроме того, на современном уровне развития технологии в энерготехнологический цикл реально можно вернуть лишь незначительную часть располагаемого теоретического потенциала. Поэтому, практическая ценность рассмотренного подхода, в смысле перспектив разработки и последующего внедрения энергосберегающих мероприятий, уменьшается.

Разумной альтернативой теоретического подхода к оценке потенциала энергосбережения является многократно проверенное и широко используемое в практике энергетических обследований сравнение фактических показателей энергозатратности конкретных технологических установок с заявленными характеристиками энергоэффективности известных действующих или новейших аналогов.

Возможность разработки конкретных энергосберегающих мероприятий и рекомендаций к практическому использованию при подобном подходе к оценке потенциала энергосбережения очевидна. Практическая ценность заявленного потенциала энергосбережения ограничивается только высокими затратами на реализацию проекта.

Не так уж редки заявления о том, что проблемы выбора базового эталона при оценке потенциала вообще не существует. При этом ссылаются на наличие на каждом предприятии так называемых "норм рационального расходования энергоресурсов" и на непрекращающуюся работу различных организаций по нормированию расходования ТЭР. Подобные утверждения – не более чем попытка выдать желаемое за действительное, основанная на недостаточном практическом опыте обобщения статистической информации.

На самом деле само понятие «нормы» не является определенным. Нормирование и нормы используются в различных целях, что предполагает различие конкретных числовых значений. Норма может выступать как отражение существующего уровня состояния технологий и технологического оборудования, например, проектная норма, норма как атрибут краткосрочного планирования, норма как рычаг административного давления и т.п.

На основе анализа ретроспективных сведений о тех или иных показателях энергопотребления, тривиальным образом устанавливаются реальные факты, подтверждающие неоспоримую возможность осуществления технологического процесса с минимальными издержками. Тем не менее, подобные числовые оценки, очевидно, не являются потенциалом энергосбережения.

Согласно ранее предложенному определению, необходимо установить возможность хотя бы частичной реализации декларируемого значения с помощью каких-либо конкретных мероприятий и технических решений. Следовательно, констатация потенциала энергосбережения на основе сопоставления ретроспективных данных без детального анализа многочисленных факторов, определяющих производственную ситуацию, будет лишена практической значимости.

На начальном этапе работы аудитор самостоятельно, хотя и при участии производственного персонала предприятия, решает, какие потери можно, а какие нельзя вернуть в энергетический или технологический цикл, оценивает перспективность установленных фактов снижения эффективности использования энергии в смысле дальнейшей разработки практически значимых энергосберегающих мероприятий. На этапе

технико-экономической оценки и согласования энергосберегающих мероприятий с заказчиком уже менеджмент высшего звена принимает во внимание только ему известные финансовые возможности и другие особенности производственно-хозяйственной деятельности предприятия. В результате совокупная ожидаемая эффективность комплекса энергосберегающих мероприятий всегда оказывается ниже заявленного потенциала энергосбережения.

Обязательным направлением работы на этапе энергетического обследования является оценка факторов, связанных со снижением выпуска товарной продукции и неритмичностью работы производства, что характеризуется текущими проблемами экономического развития и не может быть определено персоналом на отдельно взятом объекте.

Как правило, по данным направлениям обнаруживается максимальный потенциал энергосбережения. Однако, соответствующие предложения в перечне энергосберегающих мероприятий появляются крайне редко. Например, тогда, когда организация производственного процесса параллельными технологическими линиями позволяет вывести из работы незагруженное оборудование при одновременной номинальной загрузке агрегатов оставшихся в эксплуатации. В основном же, обнаруживаемые по данным направлениям высокие потенциальные возможности энергосбережения, не находят отражения в перечне мероприятий по той простой причине, что функции планирования производственной деятельности и ритмичности работы предприятия реализуется высшим менеджментом компаний, а не эксплуатационно-производственным персоналом. Поэтому особое значение приобретает вопрос включения энергетического обследования как составной части процесса разработки программы энергосбережения.

Тем не менее, имеющийся опыт дает все основания определить разработку практически реализуемых энергосберегающих мероприятий главной целью энергетического обследования и подтверждает необходимость рассматривать оценку потенциала энергосбережения в качестве начального этапа работы и первого приближения к конечной цели – повышения экономической эффективности предприятий.

В свою очередь, известные проблемы практической реализации заявленного потенциала энергосбережения через соответствующие мероприятия позволяет утверждать, что ретроспективный анализ накопленной информации о фактических показателях производственной деятельности предприятий является наиболее эффективным подходом к решению перспективных задач энергосбережения.

Литература

1. Злобин А.А., Курятов В.Н., Мальцев А.П., Романов Г.А. Основы разработки комплексных программ рационального энергопользования и энергопотребления. Энергетическая политика. № 4. 2003 г.
2. Злобин А.А., Курятов В.Н., Мальцев А.П., Романов Г.А. Энергетические обследования. Проблемы и решения. Энергослужба предприятия. №4. 2004 г.
3. Злобин А.А., Медведева И.Ю., Мальцев А.П., Романов Г.А., Филатов Н.В. Опыт и перспективы проведения энергоаудита эксплуатируемых жилых зданий Москвы. Энергосбережение, №5. 2009 г.

СЕКЦИЯ «ПРОМЫШЛЕННОСТЬ И ЭНЕРГЕТИКА»

1. Волков А.Е., Волков А.А. Автономное производство энергии на рудоуглеводородном энергоблоке.
2. Парнова Е.А. Проблемы источников когенерации на примере ГТУ ТЭЦ в Московской области.
3. Егоров М.Ю. Повышение эффективности систем сепарации и перегрева пара турбин АЭС.
4. Королев В.С., Шевяков М.Ю., Петин С.Н. Разработка и исследование способа производства синтетического жидкого топлива при использовании конвертерного газа.
5. Кривицкий А.О., Рудобашта С.П., Егоров М.Ю. Применение технологии испарительного охлаждения для повышения эффективности животноводческих ферм с учетом их локации.
6. Новиков В.С. Анализ аварийности на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях Московского региона в 2017-2024 гг.
7. Полканов С.В., Федюхин А.В. Оценка износа тепловых сетей в Приволжском федеральном округе для открытой и закрытой системы теплоснабжения городов.
8. Киселева А.А., Фокин А.М. Анализ и оценка эксплуатации промышленных систем пароснабжения в непроектных режимах.
9. Такташев Р.Н., Хрушков И.И. Разработка и внедрение водоструйной эжекторной установки в вакуумную систему паровой турбины К-300-240 ЛМЗ.
10. Чехранова О.А. Приоритеты энергоэкологической модернизации промышленности.
11. Терентьева А.С., Семикашев В.В. Проблемы статистического представления отрасли централизованного теплоснабжения.

УДК 66.021.4.046

АВТОНОМНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ НА РУДОУГЛЕВОДОРОДНОМ ЭНЕРГОБЛОКЕ

Волков А.Е.[1*], **Волков А.А.**[2**]
[1]ООО "АдиРУТ", Москва, Россия
[2]ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет им. Первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия
*E-mail: vlina@list.ru,
**E-mail: rutall@bk.ru

Аннотация.
Новая технология производства энергии на рудоуглеводородном энергоблоке (РУВЭ) предназначена для снижения расхода топлива. Одновременно при производстве энергии идёт производство энергоносителей и восстановление металлов. Решение проблемы осуществляется путем совмещения энергетического, металлургического и химического оборудования в единый производственный комплекс.

Переработка исходной шихты осуществляется за счёт энергии, вырабатываемой путём сжигания водорода в кислороде, извлекаемых из этой шихты. Вся вырабатываемая энергия, неиспользуемая потребителем, переводится в энергоноситель, которым служит метанол. Во время работы рудоуглеводородного энергоблока излишняя тепловая энергия с энергетического участка перенаправляется на металлургический и химический, а от этих участков снова на энергетический участок. Данная схема позволяет в несколько раз больше переработать сырья и произвести энергии.

Современные электростанции, находясь на большом удалении от химических и металлургических заводов, не могут между собой перераспределять излишки тепловой энергии и обмениваться реагентами.

Введение.

Технологической особенностью работы РУВЭ, в качестве электростанции, является то, что необходимый для сжигания на турбине водород извлекается из метанола и воды только в нужный момент, утилизируя тепло, сбрасываемое с турбины. Данная схема работы позволяет до момента использования газообразного водорода хранить его в безопасных соединениях метанола и воды. При этом выделяемый в процессе паровой конверсии метанола углекислый газ работает в качестве плазмообразующего газа, далее распадаясь на углерод и кислород в зоне горения плазмы.

Для непосредственного производства энергии используется водород и кислород, которые сжигаются на водородно-кислородной турбоустановке с парогенератором **[1]**. Охлаждение конденсатора турбины обеспечивается потоком холодной воды, предварительно отдающей излишки тепла реагентам шихты. Процесс переработки вещества и выработки энергии протекает в замкнутом объеме производственного контура без выбросов тепловой энергии в окружающую среду. Энергоэффективное деление соединений усиливается за счет каталитических процессов, где в качестве катализаторов задействуется исходная шихта, постоянно обновляющаяся в зоне плавления **[2]**. Параллельно происходящие при этом металлургические процессы используют углеводороды в качестве восстановителей, которые распадаясь на углерод, угарный газ и водород, производят восстановление металлов из соединений нагреваемой руды.

Цель работы – решить задачи эффективного производства энергии с одновременным восстановлением, рафинированием и разделением металлов и неметаллов, получаемых из смеси руды и углеводородов.

Схема работы РУВЭ.

Предложенный способ выработки энергии с одновременным производством металлов и неметаллов реализует устройство рудоуглеводородного энергоблока, представленное на **рис.1**, где изображена его принципиальная схема **[3]**. Энергоблок предназначен для переработки смеси руды и углеводородов с использованием энергии, полученной от сжигания водорода в кислороде, которые извлекаются из рудоуглеводородной шихты.

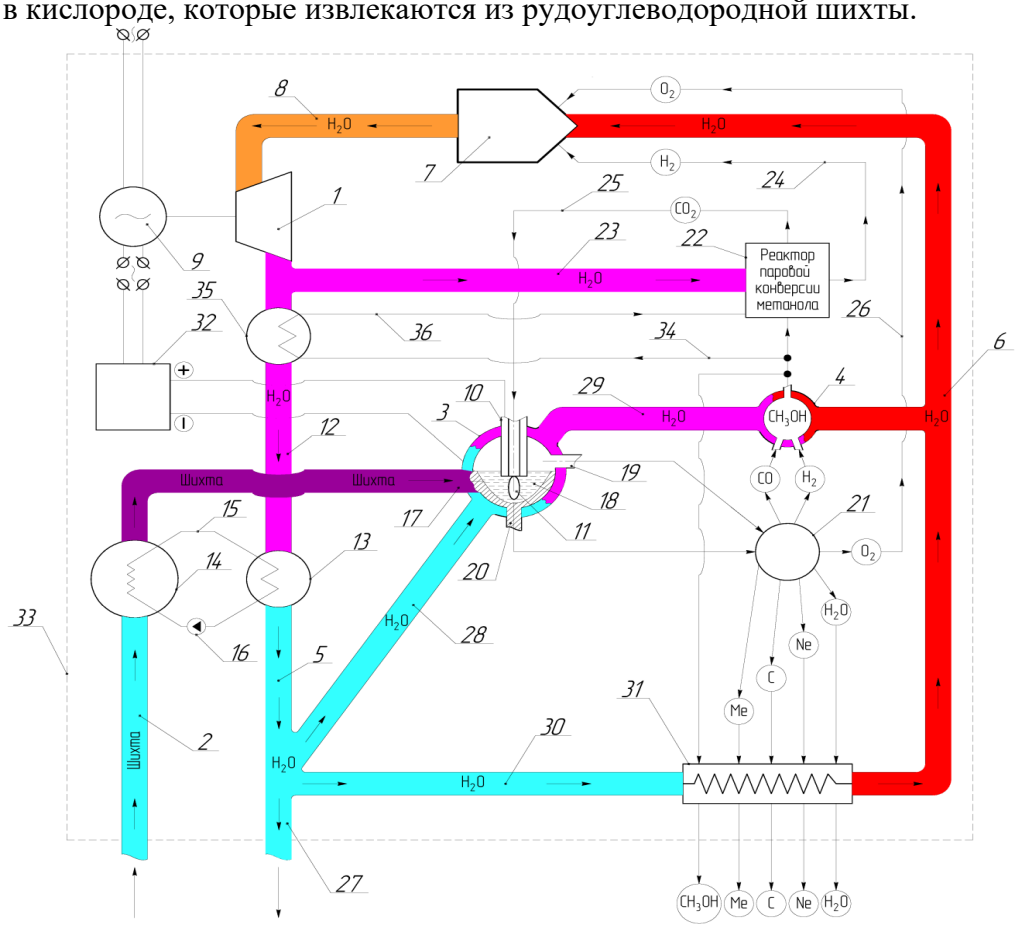


Рис. 1. Принципиальная схема рудоуглеводородного энергоблока:
1 – турбина; 2 – рудоуглеводородная шихта; 3 – плазменный реактор; 4 – аппарат синтеза метанола; 5 – оборотная вода; 6 – пар; 7 – камера сгорания; 8 – высокотемпературный водяной пар; 9 – генератор; 10 – плазмотрон; 11 – плазма; 12 – оборотный пар; 13 – конденсатор; 14 – теплообменник “шихта-вода”; 15 – теплообменник; 16 – насос; 17 – горизонтальный канал; 18 – ванна расплава; 19 – патрубок; 20 – нижний патрубок; 21 – сепаратор; 22 – реактор паровой конверсии метанола; 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 36 – трубопроводы; 31 – теплообменник; 32 – выпрямитель; 33 – замкнутый контур; 35 – теплообменник.

Приход – расход энергии на РУВЭ.

Схема работы РУВЭ позволяет использовать нетрадиционное углеводородное сырьё, из которого извлекается метан и углерод, поступающие на паровую конверсию, в результате которой производится синтез-газ, используемый для синтеза метанола. Полученный синтез-газ и соответственно метанол содержат в два раза больше водорода, по сравнению с водородом, находящимся в исходных углеводородах. Полученный метанол служит для хранения водородного топлива, которое по мере необходимости извлекается перед его сжиганием путём паровой конверсии.

Сжигаемое в камере сгорания водородное топливо производит необходимую энергию на поддержание процесса работы РУВЭ. Образующееся в ходе процесса тепло перераспределяется между энергетическим, металлургическим и химическим участками.

В таблице 1 приведён расчёт прихода – расхода энергии за счёт основных реакций, происходящих в устройстве РУВЭ.

Таблица 1. Приход – расход энергии на основе углеводородного сырья

<table>
<tr><th>Поглощение энергии кВт·ч</th><th>Выделение энергии кВт·ч</th></tr>
<tr><td>1. Плавление исходной массы шихты – 3628,5 кг, где 562,5 кг воды, 750 кг – углерода, 125 кг – водорода, 1000 кг – кислорода, 957,5 кг – металлов и 233,5 кг – неметаллов.
Расход энергии 0,55 кВт·ч/кг [4, 5]
3628,5 кг · 0,55 кВт·ч/кг = 1996 кВт·ч</td><td rowspan="4">3. Синтез метанола из 250 кг образованного водорода и 1750 кг угарного газа:
$\underbrace{CO}_{1750кг} + \underbrace{2H_2}_{250кг} \rightarrow \underbrace{CH_3OH}_{2000кг}$
Выход энергии 0,79 кВт·ч/кг [6]
2000 кг · 0,79 кВт·ч/кг = 1580 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>2.1. Паровая конверсия образуемого метана из 125 кг водорода:
$\underbrace{\underbrace{\underbrace{375кг + 125\,кг}_{CH_4}}_{500кг} + \underbrace{\underbrace{62{,}5кг + 500кг}_{H_2O}}_{562{,}5кг}}_{1062{,}5кг} \rightarrow \underbrace{CO}_{875кг} + \underbrace{3H_2}_{187{,}5кг}$
Расход энергии 1,68 кВт·ч/кг
1062,5 кг · 1,68 кВт·ч/кг = 1785 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>2.2. Паровая конверсия 375 кг оставшегося в шихте углерода:
$\underbrace{\underbrace{\underbrace{C}_{375\,кг} + \underbrace{\underbrace{62{,}5кг + 500кг}_{H_2O}}_{562{,}5\,кг}}_{937{,}5\,кг}}_{} \rightarrow \underbrace{\underbrace{375кг + 500кг}_{CO}}_{875\,кг} + \underbrace{\underbrace{62{,}5кг}_{H_2}}_{62{,}5\,кг}$
Расход энергии 0,69 кВт·ч/кг
937,5 кг · 0,69 кВт·ч/кг = 647 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>4. Паровая конверсия 2000 кг синтезированного метанола:
$\underbrace{\underbrace{CH_3\overset{1000кг}{\overbrace{O}}H}_{2000кг} + \underbrace{\underbrace{125кг + 1000кг}_{H_2O}}_{1125кг}}_{3125кг} \rightarrow \underbrace{CO_2}_{2750кг} + \underbrace{3H_2}_{375кг}$
Расход энергии 0,275 кВт·ч/кг
3125кг · 0,275 кВт·ч/кг = 859 кВт·ч</td><td rowspan="3">5. Сжигание 375 кг производственного водорода в кислороде:
$\underbrace{H_2}_{375кг} + \underbrace{{}^1\!/_2\,O_2}_{3000кг} \rightarrow \underbrace{H_2O}_{3375кг}$
Выход энергии 33 кВт·ч/кг H_2 [7, 8]
375 кг · 33 кВт·ч/кг = 12375 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>6. На полную диссоциацию произведённого углекислого газа 2750 кг:
$\underbrace{CO_2}_{2750кг} \rightarrow \underbrace{C}_{750кг} + \underbrace{O_2}_{2000кг}$
Расход энергии 1,86 кВт·ч/кг
2750 кг · 1,86 кВт·ч/кг = 5115 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>7. Плавление дополнительной массы вещества 2437,5 кг:
Расход энергии 0,55 кВт·ч/кг
2437,5 кг · 0,55 кВт·ч/кг = 1341 кВт·ч</td></tr>
<tr><td>Общий расход энергии: 11743 кВт·ч</td><td>Общий выход энергии: 13955 кВт·ч</td></tr>
<tr><td colspan="2">Теоретический выход энергии:
2212 кВт·ч</td></tr>
</table>

При участии в процессе катализа, снижающего энергозатраты при диссоциации углекислого газа до 0,23 кВт·ч/кг, теоретический выход энергии на РУВЭ составит 6693 кВт·ч, что примерно в три раза больше, чем на ТЭС [8].

Выводы.

Для разделения исходного вещества на составляющие используется высокотемпературный нагрев, электролиз, катализ, облучение и центробежное воздействие, позволяющее при меньших энергозатратах, разрушать атомно-молекулярные связи исходных соединений. В результате этого из рудоуглеводородной смеси удается извлекать необходимые реагенты для синтеза метанола, который служит основным энергоносителем аккумулирующим энергию. Снижение энергозатрат при делении более сложных химических соединений на более простые происходит за счет использования фотохимических реакций, где исходное вещество под действием облучения электронов, ионов, фотонов и других элементарных частиц плазмы с наименьшими энергозатратами распадается на более простые соединения. Процесс производства энергии, энергоносителей, металлов и неметаллов, протекающий одновременно, позволяет значительно снизить потребление энергии, по сравнению с энергией, необходимой на проведение этих процессов раздельно.

Схема работы РУВЭ позволяет до момента использования газообразного водорода хранить его в безопасных соединениях метанола и воды, не требуя специализированного и дорогого оборудования. Применение РУВЭ может быть полезным не только в области энергетики, но и в химикометаллургической области, ранее раскрытой в опубликованных статьях [3, 9].

Список литературы

1. **Дуников, Д.О.** Водородные энергетические технологии / Д.О. Дуников. Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТРАН. – М.: ОИВТ РАН, 2017. – Вып. 1. С. 57 –66.
2. **Волков, А.А.** Возможности обогащения руды оливина методом центробежного конвертирования с последующим электролизом твердого остатка / А.А. Волков, А.Е. Волков, Е.Ю. Раскатов // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. – 2023. – № 4. – С. 39-47.
3. **Волков, А.Е., Волков, А.А.** Переработка отходов методом плазменно-дугового электролитического центробежного конвертирования / А.Е. Волков, А.А. Волков // Computational Nanotechnology. – 2024. – Т. 11. – № 2. – С. 102–114.
4. **Туманов, Ю. Н.** Плазменные, высокочастотные, микроволновые и лазерные технологии в химико-металлургических процессах / Ю. Н. Туманов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2010. – 968 с.
5. **Kouji Mimura.** Recent Developments in Plasma Metal Processing / Kouji Mimura and Michio Nanjo, High Temp. and Mat. Process., – 1986. – Vol. 7. – No. 1. – Pp. 1-16.
6. **Караваев, М. М.** Технология синтетического метанола / М. М. Караваев, В. Е. Леонов, И. Г. Попов, Е. Т. Шепелев. – М.: Химия, 1984. – 239 с.
7. Официальный сайт компании “Neftegaz.ru”. Водородное топливо. 2017. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142374-vodorodnoe-toplivo/
8. **Быстрицкий, Г.Ф.** Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии): учебник / Г.Ф. Быстрицкий. – 2-е изд., стер. – М.: Изд-во “КНОРУС”, 2014. 407 с.
9. **Волков, А.Е., Волков, А.А.** Производство металлов, неметаллов, энергии и энергоносителей методом плазменно-дугового электролитического центробежного конвертирования / А.Е. Волков, А.А. Волков // Computational Nanotechnology. – 2023. – Т. 10. – № 4. – С. 122–139.

УДК 658.264

ПРОБЛЕМЫ ИСТОЧНИКОВ КОГЕНЕРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ГТУ ТЭЦ В МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Парнова Е.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: ParnovaYA@mpei.ru

Аннотация.
В докладе описаны основные проблемы источников тепловой и электрической энергии на примере ГТУ ТЭЦ, расположенной в Московской области. Выявлены причины их возникновения и предложены пути решения.

Введение.

Согласно статье 3 основного закона сферы теплоснабжения №190 «О теплоснабжении», одним из общим принципов организации отношений в сфере теплоснабжения является обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения нужд потребителей. Это вполне закономерно: когенерация позволяет производить в городе электрическую энергию с удельными затратами топливно-энергетических ресурсов, достижение которых вне теплофикационных циклов не представляется возможным.

Однако для некоторых источников существуют трудности с выходом на рынок электроэнергетики, вследствие чего они оказываются «завязаны» на конкретных потребителей. Это приводит к негативным энергетическим и экономическим последствиям.

Цель работы – на примере конкретного источника осветить существующие проблемы, предложить и оценить возможные пути решения.

Существующее положение.

Одним из ключевых положений Федерального закона №190 является обязательность разработки схем теплоснабжения городских поселений. Московский регион имеет в своем составе 56 городских округов и каждое муниципальное образование требует пристального внимания в вопросах, касающихся теплоснабжения. На рисунке 1 приведена численность населения по каждому муниципальному образованию Московской области.

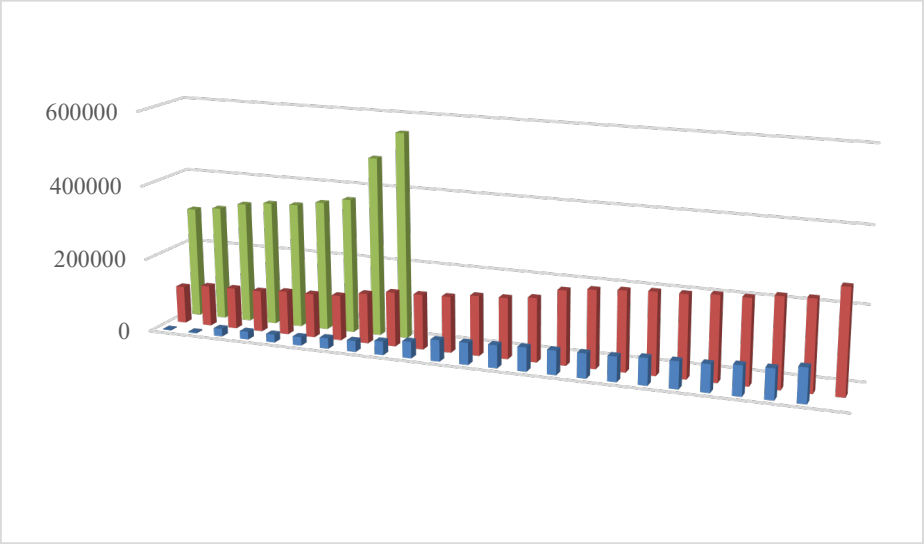


Рисунок 1. Население муниципальных образований Московской области.

В области присутствуют 23 городских округа с населением до 100 тысяч человек, 24 – с населением от 100 до 300 тысяч человек и 9 – с населением от 300 до 750 тысяч. Количество жителей определяет уровень, на котором происходит утверждение схем теплоснабжения – для городов свыше 500 тысяч человек документ рассматривается Министерством энергетики. Количество необходимых к утверждению и фактически утвержденных схем отличается. Также для каждого города укрупненно можно оценить количество необходимых источников теплоснабжения в зависимости от числа проживающих (таблица 1).

Таблица 1. Зависимость типа и количества источников от численности населения

Численность населения, тыс. чел.	Источники энергии
До 100	5-10 котельных
100-300	1 ТЭЦ, до 100 котельных
300-750	1-3 ТЭЦ, в т.ч. промышленных, 100-250 котельных

Каждый населенный пункт обладает особенностями, однако имеют место и общие проблемы. Актуальным по-прежнему остается вопрос, касающийся в некоторых случаях необоснованного выбора в качестве источника теплоснабжения котельных. Это можно рассмотреть на конкретном примере.

В одном из крупнейших городских округов Московской области с 77 источниками теплоснабжения наглядно себя показала проблема небольших когенерационных источников: в эксплуатацию была введена ГТУ ТЭЦ с пиковой котельной, оснащенная четырьмя газотурбинными установками с котлами-утилизаторами электрической и тепловой мощностью 18,9 МВт и 88,392 Гкал/ч соответственно. Состав оборудования приведен в таблице 2.

Таблица 2. Состав оборудования ГТУ ТЭЦ

Тип оборудования	Наименование	Количество, шт.	Установленная мощность единицы оборудование, МВт (Гкал/ч)	Год ввода в эксплуатацию
турбоагрегат	ГТУ Taurus 60S	4	4,7	2012
котел-утилизатор	КУВ 9,2/105	4	7,911	2012
пиковый котел	Vitomax 200	4	14,187	2011

На данном этапе ввиду отсутствия возможности реализации электрической энергии на оптовый рынок и жесткой зависимости на потребителей, владелец был вынужден вывести часть оборудования по причине низких коэффициентов использования установленной мощности (приведены в таблице 3).

Таблица 3. Среднегодовая загрузка оборудования

Годы	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2018	18,99	14,12
2019	18,99	14,12
2020	22,36	14,12
2021	26,05	13,8
2022	38,7	14,12

Анализ приводит к следующему выводу: ГТУ ТЭЦ обладала крайне низкими значениями КИУМ по сравнению с аналогичными источниками (малыми газовыми ТЭЦ), равными 47,7 и 17,2% по электрической и тепловой мощности соответственно. Показатель по электрической

мощности отличается в 3,4 раза, однако в случае данного источника приоритетным продуктом является тепловая энергия. Несмотря на высокий по сравнению с другими источниками КИУТМ, источник нельзя не считать убыточным.

Работа с такими показателями энергетически и экономически неэффективна, она приводит к ускоренному износу оборудования и другим нежелательным эффектам. В 2022 году был выведен второй турбоагрегат, при этом годовое число часов работы для первого, третьего и четвертого агрегатов составляло 5444, 3432 и 6456 часов соответственно (работали 2-3 машины).

В перспективе ввиду активной застройки этот источник мог осуществлять реализацию электрической энергии, однако и в текущих реалиях в городском округе имеет место перегрузка питающих центров электроснабжения, что требует большего внимания к данному источнику. Имеющееся оборудование (как эксплуатируемое, так и находящееся в резерве) нуждается в ремонте.

Уход с рынка зарубежных поставщиков вынуждает владельца источника рассматривать альтернативные варианты: осуществлять замену оборудования на отечественное, обладающее большими габаритами, числом отказов и меньшим межремонтным периодом.

Следствием вывода турбоагрегатов стало прекращение утилизации теплоты уходящих газов, что повлекло за собой снижение тепловой мощности источника. Ограничения установленной мощности увеличили дефицит тепловой мощности с 26,074 Гкал/ч до 49,804 Гкал/ч. Имеющее место непродолжительное снижение температур наружного воздуха привело к невозможности обеспечения потребителей теплоносителем требуемого качества, наблюдался существенный недотоп.

Существующие ограничения вынуждают владельца источника искать решения проблемы. Для источника возможны несколько сценариев.

1. Перевод в режим котельной и уход от комбинированной выработки. Наиболее простой вариант, приводящий к увеличению расходов топлива на выработку тепловой энергии по сравнению с существующими на данном этапе (136,05 кг.у.т./Гкал против 158 кг.у.т./Гкал на котельных).
2. Реализация электрической энергии на оптовом рынке. Описанная выше ситуация с энергоцентрами – весомый аргумент в пользу развития данного источника когенерации. Мероприятия требуют значительных капиталовложений и поддержки со стороны властей. Привлечение средств возможно из государственного бюджета или других альтернативных источников финансовой поддержки – например, Фонда национального благосостояния, предлагающего гибкие условия для осуществления строительства или реконструкции объектов коммунальной инфраструктуры.

При достаточной степени загрузки турбоагрегатов, будет обеспечено повышение выдаваемой тепловой мощности. В летний период при отсутствии значительного спроса на тепловую энергию допускается ее продажа другим теплоснабжающим организациям. Имеющаяся на данном этапе инфраструктура позволяет осуществить данные мероприятия.

Второй вариант предполагает повышение КИУМа не только электрической, но и тепловой энергии, снижается срок окупаемости.

Выводы.

1. Причиной сложившейся ситуации стала несогласованность схем снабжения энергоресурсами, отсутствие должного внимания к объектам инфраструктуры.
2. Комплексное городское планирование и увязка между схемами тепло-, водо- и электроснабжения позволит определить текущие проблемы, имеющиеся в коммунальной инфраструктуре.
3. Перегрузка питающих центров электроснабжения в регионе – весомый аргумент в пользу развития источников когенерации на данной территории.
4. Перевод ГТУ ТЭЦ в режим котельной увеличит расход натурального топлива на 18 $м^3$ газа на каждую выработанную гигакалорию тепловой энергии.

Список литературы

1. Федеральный закон от 27.07.2010. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»
2. **Гашо Е.Г.** Особенности эксплуатации систем теплоснабжения: учебное пособие по курсу «Эксплуатация систем теплоснабжения»: Изд-во МЭИ, 2016.
3. **Соколов Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. / Соколов Е.Я. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2017.
4. **Филиппов, С.П.** ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления / С.П, Филиппов, М.Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2018. – №11. – С. 5-22. – DOI 10.1134/S0040363618110024. – EDN XYVWZF.

УДК 621.311.25

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ СЕПАРАЦИИ И ПЕРЕГРЕВА ПАРА ТУРБИН АЭС

Егоров М.Ю.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: YegorovMY@mpei.ru

Аннотация.

Даны результаты расчётных исследований и натурных испытаний на российских атомных электрических станциях систем промежуточной сепарации и пароперегрева турбин насыщенного пара.

Представлены разработки по совершенствованию методов теплогидравлического расчёта оборудования атомных электрических станций с водоохлаждаемыми ядерными реакторами с учётом анализа длительного опыта эксплуатации на отечественных и зарубежных атомных электрических станциях.

Предложены методы расчёта и интенсификации теплообмена.

Приведены рекомендации как по методам расчёта, так и по улучшению эксплуатационных характеристик.

Результаты модернизации на энергоблоках использованы при их эксплуатации и дали положительные результаты по повышению выработки электроэнергии.

Введение.

Развитие атомной энергетики – основа увеличения энергетического потенциала многих стран мира. Намечено развитие атомной энергетики и в РФ. Всё большее значение приобретает повышение эффективности и надёжности работы оборудования [1-4], для чего важно использование накопленного опыта разработки и эксплуатации существующего оборудования.

В турбоустановках насыщенного пара на выходе цилиндра высокого давления пар имеет влажность y~(10…15)%. Под влиянием влажности пара снижается экономичность и надёжность турбины: лопатки последних ступеней цилиндров низкого давления под воздействием влаги подвергаются эрозии и могут преждевременно выйти из строя. В турбинах атомных электрических станций сочетают внутритурбинную сепарацию влаги с сепарацией и промежуточным перегревом отборным паром из цилиндра высокого давления и острым паром из основного паропровода перед турбоустановкой в специальных аппаратах сепараторах-пароперегревателях [4].

Одним из основных требований, предъявляемых к сепараторам-пароперегревателям, является эффективная и надежная работа сепарационных устройств на всех режимах работы аппаратов. Признаки повышенного уровня влажности пара за сепарационными блоками наблюдались с первых лет эксплуатации. Они связаны с особенностями конструкции сепарационной части. Проведенные ранее исследования по определению влажности нагреваемого пара показали наличие крупнодисперсной влаги и даже струйного ее стекания с дырчатых листов сепарационных блоков. Подобные эффекты наблюдались на стороне сепараторов-пароперегревателей, противоположной входному ресиверу, и начинались уже при работе турбогенераторов на мощности 300 МВт, с ростом мощности постепенно усиливаясь.

В целях повышения эффективности работы сепарационной части сепараторов-пароперегревателей была проведена их модернизация, основанная на замене отечественных жалюзийных сепарационных пакетов на жалюзийные пакеты типа «Powervane» фирмы «Балке-Дюрр», на изменении схемы движения пара во входной камере, на изменении расположения сепарационных пакетов и системы коллекторов.

Как следствие, возникла необходимость в проведении испытаний модернизированных аппаратов с последующим анализом получаемых в промышленных условиях новых экспериментальных данных.

В процессе дальнейшей модернизации, при создании новых сепараторов-пароперегревателей необходимо использовать результаты экспериментальных и расчётных исследований, выполненных за последние годы и учитывающих длительный опыт эксплуатации этих аппаратов на отечественных и зарубежных атомных электрических станциях.

Технико-экономические показатели систем промежуточной сепарации и перегрева пара, турбоустановок в целом зависят от эффективности и надёжности сепараторов-пароперегревателей. Масса и занимаемый ими объём значительны. С ростом единичной мощности энергоблоков атомных электрических станций масса и габариты сепараторов-пароперегревателей увеличивались. Важность проблемы повышения надёжности и эффективности систем промежуточной сепарации и перегрева пара и, в частности, повышения эффективности теплогидравлических процессов в них также возрастала.

Цель работы – проведение и получение результатов промышленных испытаний аппаратов после их модернизации; уточнение существующих методик теплогидравлического расчёта сепараторов-пароперегревателей на основе получения собственных расчётных данных и изучения принципов организации и способов повышения эффективности рабочего процесса в сепараторах-пароперегревателях, анализ опыта эксплуатации сепараторов-пароперегревателей на отечественных и зарубежных атомных электрических станциях.

Методы и материалы.

Выполнен анализ отечественного опыта разработки и эксплуатации систем промежуточной сепарации и перегрева пара, начиная с разработок первых сепараторов-пароперегревателей и отдельных сепараторов систем промежуточной сепарации и перегрева пара, охватывающий период с 1960^{-x} годов по настоящее время.

Основное внимание уделено теплогидравлическим особенностям рабочего процесса в сепараторах-пароперегревателях. Показано их влияние на надёжность и эффективность сепараторов-пароперегревателей. Представлены результаты промышленных испытаний модернизированных сепараторов-пароперегревателей.

Описаны особенности модернизации системы промежуточной сепарации и перегрева пара. Представлена схема модернизированной сепарационной части. Показано, какими конструктивными решениями обеспечивается улучшение условий работы жалюзийных пакетов. Проведён анализ результатов определения влажности в сепарационной части четырёх испытанных сепараторов-пароперегревателей.

Описана система определения влажности нагреваемого пара на выходе из сепарационных блоков методом дросселирования влажного пара из двухфазной области в область перегретого пара. Приведена схема расположения шести отборов проб из парового пространства на выходе из сепарационных блоков. Каждый отбор снабжен тремя трубками (на расстоянии 150 мм друг от друга) в целях осреднения значений влажности пара после сепарационного блока.

Результаты и их анализ.

Получены данные по распределению влажности отсепарированного пара по периметру сепараторов-пароперегревателей.

Анализ полученных результатов показал, что распределение влаги по периметру аппарата во всех четырех сепараторов-пароперегревателей носит равномерный характер, величина влажности находится в интервале (0,20…0,85) %. Среднее значение по всем четырем сепараторам-пароперегревателям составило y~0,5 %, что близко к проектному значению. Определение влажности с помощью двух отборов, расположенных на различной высоте, показало равномерное распределение влажности по высоте парового пространства сепарационной части. Отбор, расположенный вдоль стенки опускного канала, не показал повышенной влажности, что свидетельствует об отсутствии стекающей по стенке жидкости.

Не обнаружено влияния на величину влажности конструктивных особенностей сепарационных блоков.

Сделан анализ результатов измерения температуры нагреваемого пара в поворотной камере испытанных сепараторов-пароперегревателей. Получены значения температуры нагреваемого пара в поворотной камере при нормативной влажности отсепарированного пара. Значения температуры находятся в диапазоне (175…195)°С. Распределение температуры имеет два максимума. Впервые проиллюстрирована связь неравномерности распределения температуры с различной длиной подводящих линий греющего пара первой ступени перегрева: установлено, что для групп перегревательных модулей с более длинными линиями подвода расход греющего пара меньше, чем для коротких, и часть поверхности выключена из теплообмена вследствие падения температурного напора между нагреваемым и греющим паром до нуля. В немодернизированной конструкции сепаратора-пароперегревателя это не удавалось обнаружить ввиду значительного количества влаги, остававшейся в паре после сепарационной части.

Представлены результаты измерения расходов сепарата плёночных предсепараторов, установленных перед сепараторами-пароперегревателями для отделения влаги со стенок подводящего нагреваемый пар трубопровода; расходов сепарата (через сепаратосборники) и расходов конденсата греющего пара первой ступени.

Проведён расчётный анализ теплопередачи в пароперегревателях. Описан предложенный автором метод расчёта теплоотдачи перспективного для новых проектов перегревательного пучка змеевиковых труб.

Предложена модель спирального змеевика в виде набора концентрических трубных колец. В модели в каждом радиальном сечении пучка сохранено расстояние между осями отдельных трубок пучка по глубине, расстояния между осями отдельных трубок пучка по высоте пучка неизменны, то есть сохранены относительные поперечные (по глубине) и продольные (по высоте) шаги. Расчёт теплоотдачи пучка проводится методом осреднения значений, полученных для отдельных рядов (колец) с учётом вклада каждого кольца в общую поверхность теплопередачи.

Приведены исходные данные и допущения для уточнённого расчёта змеевикового перегревателя. Представлена методика расчёта теплоотдачи к перегреваемому пару при обтекании змеевикового пучка. Выполнен анализ литературных данных по теплоотдаче гладкотрубных поперечно обтекаемых пучков в широком диапазоне параметров. Проведены расчёты по зависимостям различных авторов, сопоставлены результаты расчётов. Имеет место дефицит опытных данных и расчётных зависимостей теплоотдачи пучков спиральных змеевиков.

Установлено, что для условий теплообмена в пароперегревателях из спиральных змеевиков в целях повышения точности теплового расчёта необходим тщательный отбор расчётных зависимостей, исходя из максимально возможного соответствия условий экспериментов, результаты которых обобщены этими зависимостями, проектным параметрам исследуемых перегревателей.

Поскольку анализируемый змеевиковый пучок представляет собой пучок с периодически меняющейся компоновкой от коридорной к шахматной, он рассмотрен автором отдельно в коридорном и отдельно в шахматном приближениях. Истинное значение теплоотдачи исследуемого пучка предложено считать как находящееся на интервале между значениями, полученными в этих приближениях.

Расчётами показано, что значения интенсивности теплоотдачи нагреваемого пара к плотному перегревательному пучку при его рассмотрении в коридорном и шахматном приближениях отличаются незначительно, различие между безразмерными коэффициентами теплоотдачи не превышает 1%. Результаты расчётов по зависимостям, отобранным автором, свидетельствуют о возможностях компоновки змеевикового типа, о наличии резерва (по сравнению с проектным) поверхности нагрева на уровне 30%.

Для дальнейшего исследования теплопередачи в пароперегревателях подобного типа целесообразно проведение экспериментов на паре натурных параметров с пучками натурной геометрии и трубами из натурных материалов.

Выводы.

Проанализированы пути повышения эффективности теплогидравлических и их реализация в современных проектах.

Сформулированы задачи совершенствования методов расчёта и проектирования современных сепараторов-пароперегревателей с учётом многолетнего отечественного и зарубежного опыта разработки и эксплуатации сепараторов-пароперегревателей, а также требования к организации рабочего процесса (по сепарации, перегреву, гидравлике по стороне перегреваемого пара; устойчивости работы пароконденсирующего тракта греющего пара; надёжности эвакуации сепарата и конденсата греющего пара) [5-10].

Проанализированы причины и последствия работы в режимах, снижающих их эффективность и надёжность.

Указаны особенности рабочего процесса, способствующие возникновению неблагоприятных режимов работы, проиллюстрированы последствия таких режимов.

Рассмотрена организация равномерного распределения потоков влажного нагреваемого пара в сепарационной части сепараторов-пароперегревателей, организация устойчивого отвода сепарата из сепараторов-пароперегревателей. Нестабильность расхода сепарата наблюдалась многими исследователями, и, в частности, зарегистрирована автором.

Рассматриваются теплогидравлические процессы, происходящие при попадании сепарата на поверхности перегревательных трубок и его неустойчивом кипении, приводящие к температурным пульсациям и термическим напряжениям, ограничивающим срок службы перегревателя.

Сформулированы рекомендации для исключения колебаний температур в каналах отвода конденсата греющего пара из пароперегревателя. Проанализированы теплогидравлические причины термоциклических повреждений труб выхода конденсата греющего пара из перегревателя. Дан обзор и рекомендации автора по выбору параметров системы слива и сбора конденсата, обеспечивающих устойчивое его течение без переохлаждения; обсуждается устранение данного явления в сепараторах-пароперегревателях.

На основе зарубежного опыта рассматривается возможность применения в перегревателях поперечно обтекаемых пучков из низкоребристых труб. Анализируется возможность использования в пароперегревателях поверхностей теплообмена с искусственной шероховатостью – олунённых труб. При приемлемой величине интенсификации теплообмена они обеспечивают опережающий рост теплоотдачи по сравнению с ростом гидросопротивления. Показаны преимущества олунённых труб над оребрёнными по их теплогидравлическим характеристикам.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, соглашение № FSRF-2023-0003, «Фундаментальные основы построения помехозащищенных систем космической и спутниковой связи, относительной навигации, технического зрения и аэрокосмического мониторинга».

Список литературы

1. Egorov M.Yu., Lychakov V.D., Scheglov A.A., Sivovolov A.S., Matyash A.S., Balunov B.F. An Analysis of Heat Transfer in Assemblies of Finned Heat-Exchange Elements. // Thermal Engineering. 2022. Vol. 69(3). PP. 202 – 209.

2. Egorov M.Yu., Balunov B.F., Lychakov V.D., Shcheglov A.A., Matyash A.S., Borisov A.O. Natural Circulation of a Fluid in a Thermosiphon Slightly Inclined to the Horizontal. // High Temperature. 2020. Vol. 58(3). PP. 360 – 368.

3. Egorov M.Yu., Balunov B.F., Lychakov V.D., Shcheglov A.A., Matyash A.S., Nikitin V.I., Borisov A.O., Il'in V.A., Alekseev S.B. and Svetlov S.V. The Specifics of Design and Prediction of Thermohydraulic Characteristics of Thermosiphons. // Thermal Engineering. 2020. Vol. 67(10). PP. 756 – 769.
4. Egorov M., Kasatkin I., Rakov N. Numerical Investigation of a Moisture Wave-Type Vane Separator. E3S Web of Conferences. International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering. 2019. Vol. 140. № 06011.
5. Egorov M.Yu. Methods of Heat-Exchange Intensification in NPP Equipment // Atomic Energy. 2018. Vol. 124(6). PP. 403 – 407.
6. Egorov M.Yu. Industrial Trials of a Modernized Separation Part of Moisture Separators-Reheaters at the Leningrad and Smolensk NPP // Atomic Energy. 2019. Vol. 127(2). PP. 83 – 86.
7. Egorov M.Yu. Efficiency Upgrade of Separator-Superheaters in NPP Turbines by Physical Modeling Based Modernization // Atomic Energy. 2018. Vol. 124(2). PP. 139 – 142.
8. Egorov M.Yu. Industrial Tests of the Modernized Separation Part of Moisture Separators-Reheaters at the Smolensk NPP. // Atomic Energy. 2019. Vol. 126(4). PP. 230 – 234.
9. Егоров М.Ю. Анализ эксплуатации и пути совершенствования сепараторов-пароперегревателей российских АЭС, связанные с интенсификацией теплообмена. // Новое в российской электроэнергетике. 2018. № 4. С. 15 – 28.
10. Egorov M.Yu. Upgrade of Separator-Superheaters in Nuclear Power Plants with Pressurized Water and Boiling Water Reactors by Physical-Modeling Based. // Journal of Surface Investigation. 2020. Vol. 14. PP. S31–S34.

УДК 532.2

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБА ПРОИЗВОДСТВА СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОНВЕРТЕРНОГО ГАЗА

Королев В.С.*, **Шевяков М.Ю., Петин С.Н.**

Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: KorolevVS@mpei.ru

Аннотация.

Проведена оценка выбросов диоксида углерода при производстве конвертерной стали от сжигания конвертерных газов. Разработан способ производства синтетического жидкого топлива (СЖТ) при использовании конвертерных газов с эффектом сокращения выбросов диоксида углерода. Разработана схема производства СЖТ в программном комплексе Aspen Hysys, на базе которой определены эффекты по снижению выбросов диоксида углерода.

Введение.

С каждым годом выполнение экологических и климатических показателей оказывает давление на металлургическую промышленность, так как металлургия является значительным источником парниковых газов. В России конвертерный газ полностью сжигается на свече, что характеризуется значительным выбросом парниковых газов в атмосферу.

Нефтепереработка стремится к производству продукции с высокой добавленной стоимостью, но сталкивается с проблемой выбросов CO_2. Технология GTL (gas-to-liquid, «газ в жидкость») предлагает решение по переработке природного газа в жидкое топливо, что актуально для удаленных месторождений и позволяет получать СЖТ лучшего качества, чем природная нефть. Проблема утилизации попутного газа, добываемого вместе с нефтью, связана с экологическими проблемами в районах добычи и необходимостью сохранения ископаемых ресурсов, а переработка попутного газа в СЖТ позволяет снизить выбросы и получать различные виды углеводородов, сокращая затраты на переработку нефти. [1].

Кроме того, GTL может использоваться для переработки побочных газовых продуктов, например, выделяющихся при производстве стали [2], что способствует снижению экологического ущерба и повышает привлекательность отрасли для инвесторов. Известны разработки по утилизации парниковых газов от химической промышленности при использовании водорода [3] для получения СЖТ с последующей переработкой на различные топливные фракции, аналогичные разработки могут быть внедрены для утилизации конвертерных газов сталеплавильного производства, что позволит утилизировать углеродный след в СЖТ. Сейчас углеродный след металлургической продукции составляет 1,85 тCO_2/т стали, а от сжигания конвертерных газов 0,139 тCO_2/т стали. [4], что для производства конвертерной стали объемом 10 млн. т в год составляет 1,39 млн. т CO_2 при часовом выходе CO_2 -174,5 т/ч.

Целью данной работы является производство СЖТ и сокращение выбросов CO_2 за счет схемного решения утилизации газовых отходов конвертерного производства стали. Для достижения цели проводится расчет схемы производства СЖТ с использованием конвертерных газов методом Фишера-Тропша в программе Aspen Hysys.

Разработка математических моделей производства СЖТ.

На рис. 1 представлена схема, созданная в Aspen Hysys, которая представляет собой комбинацию блоков: блок конверсии конвертерного газа природным газом (ЭХА), блок производства электрической энергии при утилизации теплоты на паротурбинной установке (ПТУ), блок конверсии водяного газа, блок компримирования и блок Фишера-Тропша.

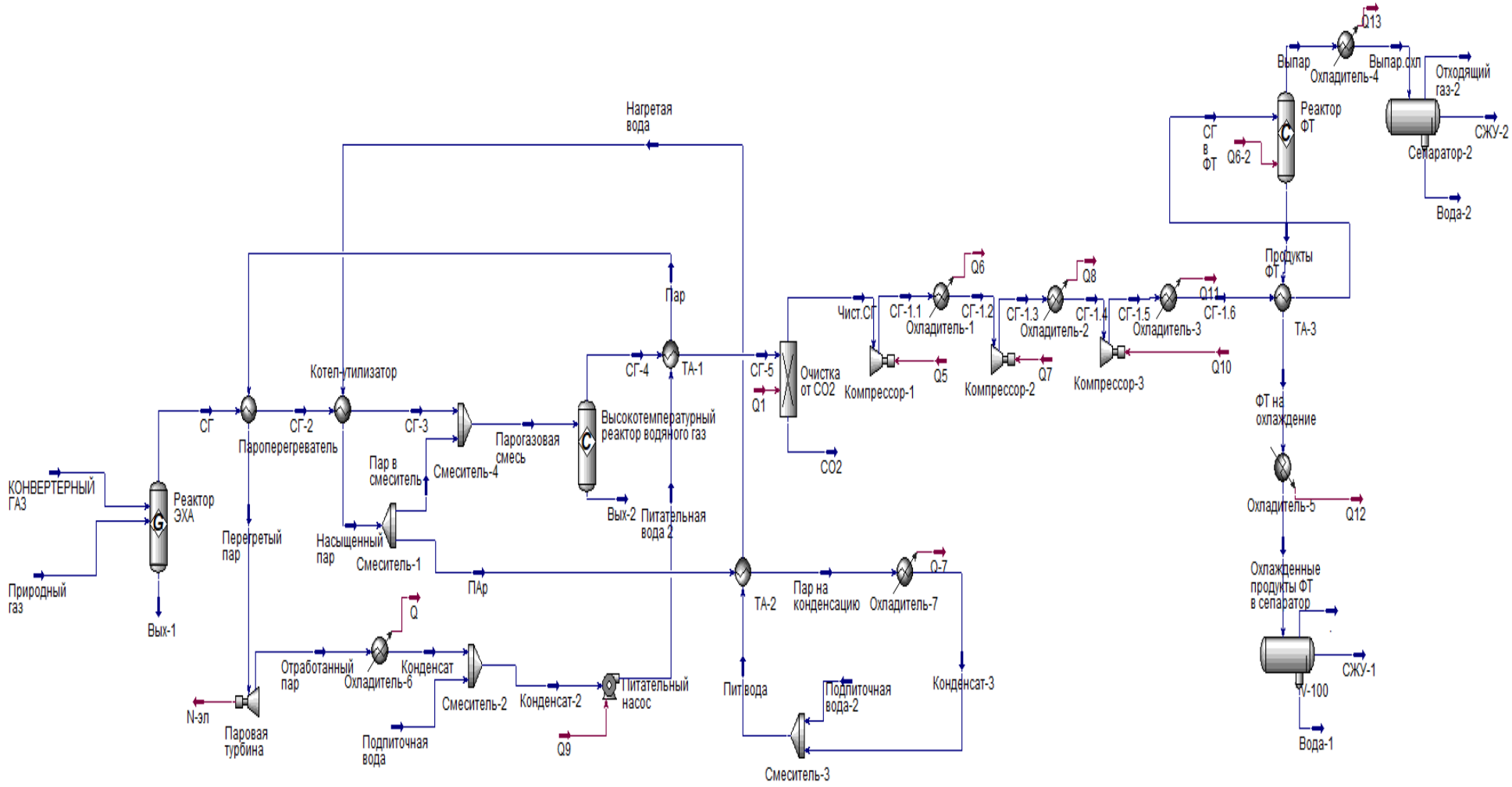


Рис. 2. Математическая модель производства СЖТ с использованием конвертерных газов методом Фишера-Тропша в программе Aspen HYSYS

Моделирование в Aspen HYSYS производится при использовании стандартных пакетов, при этом для моделирования реактора ЭХА используется реактор Гиббса (Rgibbs), позволяющий прогнозировать продукты реакции при заданной температуре, способный рассчитать состав продуктов реакций в равновесном режиме, работающий по принципу минимизации свободной энергии Гиббса. Когда конвертерный газ и природный газ смешиваются в реакторе Гиббса, происходит химическая реакция между метаном и диоксидом углерода в конвертерном газе:

$$CO_2 + CH_4 = 2CO + 2H_2 \quad (1)$$

Для моделирования реактора водяного сдвига используется реактор конверсии (Conversion Reactor), проводящий расчет реакций, указываемых в наборе с указанием полноты реакций. Для настройки данного реактора используется химическая реакция (2) с полнотой протекания 80%:

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2 \quad (2)$$

Температурный уровень реактора водяного сдвига подбирается таким образом, что на выходе из реактора получается необходимое для реализации процесса Фишера-Тропша соотношение H_2:CO = 2 [5].

Для моделирования реактора Фишера-Тропша используется реактор конверсии (Conversion Reactor), проводящий расчет реакций, указываемых в наборе с указанием полноты реакций, при использовании реакции (3) [6]:

$$CO + UH_2 \rightarrow 0.01CH_4 + 0.009C_2H_6 + 0.008C_3H_8 + 0.007C_4H_{10} + 0.007C_5H_{12} + 0.006C_6H_{14} + 0.005C_7H_{16} + 0.005C_8H_{18} + 0.004C_9H_{20} + 0.004C_{10}H_{22} + 0.003C_{11}H_{24} + 0.003C_{12}H_{26} + 0.003C_{13}H_{28} + 0.003C_{14}H_{30} + 0.002C_{15}H_{32} + 0.002C_{16}H_{34} + 0.002C_{17}H_{36} + 0.002C_{18}H_{38} + 0.002C_{19}H_{40} + 0.001C_{20}H_{42} + 0.012C_{30}H_{62} + H_2O \quad (3)$$

Здесь U – коэффициент, стоящий при H_2, позволяющий написать уравнение (3) в общем виде, отражающем большое количество углеводородов, способных образоваться в качестве продуктов реакции.

Для моделирования рассматриваются парафины при коэффициенте вероятности роста цепи (α), принимаемым равным 0,9. Все компоненты с углеродным числом ниже 21 были смоделированы как отдельные единицы, в то время как компоненты с углеродным числом от 21 до 30 были объединены в компонент, обозначенный C21+, который моделируется как $C_{30}H_{62}$ на основании схожести свойств.

При использовании реакции (3) были введены коэффициенты, полученные на базе уравнений (4,5,6), которые, в свою очередь, были найдены из уравнения от распределения Андерсона-Шульца-Флори [7]:

$$\omega_\alpha(k) = \alpha^2 k(1-\alpha)^{k-1} \quad (4)$$

Здесь ω_α - массовая доля углеводородов с k числом атомов углерода в его структуре, а α – коэффициент вероятности роста цепи, который зависит от температуры и отношения H_2:CO.

Уравнение (4) можно видоизменить как для вышеупомянутых отдельных единиц (5), так и для компонента C21+ (6).

$$\omega_\alpha(k) = (1-\alpha)^2\alpha^{(k-1)} \quad (5)$$

$$\omega_\alpha(k) = (1-\alpha)^2\alpha^{20} \quad (6)$$

Результаты моделирования.

При моделировании использовались следующие исходные данные:

1. Состав конвертерного газа: CO_2=23,52%; CO=57,35%; H_2=0,29%; O_2=4,22%; N_2=14,62%[8];
2. Температура конвертерного газа: 1650 °C;
3. Состав природного газа: CH_4 = 100%;
4. Температура природного газа: 23 °C;
5. Давление синтез-газа, получаемого в процессе ЭХА, принимается равным 1 атм;
6. Расход конвертерного газа: 156,3 т/ч;
7. Расход природного газа: 13,93 т/ч;
8. Среднечасовое производство стали 1255 т/ч.

На основании полученной математической модели, отраженной на рис. 1, были рассчитаны материальный и энергетический баланс, отраженные в таблицах 1 и 2 соответственно.

В схеме рассматриваются два потока получения СЖТ (СЖУ-1 и СЖУ-2), один из которых получается непосредственно в реакторе Фишера-Тропша при дальнейшем охлаждении и сепарации жидких продуктов, а второй при сепарации газовых продуктов при предварительном охлаждении. При охлаждении и сепарации получении потоков СЖУ идет отделение двух потоков воды (Вода-1; Вода-2). Производство СЖТ происходит при получении синтез-газа (СГ) с отделением CO_2, который является продуктом данной схемы и может быть полезно используемым.

Таблица 1. Материальный баланс схемы

Приход	кг/ч	%	**Расход**	кг/ч	%
Конвертерный газ	156300	74,7	Продукты Фишера-Тропша		
Природный газ	13930	6,7	Вода-1	24	0,01
Питательная вода	39000	18,6	СЖУ	8285	3,96
			Отходящий газ	34940	16,7
			СЖУ-2	11600	5,54
			Вода-2	28180	13,47
			Очистка СГ		
			CO_2	126200	60,32
ИТОГО	209230	100	ИТОГО	209230	100

В таблице 2 представлен сведенный энергетический баланс схемы. Большая часть потоков прихода и расхода имеет как физическую, так и химическую теплоты, обозначенные соответствующим образом верхними индексами.

Уравнение энергетического баланса технологического цикла производства СЖТ выглядит следующим образом:

$$Q_{к.г.}^{хим} + Q_{к.г.}^{физ} + Q_{п.г}^{физ} + Q_{п.г.}^{хим} + Q_{пит.вод}^{физ} = \\ = Q_{СЖУ}^{хим} + Q_{СЖУ}^{физ} + Q_{о.г.}^{хим} + Q_{о.г.}^{физ} + Q_{вода}^{физ} + Q_{CO2}^{физ} + Q_{потерь}^{охл} + Q_{пту}^{ээ}, \quad (7)$$

где: $Q_{к.г.}^{хим}$, $Q_{к.г.}^{физ}$- химическая и физическая теплота конвертерного газа, $Q_{п.г}^{физ}$, $Q_{п.г.}^{хим}$- химическая и физическая теплота природного газа, $Q_{пит.вод}^{физ}$ – физическая теплота питательной воды.

В расходной (правой) части уравнения: $Q_{СЖУ}^{хим}$, $Q_{СЖУ}^{физ}$ – химическая и физическая теплота синтетических жидких углеводородов, $Q_{о.г.}^{хим}$, $Q_{о.г.}^{физ}$- химическая и физическая теплота отходящего газа производства СЖУ, $Q_{вода}^{физ}$- физическая теплота питательной воды, $Q_{CO2}^{физ}$ – физическая теплота CO_2 из очистки, $Q_{потерь}^{охл}$ – потери теплоты на охлаждение; $Q_{пту}^{ээ}$ - электроэнергия на ПТУ за счет теплоты синтез-газа.

Таблица 2. Энергетический баланс схемы

Приход	МВт	%	**Расход**	МВт	%
Конвертерный газ			СЖУ		
$Q_{к.г.}^{физ}$	90,82	17,33	$Q_{СЖУ}^{хим}$	263,34	50,23
$Q_{к.г.}^{хим}$	237,47	45,32	$Q_{СЖУ}^{физ}$	0,44	0,08
Природный газ			CO_2		
$Q_{п.г.}^{физ}$	90,82	17,33	$Q_{CO2}^{физ.вых}$	4,66	0,89
$Q_{п.г.}^{хим}$	237,47	45,32	Отходящие газы		
Питательная вода			$Q_{ог}^{хим}$	151,32	28,86
$Q_{пит.вод}^{физ}$	1,30	0,25	$Q_{ог}^{физ}$	0,62	0,12
			ЭЭ на ПТУ		
			$Q_{пту}^{ээ}$	4,96	0,95
			Потери на охлаждение		
			$Q_{потерь}^{охл}$	97,7	18,46
			Вода		
			$Q_{вода}^{физ}$	1,23	0,23

ИТОГО	524	100%	ИТОГО	524	100%

Во второй таблице в расходной части фигурирует поток отходящих газов, который в дальнейшем возможно использовать для выработки электроэнергии на газотурбинных или газопоршневых установках. Таким образом, годовые потоки CO_2 от полного сжигания конвертерного газа на свече для годового производства стали 10 млн. т составляют 1,39 млн. т CO_2. На основании разработанной схемы объем CO_2 будет составлять 1,106 млн т.CO_2/год, а при организации системы улавливания и разделения выбросов CO_2 в атмосферу снижение возможно до 0,219 млн т CO_2/год.

Выводы.

1. Разработана и смоделирована схема утилизации конвертерных газов для производства СЖТ в объеме 0,174 млн т в год для металлургического производства конвертерной стали 10 млн. т/год. С дополнительным производством электрической энергии 4,96 МВт и газового топлива 151,94 МВт.
2. На базе полученной схемы возможно рассмотрение двух вариантов сокращения выбросов CO_2: 1) снижение потока CO_2 происходит на 20,4% за счет перехода углерода в СЖУ, при этом CO_2 из синтез-газа не утилизируется; 2) снижение потока CO_2 оценивается на 84,2%, при этом необходимо организация сбора CO_2 при его отделении от синтез-газа.

Список литературы

1. **Кульчаковская, Е. В.** «Кобальтовые катализаторы синтеза Фишера–Тропша на основе катионных форм цеолитов»: Автореф. дисс ... канд. хим. наук/ Е.В. Кульчаковская. – М., 2018.
2. Патент на изобретение (РФ), МПК7 C21C5/38. Способ утилизации конвертерных газов для производства жидкого топлива из водородсодержащего синтез-газа / **С.Н. Петин, В.С. Королев, А.А. Борисов, А.В. Бурмакина, А.Г. Гашо** – Заявл. 2022132312 от 09.12.2022.
3. **Zang G., Sun P., Elgowainy A.A., Bafana A., Wang M.** Performance and cost analysis of liquid fuel production from H2 and CO2 based on the Fischer-Tropsch process // Journal of CO2 Utilization, Vol. 46, 2021.
4. **Петин, С.Н.** Разработка способа производства водорода на базе газовых отходов конвертерного производства стали / С.Н. Петин, А.А. Борисов, Д.Д. Голдобин, В.С. Королев, А.В. Бурмакина // Промышленная энергетика. – 2023. - №6. – С. 32-42.
5. **Ермолаев, И.С.** Повышение эффективности процесса получения синтетических жидких углеводородов из природного газа URL: https:// diss.muctr.ru/media/autorefs/2019/04/%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D1%80%D0%B5%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82_%D0%95%D1%80%D0%BC%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D0%B5%D0%B2%D0%98%D0%A1.pdf (дата обращения: 10.09.2024).
6. **I. J. Otaraku, O. A. Vincent**. Technical Analysis of the Natural Gas to Hydrocarbon Liquid Process. American Journal of Chemical Engineering. Special Issue: Developments in Petroleum Refining and Petrochemical Sector of the Oil and Gas Industry. Vol. 3, No. 2-1, 2015, pp. 25-40. doi: 10.11648/j.ajche.s.2015030201.14
7. **Daniel Silveira Lira, Giovanny Silva de Oliveira, Tellys Lins Almeida Barbosa, Ciro Evandro da Silva Lobo, Fabíola Correia de Carvalho and Juan Alberto Chavez Ruiz**. Modelling and Simulation Applied to Fischer-Tropsch Synthesis. Progress Petrochem Sci. 4(5). PPS. 000596. 2023. DOI: 10.31031/PPS.2023.04.000596
8. **Тахаутдинов, Р.С. Производство стали в кислородно-конвертерном цехе Магнитогорского металлургического комбината** / Р.С. Тахаутдинов. – Магнитогорск: Магнитогорский дом печати.

УДК 532.2

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСПАРИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЖИВОТНОВОДЧЕСКИХ ФЕРМ С УЧЕТОМ ИХ ЛОКАЦИИ

Кривицкий А.О.[1], Рудобашта С.П.[2], Егоров М.Ю.[*1]
[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
[2] Российский государственный аграрный университет – МСХА имени К. А. Тимирязева, Москва, Россия
*e-mail: YegorovMY@mpei.ru

Аннотация.
Выполнен анализ влияния широты местности Российской Федерации на эффект испарительного охлаждения воздуха животноводческого помещения в летний период на примере коровника молочного направления.
Результаты анализа показали увеличение удоев молока.

Введение.

На животноводческих фермах из-за значительного скопления животных в помещениях применяется принудительная вентиляция. В южных регионах России в летний период года важно поддерживать благоприятный для самочувствия животных микроклимат в помещениях. Он обеспечивает максимальную продуктивность животных. На молочных фермах он выражается в высоких удоях молока.

Снятие перегревов животноводческих помещений в летний период возможно различными методами:

- вентиляцией,
- кондиционированием помещений,
- их испарительным охлаждением.

Вентиляция животноводческих помещений в летний период из-за высоких температур наружного воздуха малоэффективна.

Кондиционирование слишком дорого.

Испарительное охлаждение является одним из наиболее эффективных и выгодных методов снижения температуры внутреннего воздуха на фермах. Оно основано на принципе понижении температуры воздуха, движущегося вдоль водной поверхности. В результате испарения воды температура воздуха понижается, так как на испарение воды расходуется явная теплота воздуха.

Из-за большой теплоты парообразования воды (при 0^{o}C она составляет 2500 кДж/кг) происходит понижение температуры воздуха на 7-8^{o}C, что весьма существенно.

Для испарительного охлаждения животноводческих помещений в настоящее время используются аппараты двух типов:

- кассетного типа, в которых воздух движется через щелевые каналы, стенки которых смачиваются водой,
- распылительного типа, в которых осуществляется распыливание воды на капли, образующие поверхность испарения.

Цель работы – рассмотреть эффективность систем испарительного охлаждения в животноводческих помещениях в различных регионах России. Оценить влияние широты местности европейской части России на увеличение удоев молока на молочных фермах в результате испарительного охлаждения приточного воздуха.

Методы и материалы.

Анализ проведен путем расчета эффекта понижения температуры воздуха в коровнике, расположенном в различных регионах европейской части России: в Ростовской, Воронежской, Рязанской и Тверской областях. В этих регионах наблюдается различие в климатических условиях, оказывающих влияние на эффективность испарительного охлаждения. Для анализа было выбрано животноводческое помещение с габаритами здания 72х18 м и количеством коров 390, средняя масса животного – 500 кг.

Расчеты выполнены для коров молочного направления, дающих 20 л/сут молока. Систему вентиляции коровника рассчитывали по методике [1]. В расчете определялись тепло- и влагопоступления в помещение, а также эффект испарительного охлаждения. Количество влаги, поступающее в животноводческое помещение, определялось, используя H,d – диаграмму влажного воздуха [1].

Для коровника был выбран аппарат испарительного охлаждения кассетного типа, который монтируется на стенах здания. Приточный воздух проходит в аппарате через смоченные кассеты. Охлаждение воздуха с помощью данного типа аппарата возможно до температуры 10°С.

Увеличение надоев молока за счет снижения температуры воздуха в помещении определяли по рис. 1 [3].

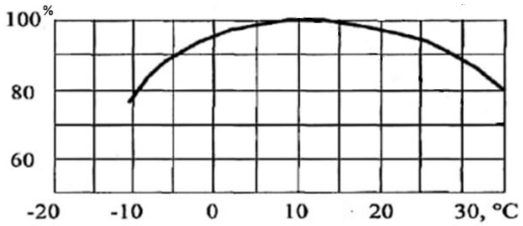


Рис. 1. Зависимость надоев молока от температуры воздуха внутри помещения [3]

Расчет увеличения надоев молока производился по количеству дней, при которых целесообразно использовать испарительное охлаждение, с использованием данных по надоям молока в зависимости от температуры животноводческого помещения [3]. Результаты расчета увеличения надоев молока в зависимости от широты местности приведены в табл.

На основании данных таблицы, построен график, иллюстрирующий зависимость увеличения надоев молока от широты местности (рис. 2).

Таблица 1. Увеличение надоев молока по регионам России

Город	Широта, с.ш.	Увеличение надоев молока, т
Ростов	46,50	58,50
Воронеж	51,6	47,03
Рязань	54,6	32,76
Тверь	56,8	15,60

Как видно из рис.2, чем более северная широта, тем меньше увеличение надоев молока. В более южных широтах климат сухой и жаркий. В этих условиях эффект испарительного охлаждения наиболее существенен, потому что температура наружного воздуха выше и ее понижение дает больший прирост надоев. В более северных регионах климат более холодный и влажный, поэтому там испарительное охлаждение дает меньший эффект в увеличении надоев молока.

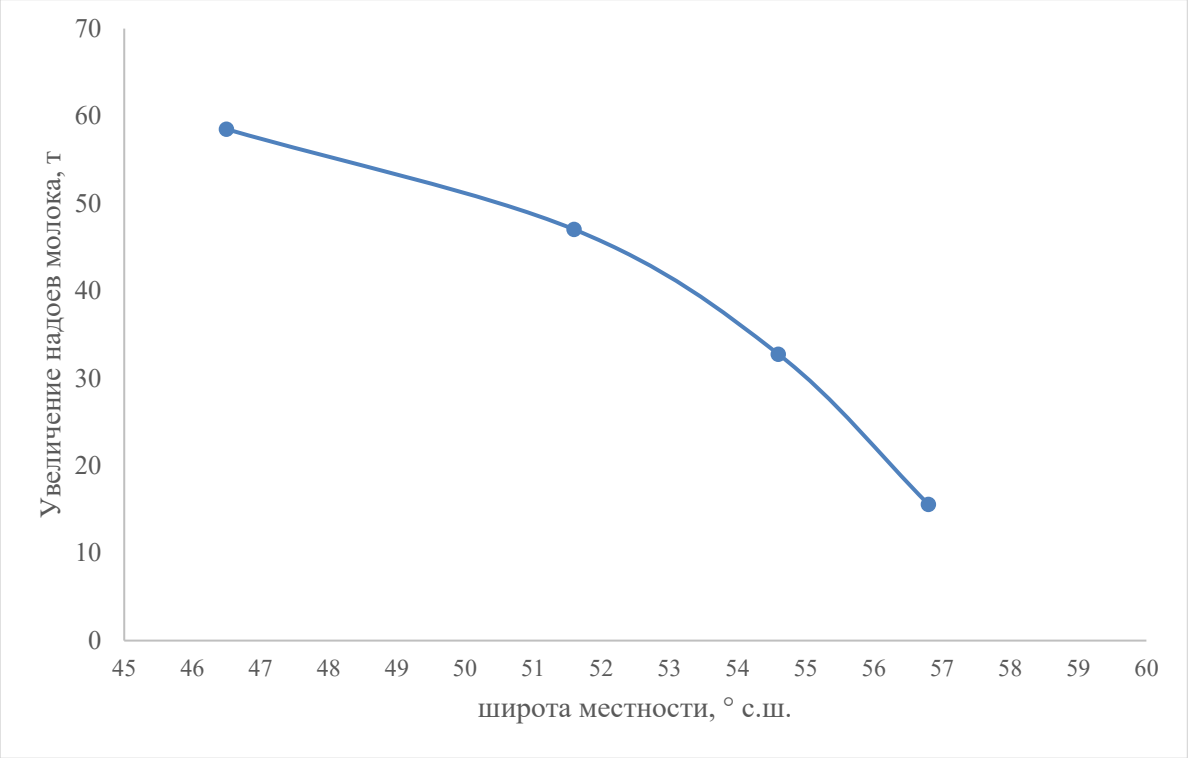


Рис. 2. Зависимость увеличения надоев молока от широты местности

Расчет собственно системы испарительного охлаждения сводится к определению требуемой площади испарения в аппаратах испарительного охлаждения, необходимой для охлаждения помещения. Она рассчитывается по формуле:

$$F_{\text{исп}} = \frac{M}{i},$$

где

i – количество влаги, испаряемой с 1 м^2 площади смоченной поверхности аппарата испарительного охлаждения, кг/(м^2·с),

M – общее количество влаги, проходящей через испарительные аппараты (их в помещении может быть несколько), (кг воды)/с.

Общее количество влаги M, которое необходимо пропустить через испарительные аппараты для охлаждения приточного воздуха

$$M = V \cdot \Delta d,$$

где V – расход воздуха в животноводческом помещении в летний период года, кг/с;

$\Delta d = d_{\text{нас}} - d_{\text{н.в}}$ – разность влагосодержаний воздуха после аппарата (насыщенного водяным паром) и до него (влагосодержание атмосферного воздуха), (кг влаги)/(кг сухого воздуха).

Параметры $d_{\text{нас}}$ и $d_{\text{н.в}}$ определяют с помощью H, d – диаграммы влажного воздуха.

Количество влаги, испаряемой с 1 м^2 площади смоченной поверхности испарительного охладителя можно определить, используя уравнение массоотдачи [4].

$$i = \beta_c (C_{\text{в.п}} - C_c) = \beta_p (p_{\text{м.т}} - p_c),$$

где

β_c – коэффициент массоотдачи, отнесенный к разности концентраций пара в воздухе, м/с;

β_p – коэффициент массоотдачи, отнесенный к разности парциальных давлений пара в воздухе, кг/(м^2·с·Па);

$C_{\text{в.п}}$ – концентрация водяного пара в воздухе у поверхности испарения, кг/м^3;

C_c – концентрация водяного пара в приточном воздухе, кг/м^3;

$p_{\text{м.т}}$ – парциальное давление водяного пара при температуре мокрого термометра, Па;

p_c – парциальное давление пара в приточном воздухе, Па.
Соотношения между коэффициентами β_c и β_p приведены в [5].

Зная площадь испарения в одном испарительном охладителе $F_{исп.1}$, как техническую характеристику промышленно выпускаемого испарительного охладителя, можно определить количество испарительных охладителей n, которое необходимо установить в животноводческом помещении для охлаждения количества воздуха V:

$$n = F_{исп} / F_{исп.1}.$$

Выводы.

1. Широта местности, на которой расположен коровник, существенно влияет на эффект увеличения надоев молока от испарительного охлаждения животноводческого помещения. Для расчетной фермы они изменяются от 15,6 т молока для Тверской области до 58,5 т для Ростовской области.
2. Указанная разница в надоях молока объясняется различными значениями параметров наружного воздуха в летний период в рассматриваемых регионах.
3. Приведенные данные позволяют оценить эффект испарительного охлаждения животноводческих помещений. Приведена методика выбора количества испарительных охладителей для животноводческого помещения.

Список литературы

1. **Рудобашта С.П., Е.Л. Бабичева.** Теплоснабжение животноводческих помещений. М.: 2019. – 166 с.
2. СП 131.13330.2020. Свод правил. Строительная климатология / Госстрой России. –Введен 25.06.2021. Москва: ГУП ЦПП, 2020. – 146 с.
3. **Борулько В.Г.** Методы и технические средства обеспечения параметров микроклимата коровника. – Дисс. док. техн. наук. Москва, 2021. – 340 с.
4. **Акулич П.В., Акулич А.В.** Конвективные сушильные установки. Минск: Вышэйшая школа. 2019. – 376 с.
5. **Ratti C., Mujumdar A. S.** Handbook of Industrial Drying. 3rd edition. A.S. Mujumdar (Ed). Boca Raton, FL.: CRC Press, 2007.

УДК 62

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ПАРОВЫХ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА В 2017-2024 ГГ.

Новиков В.С.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: NovikovVLS@mpei.ru VLSERNOV@ya.ru

Аннотация

В статье рассмотрены и проанализированы несколько ключевых проблем, связанных с авариями в системах теплоснабжения на примере самой крупной агломерации в Российской Федерации - Московского региона.

Актуальность данной работы обусловлена растущим количеством аварий, их негативными последствиями для населения, городской и областной инфраструктуры, снижением надежности и безопасности их эксплуатации.

Проведен анализ ключевых показателей, характеризующих текущее техническое состояние тепловой сети, число аварий за последние 6 лет. Как видно из полученных данных, в Московском регионе отмечается тенденция к критическому росту аварий на тепловых сетях по причине их значительного износа в Московской области и сверхнормативной нагрузки на тепловые сети в г.Москве.

Целью настоящей статьи является обращение внимание сообщества о необходимости проработки иных механизмов выявления наиболее вероятных участков возникновения аварий с целью их предотвращения, повысить надежность и безопасность эксплуатации системы теплоснабжения в условиях ограниченных инвестиционных возможностей.

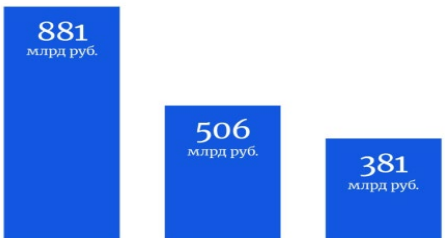
Введение

Московский регион, включающий город Москву и Московскую область, является крупнейшей в Европе. Одновременно с этим, Московская агломерация является одним из крупнейших северных мегаполисов с продолжительностью отопительного периода - 214 суток (58% календарного года) [1]. Централизованная система теплоснабжения Москвы - самая протяженная в мире. Общая протяженность тепловых сетей в Москве в однотрубном исчислении, включая магистральные трубопроводы и подводки к домам, около 20 тыс. км, что составляет 10% всех тепловых сетей Российской Федерации. Система централизованного теплоснабжения охватывает 96% потребителей [2].

Прошедший отопительный сезон 2023-2024 гг. в Московском регионе запомнился жителям столицы и Московской области **многочисленными чрезвычайными ситуациями, авариями и инцидентами**.

Аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения имеют серьезные последствия для населения и городской и областной инфраструктуры. Первым и наиболее очевидным последствием является прерывание коммунальных услуг. Это приводит к нарушению привычного образа жизни, особенно в периоды сильных морозов, когда доступ к теплоснабжению **критически важен**.

Согласно закону о бюджете, с 2025 года, в РФ начнется масштабное сокращение финансирования системы ЖКХ - на 43%, до 506 млрд рублей. В 2026 году затраты сократятся еще на четверть, до 381 млрд рублей - минимума за последние 6 лет [3].



Одним из ключевых факторов возникновения аварий является резкое изменение температурного режима с наступлением сильных морозов, когда значительно повышается нагрузка на систему теплоснабжения.

Основные причины возникновения аварий в системе теплоснабжения:

а) физические - значительный износ трубопроводов

б) эксплуатационные - нерасчетые режимы, ошибки/непроведение технического обслуживания, ошибки проектирования, некомпетентность технических специалистов, эксплуатирующих системы теплоснабжения;

в) совокупность физических и эксплуатационных факторов – например, нерасчетные режимы эксплуатации при значительном физическом износе трубопроводов.

В Российской Федерации статистика, отражающая количество и распределение аварий на системах теплоснабжения ранжируемая по первопричине их возникновения, не ведется, отсутствует.

В условиях существенного сокращения финансирования, растущего физического износа протяженных тепловых сетей и одновременного увеличения плотности населения столичного региона, вероятность возникновения аварий на коммунальных системах существенно возрастает, что делает данную тему особенно важной и актуальной для изучения и анализа.

Статистические данные

За шестилетний период с 2017-2023 гг. в Московской области протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении существенно не изменилась, а в городе Москве выросла в 1,12 раза. Протяженность тепловых сетей в Московском регионе за 6 лет суммарно выросла на 7% [4].

Таблица 1. Протяженность сетей в Московском регионе.

Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении (километр (тысяча метров), значение показателя за год)			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	11 027	11 196	11 351
В г.Москве	8 382	8 717	9 387
Московский регион	19 408	19 913	20 738

При этом, отпуск произведенной (приобретенной) тепловой энергии потребителям через тепловую сеть в Московской области за последние шесть лет вырос в 1,3 раза, а в г.Москве практически не изменился. Отпуск произведенной (приобретенной) тепловой энергии в Московском регионе за 6 лет суммарно увеличился на 9% [5].

Таблица 2. Отпуск произведенной (приобретенной) тепловой энергии.

Отпущено произведенной (приобретенной) тепловой энергии потребителям через тепловую сеть, тысяча гигакалорий			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	24 413	20 147	33 042
г. Москва	77 035	75 404	78 468
Московский регион	101 448	95 551	111 510

Потери тепловой энергии за последнюю шестилетку в Московской области снизились на 10%, а в г.Москве увеличились в 1,3 раза. В Московском регионе за 6 лет потери суммарно выросли на 12%, что превышает прирост отпущенной произведенной тепловой энергии на 3% [6].

Таблица 3. Потери тепловой энергии.

Потери тепловой энергии (значение показателя за год), тысяча гигакалорий			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	6 387	5 584	5 855
г. Москва	6 144	6 016	8 153
Московский регион	12 531	11 600	14 008

На конец 2023 года, протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене в Московском регионе, составила 3,7 тыс. км [7]. Как следует из данных, отражающих протяженность сетей, которые были заменены в период с 2017-2023 гг., установлено, что как в Московской области, так и в городе Москве, **ежегодно наблюдается существенное сокращение количества замененных тепловых и паровых сетей.**

Таблица 4. Протяженность сетей, нуждающихся в замене.

Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене (значение показателя за год), км			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	2 720	3 334	3 581
г. Москва	116	177	98
Московский регион	2 836	3 511	3 679

Количество замененных тепловых сетей в Московском регионе за исследуемый период **сократилось на 23%** [8].

Исходя из представленных данных следует, что протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене в Московской области за шесть лет, увеличилась на 30% (при практически неизменной их протяженности), а в г.Москве, наоборот, снизилась на 15%.

Таблица 5. Количество замененных сетей.

Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении (значение показателя за год), км			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	225	200	176
г. Москва	65	66	49
Московский регион	290	266	224

В исследуемом периоде, количество фактически замененных тепловых сетей, относительно **нуждающихся** в замене, **сократилось на критические 40%** (в 2017г. заменено 10,2% от требуемого кол-ва, в 2019 г. – 7,6%, а в 2023 – только 6,1%). За счет изношенности тепловых сетей в Московской области и возрастающей нагрузки на сети в Москве количество аварий, предположительно, будет только расти.

Как отметил министр энергетики Московской области Евгений Хромушин, существующая программа модернизации теплоснабжающего хозяйства Подмосковья разбита на краткосрочные и долгосрочные мероприятия. Они затронут только 189 км тепловых сетей. Кроме этого, в планах включить в Госпрограмму еще 310 км теплосетей. Долгосрочные мероприятия рассчитаны до 2029 г. и включают 273 км тепловых сетей [9]. Общее количество планируемых к замене до 2029 г. тепловых сетей в Московской области 772 км, в среднем, составит 128 км в год, что представляется крайне недостаточным.

В исследуемом периоде в Московском регионе, произошло **увеличение числа аварий** на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях **на 24%** [10].

При этом число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях в Московской области увеличилось на 10%, **а в г.Москве возросло в катастрофические 2,2 раза.**

Таблица 6. Число аварий.

Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях (единица, значение показателя за год)			
	2017 г.	2019 г.	2023 г.
Московская обл.	375	370	413
г. Москва	54	54	120
Московский регион	429	424	533

Исследуя отношение числа аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях к протяженности тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене, установлено, что в исследуемом периоде 2017-2023 гг., количество аварий на каждый километр, нуждающийся в замене практически неизменно: **7-8 аварий на каждый километр.**

Таблица 7. Сводные данные по Московскому региону.

Сводные данные по Московскому региону	**2017 г.**	**2019 г.**	**2023 г.**	**2029 г. прогноз**
Протяженность тепловых и паровых сетей, км	19408	19913	20738	*22190*
Отпущено тепловой энергии потребителям, тысяча гигакалорий	101448	95551	111510	*121546*
Потери тепловой энергии, тысяча гигакалорий	12531	11600	14008	*15689*
Заменено тепловых и паровых сетей, км	290	266	224	*173*
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, км	2836	3511	3679	*4526*
Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях, ед.	429	424	533	*661*

Анализируя и сопоставляя полученные результаты, можно сделать вывод, что при сохранении текущих темпов по сокращению количества заменяемых тепловых сетей и сохранении среднего количества аварий на каждый километр сетей, нуждающихся в замене, к концу следующего аналогичного периода в 6 лет – к 2029 году, будет заменен только 26-й километр трубопровода, нуждающегося в **замене, протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, практически удвоится, что, вероятно, спровоцирует техногенный коллапс на системах теплоснабжения Московского региона.**

Выводы

Фактическая аварийность на тепловых сетях в Московском регионе растет, что наглядно продемонстрировал зимний период 2023-2024 года. В Московском регионе наблюдается тенденция к критическому росту аварий на тепловых сетях. При текущем снижении уровня инвестиций, аварийность на тепловых сетях будет критически увеличиваться. Основываясь на полученных данных, можно сделать вывод, что протяженность тепловых и паровых сетей, требующих замены, к 2029 г. может удвоиться.

Сложившаяся ситуация вызывает серьезную обеспокоенность, т.к. если темпы замены тепловых сетей останутся на прежнем уровне, то к 2029 году будет заменен лишь 26-й километр трубопровода, нуждающегося в замене. Это может привести к серьезному росту

аварий, что может спровоцировать техногенный коллапс в системах теплоснабжения Московского региона.

С целью минимизации количества возможных аварий и обеспечения качественным теплоснабжением населения, необходимо значительно увеличить объем работ по замене тепловых сетей. Это позволит снизить риск возникновения аварий и обеспечить надежное функционирование систем теплоснабжения в Московском регионе.

Важно отметить, что статистика, отражающая количество и распределение аварий на системах теплоснабжения ранжируемая по первопричине их возникновения, не ведется, отсутствует. Существующие показатели аварийности, которые собираются и обрабатываются Единой межведомственной информационно-статистической системой (ЕМИСС) не позволяют прогнозировать возникновения аварий на конкретных участках.

В существующих условиях ежегодного сокращения инвестиций на модернизацию системы теплоснабжения Московского региона, с целью снижения аварийности на тепловых сетях, предлагается проработать иные механизмы выявления наиболее вероятных участков возникновения аварий:

- разработка и внедрение комплексного показателя безопасности систем теплоснабжения и их трубопроводов, по которому можно с достаточной степенью достоверности установить потребность материально-технических, человеческих и финансовых ресурсов, требуемых для ликвидации последствий аварий;
- внедрение системной инженерии безопасности с целью снижения рисков возникновения аварий на конкретных участках тепловых сетей Московского региона;
- разработка и внедрение цифровой модели систем теплоснабжения, паровых и тепловых сетей Московского региона.

Литература

1. Климатические параметры холодного периода года для основных городов России // Ростепло URL: https://www.rosteplo.ru/w/Климатические_параметры_холодного_периода_года_для_основных_городов_России (дата обращения: 10.09.2024).
2. Москва // Ростепло URL: https://www.rosteplo.ru/w/Москва (дата обращения: 10.09.2024).
3. Бюджетные расходы на ЖКХ в 2024-2026 годах сократятся в 2 раза. Путин сказал, что Минфин здесь ни при чём // Красная линия URL: https://www.rline.tv/news/2024-01-11-byudzhetnye-raskhody-na-zhkkh-v-2024-2026-godakh-sokratyatsya-v-2-raza-putin-skazal-chto-minfin-zdes/ (дата обращения: 10.09.2024).
4. Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/33898 (дата обращения: 10.09.2024).
5. Отпущено произведенной (приобретенной) тепловой энергии потребителям через тепловую сеть // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/41923 (дата обращения: 10.09.2024).
6. Потери тепловой энергии // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/33926 (дата обращения: 10.09.2024).
7. Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, нуждающихся в замене // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/33899 (дата обращения: 10.09.2024).
8. Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/33628 (дата обращения: 10.09.2024).
9. В 17 городских округах Подмосковья приступили к модернизации теплоснабжения // Министерство энергетики Московской области URL:

https://minenergo.mosreg.ru/sobytiya/novosti-ministerstva/20-05-2024-15-22-01-v-17-gorodskikh-okrugakh-podmoskovya-pristupili-k (дата обращения: 10.09.2024).
10. Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях // ЕМИСС Государственная статистика URL: https://www.fedstat.ru/indicator/33628 (дата обращения: 10.09.2024).

ОЦЕНКА ИЗНОСА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В ПРИВОЛЖСКОМ ФЕДЕРАЛЬНОМ ОКРУГЕ ДЛЯ ОТКРЫТОЙ И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Полканов С.В.[*], **Федюхин А.В.**
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: PolkanovSV@mpei.ru

Аннотация.
Приведен перечень требований нормативных документов в части определения доли открытых систем теплоснабжения на ряду с закрытыми. Проведена оценка целесообразности выполнения требований нормативных документов в части перехода от открытых систем на закрытые схемы по регионам Российской Федерации и теплоснабжающих организациям, имеющим на балансе открытые системы теплоснабжения. Выполнен анализ характеристик тепловых сетей городов Приволжского Федерального округа с численностью жителей более 250 тыс. чел. на основании схем теплоснабжения этих городов, находящихся в открытых источниках информации.

Введение.

В Приволжский Федеральный округ (далее ПФО) входят 14 субъектов РФ, где центром является г. Нижний Новгород. ПФО занимает территорию площадью 1 037,0 тыс. кв. км. (6,06% от территории РФ). Население составляет 28 549,5 тыс. чел. (2024) (19,53% от численности населения РФ). В ПФО входит 17 городов с численностью населения более 250 тыс. человек. ПФО занимает одно из ведущих мест среди федеральных округов по тепловой мощности и протяженности тепловых сетей, составляя 18% от общего объема. Он обеспечивает около одной пятой всей тепловой энергии, потребляемой промышленными и коммунальными предприятиями в стране. При этом доля изношенных и требующих замены тепловых сетей в ПФО составляет 18-20% от общероссийских показателей.

Цель работы заключается в анализе нормативных документов для определения доли износа открытых и закрытых систем теплоснабжения, определения регионов Российской Федерации, в которых эксплуатируются открытые системы теплоснабжения.

Таблица 1. Сводная информация по параметрам теплоснабжения Федеральных округов РФ

Федеральный округ	Доля открытой системы теплоснабжения	Общая протяженность тепловых сетей, км	Общая протяженность ветхих и нуждающихся в замене тепловых сетей, км	Доля тепловых етей, которые нуждаются в замене
ЦФО	84,60	41809	19519	46,7
СЗФО	49,17	17882	10797	60,4
ЮФО	33,40	11544	6964	60,3
СКФО	26,99	3226	1904	59,0
ПФО	**59,64**	**30473**	**14045**	**46,1**
УФО	26,40	20930	13097	62,6
СФО	30,90	24735	17169	69,4
ДФО	22,55	17072	6896	40,4

Для рассмотренных городов ПФО с численностью жителей более 250 тыс.чел. доля открытых систем составляет мероприятия по переводу существующих систем «открытого» теплоснабжения потребителей на закрытую (при этом параллельно выполняются мероприятия по переключения систем отопления с зависимой схемы теплоснабжения на независимую) не имеет экономической эффективности ввиду значительных затрат на оснащением тепловых пунктов потребителей необходимым оборудованием, а также с требуемыми мероприятиями по переоснащению части оборудования тепловых источников, мероприятия на тепловых сетях.

Часто при оценке затрат на переключение потребителей с «открытой» системы теплоснабжения на «закрытую» в схемах теплоснабжения не рассматривают затраты, требуемые на мероприятия в системе водоснабжения. В восьми городах из семнадцати ПФО, в которых проживают более 250 тысяч человек, отсутствуют открытые системы теплоснабжения потребителей. К ним относятся: Казань, Уфа, Ижевск, Оренбург, Набережные Челны, Киров, Саранск и Стерлитамак.

В схеме теплоснабжения города Нижний Новгород необходимость перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую продиктована не экономической эффективностью, а необходимостью приведения качества горячей воды, подаваемой потребителям, к требованиям действующих норм.

В 2023 году наблюдается разброс показателей доли ветхих сетей от общей длины тепловых и паровых сетей от минимальных значений в Республике Марий Эл, Республике Мордовия, Чувашской Республике и Саратовской области (около 5%), до максимального значения в Самарской области (более 35%).

Значительный разброс в показателях доли ветхих сетей от общей длины тепловых и паровых сетей в разных регионах ПФО может говорить о различающихся подходах (методиках) к определению ветхих сетей. В таблице 2 представлена общая протяженность тепловых сетей в городах ПФО с численностью жителей более 250 тыс.чел. с учетом нового строительства.

Таблица 2. Общая протяженность тепловых сетей с учетом нового строительства

Города ПФО	Общая протяженность в двухтрубном исчислении, км			Общая протяженность новых и реконструируемых участков тепловой сети, км (в двухтрубном исчислении)				
	тепловые сети (без сетей ГВС)	сети ГВС	Итого	новые	модернизация	реконструкция в связи с исчерп. эксплуатационного ресурса	итого	доля новых и реконст-руиру-емых тепловых сетей, %:
Казань	1015,1	47,7	1062,9	7,0	8,8	104,6	120,4	11,3
Нижний Новгород	1198,1*		1198,1	11,6	9,2	34,3	55,1	4,6
Самара	910,8*		910,8	11,5	104,7	8,8	125,1	13,7
Уфа	1044,1*		1044,1	49,9	3,3	4,6	57,7	5,5
Пермь	1158,7	194,0	1352,7	203,2	2,1	102,3	307,6	22,7
Саратов	1072,0*		1072,0	7,1	199,0*		206,1	19,2
Тольятти	676,9*		676,9	123,4*			123,4	18,2
Ижевск	721,3*		721,3	16,9	2,0	272,7	291,6	40,4
Ульяновск	637,9*		637,9	7,2	31,6		38,8	6,1
Оренбург	727,4*		727,4	10,6	7,1		17,7	2,4
Набережные Челны	365,4*		365,4	129,8*			129,8	35,5
Пенза	433,2	124,8	558,0	11,3	0,7	106,4	118,5	21,2
Киров	346,3*		346,3	0,0	41,0	0,0	41,0	11,8
Чебоксары	372,3*		372,3	4,0	112,7	82,8	199,6	53,6
Саранск	374,5*		374,5	2,5	28,4	0,0	30,9	8,3
Стерлитамак	312,9*		312,9	23,5	3,2	0,0	26,7	8,5
Йошкар-Ола	255,2*		255,2	2,2	0,0	8,5	10,7	4,2

Примечание:

* - в схеме теплоснабжения города присутствует только сводная информация

Выводы

В рассмотренных схемах теплоснабжения городов ПФО с численностью жителей более 250 тыс.чел. представлено описание структуры тепловых сетей от источника тепловой энергии до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.

Тепловые сети без ГВС представляют трубопроводы, относящиеся к магистральным и квартальным участкам, работающим по закрытому типу. Тепловые сети, учитывающие только долю протяжённости ГВС, также являются магистральными и квартальными разветвлениями трубопроводов, но уже осуществляющие передачу теплоносителя по открытому типу водоразбора.

В схемах теплоснабжения городов ПФО общая протяженность по тепловым сетям без ГВС и сетям ГВС раздельно представлена только для Казани, Перми и Пензы. По остальным городам дана только сводная информация. В таблице 2 также имеются данные о протяжённости «новых» участков тепловых сетей, к которым будут подключать «новых» потребителей. Итоговый результат показывает, что доля всех потенциально возможных тепловых сетей, нуждающихся в прокладке для новых потребителей, а также сетей, которые подлежат реконструкции из-за исчерпания эксплуатационного ресурса вместе с модернизацией по увеличению диаметра трубопроводов, в среднем по ПФО составляет 15,9%.

Если сравнивать конечные результаты анализа, то ПФО является вторым округом по наличию открытой системы теплоснабжения, после ЦФО. Это объясняется тем, что в данном округе сосредоточено достаточно много населения, следовательно, объем жилой и промышленной инфраструктуры имеется больших количествах, поэтому плотность тепловых сетей выше на 1 км^2. По объему износа тепловых сетей ПФО находится на 7 месте среди остальных округов.

Список литературы

1. Схема теплоснабжения муниципального образования город Казань по 2040 год / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
2. Схема теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2025 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://admgor.nnov.ru/Gorod/Napravleniya-raboty/Gradostroitelstvo/Utverzhdennaya-shema-teplosnabzheniya-goroda-NNovgoroda/Shema-teplosnabzheniya-Goroda-Nizhnego-Novgoroda-na-period-do-2030-goda-aktualizaciya-na-2025-god;
3. Схема теплоснабжения городского округа Самара на период до 2032 года / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://disk.yandex.ru/d/VsPRsRIGGHPv-w;
4. Схема теплоснабжения муниципального образования городского округа города Уфы на период до 2042 года (актуализация на 2024 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://disk.yandex.ru/d/jFpmaibclzTPrg;
5. Схема теплоснабжения в административных границах города Перми на период до 2043 года / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://www.gorodperm.ru/actions/jkh/Razvitie%20infrastrukturi/teplo/schema43/;
6. Схема теплоснабжения муниципального образования «город Саратов» на период до 2030 года / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://disk.yandex.ru/d/mSCFQFByuLrQtA;
7. Схема теплоснабжения городского округа Тольятти на период до 2038 года (актуализация на 2025год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://tgl.ru/structure/department/shema-teplosnabzheniya-gorodskogo-okruga-tolyatti/;

8. Схема теплоснабжения в административных границах города Ижевска на период до 2035 года (актуализация на 2025 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://www.izh.ru/i/info/14761.html;
9. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «город Ульяновск» до 2029 года (актуализация на 2025 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://www.tplusgroup.ru/org/ulyanovsk/clients/alternativnaja-kotelnaja/uljanovsk/;
10. Актуализированная схема теплоснабжения муниципального образования «город Оренбург» на период до 2033 года (актуализация на 2023 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://orenburg.ru/activity/22759/;
11. Схема теплоснабжения муниципального образования город Набережные Челны по 2043 год / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
12. Схема теплоснабжения в административных границах города Пензы на период до 2035 года (актуализация на 2025 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://disk.yandex.ru/d/wHo5yvjgT27RTw;
13. Актуализация Схемы теплоснабжения муниципального образования «город Киров» на период до 2040 года / Глава 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» URL: ЖКХ. Актуализированная схема теплоснабжения (xn--b1alfrj.xn--p1ai);
14. Схема теплоснабжения муниципального образования «город Чебоксары» до 2035 года (актуализация на 2024 год) / Глава 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» URL: https://gcheb-gkh.cap.ru/action/activity/energetika-i-rso/shemi-teplosnabzheniya-vodosnabzheniya-i-gazosnabz/aktualizaciya-shemi-teplosnabzheniya-municipaljnog/2023/hema-teplosnabzheniya-municipaljnogo-obrazovaniya;
15. Схема теплоснабжения городского округа Саранск на период 2035 г. Актуализированная версия на 2025 г. / Глава 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» URL: https://adm-saransk.ru/about/urban-economy/docs.php;
16. Схема теплоснабжения городского округа город Стерлитамак по Республике Башкортостан на период до 2033 год (актуализация на 2025 год) / Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». URL: https://sterlitamakadm.ru/city/zhkh/;
17. Схема теплоснабжения городского округа «Город Йошкар-Ола» до 2027 года. URL: https://i-ola.ru/city/urban_economy/teploschema/index.php;
18. Навигатор мер поддержки Министерства промышленности и торговли Российской Федерации (Минпромторг России). URL: https://gisp.gov.ru/nmp/
19. Фонд развития территорий. Модернизация коммунальной инфраструктуры. URL: https://фрт.рф/napravleniya/modernizatsiya-infrastruktury/;
20. Постановление Правительства РФ от 26 декабря 2015 г. N 1451 «О предоставлении финансовой поддержки за счет средств государственной корпорации - Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства на модернизацию систем коммунальной инфраструктуры» (с изменениями и дополнениями). URL: https://base.garant.ru/71296250/

УДК 621.186.3

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМ ПАРОСНАБЖЕНИЯ В НЕПРОЕКТНЫХ РЕЖИМАХ

Киселева А.И.[1*], **Фокин А.М.**[2]
[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
[2] Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске, Смоленск, Россия
*e-mail: aleksandrakiselevampei@yandex.ru

Аннотация.
Рассмотрено состояние систем промышленного пароснабжения в России. Выделена и изучена доля отпуска пара на технологию. Изучены причины и последствия возникновения нерасчетных режимов, отличия эксплуатации паропроводов перегретого пара в условиях эксплуатации насыщенного и влажного пара. Определены и обоснованы предпосылки для формирования качественно-количественной оценки эксплуатации систем в непроектных режимах.

Введение.

Основные положения ФЗ-261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» и ФЗ-190 «О теплоснабжении» и «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» направлены на снижение тепловых потерь и теплоносителя, а также на повышение надежности и безопасности эксплуатации теплоэнергетических систем.

Основными причинами высоких показателей тепловых потерь и роста числа аварий в системах транспорта тепловой энергии являются:

1. работа тепловых электрических станции и тепловых сетей в нерасчетных режимах;
2. увеличение протяженности тепловых сетей, требующих замены в связи с превышением срока допустимой эксплуатации.

Однако если за состоянием водяных тепловых сетей, осуществляющим передачу тепловой энергии в системы отопления и горячего водоснабжение и в связи с повышенной значимостью категории потребителей контроль производится ежегодно, то паровые сети зачастую не обслуживаются годами.

Согласно отчету о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения за 2022 г [1] Минэнерго за 2022 год отпуск тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения составил 1 315,7 млн. Гкал, конечное потребление составило 1183,2 млн. Гкал, при этом около 43% тепла в СЦТ используется на нужды промышленности. В соответствии с технологическими процессами на промышленных предприятиях, преобладающим теплоносителем является водяной пар, причем эта величина превышает расходы тепловой энергии на нужды населения (рис.1).

Тепловые потери в системах централизованного теплоснабжения составляют до 10% от отпущенного тепла и в абсолютных величинах имеют тенденцию роста (табл. 1).

Таблица 1. Баланс тепловой энергии в централизованных системах теплоснабжения, млн Гкал

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Отпуск тепла в СЦТ	1309,7	1271,2	1221,4	1341,9	1315,7
Потери тепла при транспорте	102,2	94,5	95,1	133,6	132,5
Конечное потребление	1207,5	1176,7	1126,3	1208,3	1183,2

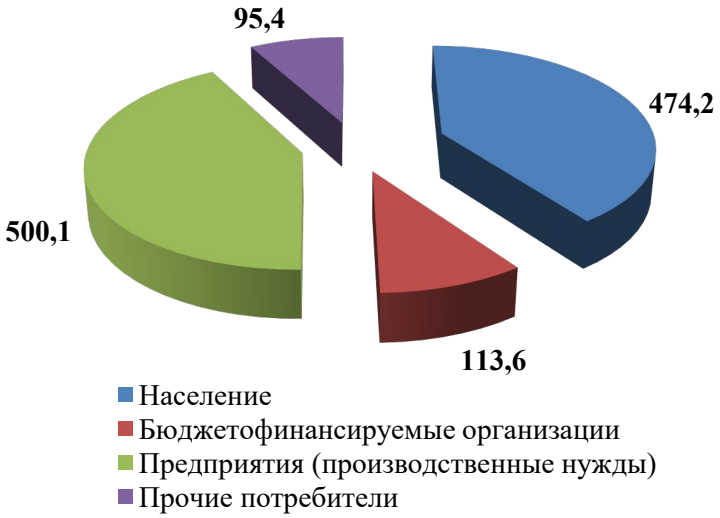


Рис. 1. Конечное потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в 2022 г., млн. Гкал

В большинстве случаев потери в водяных тепловых сетях определяются по нормативным данным, которые незначительно отличаются от фактических значений, однако оценка потерь тепла в паровых сетях является трудоемкой и сложной задачей. Это обусловлено теплофизическими свойствами и спецификой эксплуатации паропроводов централизованных систем теплоснабжения. Стоит отметить, что отчетные данные объединяют в себе потери и в трубопроводах горячей воды, и в технологических паропроводах, что в свою очередь не позволяет выявить существующие проблемы в тепловых сетях разного назначения и оперативно их нейтрализовать, предотвратив аварию.

В связи с высоким потреблением тепловой энергии промышленным сектором, системы пароснабжения и режимы их эксплуатации представляют важную область исследования.

Цель работы – анализ состояния систем и режимов работы технологических паропроводов с целью оценки возможной дальнейшей безопасной эксплуатации таких систем пароснабжения, а также оценка влияния степени ухода от расчетного режима на качество транспорта тепловой энергии и теплоносителя.

Методы и материалы.

Основными источниками открытой информации о системах пароснабжения являются Схемы теплоснабжения городов.

В настоящее время для многих городов доля пара на технологию остается на высоком уровне и может достигать более 10% от общего отпуска тепловой энергии источниками. Причем, для городов с высоким уровнем промышленного производства (Омск, Кемерово, Тольятти) присоединенная нагрузка в виде пара на технологию может располагаться на уровне теплофикационной нагрузки от централизованных источников (рис. 2).

В Схемах теплоснабжения зачастую не предоставляются схемы паровых сетей, что не позволяет оценить безопасность их эксплуатации. В то же время, после вступления в силу положения ФЗ «О Теплоснабжении» о дерегулировании тарифов на такой вид теплоносителя как пар, многие промышленные предприятия перешли на собственные мощности. Потребители, которые не имели возможности перейти на парогенераторы и свои котельные, были вынуждены завершить производство или оставаться на балансе существующих централизованных паропроводов с завышенным тарифом.

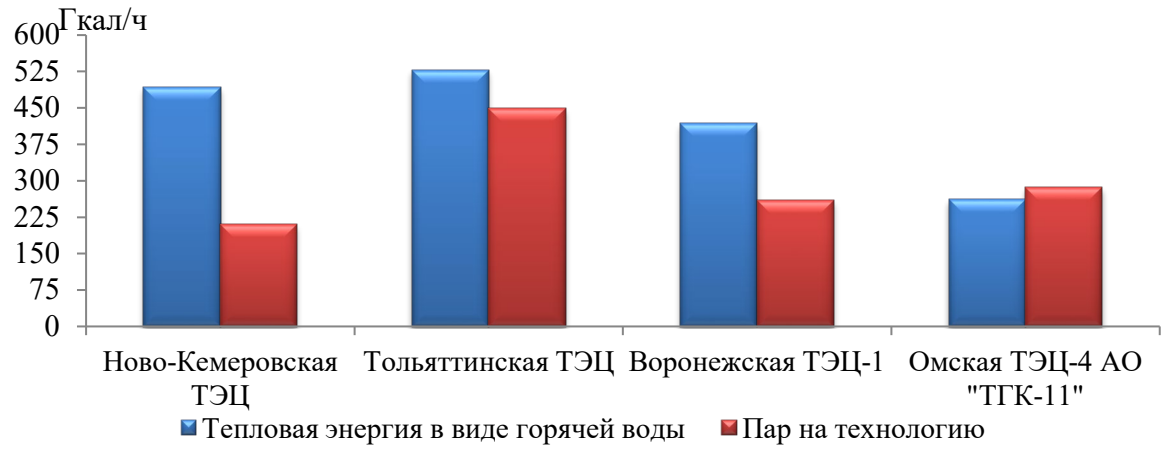


Рис. 2. Отпуск тепловой энергии в виде горячей воды и пара на технологию от ТЭЦ

Снижение технологических нагрузок, частичная ликвидация промышленного производства вследствие увеличения импорта, переход к децентрализованным источникам – все это на протяжении десятилетий привело к эксплуатации большинства паровых сетей в нестационарных режимах. Под нестационарным (нерасчетным) понимают такой режим работы оборудования и тепловых сетей, характеризующийся изменениями нагрузки, а также отклонениями параметров пара в результате внутренних или внешних возмущений.

Результаты.

Уход в нестационарные режимы систем пароснабжения прослеживается по данным из Схем теплоснабжения городов (табл. 2).

Таблица 2. Существующие суммарные тепловые нагрузки и потери в тепловых сетях

Источник	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Договорная нагрузка, Гкал/ч	Потери в тепловых сетях, Гкал/ч
Кемеровская ГРЭС			
горячая вода	950,97	1047,02	104,61
пар	5,8	11	0,64
Кемеровская ТЭЦ			
горячая вода	327,42	310,03	36,02
пар	4,42	4,3	0,49
Ново-Кемеровская ТЭЦ			
горячая вода	492,53	570,77	54,18
пар	210,49	437,14	23,15
Красноярская ТЭЦ-1			
горячая вода	808	н/д	н/д
пар	63,7	н/д	н/д
Красноярская ТЭЦ-2			
горячая вода	973,6	н/д	н/д
пар	19,6	н/д	н/д
Красноярская ТЭЦ-3			
горячая вода	630,3	н/д	н/д
пар	17	н/д	н/д
Тольяттинская ТЭЦ			
горячая вода	527,81	810,93	69,66
пар	449,02	1096,15	0,71
ТЭЦ ВАЗа (ПАО Т Плюс)			
горячая вода	2048,12	3370,32	65,27
пар	4,03	12,61	1,47
Воронежская ТЭЦ-1			
горячая вода	418,293	819,3	32,578
пар	260	570	1,22
Воронежская ТЭЦ-2			

горячая вода	490,84	728	26,695
пар	8	57	0,33
Набережночелнинская ТЭЦ			
горячая вода	1834,13	2705,2	414,14
пар	23,08	20,505	2,01
Самарская ТЭЦ			
горячая вода	1028,5	1273	180,1
пар	3,2	15,1	0
Новосибирская ТЭЦ-2			
горячая вода	770,37	1029,15	76,75
пар	0,84	3,2	0
Новосибирская ТЭЦ-4			
горячая вода	895,48	1240,15	123,36
пар	5,9	9,3	0
Омская ТЭЦ-3 АО «ТГК-11»			
горячая вода	945,55	н/д	91,87
пар	173,6	н/д	н/д
Омская ТЭЦ-4 АО «ТГК-11»			
горячая вода	261,47	н/д	11,57
пар	286,3	н/д	н/д
Омская ТЭЦ-5 АО «ТГК-11»			
горячая вода	1411,03	н/д	170,31
пар	5,98	н/д	н/д
Омская ТЭЦ-2 АО «ОмскРТС»			
горячая вода	322,54	н/д	35,28
пар	1,9	н/д	н/д

Теплогидравлические расчеты и опыт эксплуатации систем пароснабжения в нестационарных режимах подтверждают реальную возможность возникновения опасных режимов работы паропроводов, спроектированных для транспортировки перегретого пара в малорасходных режимах с конденсацией [2].

При этом важно не только обнаружить непроектный режим, но и оценить глубину ухода от нерасчетных параметров в связи со следующими конструктивными особенностями:

1. При эксплуатации паропровода в расчетном режиме система дренирования отключается, поскольку предполагается, что конденсат при рабочих параметрах и расходах пара не образуется. Зачастую паропроводы перегретого пара проектировались без конденсатоотводчиков, что приводит к скоплению конденсата [3].

2. При проектировании паропроводов перегретого пара направление уклонов по отношению к направлению движения пара не имеет принципиального значения, при транспорте влажного и насыщенного пара - направление уклонов горизонтальных участков должно совпадать с направлением движения пара. Это способствует застаиванию конденсата и возникновению гидравлических ударов.

3. Расчет опор для паропроводов перегретого пара не подразумевает частичное или полное заполнение объема конденсатом. Эксплуатация в нерасчетном режиме может привести к слёту паропровода с опоры при воздушной прокладке.

Обсуждение результатов.

Изучение и анализ схем теплоснабжения городов России, докладов о сфере теплоснабжения, а также открытой информации теплоснабжающих компаний, позволяет выявить проблемы при формировании отчетов о состоянии теплоэнергетики:

1. В схемах теплоснабжения системам пароснабжения не уделяется должного внимания, как по источникам тепловой энергии, так и по тепловым сетям.

2. Потери в тепловых сетях рассчитываются по нормам плотности теплового потока, при этом не учитываются такие важные параметры как: фактический расход теплоносителя, состояние тепловой изоляции, срок эксплуатации тепловых сетей и т.д.

3. Отсутствие данных (н/д) или значение в графе тепловых потерь «0» говорит о халатности исполняющих органов при утверждении схем теплоснабжения.

4. В связи с недостатком предоставленных данных по схемам паропроводов можно сделать вывод, что, например, для паровых сетей с одинаковым паропотреблением завышенной величине тепловых потери способствует именно глубокий уход в нестационарные режимы (потери в паровых сетях Тольяттинской ТЭЦ ВАЗа достигают величины 36,5% от отпущенной теплоты, а при такой же нагрузке в Кемерово потери не превышают 10%).

5. Неравномерная распределенность нагрузки по городам показывает, что каждая система имеет свои особенности эксплуатации и требует индивидуальный подход к определению уровня качества.

Выводы.

1. Несмотря на высокую долю отпуска пара на производство, в аналитических докладах и Схемах теплоснабжения городов системам пароснабжения не уделяется должного внимания. Термин «качество теплоснабжения», входящий в перечень показателей подлежащих раскрытию в Схемах теплоснабжения, не имеет четкого определения и носит формальный характер.

2. Доля непроектных режимов в промышленном пароснабжении увеличивается с каждым годом, а теплосетевые компании продолжают транспортировать насыщенный и влажный пар через паропроводы перегретого пара.

Для заключения о возможности дальнейшей эксплуатации систем пароснабжения при работе на нерасчетных параметрах необходимо разработать показатель качества работы такой сети, позволяющий оценить теплоноситель и трубопровод как единую систему. Эксплуатация паровых сетей в непроектных режимах должна быть обоснована не технико-экономическими расчетами, а условием безопасной и надежной работы таких систем. Текущее состояние в сфере промышленного пароснабжения и недостатки существующих количественных оценок эксплуатации формируют предпосылки для применения квалиметрического подхода в энергетических системах.

Список литературы

1. **Информационно-аналитический доклад** "О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2021 году" // Министерство энергетики Российской Федерации ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России. 2022. 111 с.

2. **Попов, А.Б.** О надежности и безопасности промышленных паропроводов, спроектированных для транспортировки перегретого пара, но эксплуатирующихся в условиях транспортировки влажного пара // Новости теплоснабжения. 2010. №07(119). С. 28-33.

3. **Киселева, А.И., Фокин А.М**. Комплексный подход к оценке влияния непроектных режимов на работу систем пароснабжения // Надежность и безопасность энергетики. 2019. №12(1). С. 10-17.

УДК 621.176.5

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ВОДОСТРУЙНОЙ ЭЖЕКТОРНОЙ УСТАНОВКИ В ВАКУУМНУЮ СИСТЕМУ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ К-300-240 ЛМЗ

Такташев Р.Н., **Хрушков И.И.**
АО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт», Москва, Россия
e-mail: rntaktashev@vti.ru

Аннотация.
Приведены результаты разработки, производства, внедрения и опытно-промышленных испытаний новой конструкции эжекторной установки, смонтированной в составе вакуумной системы энергоблока К-300-240 ЛМЗ. Разработаны программа обследования вакуумной системы энергоблока К-300-240 ЛМЗ, методика конструктивного расчёта эжектора при одно-, двух-, трёх, четырёх- и пятистволовой компоновке. Разработаны и испытаны сопловые решетки различных типов.

Введение.

В структуре установленной электрической мощности ЕЭС РФ наибольшую долю занимают тепловые электростанции, для которых суммарная установленная мощность паросиловых турбоагрегатов в 2023 г. составила 121,988 ГВт. Ежегодно Российское энергетическое агентство Минэнерго РФ обнародует отчёт «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций». В отчётах приводятся данные о составляющих как пережогов, так и экономии условного топлива при работе ТЭС. Так, в отчёте 2023 г. [1] указывается, что основной причиной перерасхода топлива явилось превышение фактического давления пара в конденсаторах турбин над номинальным значением. Доля показателя перерасхода топлива из-за отклонения от номинала давления пара в конденсаторе в 2023 году составила 31 % от суммарного перерасхода топлива по всем анализируемым показателям резервов, что на 3 п.п. выше, чем в 2022 г.

Основными причинами работы конденсаторов паровых турбин с пониженной тепловой экономичностью являются:

- повышенная температура воды, подаваемой в конденсаторы, что для оборотных систем технического водоснабжения может быть связано с неудовлетворительной работой градирен;
- загрязнения теплообменной поверхности трубок конденсаторов;
- повышенные присосы воздуха в вакуумную систему;
- работа циркуляционных насосов в нерасчётных режимах.

Работа энергоблоков с повышенными (в 2-3 раза больше нормативных) присосами воздуха в вакуумные системы не является чем-то экстраординарным. Поэтому повышение эффективности работы существующих водоструйных эжекторов и создание новых, с большей производительностью, является актуальной задачей, т.к. от эффективности их работы существенно зависит экономичность работы основного оборудования.

Цель работы — проведение обследования вакуумных систем энергоблоков; расчёт, разработка конструкторской документации, производство, монтаж и опытно-промышленная эксплуатация нового эжектора, имеющего бóльшую производительность по эжектируемой среде.

Методы и материалы.

Опыт обследования вакуумных систем электростанций, проведённых АО «ВТИ», доказывает, что величины фактических присосов воздуха в вакуумные системы превышают нормативы, установленные старыми ПТЭ (приказ Минэнерго от 19.06.2003 года № 229 с изменениями от 13.02.2019).

Турбины могут работать продолжительное время с присосами до 90 кг/ч для энергоблоков К-300, до 150 кг/ч для энергоблоков К-800. АО «ВТИ» по договору с ООО «БГК» совместно с ФГАОУ ВО «ЮУрГУ (НИУ)» разработало инновационную высокоэффективную водо-воздушную эжекторную установку (ВЭВВЭУ).

Расчётная схема представлена на рис. 1.

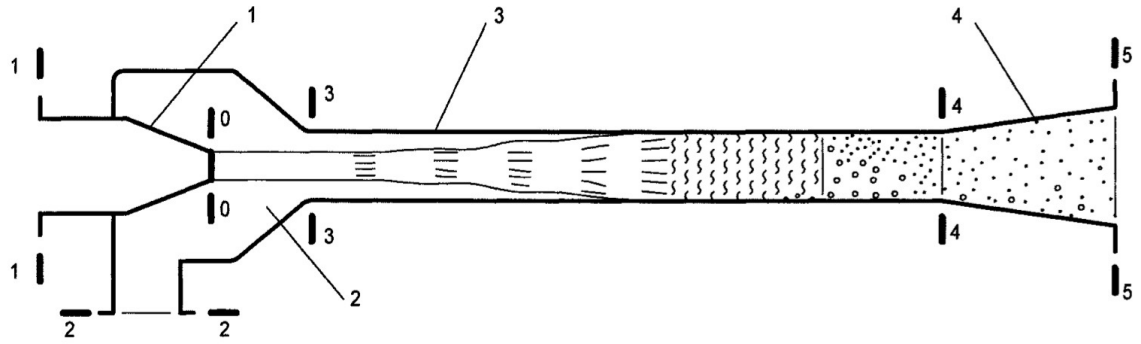


Рис. 1. Схема жидкостно-газового струйного насоса с одноструйным соплом

Основные конструктивные элементы: *1* — сопло; *2* — приёмная камера; *3* — камера смешения; *4* — диффузор. Основные сечения: *0-0* — вход силовой воды в приёмную камеру; *1-1* — подвод активной жидкости; *2-2* — подвод пассивного потока газа; *3-3* — входное сечение камеры смешения; *4-4* — входное сечение диффузора; *5-5* — выходное сечение аппарата

В результате проведения расчётов получены следующие характеристики эжектора [2]:

- $\varepsilon_{52} = \frac{p_5}{p_2} = 23{,}7$ — степень сжатия эжектора;
- $\varepsilon_{12} = \frac{p_1}{p_2} = 65{,}7$ — степень расширения эжектора;
- $\varphi = 0{,}95$ — коэффициент скорости;
- $\Gamma = \frac{\rho_ж \cdot V_{ж0}^2}{p_{г2}} = 168$ — относительное динамическое давление струи;
- $\alpha = \frac{Q_{г2}}{Q_ж} = 4{,}5$ — объёмный коэффициент эжекции;
- $\Omega_{50} = \frac{F_5}{F_2} = 0{,}18$ — оптимальная относительная площадь сопла.

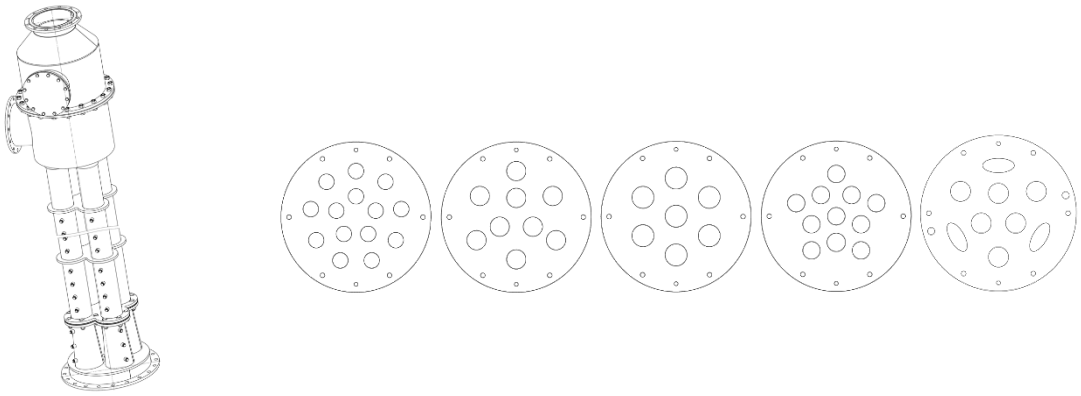
При выводе выражений математической модели принимались следующие предположения [2]:

1) статическое давление, скорость и площадь нормальных сечений струи жидкости изменяются незначительно на участке меду срезом сопла и входом в смесительную камеру;
2) разгон газа и жидкости в соплах осуществляется плавно;
3) потоки жидкости и газа полностью перемешиваются в пределах камеры смешения;
4) течение смеси в диффузоре безотрывное.

Результаты.

Принята четырёхствольная компоновка ВЭВВЭУ (рис. 2а). Получившийся опытный образец имеет меньшие габариты в сравнении со штатными эжекторами энергоблока. К особенностям конструкции можно отнести наличие устройства формирования скачка перемешивания сред в смешивающей камере, сопловые решетки, позволяющие разбить общий поток жидкости каждого ствола на несколько струй меньшего диаметра. Для обеспечения возможности обнаружения неисправностей в работе сопел без останова ВЭВВЭУ были предусмотрены датчики контроля температуры металла стенок каждого ствола эжектора, а для контроля расхода силовой воды — стационарный ультразвуковой расходомер.

По результатам расчётов были также определены четыре типа сопловых решёток из стали 12Х18Н10Т (рис. 2б), эффективность которых впоследствии была проверена во время приёмо-сдаточных испытаний ВЭВВЭУ.



а) б)

Рис. 2. Внешний вид ВЭВВЭУ
а) четырёхствольная компоновка ВЭВВЭУ; б) типы сопловых решёток ВЭВВЭУ

Результаты проведённых опытно-промышленных испытаний приведены на рис. 3.

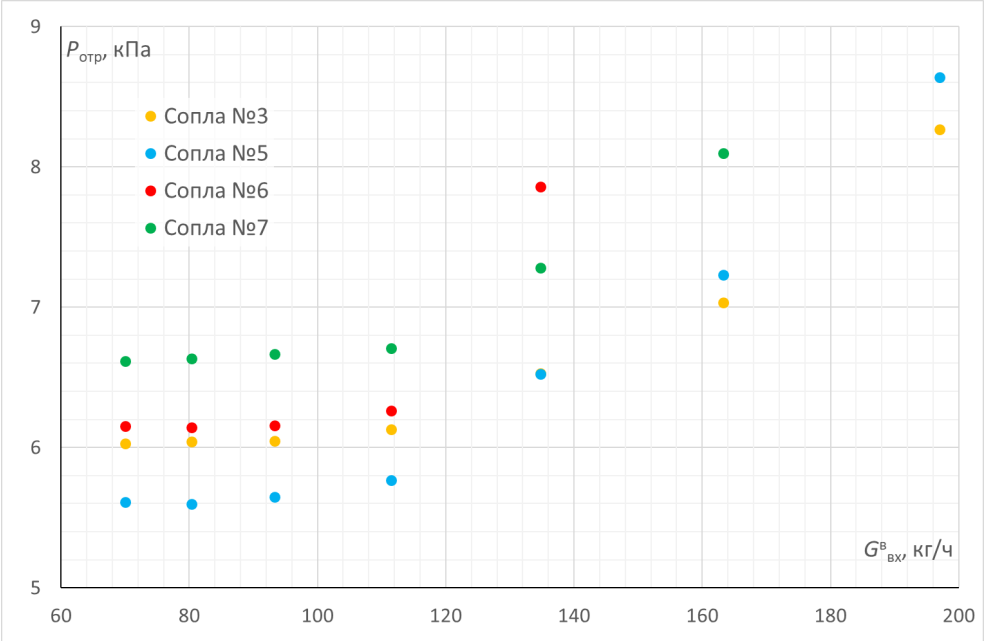


Рис. 3. Давление отработавшего пара в конденсаторе при работе эжектора с сопловыми решётками №№ 3, 5, 6 и 7

Обсуждение результатов.

Наибольшую эффективность эжекторная установка продемонстрировала при работе с комплектом сопловых решёток с овальными отверстиями. При этом эффективность оказалась выше, чем у основных эжекторов, а вибрация и шум — заметно ниже. Из рис. 3 видно, что эжекторная установка работает в предельном режиме вплоть до величин присосов воздуха около 95-100 кг/ч вне зависимости от использованных типов сопловых решёток. При этом для энергоблоков К-300-240 величина нормативных присосов составляет 27,5 кг/ч. Таким образом, предельный режим работы обеспечивается при присосах в 3 раза выше нормативных.

Стоит отметить, что ВЭВВЭУ рекомендован к внедрению на турбинах К-300-240, а также может быть масштабирован для использования с другими турбинами путём изменения конструкции сопловых решёток и количества стволов эжектора.

Выводы.

1. Проведён анализ режимов работы вакуумных систем и эжекторов всех энергоблоков Кармановской ГРЭС. Определены режимные параметры вновь разрабатываемой эжекторной установки.
2. Выполнены конструктивные расчёты для различных компоновок вновь разрабатываемой эжекторной установки.
3. Разработаны и испытаны в натурных условиях различные типы сопловых решёток.
4. Сконструирована, изготовлена и смонтирована новая эжекторная установка.
5. Проведены опытно-промышленные испытания новой конструкции водоструйного эжектора с повышенной производительностью по удаляемому воздуху.

Работа выполнена при финансовой поддержке ООО «Башкирская генерирующая компания», договор № 9.71/6565/158/733/02186/0.

Список литературы

1. Ежегодный аналитический отчёт «Оценка тепловой экономичности функционирования тепловых электрических станций» [Электронный ресурс] // Российское энергетическое агентство Минэнерго РФ. URL: https://rosenergo.gov.ru/reports/2023 (дата обращения: 27.10.2024).
2. Разработка и внедрение инновационной высокоэффективной водовоздушной эжекторной установки для вакуумной системы энергоблока Кармановской ГРЭС филиала ООО «БГК» / Отчёт о научно-исследовательской работе по договору № 9.71/6565/158/733/02186/0. – М.: ВТИ, 2022. – 67 с.: ил.

УДК 532.2

ПРИОРИТЕТЫ ЭНЕРГОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Чехранова О.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: ChekhranovaOA@mpei.ru

Аннотация.
В статье рассматриваются проблемы повышения энергоэффективности промышленных агломераций и снижения выбросов парниковых газов в контексте реализации стратегии устойчивого развития. Проведен анализ топливно-энергетического баланса России, динамики внутреннего потребления и экспорта энергетических ресурсов. Выделены ключевые направления для повышения энергоэффективности, включая использование вторичных энергетических ресурсов (ВЭР), возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и модернизацию инфраструктуры. Результаты работы могут быть полезны для разработки экологической политики и стратегии устойчивого развития промышленных регионов.

Введение.

Современные промышленные агломерации сталкиваются с необходимостью повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду. В ответ на вызовы, связанные с изменением климата и исчерпаемостью природных ресурсов, разрабатываются стратегии на государственном и корпоративном уровнях, направленные на достижение углеродной нейтральности и устойчивого развития. В конце 2021 года в России была утверждена стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, целью которой является достижение углеродной нейтральности к 2060 году при сохранении стабильного экономического роста.[3]

Одним из ключевых факторов, способствующих снижению выбросов, является повышение энергоэффективности источников энергии, что требует модернизации промышленных объектов и энергоисточников в городах. Кроме того, для эффективной реализации данной стратегии необходимо учитывать взаимное влияние городских и промышленных систем, где устойчивое взаимодействие предприятий и городов становится важным элементом экологической политики. В частности, важным направлением является переработка вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) и утилизация тепла для нужд городского теплоснабжения, а также выявление новых источников энергии, что позволяет одновременно сокращать выбросы, снижать энергопотребление и надежно обеспечивать потребителей

Цель работы –

Цель данной работы — исследование и анализ текущего состояния топливно-энергетического баланса России, выявление резервов повышения энергоэффективности промышленных предприятий и городских агломераций, а также разработка рекомендаций по интеграции вторичных энергетических ресурсов.

Методы и материалы.

Для анализа энергоэффективности используются различные методики, в том числе анализ топливно-энергетического баланса. Топливно-энергетический баланс является важным инструментом анализа эффективности функционирования, как энергетического сектора, так и всей экономики страны в целом.

На основе изучения сводного топливно-энергетического баланса страны может быть выполнен анализ структуры ее энергетического хозяйства, его технологической базы, а также направлений и масштабов потребления энергии, изменений в отраслевой, технологической и региональной структуре экономики.

В последние 15-20 лет произошли значительные изменения в объеме и структуре топливно-энергетического баланса РФ: заметный рост добываемых ТЭР, их экспорта и внутреннего потребления. Внутреннее потребление энергоресурсов за это время выросло практически на 30% - с 950 млн тут до 1,25 млрд тут (соответственно, удельное потребление ТЭР выросло с 6,5 до 8,6 тут/чел в год). Доминирующую роль в потреблении топлива по прежнему играет природный газ.[1]

Газовое топливо примерно на 50% потребляется мощным энергетическим комплексом (ГРЭС, ТЭЦ, котельные), около 30% забирает вся промышленность, остаток практически поровну расходуется населением и на собственные нужды транспорта газа. Нефть на 95% направляется на переработку. Около трети угля расходуется на нужды промышленности и еще треть в виде кокса, оставшаяся треть – энергетикам на ТЭЦ и котельные.

Также был проведен анализ и составлены график удельного потребления топлива города и общий объем их выбросов. Стоит подчеркнуть, что составление общего ТЭБ для отдельных городов является довольно сложной задачей в связи с ограниченностью открытых данных, за частую и ТЭБы регионов не публикуются и составляется без общей методики. В результате для такой оценки были выбранные города с населением более 1 млн человек (12 и 40), города входящие в программу «Чистый воздух»[2] и города с промышленными предприятиями (Рис 1).

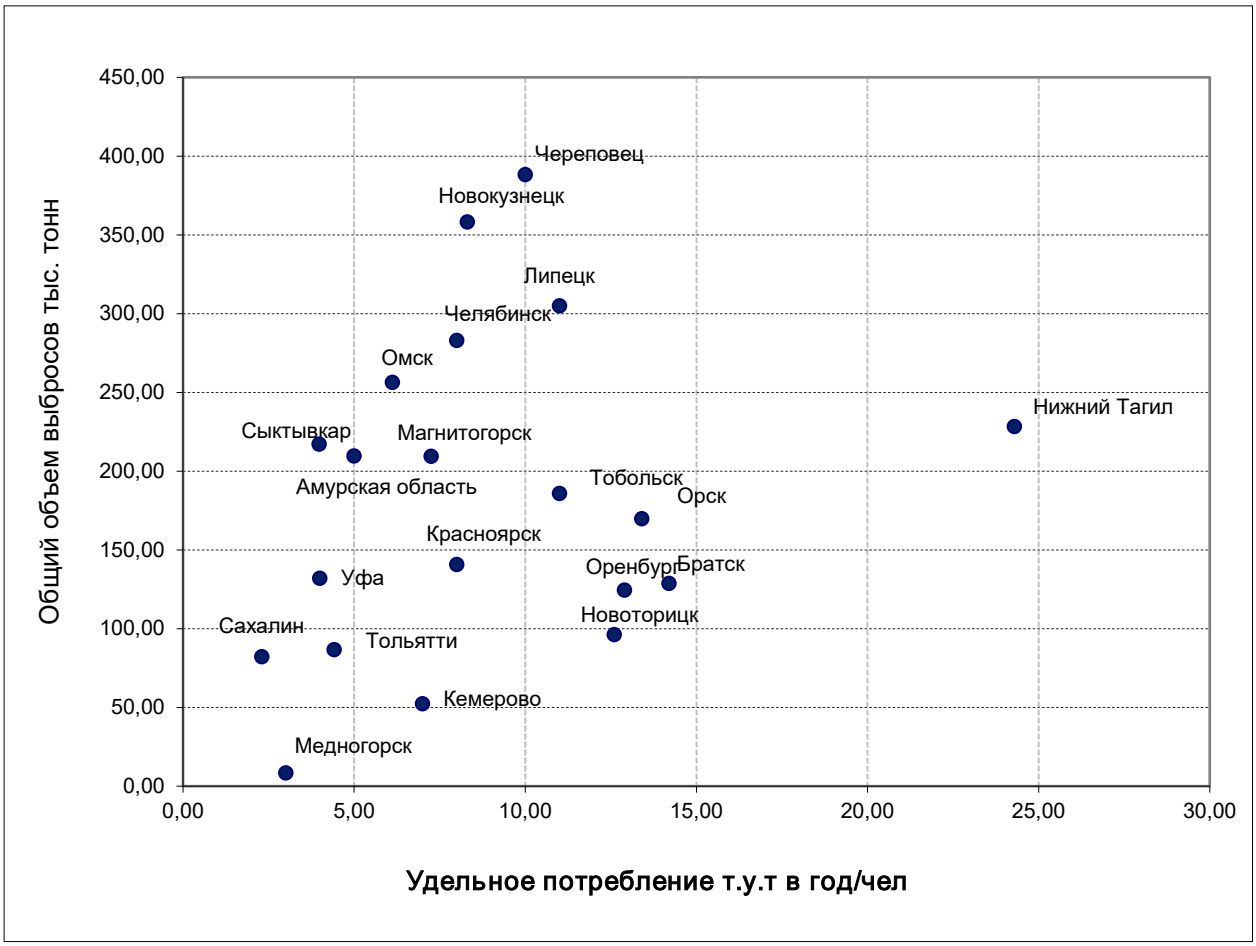


Рис. 1. График удельного потребление и общего объема выбросов отдельных городов.

Результаты.

На основе проведенного анализа были выявлены основные резервы для повышения энергоэффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду. К ним относятся: вторичные энергетические ресурсы, НВИЭ, новые источники энергии, циклическое ресурсо-использование, резервы масштаба и топологии

Наилучшие доступные технологии представляют один из ключевых инструментов по реализации резервов предприятия. Однако, стоит подчеркнуть, почеркнуть, что не все справочники проработаны одинаково глубоко, около 24 справочник содержат меньше 4 НДТ[3]. Вторичные энергетические ресурсы используют крупнейшие промышленные предприятия не только для собственных нужд, но и для обеспечения потребностей прилегающих территорий, в таблице 2 приведены примеры предприятий использующих ВЭР.

Таблица 2. Использование ВЭР на промышленных предприятиях

Предприятие	**Использование ВЭР**	**Эффект**
НЛМК. Новолипецкий металлургический комбинат	Утилизация доменного газа доменной печи «Россиянка» НЛМК в УТЭЦ для его сжигания в котлах-утилизаторах и выработки электроэнергии суммарной мощностью до 50 МВт	Собственные нужды
Северсталь. Череповецкий металлургический комбинат	Утилизация доменного и коксового газа, ТЭЦ ЧерМК ОАО «Северсталь»	Собственных нужд на генерацию и передача городу
Магнитогорск	на ПВЭС, на ЦЭС, мини-ТЭЦ на коксохимическом производстве	Собственных нужд на генерацию и передача городу
Новокузнецкий металлургический комбинат	ЗапсибТЭЦ	Собственные нужды и нужды города
Нижний Тагил ЕВРАЗ НТМК	ТЭЦ НТМК	ТЭЦ обеспечивает отоплением и горячим водоснабжением
Сыктывкарский ЛПК	ТЭЦ, в корьевых котлах которой сжигается 100% кородревесных остатков	ТЭЦ предприятия обеспечивает около 20% потребности региона в электроэнергии и является единственным источником тепла и горячей воды для Эжвинского района г. Сыктывкара.
Светогорский ЦБК	две ТНУ, мощностью 10 МВт каждая	Вода нагревается до 50-70 С и используется в системах теплоснабжения для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий

Использование ВИЭ и новых источников энергии позволяет городу обеспечить потребности в энергии со снижением негативного эффекта для окружающей среды в период эксплуатации. Проект «Солнечный город»- это продолжение начавшегося в 2011 году первого этапа работ по строительству современной котельной 30 МВт в г. Нариманов с энергосберегающим оборудованием.

Перевод котельной на биогаз. Предполагалось, реконструкция системы теплоснабжения города – строительство источника горячего водоснабжения с использованием солнечной

энергии (солнечных коллекторов) и 2-х аккумуляторных баков общим объемом 500 м3. Система солнечного ГВС состоит из 2-х циркуляционных контуров[4].

Ярким примером синергетического эффекта с городом является модернизация Московского нефтеперерабатывающего завода. Снизилось общее потребление ресурсов тепловой энергетики из внешних сетей, увеличилось количество перерабатываемой нефти увеличилось, при этом глубина переработки нефти возросла до 85%. В результате модернизация завода не только произвело точечный эффект, но результат отразился и на всю экологическую систему города. Снижение выбросов загрязняющих веществ от автомобилей на 35% в связи с переходом на экологические стандарты «Евро-4» и «Евро-5».По данным Мосэкомониторинга, за последние несколько лет количество выбросов снизилось на 140 тыс. т[5].

Выводы.

В работе представлено распределение городов в координатах: «удельное потребление топлива на человека в год– общий объем выбросов». В результате работы были проанализированы существующие практики взаимодействия предприятий и города

Значительный потенциал ВЭР в разных энергоемких отраслях промышленности (в первую очередь в металлургии, нефтепереработке, ЛПК) используется в настоящее время далеко не в полной мере. Ряд российских городов активно используют тепло ВЭР для теплоснабжения (Новокузнецк, Череповец, Нижний Тагил, Магнитогорск) при разной доле в тепловом балансе города от 25% до 45%

Были рассмотрены возможные варианты повышение энергетической эффективности города за счет теплоснабжения от новых источников. В ходе работы выявлены новые предпосылки формирования единой методологии выявления разнообразных резервов повышения энергетической эффективности теплотехнологических и теплоэнергетических систем

Список литературы

1. **Гашо Е.Г, Чехранова О.А** Оценка динамики и изменения пропорций топливно-энергетического баланса РФ.//Промышленная энергетика. 2023.№4.
2. **Программа «Чистый воздух»** — данные о городах с повышенным уровнем выбросов. Доступно на: https://www.mnr.gov.ru/activities/ozon_i_zashchita_atmosfery/
3. **Справочники** по наилучшим доступным технологиям (НДТ) для промышленных предприятий России. Доступно на https://www.mnr.gov.ru/docs/otchety_o_nacionalnom_dostupe_k_spravochikam/
4. **Проект «Солнечный город»** в г. Нариманов. Доступно на: https://energo.gov.ru/
5. **Мосэкомониторинг**. Данные об изменении объемов выбросов в результате модернизации предприятий. Доступно на: https://mosecom.ru/

ПРОБЛЕМЫ СТАТИСТИЧЕСКОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТРАСЛИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А. С. Терентьева[1], В. В. Семикашев[2]

ИНП РАН, Москва
[1]as.terentyeva@yandex.ru, [2]vv_semikashev@mail.ru

Постановка задачи

Отрасль централизованного теплоснабжения обеспечивает 80% отпуска тепла в стране. Ключевой задачей для обеспечения надежности и эффективности функционирования отрасли, оценки состояния является качественное ее представление.

Существуют проблемы в данных, характеризующих состояние отрасли теплоснабжение: статистические формы Росстата, характеризующие состояние теплоснабжения противоречивы и в них достаточно часто происходят преобразования. Также есть проблемы с данными в схемах теплоснабжения (СТ), которые противоречивы как внутри самих схемах, так и при сопоставлении (при возможности) со статформами Росстата. Все эти проблемы усложняют задачу представления отрасли теплоснабжения как объекта исследования, а определения вариантов ее развития и разработки мер экономической политики в ней.

Описание представления статистических данных в разных формах

Данные о совокупном производстве тепла приводятся Росстатом в форме 1-Натура-БМ – «Сведения о производстве, отгрузке продукции и балансе производственных мощностей» и отражаются в энергобалансе Российского статистического ежегодника (РСЕ), а также в форме 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» и в системе Минэнерго России ГИС ТЭК. Все эти значения различаются, так, например, разница отпуска тепла по РСЭ и форме 4-ТЭР составляет 9% (рис. 1).

Данные производства тепла отдельно источниками тепла: электростанциями, отопительными котельными и электробойлерными установками, разделены по формам Росстата. Данные о производстве тепла котельными представлены в форме 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией», электростанциями – в форме 6-ТП «Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями)», электробойлерными установками – в форме Росстата 4-ТЭР/11-ТЭР[6].

Детальная структура отпуска тепла на электростанциях представлена в форме 6-ТП, однако данная форма не выпускается с 2019 г. Сейчас статистика электростанций регулируется ГИС ТЭК, эти данные публично не раскрываются (закрытые данные публикуются в форме 4.1). Часть статистики электростанций публикуется в ЕМИСС.

Данные производства тепла котельными из формы 1-ТЕП частично задваиваются, что можно увидеть по данным в региональном разрезе. Это задвоение влияет на совокупные показатели производства тепла, и, скорее всего, показатели завышены.

Совокупный отпуск тепла и сумма отпуска тепла различными источниками в среднем различается на 7% за 20 лет. Сюда, скорее всего, входят часть производственных котельных, а также часть отопительных котельных, мощностью менее 20 Гкал/ч, которые учитываются в формах 6-ТП и 1-ТЕП как мелкие и не относятся к СЦТ, но включены в оценки полного производства тепловой энергии в СЦТ Росстатом.

Данные о расходе топлива в указанных формах не совпадают. В форме 6-ТП отсутствует разделение расхода топлива для производства тепла и электроэнергии. Затраты топлива для производства тепла котельными, представленные в форме 1-ТЕП, включают в себя затраты топлива котельными разной мощности, в том числе и мелкими, в результате чего динамика затрат нестабильна и не отражает сегмент централизованного теплоснабжения.

[6] С 2015 г. форма 11-ТЭР утратила силу, ее заменила форма 4-ТЭР

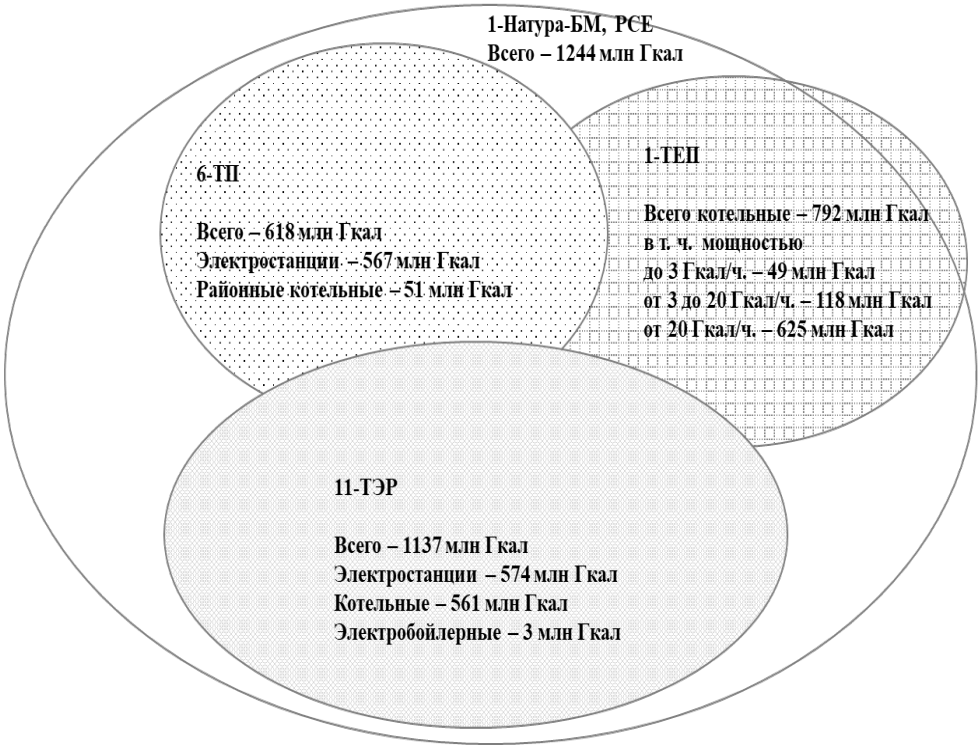


Рис. 1. Источники данных для оценки производства и потребления тепловой энергии, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР, 1-Натура-БМ, РСЕ

Кроме того, по данным 1-ТЕП, совокупный расход топлива в котельных сокращается быстрее, чем производство тепла на них; однако, удельный расход топлива при этом растет. Так, расхождение удельных расходов условного топлива (УРУТ) котельных - 16%, при этом по форме 1-ТЕП КПД котельных получается 78%, а по форме 4-ТЭР - 91% (рис. 2). Тем не менее, данные расхода топлива можно считать наиболее достоверными, поскольку учет топлива происходит наиболее качественно и многосторонне. Учитывая частичное задвоение показателей совокупного производства тепла, УРУТ источников тепла в реальности должны быть выше, чем в формах 1-ТЕП и 4-ТЭР, что означает худшее состояние экономики отрасли, чем показано в статистике и расчетах.

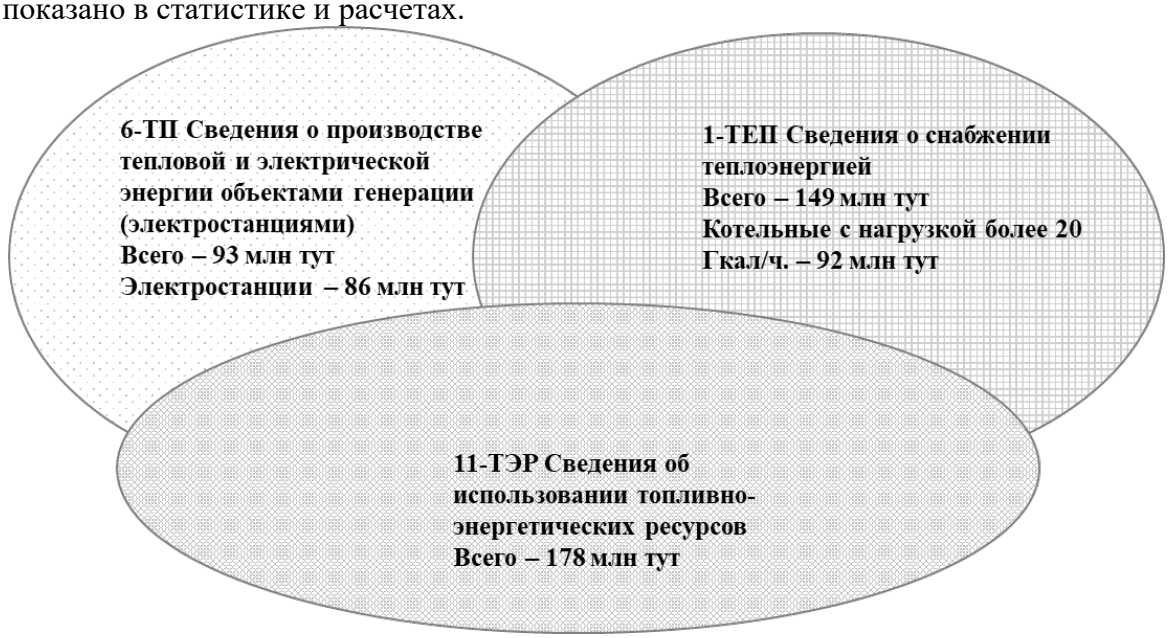


Рис. 2. Источники данных для оценки расхода топлива в централизованном теплоснабжении, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным форм 6-ТП, 1-ТЕП, 11-ТЭР

Выручка организаций теплоснабжения в статистике представлена в формах Росстата 1-Предприятие и 22-ЖКХ. В форме 1-Предприятие представлена выручка предприятий (кроме малых и средних), которые производят товары и услуги и продают их юридическим и физическим лицам. Форма 1-Предприятие с 2021 г. недоступна, данные о выручке и затратах теперь публикуются в ЕМИСС.

В форме 22-ЖКХ содержится выручка организаций, оказывающих жилищно-коммунальные услуги населению, а также организаций, поставляющих тепло бюджетным организациям и части промышленных и прочих потребителей. В эти данные не попадает большая часть продажи тепла промышленности и прочим потребителям. Так, расчетная выручки (через тарифы и отпуск тепла) сектора теплоснабжение превышает выручку из формы 22-ЖКХ на 32%, из формы 1-Предприятие на 44% (рис. 3).

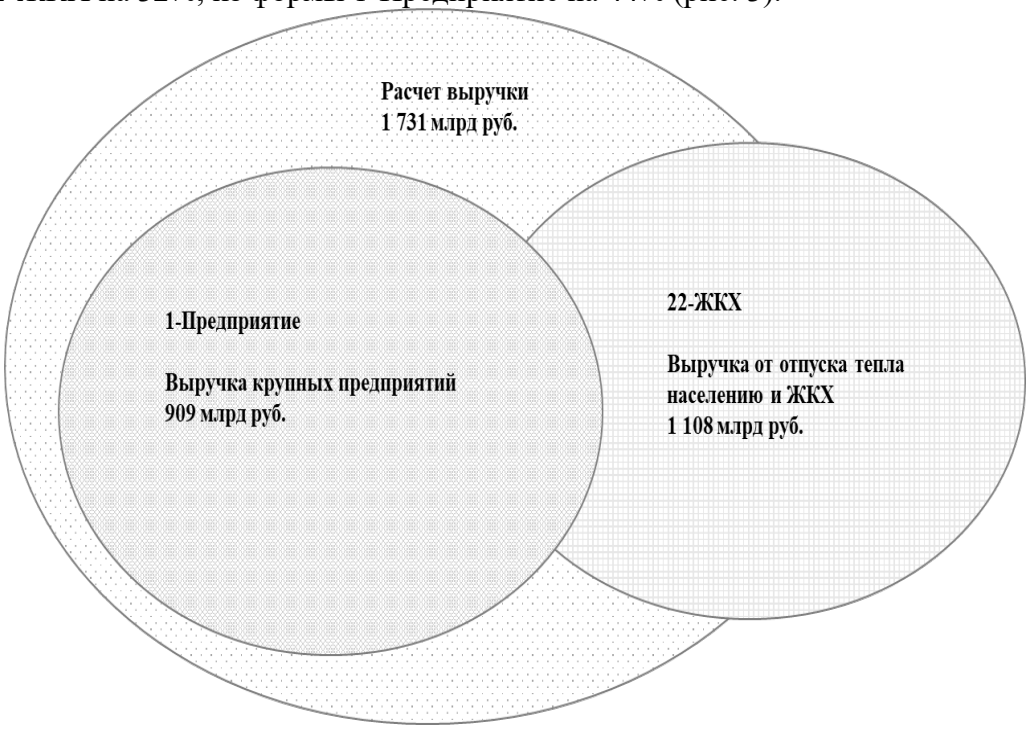


Рис. 3. Источники данных для оценки выручки в централизованном теплоснабжении, 2015 г.

Источники: собрано автором по данным 1-Предприятие, 22-ЖКХ, ЕМИСС, ТЭБ Росстат

Эти проблемы статистического представления отрасли теплоснабжения не решены ни на государственном уровне, ни в научном сообществе. Балансы производства и потребления тепла, различными способами решая существующие проблемы составлялись учеными в ИНП РАН [1-3], а также в ЦЭНЭФ-XXI [4] и в рамках отчетов ФГБУ «РЭА» [5].

Проблемы с данными в Схемах теплоснабжения

Кроме того, в ходе анализа ценовых зон теплоснабжения, который в основном происходил на основе схем теплоснабжения муниципалитетов, было выявлен ряд аспектов:1) в схемах теплоснабжения как правило заложен рост потребления тепла, чего в реальности не происходит; 2) потери в тепловых сетях и УРУТ на перспективе не снижаются; 3) уровень потерь сильно выше значений этого показателя по данным баланса энергоресурсов Росстата или формы 1-ТЕП. Подробно проблемы схем теплоснабжения были описаны в статье [6].

Прогнозирование роста потребления тепла на прогнозном периоде связано с пересечением интересов двух сторон. Во-первых, заказчики или теплоснабжающие компании заинтересованы в увеличении мощностей, чтобы проще далее согласовывать инвестиции и затраты, а значит тарифы и выручку. Во-вторых, администрация городов и новые потенциальные потребители тепла от СЦТ (в основном это жилые дома) хотят подстраховаться, чтоб не случилось нехватки мощностей.

При таком прогнозе не учитываются промышленное потребление тепла, климат и плотность населения, потенциал повышения эффективности всей системы, повышение энергоэффективности зданий и прочее.

Часто в схемах теплоснабжения отражаются некорректные потери тепла [7]. Так, по оценке И. А. Башмакова в реальности потери тепла в отдельных СЦТ могут достигать более 50% [8], что не получит отражения в официальной статистике. По другим оценкам до потребителя может доходить лишь 20-30% отпускаемого/произведенного тепла (Горнозаводский округ Свердловской области) [9].

Выводы

Некоторое завышение совокупного производства тепла, о котором говорилось в статье, ведет к ошибочным прогнозам и разбалансировке режимов и загрузки мощностей. Эта и другие проблемы статистики ведут к потери эффективности функционирования отрасли.

Все эти проблемы следует учитывать при анализе теплоснабжения и разработке мер экономической политики в отрасли, а также при совершенствовании требований к схемам теплоснабжения и в практике их разработки и при подготовке проектов по модернизации СЦТ.

Список литературы

1. **Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Воронина С.А.** Перспективы развития теплоснабжения России // Проблемы прогнозирования. 2011. №2. С. 37-54.

2. **Семикашев В.В., Воронина С.А.** Методика построения баланса производства и потребления тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения России // Научные труды ИНП РАН, 2016 г. с. 343-356.

3. **Семикашев, В. В.** Альтернативная котельная - новый инвестиционный механизм развития централизованного теплоснабжения в России / В. В. Семикашев, А. С. Терентьева // Проблемы прогнозирования. – 2022. – № 2(191). – С. 105-118. – DOI 10.47711/0868-6351-191-105-118.

4. **Башмаков И.А**., Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России // Журнал "Новости теплоснабжения" №2 (90), 2008 г. С. 6-12.

5. Доклад о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2021 году // РЭА Минэнерго, 2023 URL: https://minenergo.gov.ru/press-center/presentations/doklad-o-sostoyanii-teploenergetiki-i-tsentralizovannogo-teplosnabzheniya-v-rossiyskoy-federatsii-2021 Просмотрено: 03.05.2023

6. **Semikashev V.V., Terenteva A.S.** (2023). The problem of modeling the heating sector at the city level. E3S Web Conf., 470 (2023) 01017 DOI: 10.1051/e3sconf/202347001017

7. **Гашо Е.Г., Пузаков В.С.** Схемы теплоснабжения российских регионов и реальная жизнь // Новости теплоснабжения. 2020 № 2 С. 8-22.

8. **Башмаков И.А.** Повышение энергетической эффективности энергоснабжения в северных регионах России // Энергосбережение. 2017. №1-3.

9. **Бегалов В.А.** Актуальные вопросы энергосбережения и повышения эффективности использования энергоресурсов при разработке схем теплоснабжения / В. А. Бегалов // Водоочистка. Водоподготовка. Водоснабжение. – 2013. – № 9(69). – С. 4–6.

ГОРОДСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ЭКОЛОГИЯ, АДАПТАЦИЯ

1. Белобородов С.С., Ненашев А.В. Температурные графики теплоисточников и режимы работы системы отопления многоквартирных домов.
2. Атауллин М.Р. Анализ надежности систем теплоснабжения городов Московской области.
3. Клюшкин Н.Г. Выбор оптимального напряжения электропередачи.
4. Щукин А.А., Фокин А.М. Анализ фактических тепловых параметров зданий жилого фонда Москвы в условиях реальной эксплуатации.
5. Муртазин Р.Э., Тукбаев Н.Э. Установка рекуператора в системе вентиляции как ключевое энергосберегающее мероприятие для нового объекта строительства.
6. Волков В.А., Герасимов А.В. Обеспечение комфортного микроклимата в межквартирных коридорах и холлах высотных жилых домов. Система рекуперации тепла.
7. Парнова Е.А. Переключение потребителей на альтернативный источник тепловой энергии.
8. Кобозева К.А. Расчет экосистемных услуг озеленения городских микрорайонов.
9. Забелин М.А., Локтионов О.А. Особенности устойчивого функционирования электросетевого комплекса под влиянием климатических факторов.
10. Локтионов О.А., Максимов Д.О., Белошицкая И.А. Сравнительный анализ стратегий низкоуглеродного развития Китая, США, Индии, ЕС и РФ.
11. Очилова П.И., Локтионов О.А. Проблематика выбора методологии по оценке соответствия принципам ESG.
12. Ерёменко А.С., Леонова Д.С. Разработка инновационной гибридной энергоустановки для автономного энергоснабжения промышленных и городских объектов сахалинской области на основе анализа природно-климатических данных.
13. Смирнов Н.А., Егоров М.Ю. Упрощение инженерных расчетов с помощью искусственного интеллекта на примере оптимизации совместной работы паровых котлов.
14. Нарядкина Н.А. Анализ нормативно-методической базы определения показателей надежности систем теплоснабжения.
15. Белобородова А.С. Нормативно-правовое обеспечение мероприятий по снижению негативного эффекта от загрязнения атмосферы выбросами водяного пара в результате деятельности человека.

ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ГРАФИКИ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ И РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ МНОГОКВАРТИРНЫХ ДОМОВ

С.С. Белобородов, А.В. Ненашев

НП “Энергоэффективный город”

Аннотация:

Определены четыре типа фактических режимов работы систем отопления многоквартирных домов г.Москвы. Выполнено сравнение фактических режимов загрузки и утвержденных температурных графиков ТЭЦ, РТС и КТС. Выполненный анализ показал наличие корреляции между фактическими температурными графиками ТЭЦ, РТС и КТС с режимами отпуска тепловой энергии в систему теплоснабжения многоквартирных домов.

Ключевые слова: *ТЭЦ, температурный график, отопление, МКД, энергоэффективность*

Введение

Учитывая климатические условия, в которых расположена большая часть городов Российской Федерации, надежность и эффективность теплоснабжения, проживающих в них жителей, являются первостепенными задачами [1, 2, 3]. Поэтому анализ возможных причин ограничения отпуска тепловой энергии потребителям в холодный период времени и неэффективная работа системы отопления многоквартирных домов (МКД) в период положительных температур отопительного периода является актуальной задачей.

В данной статье рассмотрены режимы работы систем отопления МКД в г.Москве. Среди них выделены группы, для которых характерны недоотпуск тепловой энергии в системы отопления домов при низких температурах наружного воздуха и, наоборот, с избыточным отпуском тепловой энергии в теплый период времени.

1. Фактические температуры наружного воздуха и климатические нормы для отопительного периода в г.Москве

В таблице 1 также приведены значения средней температуры наиболее холодной пятидневки и наиболее холодных суток в г. Москве за отопительные периоды в 2012-2024 годах, для которых температура наиболее холодных суток опускалась ниже «минус» 20°С [4].

Таблица 1. Средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки и наиболее холодных суток в г.Москве за период 2012-2024 года

Температура	Отопительный период/Месяц наиболее холодных суток							Норматив[6] при заданной обеспеченности	
	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2016/2017	2021/2022	2022/2023	2023/2024		
	янв-фев	дек	янв	янв	дек	янв	янв	0,92	0,98
наиболее холодная пятидневка	-19,6	-19,2	-17,5	-22	-14,4	-18,2	-21,9	-26	-29
наиболее холодные сутки	-22,2	-21,3	-20,8	-27,4	-20,8	-21,8	-25,1	-29	-34

Как показано в таблице 1 средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки за период 2012-2024 годов не опускалась ниже расчётной температуры. При этом, наиболее холодная пятидневка и наиболее холодные сутки пришлись на январь 2017 года.

2. Утверждённые температурные графики источников тепловой энергии г.Москвы

Согласно «Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2035 года» в системе теплоснабжения города применяется центральное качественно-количественное регулирование по отопительному температурному графику [5].

Отпуск тепловой энергии в сети ПАО «МОЭК» от ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» осуществляется по утвержденному температурному графику 150/70°С с административной срезкой на 130°С. При этом срезка ограничивает температуру теплоносителя в подающей магистральной теплосети при температуре наружного воздуха ниже «минус» 17°С [5].

3. Фактические режимы отпуска тепловой энергии в системы отопления многоквартирных домов

Анализ этих фактических данных отпуска тепловой энергии в систему отопления многоквартирных домов (далее – СО МКД) в г.Москве за отопительный период 2022-2023 годов показал, что для всех МКД имеется линейная зависимость отпуска тепловой энергии на отопление в них от температуры наружного воздуха с учетом погрешности измерения ОДПУ СО МКД в диапазоне температур примерно от «минус» 10°С до «плюс» 3°С.

Но при этом вне этого диапазона температур отпуск тепловой энергии на отопление в СО МКД имею заметные различия, по которым их можно разделить на четыре группы (рисунок 1).

Для дальнейшего описания режимов работы СО МКД удобно принять следующие определения:

- «недотоп» - режим работы СО МКД, при котором отпуск тепловой энергии лежит ниже линейного тренда, построенного по данным измерений ОДПУ СО МКД в диапазоне температур от «минус» 10°С до «плюс» 3°С;
- «перетоп» - режим работы СО МКД, при котором отпуск тепловой энергии лежит выше линейного тренда.

Первая группа режимов работы СО МКД (без «недотопов» и «перетопов»). Отпуск тепловой энергии в СО МКД имеет линейную зависимость (с учетом погрешности измерения ОДПУ СО МКД) от температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур.

Вторая группа режимов работы СО МКД («перетопы» при Тнв > +3°С). Отпуск тепловой энергии в СО МКД имеет линейную зависимость (с учетом погрешности измерения ОДПУ СО МКД) от температуры наружного воздуха до температуры не выше «плюс» 3-5°С. При температуре выше «плюс» 3-5°С отпуск тепловой энергии в СО МКД остается практически неизменным.

Третья группа режимов работы СО МКД («недотопы» при Тнв < -10°С).

Отпуск тепловой энергии в СО МКД имеет линейную зависимость (с учетом погрешности измерения ОДПУ СО МКД) от температуры наружного воздуха для температуры выше «минус» 17°С или реже при более высоких температурах (далее – температура срезка). При падении температуры наружного воздуха ниже температуры срезки отпуск тепловой энергии в СО МКД остается практически неизменным, а в некоторых случаях может снижаться.

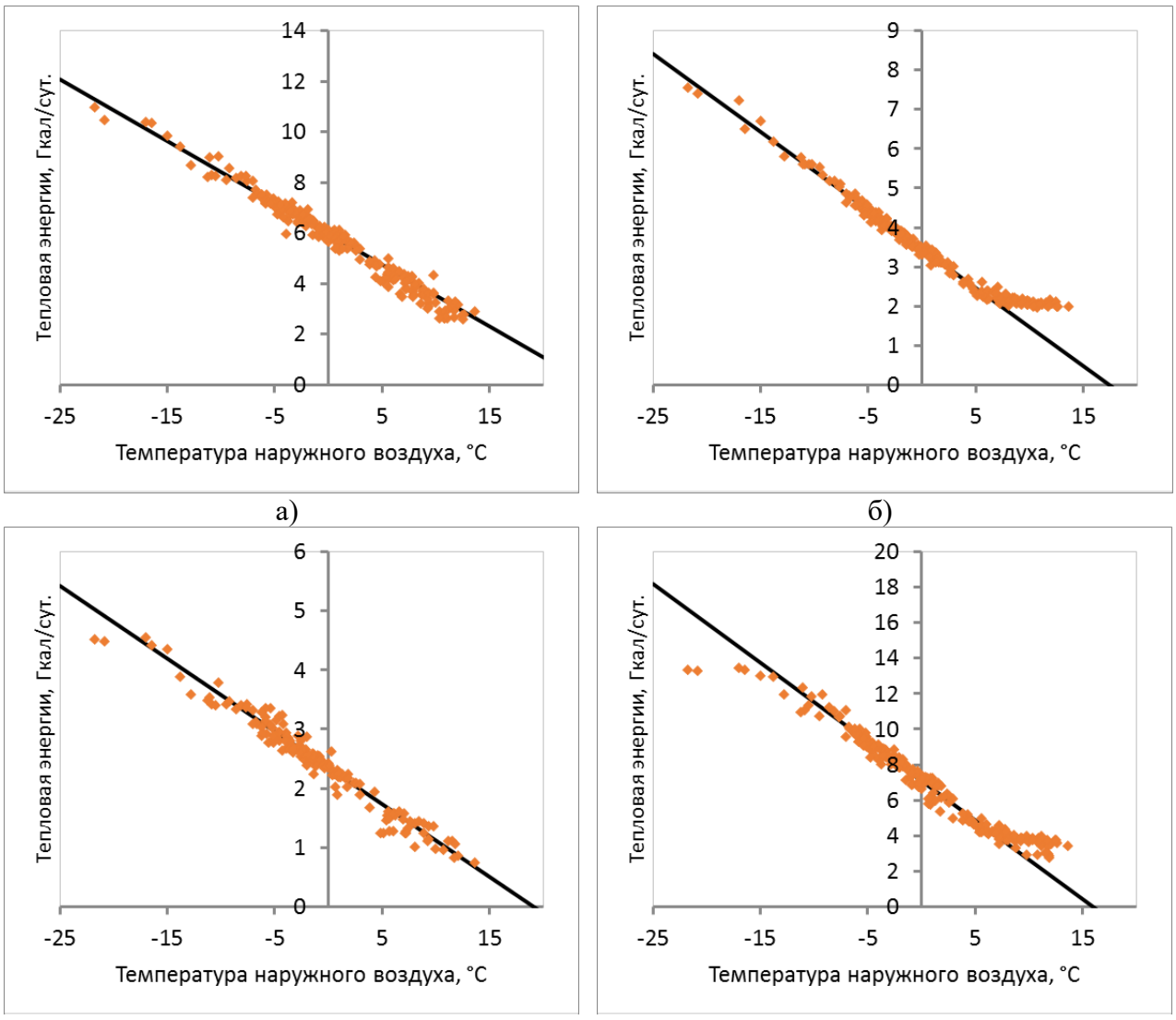


Рисунок 1. Группы фактических режимов отпуска тепловой энергии в системах отопления МКД: а) без «недотопов» и «перетопов»; б) «перетопы» при Тнв > +3°С; в) «недотопы» при Тнв < -10°С; г) с «недотопами» и «перетопами» (подробное описание групп приведено в тексте)

Четвертая группа режимов работы СО МКД (с «недотопами» и «перетопами»).

Отпуск тепловой энергии в СО МКД имеет линейную зависимость (с учетом погрешности измерения ОДПУ СО МКД) от температуры наружного воздуха только в диапазоне не ниже температуры «минус» 17°С (реже при более высоких температурах) и не выше «плюс» 3-5°С.

В таблице 2 приведены результаты деления фактических режимов отпуска тепловой энергии СО МКД по группам, для которых среднеквадратичное отклонение измерения ОДПУ СО МКД менее 7%.

Таким образом, для рассмотренных фактических данных измерений ОДПУ СО МКД в 68% случаях СО МКД работает с «недотопом» при отрицательных температурах наружного воздуха, а в более 90% с «перетопом» при положительных. Без «недотопов» и «перетопов» СО МКД работает только в 3,3% случаях.

Таблица 2. Результат деления по группам фактических режимов работы систем отопления МКД

№	Группы фактических режимов отпуска тепловой энергии в СО МКД	Количество, шт.	Доля, %
1.	Без «недотопов» и «перетопов»	11	3,3
2.	«Перетопы» при Тнв > +3°С	97	28,7
3.	«Недотопы» при Тнв < -10°С	22	6,5
4.	С «недотопами» и «перетопами»	208	61,5

Основная доля домов с «недотопом» приходится на МКД, в которых недоотпуск тепловой энергии в их систему отопления наступает при наружной температуре наружного воздуха равной «минус» 17°С и «минус» 16,5°С. В сумме на них приходится около 80% всех МКД с «недотопом».

Следует отметить совпадении температур наружного воздуха, при которых в СО МКД возникают «недотопы» при отрицательных температурах и «перетопы» при положительных, с фактическим срезками температурных графиков теплоисточников г.Москвы.

Выводы

Определены четыре типа фактических режимов работы систем отопления МКД г.Москвы. Для рассмотренных данных измерения ОДПУ СО МКД в 68% случаях СО МКД в отопительный период 2022-2023 годов работала с «недотопом» при отрицательных температурах, а в более 90% с «перетопом» при положительных. Без «недотопов» и «перетопов» система отопления МКД работает только в 3,3% случаях.

Выявлена корреляция между несоблюдением утверждённых температурных графиков ТЭЦ, РТС и КТС и возникновением «недотопов» в СО МКД.

Литература

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» // Электронный ресурс: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975/
2. Стратегия развития теплоснабжения и когенерации в Российской Федерации до 2025 года // Электронный ресурс: https://www.rosteplo.ru/strateg
3. Международное Энергетическое Агентство (IEA), Обзор и рекомендации МЭА по развитию централизованного теплоснабжения в России. Париж, февраль 2005 г. // Электронный ресурс: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=589
4. Погода в Москве (ВДНХ)// Электронный ресурс: https://rp5.ru/Погода_в_Москве_(ВДНХ)
5. Схема теплоснабжения города Москвы на период до 2035 года (актуализация на 2025 год) // Электронный ресурс: https://www.mos.ru/dgkh/documents/skhemy/view/303977220/

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Атауллин М.Р.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: AtaullinMR@mpei.ru

Аннотация.

Проведен анализ аварий на объектах теплоснабжения, произошедших в январе 2024 года, с акцентом на их количество. Оценено текущее состояние инфраструктуры теплоснабжения в регионе, включая возраст и техническое состояние оборудования, а также уровень его эксплуатации

Выполнен анализ надежности тепловых сетей города Подольск с численностью жителей 300 тыс. чел. на основании схемы теплоснабжения этого города, находящихся в открытых источниках информации.

Введение.

Основная причина снижения надежности и эффективности работы систем теплоснабжения – устаревшее, изношенное оборудование и инфраструктура.

Вследствие этого возникают проблемы: недостаточное снабжение теплом жилых и общественных зданий; нарушение графика подачи тепла; потери тепловой энергии в трубопроводе; постоянный ремонт и обслуживание устаревших элементов системы, а также высокие тарифы на тепловую энергию.

Порядка 10 городов Московской области столкнулись с коммунальными авариями в начале 2024 года. Около 30 тысяч человек остались без тепловой энергии в суровый период зимы.

Цель работы – анализ систем теплоснабжения городов и оценка их надежности.

Актуальность исследования обусловлена не только необходимостью обеспечения надежного теплоснабжения, но и важностью понимания факторов, способствующих возникновению аварий. В условиях глобальных изменений климата и увеличения частоты экстремальных погодных явлений, вопросы надежности и устойчивости теплоснабжающих систем становятся особенно актуальными.

В начале января 2024 года в Московской области произошли значительные аварии на объектах теплоснабжения, которые оставили десятки тысяч жителей без отопления в условиях ярко выраженного мороза. Наиболее резонирующим случаем стала авария в Климовске (город Подольск), произошедшая в ночь с 3 на 4 января. В результате этого инцидента 173 жилых дома остались без тепла. Массовые отключения отопления также произошли в Химках, Лыткарино, Сергиевом Посаде, Балашихе и других населенных пунктах [1]. В течение нескольких дней в регионе зафиксировано несколько сотен случаев отказа в теплоснабжении, что является следствием не только плохого состояния инфраструктуры, но и аномально низкой температуры, зарегистрированной в этот период [2].

Ниже на рисунке 1 приведена оценка фактических и нормативных тепловых потерь в г.о. Подольск.

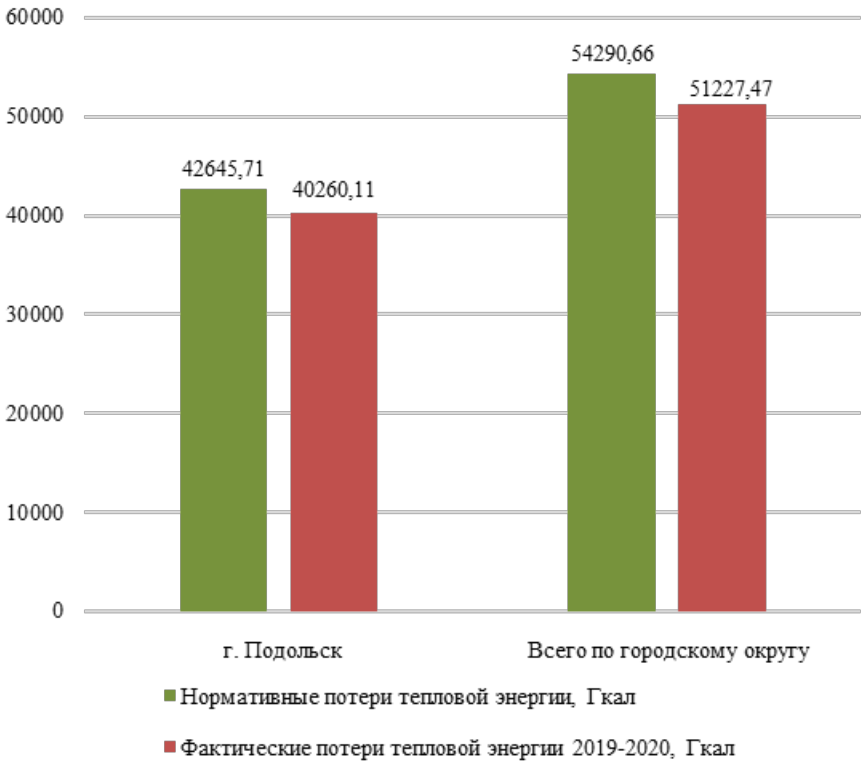


Рис. 1. Оценка фактических и нормативных тепловых потерь в г.о Подольск.

Фактические тепловые потери меньше нормативных потерь. Также можно заметить, что тепловые потери в г. Подольск составляют большую часть тепловых потерь всего городского округа (≈78,6% от тепловых потерь г.о. Подольск). Однако это неполная информация о потерях, так как в документе [3] отсутствует информация об 21 котельной. Год прокладки тепловых сетей – 1959-1989 гг.



Рис. 2. Информация о подключенных приборов учета в г. Подольск

В схеме теплоснабжения города Подольск отсутствуют узлы учета тепловой энергии у большинства потребителей. Результаты показывают, что только 23,3% от всех многоквартирных домов в городе Подольск (417 домов), из предоставленной составителями документации, имеют общедомовые приборы учета, 9,83% домов (41 дом) подключены к индивидуальному тепловому пункту (ИТП). Бюджетные организация почти все имеют приборы учета.

Анализ статистики отказов и аварий на тепловых сетях в г.о Подольск и в г. Подольск показывает, что 91,8% отказов от общего количества отказов на тепловых сетях произошли в г. Подольск. Согласно схеме теплоснабжения городского округа Подольск наибольшее количество отказов на тепловых сетях за период 2019-2020 годах было выявлено на котельных МУП «Подольская теплосеть»: ул. Кирова, 38 (12 отказов), ул. Плещеевская, 15в, ул. Победы, д.4 и ул. Сыровский тупик, д.5а (6 отказов). На рисунке 3 представлена статистика отказов и аварий на тепловых сетях в г.о. Подольск и в г. Подольск.



Рис. 3. Статистика отказов и аварий на тепловых сетях в г.о. Подольск и в г. Подольск

Выводы.

1. Проведённый анализ надежности системы теплоснабжения г. Подольска Московской области показал, что в настоящее время наблюдается высокий износ тепловых сетей (≈75%). Год прокладки ТС – 1959-1989 г.;
2. Отсутствие приборов учета расхода тепловой энергии у потребителей. У 76,7% (320 дома) многоквартирных домов г. Подольск отсутствуют общедомовые приборы учета, что приводит к неточности в оценке тепловых нагрузок потребителей;
3. При анализе схемы теплоснабжения городского округа Подольск было выявлено, что отсутствует около 85% информации о суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, среди которых находится котельная в микрорайоне Климовск.
4. Необходимо полностью модернизировать систему теплоснабжения: от замены старого оборудования на котельных и до перекладки трубопроводов тепловой сети.
5. Необходимо создать универсальный алгоритм по расчету надежности и определения доотказных состояний, чтобы предотвратить в дальнейшем аварии на тепловых сетях.

Список литературы

1. Как и почему замерзал Климовск. Хроника событий по часам — РБК [Электронный ресурс] // www.rbc.ru - Режим доступа: https://www.rbc.ru/society/10/01/2024/659d6fb39a79474a84696a85

2. Почему в Подмосковье не прекращаются аварии со снабжением... [Электронный ресурс] // newizv.ru - Режим доступа: https://newizv.ru/news/2024-01-11/ni-dnya-bez-avarii-kuda-uhodit-teplo-podmoskovnyh-cheloveynikov-426014
3. Схема теплоснабжения городского округа Подольск Московской области на период с 2020 до 2039 года. – URL: https://xn----8sbancyabljpnebm2aiit6frfsd.xn--p1ai/download/shema-teplosnabzheniya-gorodskogo-okruga-podolsk-moskovskoj-oblasti-na-period-s-2020-do-2039-goda/?ysclid=lx7wrmfdbw905170854
4. МКА ЖКХ Фонд развития территорий. URL: https://xn--p1aee.xn--p1ai/regionam/sistema-mka-zhkkh/?ysclid=lx7xgaw3gg436383592\
5. Подмосковье проведет полную модернизацию системы теплоснабжения – НЕЗАВИСИМАЯ [Электронный ресурс] // www.ng.ru – Режим доступа: https://www.ng.ru/society/2024-03-18/8_8972_18032024.html
6. Мерзнет вся Московская область, а спасают только Подольск. Где нет отопления: карта – Москва онлайн [Электронный ресурс] // www.msk1.ru – Режим доступа: https://msk1.ru/text/gorod/2024/01/11/73107689/?imageViewer=ivRecord

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Клюшкин Н.Г
ПАО «Россети», Москва, Россия

Аннотация.
В докладе описаны основные подходы по выбору номинального напряжения электрической сети. Приведены основные проблемы возникающие при выборе напряжения, а также указаны ограничивающие факторы.

Важным моментом при проектировании электрической сети является правильный выбор ее номинального напряжения, поскольку от него зависят капитальные затраты при ее строительстве и ее эксплуатационные расходы. Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

Определяющими критериями при выборе номинального напряжения являются величина передаваемой мощности и расстояние, на которое она должна передаваться. Чем больше передаваемая мощность и расстояние, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение.

Номинальное напряжение предварительно можно оценить одним из следующих способов:

- По равноэкономичным кривым, разработанным «Институтом Энергосетьпроект», (рис. 1);
- По эмпирическим формулам предложенным разными авторами;
- По пропускной способности ЛЭП, таблица 1.

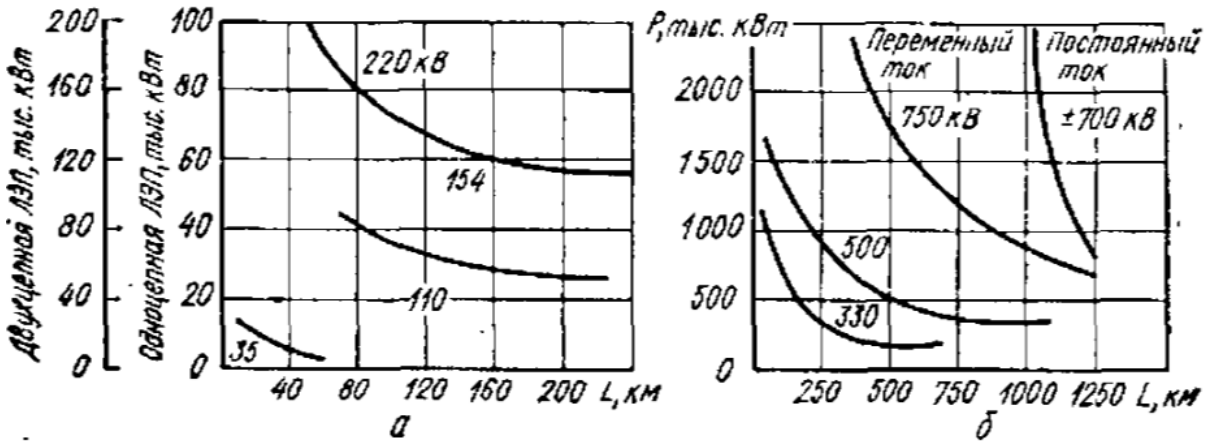


Рис.1. Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Указаны границы равноэкономичности.

Кривые разграничивают экономически целесообразные области номинальных напряжений, представляют собой геометрическое места точек с одинаковыми затратами для передачи электроэнергии.

Формулы имеют большое количество форм записи. Общим для них является то, что в них входят два исходных параметра это:

• передаваемая по участку сети мощность S (P), МВА (МВт);

• протяженность участка сети l, км.

Кроме того, каждая формула имеет область своего наиболее целесообразного применения.

Согласно **формуле Вейкерта** [7]:

$$U = 3\sqrt{S} + 0{,}5l$$

Оптимальное значение напряжения электропередачи в большей степени зависит от ее длины, чем от передаваемой мощности. Эмпирическим уравнением для выбора оптимального напряжения для одноцепной ЛЭП служит **формула Стилла** [3]:

$$U = 4{,}34\sqrt{l + 16P}$$

преобразованная **Никогосовым** для двухцепных ЛЭП [3]:

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}$$

Эти формулы дают приемлемые результаты для ЛЭП длиной до 250 км при передаваемой мощности не более 60 МВт.

уравнение Залесского [3]:

$$U = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})}$$

Эта формула дает приемлемые результаты для ЛЭП до 1000 км и передаваемой мощности менее 60 МВт.

а также формула **Илларионова**

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}$$

Эта формула является универсальной и дает приемлемые результаты для ЛЭП 35 – 750 кВ.

Результатом расчета по приведенным выше формулам является некоторое нестандартное рациональное напряжение, поэтому после расчета обычно намечают два ближайших стандартных напряжения [9] (одно больше рационального и одно меньше рационального). Окончательно выбор величины номинального напряжения определяется по результатам технико-экономического сравнения двух вариантов.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет отдается варианту развития сетей с более высоким напряжением сети.

Табл. 1

Пропускная способность ЛЭП напряжением 110 – 750 кВ

Uном ЛЭП, кВ	**Сечение провода, мм²**	**Передаваемая мощность, МВт**		**Длина ЛЭП, км**	
		Рнат	**при *j*=1,1 А/мм²**	**Предельная (КПД=0,9)**	**Средняя (между двумя ПС)**
110	70 – 240	30	13 – 45	80	25
220	240 – 400	135	90 – 150	400	100
330	2x240 – 2x400	360	270 – 450	700	130
500	3x300 – 3x500	900	770 – 1300	1200	280
750	5x300 – 5x400	2100	1500 – 2000	2200	300
где *j* – экономическая плотность тока.					

Практически выбор напряжения ЛЭП ограничен теми напряжениями, которые приняты в [9], и теми, которые нашли распространение в той энергосистеме, к которой относится проектируемая ЛЭП. Кроме того, экономическая плотность тока может изменяться в широких пределах в зависимости от цен на электроэнергию и на провода, коэффициента использования расчетной нагрузки линии, конструкции опор, трассы линии. Стоимость концевых устройств

и оборудования для обеспечения устойчивости параллельной работы и регулирования напряжения оказывает значительное влияние на выбор напряжения ЛЭП.

Выбор номинального напряжения для распределительных сетей высокого напряжения (6 – 20 кВ) помимо величины передаваемой мощности определяется плотностью электрической нагрузки, наличием среди потребителей высоковольтных электродвигателей (6 или 10 кВ), при этом расстояние здесь не играет определяющей роли. Согласно рекомендациям, [10] при проектировании и строительстве новых распределительных сетей должно использоваться напряжение 10 и 20 кВ. Строительство ПС напряжением 6 кВ для присоединения вновь вводимых промышленных и социальных объектов не рекомендуется.

Согласно рекомендациям [11] использование напряжения 6 кВ рационально для промышленных предприятий, где устанавливается значительное количество двигателей 6 кВ, а также в случае реконструкции или расширения действующего производства, ранее запроектированного на напряжение 6 кВ. Для общепромышленных и бытовых сетей низкого напряжения по ряду факторов безальтернативным является номинальное напряжение 380/220 В.

Выводы.

1. Выбор номинального напряжения электрической сети является важной задачей, от правильности решения которой зависят капитальные затраты при ее строительстве и ее эксплуатационные расходы.
2. Основным критерием выбора того или иного номинального напряжения является технико-экономическое обоснование.
3. При выборе номинального напряжения в сетях среднего напряжения (6 – 20 кВ) имеет место тенденция [10, 11] предпочтения более высокого класса напряжения 10 или 20 кВ, которое обеспечивает большую пропускную способность чем напряжение 6 кВ.

Библиографический список

1. Блок В.М. Выбор оптимальных сечений проводов и кабелей по кривым экономических интервалов / В.М. Блок // Электричество. – 1975. – № 1. – С. 41-45.

2. Бережной А.В. О технико-экономической методике предварительного выбора номинального напряжения электропередачи с учетом ее надежности / А.В. Бережной // Электричество. – 1970. – № 8. – С. 27-31.

3. Веников В.А. Теория подобия и моделирования: применительно к задачам электроэнергетики: монография / В.А. Веников, Г.В. Веников. – Москва: URSS, 2014. – 406 с.

4. Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети: учебник для вузов / В.А. Веников. – Москва: Высшая школа, 1998. – 511 с.

5. Веников В.А. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей: монография / В.А. Веников. – Москва: Энергия, 1975. – 309 с.

6. Рокотян С.С. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ: монография / С.С. Рокотян, Н.А. Мельников, А.Н. Шеренцис. – Москва: Энергия, 1974. – 309 с.

7. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов / А.А. Федоров. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

8. Глазунов А.А. и Геликонский С.А. Экономически целесообразная шкала номинальных стандартных напряжений в диапазоне 10 – 220 кВ.// Электричество. – 1948. – №11. – С.24 – 31.

9. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

10. СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4 – 110 кВ. Требования к технологическому проектированию».

11. НТП ЭП-94 «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования».

УДК 532.2

АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ТЕПЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗДАНИЙ ЖИЛОГО ФОНДА МОСКВЫ В УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Щукин А.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: ShchukinALA@mpei.ru

Аннотация.
Приведены результаты исследования тепловых характеристик зданий строительных серий П-44, II49(Д), П-3, П-44Т, II-68, КОПЭ, КТЖС, П-18/22, I-515/5, I-515/9, П-46, П-30, П-3М, П-46М, II-14, И-209а, II-57, I-29, П-55, П-47, I-511, I-510, П-111м, Башня Вулыха, П-43, И-155, 1605-А, I-447. Определена динамика тепловых нагрузок систем отопления и горячего водоснабжения за последние пять лет.
Произведена оценка энергетической эффективности проведения капитального ремонта.

Введение.

Важным источником для определения фактических характеристик зданий и определения зависимости теплопотребления от различных факторов, прежде всего, от параметров наружного воздуха, являются архивы общедомовых узлов учета тепловой энергии. Идея определения теплоэнергетических параметров посредством анализа архивных данных теплосчетчиков не нова. Так, в работе [1] авторы исследовали энергетические параметры зданий двадцати серий, расположенных в Центральном административном округе Москвы, основываясь на данных о теплопотреблении более чем 3000 зданий за отопительные периоды 2001-2006 годов. В публикации [2] осуществлено сравнение фактической энергоэффективности зданий с расчетными значениями. Попытка установить зависимость теплопотребления зданий от параметров наружного воздуха, теплоносителя и режимов работы тепловой сети была предпринята в статье [3].

Помимо оценки ключевых параметров эффективности (УОХ, удельного годового потребления тепла) зданий разных серий типов и серий представляет собой интерес сравнить полученные данные с показателями более ранних исследований (2001-2005 г., 2008-2009 г., 2014 г.) и оценить энергетическую эффективность проведения реконструкций, капитальных ремонтов зданий.

Цель работы.

В настоящей работе были поставлены следующие задачи:

- оценить возможность использования данных приборов учета тепла зданий, их полноту и адекватность;

- произвести оценку ключевых параметров эффективности (удельной отопительной характеристики, удельного годового потребления тепла) зданий разных серий типов и серий;

- выявить динамику изменения ключевых энергетических характеристик зданий за последние 5 лет (2018-2023 г.).

- сравнить полученные данные с показателями более ранних исследований (2001-2005 г., 2008-2009 г., 2014 г.);

- оценить энергетическую эффективность проведения реконструкций, капитальных ремонтов зданий;

- уточнить наличие и масштабы энергосбережения при прогнозе тепловых нагрузок нового и существующего фонда недвижимости.

Методы и материалы.

Для анализа по запросу НИУ «МЭИ» были представлены два блока исходных данных по ~ 700-800 адресов (зданий массовых серий и объектов, прошедших капитальный ремонт).

Из числа запрошенных адресов по 624 домам предоставлены архивы суточных показаний теплосчетчиков центрального отопления (ЦО), по 614 домам – горячего водоснабжения (ГВС).

Суточный удельный расход теплоты был получен из выражения:

$$q_{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{сут}} \cdot 1{,}163 \cdot 10^6}{F * (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}) \cdot 24}) \ [\text{Вт/м}^2 K], \quad (1)$$

где Qсут – суточное потребление тепла, Гкал; 1,163 – соотношение единиц Гкал/ч и МВт; F – отапливаемая площадь, м2; tвн = 22 °С – температура воздуха в помещении; tн – температура наружного воздуха, °С; 24 – время наработки теплосчетчика за сутки, ч.

Удельная отопительная характеристика домов и серий домов определялась как усредненное значение суточных расходов за период. Исходя из УОХ рассчитывалось количество теплоты на отопление 1м2 за год (отопительный сезон):

$$q_{\text{год}} = \frac{q_{\text{ср}} \cdot \text{ГСОП} \cdot 24}{1{,}163 \cdot 10^6}, [\text{Гкал/м}^2], \quad (2)$$

Приведенное термическое сопротивление получено из выражения:

$$R = \frac{\beta}{q_R}, [\text{м}^2\text{°С/Вт}], \quad (3)$$

где β – показатель компактности зданий, равный 0,25; qR – УОХ при –21,8°С, Вт/м3°С.

Результаты.

Полученные результаты исследования представлены в таблицах 1 и 2, а также на рисунке 1:

Таблица 1. Тепловые характеристики серий домов

№ п/п	Серия	Количество домов в выборке	$q_o^{ср}$, Вт/м^2°С	$q_o^{ср}$, Вт/м^3°С	Потребленное тепло за сезон, Гкал/м^2	Приведенное термическое сопротивление, м^2°С/Вт
1	П-3	50	1,348	0,499	0,121	0,493
2	П-3М	18	1,353	0,501	0,122	0,538
3	И-155	14	1,370	0,507	0,123	0,512
4	П-44	40	1,386	0,513	0,125	0,493
5	I-515-9	25	1,414	0,524	0,127	0,518
6	П-44т	10	1,420	0,526	0,128	0,460
7	П-111м	4	1,434	0,531	0,129	0,482
8	I-29	17	1,460	0,541	0,131	0,518
9	Башня Вулыха	13	1,465	0,543	0,132	0,434
10	П-18/22	27	1,472	0,545	0,133	0,477
11	П-47	21	1,484	0,550	0,134	0,451
12	П-30	37	1,513	0,560	0,136	0,466
13	КОПЭ	24	1,524	0,564	0,137	0,467
14	II-49Д	27	1,557	0,577	0,140	0,478
15	И-209а	17	1,584	0,587	0,143	0,372
16	II-57	17	1,603	0,594	0,144	0,445
17	П-46	37	1,604	0,594	0,144	0,451
18	П-46М	14	1,604	0,594	0,144	0,408
19	1605-АМ	13	1,605	0,595	0,145	0,453
20	I-510	9	1,614	0,598	0,145	0,569
21	П-55	31	1,617	0,599	0,146	0,416
22	II-68	29	1,559	0,557	0,147	0,428
23	I-515-5	24	1,674	0,620	0,151	0,480
24	I-511	20	1,685	0,624	0,152	0,473
25	II-14	31	1,706	0,632	0,154	0,470

26	I-447	19	1,813	0,671	0,163	0,422
27	П-43	14	1,850	0,685	0,167	0,349
Среднее			$q_o^{ср}$, Вт/м^2°С	$q_o^{ср}$, Вт/м^3°С	$q_{год}^{ср}$, Гкал/м^2	$R^{ср}$, м^2°С/Вт
			1,548	**0,573**	**0,135**	**0,464**

Таблица 2. Динамика изменения усредненного значения тепловых энергетических характеристик 321 дома разных строительных серий с 2018 по 2023 годы.

Сезон	Qгод, Гкал/м2	УОХ, Вт/м3С	Gгвс, м3/челсут	ГСОП tвн=22°С	tн, °С	Дней
2018/19	0,141	0,483	71	4707	0,7	221
2019/20	0,120	0,456	-	4264	3,3	228
2020/21	0,146	0,483	-	4883	0,3	225
2021/22	0,155	0,498	-	5037	1,1	241
2022/23	0,146	0,511	59	4620	1,0	220

Выводы.

1. Для исследования зданий строительных серий П-44, II49(Д), П-3, П-44Т, II-68, КОПЭ, КТЖС, П-18/22, I-515/5, I-515/9, П-46, П-30, П-3М, П-46М, II-14, И-209а, II-57, I-29, П-55, П-47, I-511, I-510, П-111м, Башня Вулыха, П-43, И-155, 1605-А, I-447 получено 624 архива счетчиков ЦО и 614 – ГВС, из которых 618 (99 %) и 601 (98 %) соответственно были пригодны для анализа энергоэффективности.

2. Показания счетчиков тепловой энергии нельзя в полной мере отождествлять с объектами, в которых они установлены – жилыми или общественными зданиями, счетчики фиксируют расход и температуру пропускаемого теплоносителя безотносительно к параметрам внутреннего микроклимата зданий. В этой связи показания приборов учета демонстрируют нам именно эксплуатационные параметры инженерных систем здания, которые не вполне детерминируются ключевыми теплотехническими параметрами: теплозащитой, коэффициентом формы и др.

3. В процессе анализа выявлены довольно значительные отклонения удельных теплоэнергетических характеристик (удельного годового потребления тепла) зданий одинаковых и разных серий.

4. Для оценки энергетической эффективности проведенного в здании капитального ремонта дополнительно произведена выборка домов из жилищного фонда Москвы, капитальный ремонт которых проводился в 2020–2022 годах. Было выбрано более 950 домов, как серийного строительства, так и построенных по индивидуальным проектам. Из них были предоставлены 812 архивов счетчиков систем центрального отопления и 701 архив ГВС, из которых пригодны оказались соответственно 799 (99 %) и 680 (97 %).

5. При анализе показаний приборов учета тепла, установленных на исследуемых зданиях, выявлено значительное сокращение объемов тепла на горячее водоснабжение. Обнаружить на основании полученных данных систематическое снижение теплопотребления в зданиях, прошедших капитальный ремонт, пока не удалось.

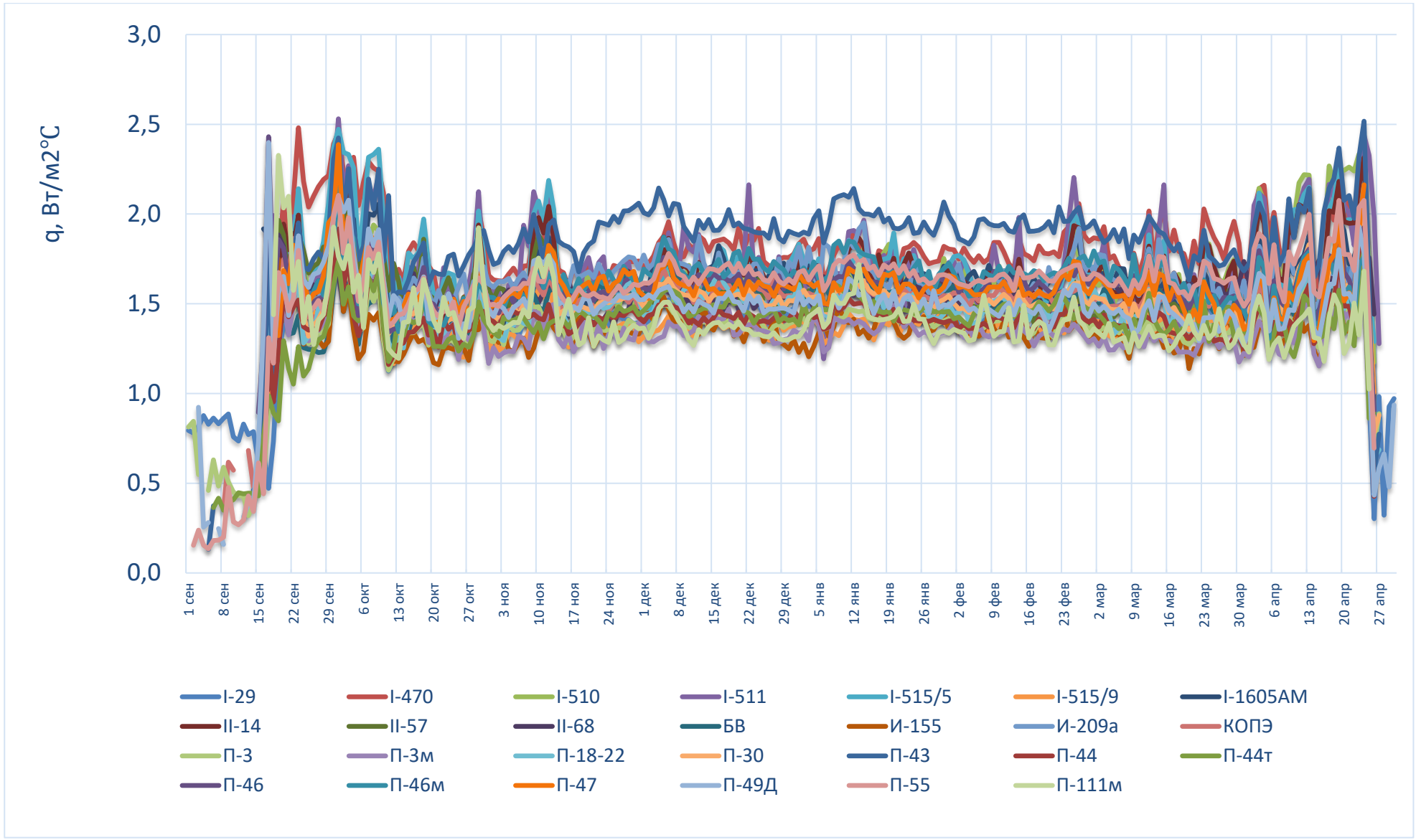


Рисунок 1. Динамика УОХ разных серий домов в сезоне 2022-2023, Вт/м2*К

Список литературы

1. **Гашо Е.Г., Рогалев Н.Д.** Энергопотребление мегаполиса: О некоторых результатах комплексного подхода к рационализации энергопотребления коммунального хозяйства мегаполиса // АВОК. 2005. № 3. С. 80–85.
2. **Гашо Е.Г., Тихоненко Ю.Ф.** Энергосбережение в Москве: от концепции к городской целевой программе // Энергосбережение. 2008. № 8. С. 2–10.
3. **Гашо Е.Г., Гилев А.А**. Сбалансированность энергетических параметров зданий в городской системе теплоснабжения. // Энергосбережение. 2015. № 7.
4. **Гашо Е.Г., Макаров М.М.** От множества приборов учета тепла к единой информационной системе: новые возможности Москвы // Энергосбережение. 2024. № 6. С. 42–45.
5. **Гашо Е.Г., Пузаков В.С., Степанова В.С.** Резервы и приоритеты теплоэнергоснабжения российских городов. Доклад на 159-м заседании семинара «Анализ и прогноз развития отраслей топливно-энергетического комплекса». М.: Издательство ИНП РАН, 2015. ¢

УДК 532.2

УСТАНОВКА РЕКУПЕРАТОРА В СИСТЕМЕ ВЕНТИЛЯЦИИ КАК КЛЮЧЕВОЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ МЕРОПРИЯТИЕ ДЛЯ НОВОГО ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА

Муртазин Р.Э., Тукбаев Н.Э.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: MurtazinRE@mpei.ru, TukbayevNE@mpei.ru

Аннотация.
Рассмотрены различные виды рекуператоров, применяемых в системах вентиляции, проведен анализ целесообразности установки рекуператора в приточно-вытяжной системе вентиляции.Приведены результаты анализа целесообразности и эффективности использования систем рекуперации в зданиях различного назначения. Сформулированы выводы о целесообразности и эффективности установки рекуператора в приточно-вытяжной системе вентиляции.

Введение.

Рекуператор – это установка в системе приточно-вытяжной вентиляции для передачи тепловой энергии вытяжного воздуха к приточному. Основная функция рекуператора – это получение полезной энергии от вытяжного воздуха при условии, что потоки приточного воздуха не должны загрязняться потоками вытяжного воздуха. В зимнее время рекуператор нагревает приточный воздух за счет вытяжного при помощи теплообменника, в летнее соответственно наоборот. Устанавливая рекуператоры в систему приточно-вытяжной вентиляции можно существенно сэкономить на системе отопления, а также на электрических или водяных калориферах, подобрав их с меньшей необходимой номинальной мощностью.

Цель работы – рассмотрение типов рекуператоров, анализ установки рекуператора в приточно-вытяжной системе вентиляции.

Методы и материалы.

Основные виды рекуператоров:

1. Роторный рекуператор – представляет собой ротор, вдоль оси вращения которого движется приточный и вытяжной воздух. На роторе установлены пластины, сквозь которые, при вращении ротора, вытяжной воздух передает тепловую энергию приточному. При вращении ротора часть пластин, забирает тепло из зоны вытяжного воздуха и отдает приточному. Во время этого процесса наблюдается смешивание потоков. Однако на практике смешивание потоков в роторном рекуператоре мало (около 5%) [1].

2. Пластинчатый перекрестно-точный рекуператор. В отличии от роторного рекуператора данный вид рекуператоров не имеет движущихся элементов. В установке находится пластинчатый теплообменник, в каналах которого движется приточный и вытяжной потоки воздуха. Каналы в пластинчатом теплообменнике чередуются, то есть каждый поток вытяжного воздуха контактирует с двумя потоками приточного воздуха, а каждый поток приточного – с двумя потоками вытяжного.

3. Рекуператор с промежуточным теплоносителем. Такие установки позволяют реализовать рекуперацию для удаленных друг от друга приточных и вытяжных установок. Данный вид рекуператора представляет собой два теплообменника, устанавливаемых в приточной и вытяжной системах вентиляции, которые соединены трубопроводами с теплоносителем. Ключевым моментом данного вида рекуператора является то, что приточный рекуператор может стоять в подвале на приточной системе, а вытяжной рекуператор на чердаке или кровле.

Но увеличение трассы ведет к удорожанию системы путем установки мощного насоса для транспортировки теплоносителя. Но в рамках большого здания, установка такой системы со временем окупает себя [1].

4. Камерный рекуператор. В рекуператорах такого типа стенка камеры являются теплопередающей поверхностью. Движения вытяжного воздуха регулируется заслонкой. Вытяжной воздух проходит через половину камеру и нагревает поверхность, а приточный воздух – через другую половину камеры. Далее заслонка поворачивается, и приточный воздух проходит через нагретую половину камеры, за счет чего нагревается. А вытяжной воздух проходит через остывшую половину камеры и нагревает ее. Далее заслонка возвращается в прежнее положение, и процессы повторяются.

5. Фреоновый рекуператор. В фреоновом рекуператоре между потоками вытяжного и приточного воздуха расположены кольцеобразные трубки с хладагентом. Поток вытяжного воздуха всегда должен быть ниже приточного и контактировать с нижней частью трубок. В них накапливается жидкий хладагент, который забирает тепло из вытяжного воздуха, выкипает и поднимается наверх, в зону приточного воздуха. Там он отдаёт своё тепло, конденсируется и опускается вниз.

Эффективность рекуператора показывает, на сколько сильно рекуператор нагревает приточный воздух относительно идеального варианта. Под идеальным вариантом подразумевается, что приточный воздух нагрет до температуры вытяжного воздуха, но на практике такое недостижимо

$$К = {(\boldsymbol{t}_П - \boldsymbol{t}_Н)}\Big/{(\boldsymbol{t}_В - \boldsymbol{t}_Н)}$$

$\boldsymbol{t}_П$ - температура приточного воздуха после рекуперации,

$\boldsymbol{t}_Н$ - температура приточного воздуха до рекуперации,

$\boldsymbol{t}_В$ - температура вытяжного воздуха до рекуперации.

Так как у потоков воздуха может меняться относительная влажность, необходимо прибегать к расчету эффективности рекуператора по полному теплу.

$$К = {(\boldsymbol{I}_П - \boldsymbol{I}_Н)}\Big/{(\boldsymbol{I}_В - \boldsymbol{I}_Н)}$$

$\boldsymbol{I}_П$ - энтальпия приточного воздуха после рекуперации,

$\boldsymbol{t}_Н$ - энтальпия приточного воздуха до рекуперации,

$\boldsymbol{t}_В$ - энтальпия вытяжного воздуха до рекуперации.

Например, эффективность применения поквартирной механической вентиляции с утилизацией теплоты вытяжного воздуха может доходит до 70-80%. При проектировании дома на 264 квартиры в Москве, на Красностуденческом проезде, была использована поквартирная вентиляция: Реализована поквартирная система вентиляции, регулируемая приточно-вытяжная система механической вентиляции с утилизацией теплоты вытяжного воздуха с нагревом приточного воздуха в пластинчатом рекуперативным теплоутилизатором в квартире [2].

Данное решение позволило: гибко регулировать воздушно-тепловой режим в зависимости от режима эксплуатации квартиры, в том числе с использованием рециркуляционного воздуха, реализовать очистку приточного воздуха с помощью высокоэффективных фильтров. Компактный приточно-вытяжной агрегат с пластинчатым рекуперативным теплоутилизатором размещен в подшивном потолке «гостевого» туалета рядом с кухней и оборудован дополнительными подогревателями мощностью 2 кВт [2].

Первый нагреватель мощностью 0,6 кВт предназначен для защиты вытяжного тракта от замораживания конденсата. Второй нагреватель мощностью 1,5 кВт предназначен для подогрева приточного воздуха до требуемой температуры. Тепловой утилизацией охвачено примерно половина удаляемого из квартиры воздуха [2].

Расход тепловой энергии в здании на день испытаний, 18.02.2010. по показаниям теплосчетчика составил 32,690 кВт·ч/сут. Удельный расход тепловой энергии (отопление и вентиляция) – 73,6 кВт·ч/м^2. По замерам 2008-2009 гг. экономия составила 43% по сравнению

с аналогами. Тариф на оплату отопления и вентиляции в 2011 г. в доме составлял 6,11 руб./мес. в расчете на 1 $м^2$площади квартир и в него входит, помимо обогрева вспомогательных зон, еще более 2000 $м^2$ нежилых помещений (спорткомплекс, 1-й этаж и др.), в то время как в соседних домах тариф на отопление превышает 16 руб./мес. в расчете на 1 $м^2$. Расчетные сопротивления ограждающих конструкций: стены – 3,33 $м^2$°С/Вт; окна – 0,61 $м^2$·°С/Вт; верхнее покрытие – 4,78 $м^2$·°С/Вт [2].

Примером эффективного использования рекуператоров в офисных и общественных зданиях является офисный комплекс КРОК расположен на ул. Волочаевская, д.5, к.1-3. Офисный комплекс КРОК состоит из трех зданий общей площадью 57,5 тыс. кв. м., включая:

- корпус 1: офисное здание из 11 этажей + подвал и технический этаж, общая площадь – 23 тыс. кв. м;
- корпус 2: автостоянка из 9 этажей, общая площадь – 19 тыс. кв. м;
- корпус 3: офисное здание из 11 этажей + подвал и технический этаж, общая площадь – 15,5 тыс. кв. м.

В здании установлена система автоматической регуляции теплоотдачи отопительных приборов для поддержания комфортной температуры в помещениях зданий в зависимости от наружной температуры воздуха и инсоляции, при помощи термостатических регулирующих клапанов в сочетании с авторегулированием в индивидуальном тепловом пункте.

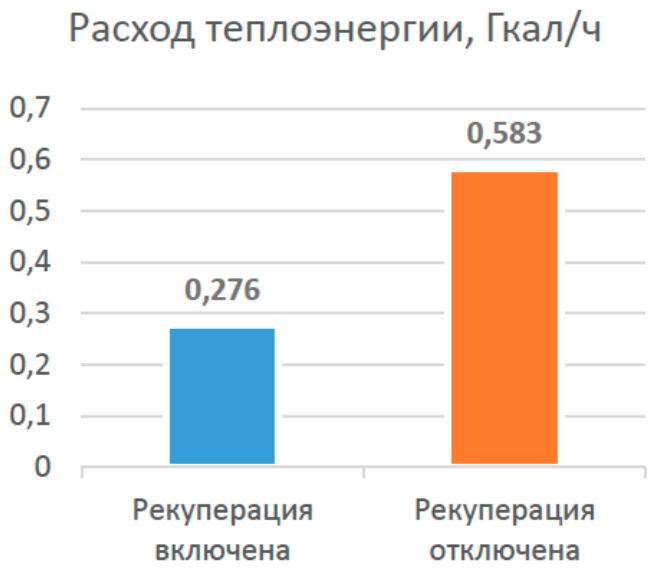


Рис.1 Диаграмма удельного потребления энергии в офисном комплекс КРОК.

В совокупности с системой рекуперации воздуха она позволяет экономить теплоэнергию зимой, подогревая и увлажняя поступающий наружный воздух, и электроэнергию летом, охлаждая поступающий наружный воздух. Эффективность рекуперация тепла в системе приточно-вытяжной вентиляции составляет 47,3%. Так, экономия за год составляет 736,5 Гкал [2]. Таким образом рекуператоры представляют собой достаточно эффективное решение для повышения энергетической эффективности, улучшения качества воздуха и создания комфортных условий в помещениях. Их применение становится все более актуальным в современных условиях устойчивого строительства и заботы об экологии.

Список литературы

1. **Что такое рекуператор воздуха? Принцип работы и разновидности** [Электронный ресурс]/http://gidproekt.com/chto-takoe-rekuperator-vozduxa-princip-raboty-i-raznovidnosti.html.
2. **50 объектов «зеленого строительства» московского региона/** под ред. А.О. Кульбачевского, Е.Г. Гашо.
3. **Постановление Правительства РФ от 27 сентября 2021 г. N 1628** "Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов"
4. **Расчет температурной эффективности перекрестно-точных рекуператоров воздуха /** Вдовичев А.А, Пухкал В.А, Уляшева В.М // Строительство и техногенная безопасность.

УДК 697.1, 697.43, 697.97

ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОМФОРТНОГО МИКРОКЛИМАТА В МЕЖКВАРТИРНЫХ КОРИДОРАХ И ХОЛЛА ВЫСОТНЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ. СИСТЕМА РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛА

к.т.д. Волков В.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: VolkovVA@mpei.ru
Герасимов А. В.
Российский Государственный Социальный Университет, Москва, Россия
e-mail: AVGerasimov@live.com

Аннотация

В докладе представлена проблема обеспечения комфортного микроклимата в межквартирных коридорах и холлах (МОП) в высотных многоквартирных жилых домах (МКД). Выявлены основные негативные факторы влияющие на микроклимат. Предложены актуальные технические решения, в том числе, которые находятся на этапе внедрения на новых объектах компании Форма.

Введение

Еще недавно вопрос создания микроклимата в коридорах и холлах многоквартирных жилых зданий мог вызвать только недоумение. Тем не менее, ГОСТ [1] устанавливает допустимые и оптимальные требования по температуре в коридорах и на лестничных клетках. Традиционно, данное требование воспринималось как требование по минимальной температуре в холодный период года. А проектировщики и застройщики не заостряли внимание на то, что нормой установлен именно диапазон температур. Это не вызывало проблем, при эксплуатации МКД высотой до 17-25 этажей, которые были оборудованы стояковой системой отопления, а МОПы имели открывающиеся окна и наружные стены.

Однако, новые типы коммерческих МКД стали оснащаться системами отопления с поэтажной разводкой в полу коридоров, а все коридоры и лестничные клетки стали все чаще располагаться в ядре здания. Как результат застройщики столкнулись с новой проблемой – проблемой перегрева МОП. Ссылаясь на [1] жильцы все чаще стали жаловаться в управляющие компании и суды на то, что в некоторых введенных в эксплуатацию МКД температура в МОП достигает +36…+41 °С в холодный период года. Были приняты судебные решения, признающие данный факт нарушением строительных норм и предписывающие застройщикам выплачивать компенсации и устранять проблему перегрева, что не так-то просто. Поэтому сейчас застройщики по своей инициативе были вынуждены задумываться о необходимости обеспечения микроклимата в МОП для новых домов.

С первого февраля 2024 года Москва отказалась от ограничения по высотности строительства зданий. Крупнейшие застройщики начали разрабатывать проекты МКД высотой 120-150 метров. Что в свою очередь приводит к еще более плотному насыщению ядра жилого здания инжирными системами и делает вопрос создания микроклимата в МОП еще более острым.

Цель работы – показать актуальность проблемы и предложить варианты решения задачи обеспечения комфортного микроклимата в МОП высотных МКД.

Исследование перегрева МОП в новом МКД

В ходе договорной исследовательской работы проводимой 2023 году, была подробно изучена ситуацию с перегревом МОП в одном из характерных МКД введенных в эксплуатацию в 2021 году.

В этом доме применена поэтажная система отопления с трубами в стяжке пола МОП. При этом шаг между трубами достигал 8-15 см, а через стяжку пола коридор этажа проходил плоский пучок труб, шириной достигающий до 28 труб.

Инструментальные измерения температуры проводились сертифицированными приборами Testo. Для проведения трехмерных замеров были выделены расчетные сечения по длине коридора исследуемого объекта. В расчетных сечениях проведены подробные измерения температуры воздуха в характерных точках по всему объему МОП и температуры поверхностей стен, пола и потолка. Одновременно была проведена пирометрическая съемка температурных полей в расчетных сечениях. Наличие результатов температурных измерений, проведенных двумя различными способами, позволило получить более точную и достоверную картину распределения температуры в объеме МОП.

Разработка методики расчета

Как показали замеры, основным источником тепла в МОП действительно являются трубопроводы отопления, заложенные в полу перекрытия каждого этажа. Теплопоступления от освещения и от стояков трубопроводов составляют незначительную величину и в дальнейших оценочных расчетах ими можно пренебречь.

Для обработки результатов измерений и выполнения расчетов было решено использовать методики расчета теплого пола, как наиболее близкие по задачам. Наиболее удобными для практического применения в данной ситуации оказались две методики, приведенные в [2-4].

Однако, в публикациях в каждой из методик содержатся ошибки в формулах, неточности в размерностях и отсутствующие формулы, в результате чего методики оказались не готовы для практических инженерных расчетов. Авторы настоящей работы вывели и скорректировали ряд формул, а так же дополнили методику необходимыми расчетными зависимостями. В итоге за базовую методику была принята методика [2], а методика и формулы [4,5] использовалась для проверки полученных результатов и корректировки формул.

Разработанная методика позволяет производить: - расчетное определение теплопритоков в МОП в штатном режиме работы, при измеренных параметрах; - расчет теплопритоков и температур воздуха в МОП в зависимости от температуры наружного воздуха при качественном погодозависимом графике регулирования отопительной нагрузки; - расчет теплопритоков и температур воздуха в МОП при использовании дополнительной изоляции трубопроводов в стяжке пола.

Наличие методики позволяет рассчитать теплопоступления в МОП уже на этапе проектирования здания, и применить соответствующие инженерные мероприятия по нормализации микроклимата, которые показаны далее.

Использование теплоизоляции изоляции труб отопления

Наиболее простым и очевидным способом снижения притоков тепла, при использовании системы отопления с трубопроводами в полу МОП является применение теплоизоляции.

Для изоляции трубопроводов производители предлагают теплоизоляцию толщиной 6, 9, 13 мм. Более толстую изоляцию крайне сложно и дорого спрятать в стяжке пола.

Однако как показали расчеты, использование дорогой теплоизоляции улучшает, но не решает проблему избыточных тепловыделений МОП. В таблице 1 приведены результаты примера расчета температуры в МОП при использовании различной изоляции.

Даже изоляция толщиной 13 мм не позволяет полностью решить проблему, однако значительно улучшает ситуации.

Таблица 1 - Сравнение температур существующего варианта и вариантов с теплоизоляцией

	гофротруба	изоляция 6 мм	изоляция 9 мм	изоляция 13 мм
t_квартир	24.0	24.0	24.0	20.0*
t_улицы	t_моп	t_моп	t_моп	t_моп
5	30.3	27	26.5	23.0
0	32.2	27.9	27.3	23.8
-5	34	28.9	28.1	24.6
-10	35.8	29.8	28.8	25.3
-15	37.5	30.7	29.5	26.0
-20	39.1	31.5	30.2	26.7
-25	40.8	32.3	30.8	27.3

Кроме того, в расчетной таблице не учтены тепловыделения от коллекторных шкафов распределения трубопроводов по квартирам, тепловыделения от которых достигает 400-600 Вт, даже при наличии теплоизоляции.

Таким образом, применение даже дорогой и толстой теплоизоляции не позволяет полностью решить проблему перегрева МОП при поэтажной разводке труб системы отопления МКД.

Применение системы с поэтажными горизонтальными коллекторами.

Авторами была разработана и предложена новая система отопления с горизонтальным поэтажным коллектором [6], которая позволяет значительно снизить тепловыделения, сохраняя преимущества системы с трубами в полу МОП при более низких капитальных затратах. Как показывают расчеты, применение такой системы отопления позволяет в пять-шесть снизить тепловыделения и достичь температуры в МОП на уровне 23,1 °С при максимальной температуре воды в системе отопления. И это без применения дополнительной системы вентиляции и прочих мероприятий. Внедрение данной системы отопления сейчас активно прорабатывается для новых проектов МКД.

В ходе обсуждений была так же предложена концепция системы ГВС с одним общим, подающим и рециркуляционным стояком на подъезд и поэтажной горизонтальной петлей циркуляции с отводами на квартиры, которая является дальнейшим развитием идеи схемы отопления с горизонтальным коллектором. Данная схема ГВС уже принята к проектированию на пилотных проектах.

Вентиляция МОП

Важным мероприятием позволяющим обеспечить комфортный микроклимат в МОП является система приточно-вытяжной вентиляции.

Согласно актуальной редакции [7] принятой в мае 2024 года, п.7.1.3 определяет требование о необходимости вентиляции с механическим побуждением, в том числе смешанной вентиляции, «для помещений и зон без естественного проветривания, в том числе межквартирных коридоров жилых зданий с разводкой трубопроводов отопления в полу коридора».

Новый норматив не устанавливает кратностей воздухообмен или методик расчета. Как показывают расчеты, для снятия теплоизбытков от системы отопления с трубами в полу МОП, требуется очень значительный воздухообмен. Воздухообмена 1-2 крата по приточному воздуху оказывается совершенно недостаточно, даже при температуре приточного воздуха 14-15 °С. Увеличение воздухообмена требует сооружения более крупной и дорогой системы вентиляции. Это в свою очередь, помимо увеличения стоимости оборудования, приводит к увеличению сечения шахт и уменьшению полезного объема здания, что вызывает неприятие у инвесторов.

А вот вариант применения новой системы отопления с поэтажными коллекторами и вентиляция с 1-2 кратным воздухообменом гарантированно обеспечит комфортный микроклимат в МОП. Предварительные оценки показали, что в теплый период года приточный воздух нужно охлаждать до температуры 14-15 °С, для того чтобы убрать теплоизбытки от освещения и фреонопроводов системы кондиционирования квартир (при их наличии) в коридорах МОП без естественного проветривания.

Система рекуперации тепла из технических комнат

Применение системы с поэтажными коллекторами не всегда возможно, и находится в стадии внедрения. А задача уменьшение теплопритоков при использовании системы отопления с трубами в полу МОП остается актуальной. И одним из мероприятий по оптимизации пространства ядра здания и снижения тепловыделений в МОП здания является использование технических комнат.

На стадии разработки планировочных решений (ОПР) выделяются поэтажные технические комнаты площадью 6-10 м^2 в ядре здания, через которые проходят все основные инженерные вертикальные коммуникации. В технической комнате так же располагаются стояки системы отопления и коллекторные шкафы поквартирной разводки. В результате, зона повышенной температуры оказываться конструктивно локализованной, и тепло практически не поступает в коридоры и холлы. Оценочные тепловыделения в технической комнате при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года составляют 800-1500 Вт. При здании высотой в 40 этажей, это примерно 40-50 кВт избыточного тепла.

Для удаления теплоизбытков из технических комнат авторами предлагается использовать систему рекуперации тепла, рисунок 1.

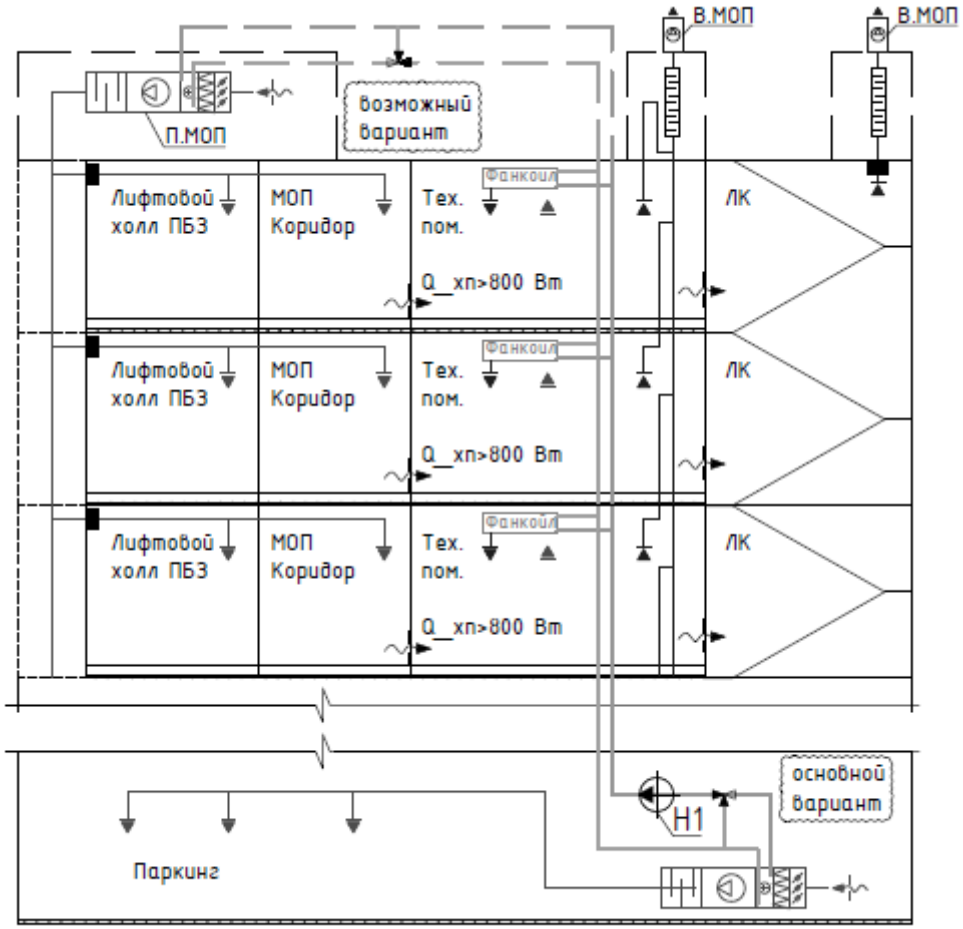


Рисунок 1 – Система рекуперации тепла из технических комнат и вентиляции МОП высотных МКД

Для удаления избытков тепла в каждой технической комнате располагается бескорпусной фанкойл (вентиляторный доводчик), который подключается к контуру охлаждения по параллельной тупиковой или последовательной схеме. Фанкойлы собирают тепло и передают его в контур охлаждения. В контуре охлаждения циркулирует теплоноситель, 40% водный раствор пропиленгликоля. Отвод тепла от контура охлаждения происходит в теплообменнике предварительного нагрева воздуха приточной вентиляционной установки здания. Это может быть приточная установка обслуживающая подземный паркинг, установка обслуживающая МОП или любая другая механическая приточная система вентиляции с подогревом воздуха.

Применение данного решения позволяет обеспечить комфортный микроклимат в МОП, экономить на подогреве приточного воздуха и ограничится приточной вентиляцией в объеме 1,5-2 крата в МОП и механической или естественной вытяжной вентиляцией технических комнат и лестничных клеток по балансу.

Выводы

Круглогодично обеспечение комфортного микроклимата в МОП является актуальной инженерной задачей и требует комплексного подхода. Для решения вопроса необходима тщательная проработка общих планировочных решений МКД, выбор системы отопления, с учетом минимизации теплопоступлений в МОП, организация системы механической или комбинированной вентиляции МОП и использование дополнительных технических решений, например, таких как предложенная система рекуперации тепла из технических комнат.

Список литературы

1. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях (с Поправкой).

2. Поляков В.И. Водяной теплый пол. Проектирование, монтаж, настройка. VALTEC 2020, -120 с.

3. Грамотный расчет теплого пола и основные правила проектирования. – URL: http://ventilationpro.ru/sistemy-otopleniya/sistema-teplyjj-pol/gramotnyjj-raschet-teplogo-pola-i-osnovnye-pravila-proektirovaniya.html /(дата обращения 23.03.2023)

4. Flow heating water calculation. – URL: https://pedtext.ru/en/floors/floor-heating-water-calculation-how-to-calculate-the-waterheated-floor /(дата обращения 23.03.2023)

5. Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. Изд. 2-е, стереотип. М., «Энергия», 1977. - 344 с

6. Патент на изобретение РФ №2911224. Система отопления многоквартирного здания с горизонтальным поэтажным коллектором / Волков В.А., Гашо Е.Г, Шелгинский А.Я

7. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, с Изменениями №1,2,3.

УДК 658.264

ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Парнова Е.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: ParnovaYA@mpei.ru

Аннотация.
В докладе рассмотрен вопрос работы источника тепловой энергии (котельной) в дискретном режиме. Предложены возможные варианты переключения потребителей, описаны возможные сложности, возникающие при реализации мероприятий.

Введение.

В некоторых случаях бывает целесообразно или необходимо осуществить переключение части или всех потребителей на альтернативный источник. Даже при наличии перемычек эксплуатирующие организации сталкиваются с определенными сложностями: при изменении тепловой нагрузки источника изменяются гидравлические режимы, но это не единственная проблема, которая имеет место.

Цель работы – на примере конкретного источника осветить существующие проблемы, предложить и оценить возможные пути решения.

Исходные данные и описание имеющихся проблем.

Котельная №4 оборудована двумя котлами, располагаемая мощность составляет 19,130 Гкал/ч. На рассматриваемом источнике сложилась следующая ситуация: в межотопительный период котельная работает в дискретном режиме, что отрицательно сказывается на оборудовании. Поскольку потребители не имеют узлов учета тепловой энергии, оценку фактической тепловой нагрузки можно произвести по данным о потреблении газа и удельного расхода топлива. С учетом имеющихся данных для межотопительного периода нагрузка ГВС составила 3,78 Гкал/ч. Коэффициент загрузки котла достигает удовлетворительных значений только в период существенного водоразбора, однако этот временной интервал не является продолжительным. В имеющейся ситуации эксплуатация источника не оправдана.

Целесообразными являются мероприятия по переводу части (либо всех потребителей) на альтернативный источник. Существующая коммунальная инфраструктура развита в достаточной степени и переключение потребителей, на первый взгляд, не кажется излишне затратным: необходимо строительство перемычки протяженностью несколько десятков метров. Капиталовложения при ее строительстве в таком случае не превысят 3,7 млн. рублей (при расчете по утвержденным в Московской области укрупненным показателям).

Для более точной оценки возможности переключения основные данные об источниках были сведены в таблицу 1.

Основным фактором, определяющим возможность переключения, является наличие резерва на альтернативном источнике. Источник имеет резерв 6,765 Гкал/ч – с учетом договорных нагрузок и 15,678 Гкал/ч – с учетом фактических нагрузок, посчитанных аналогичным для ГВС образом. Кроме переключаемой нагрузки, следует также учитывать потери тепловой энергии в тепловых сетях и собственные нужды котельной. Согласно данным, предоставляемым ближайшей метеорологической станцией, минимальная среднесуточная температура составляет -21,8 градусов Цельсия. Переключение потребителей возможно даже с учетом договорных нагрузок, однако необходимо оценить собственные нужды котельной и потери в тепловых сетях.

Таблица 1. Основная информация по котельным

Показатель	Котельная №4	Котельная №31
Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	19,130	42,3
Договорная нагрузка котельной, Гкал/ч	15,676	35,535
Показатель	Котельная №4	Котельная №31
Фактическая нагрузка котельной, Гкал/ч	10,621	26,622
Количество жителей, чел.	6178	11677
Количество социально-значимых и прочих потребителей, шт.	7	8
Количество персонала, чел.	8	4
Длина ТС в 2-трубном исчислении, км	5,39	5,164
Температурный график	130/70, верхняя срезка 105, нижняя 70	115/70, верхняя срезка 105, нижняя 70
Удельный расход условного топлива (средний показатель), кг у.т./ Гкал	161,1	151,7

При переходе на котельную №31 новый удельный расход условного топлива обеспечивает в среднем экономию 8 кубических метров натурального топлива при производстве каждой гигакалории тепловой энергии. Согласно данным по отпуску теплоты с источников (приведены в таблице 2), переключение всех потребителей обеспечит годовую экономию топлива 325771,946 кг у.т. (278084,478 м^3).

Таблица 2. Годовой отпуск тепловой энергии с источников

Показатель	Котельная №4	Котельная №31
Годовой отпуск тепловой энергии, Гкал	34656,59	69446,88
Годовой расход природного газа, тыс. м^3	4766,13	8993,37

Переключение потребителей положительно скажется на котельной №31, поскольку при наличии 3 жаротрубных котлов на источнике, в летний период работает только 1 агрегат с коэффициентом загрузки 28%, что является нижним предельным значением. В таком режиме работы в тепловой сети наблюдается перегрев теплоносителя, температура выше требуемого значения на 13 градусов Цельсия. Кроме того, при объеме газа, превышающем значение 10 млн. кубических метров, размер платы для Московской области за снабженческо-бытовые услуги при поставке снижается на 11,84 рубля за каждую тысячу кубометров газа, что приводит к экономии 56430,98 рублей по котельной №4 и 106481,5 рублей по котельной №31.

С учетом имеющегося температурного графика и изменения тепловой нагрузки на котельной №31, расход воды на выходе из котельной увеличится в 1,4 раза. Существующие диаметры тепловой сети при таких расходах обеспечивают значительные линейные потери, что, в свою очередь, не дает возможности обеспечить требуемые располагаемые напоры у потребителей. При сохранении температурного графика потери увеличатся и на участках тепловых сетей, принадлежащих котельной №4.

Возможно несколько путей решений проблемы – перевод котельной на новый температурный график (130/70) или использование котельной №4 в качестве повысительной станции. Первый вариант является более привлекательным с экономической точки зрения. При этом любое предложение требует осуществления повторной наладки систем путем установки новых шайб и элеваторов у потребителей с зависимым подключением, на потребителях с тепловыми пунктами такой необходимости нет – регулирование осуществляется с помощью клапанов. Перевод котельной на новый температурный график в свою очередь увеличивает тепловые потери в тепловых сетях.

Оценка изменения тепловых потерь должна вестись с учетом диаметра трубопровода, типа прокладки, температуры грунта и других факторов. Изменение тепловой нагрузки приведет к росту потерь на участке от выхода из котельной до ТК-1 на 20 процентов.

Конкретные значения тепловых потерь всех участков можно оценить с использованием программных пакетов (Zulu, Теплоэксперт).

Положительный экономический эффект от мероприятий очевиден: экономия достигается не только за счет снижения удельного расхода топлива, но и уменьшения фонда оплаты труда на 5,76 млн. рублей. Несмотря на рост тепловых потерь, энергетическая эффективность системы возросла.

Выводы.

1. При переводе потребителей необходимо осуществлять предварительную оценку возможности переключения с учетом имеющегося резерва и фактического потребления тепловой энергии. При отсутствии узлов учета оценку можно осуществить с учетом информации о потреблении газа и удельном расходе топлива.
2. Перевод потребителей котельной №4 на альтернативный источник снизит расход натурального топлива на 8 кубических метров, а также снижается стоимость сбытовых услуг из-за перехода в новую ценовую категорию.
3. Повышение температурного графика обеспечивает более благоприятные гидравлические режимы при увеличении тепловой нагрузки.
4. Увеличение коэффициента использования установленной мощности в летний период исключит возможность перегрева теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети.
5. В случае потребителей с зависимым подключением будет необходимо осуществление гидравлической наладки.

Список литературы

1. **Гашо Е.Г.** Особенности эксплуатации систем теплоснабжения: учебное пособие по курсу «Эксплуатация систем теплоснабжения»: Изд-во МЭИ, 2016.
2. Водяные тепловые сети: справ. пособ. по проектированию / И. В. Беляйкина, В. П. Витальев, Н. К. Громов и др. / под ред. Н. К. Громова, Е. П. Шубина. — М. : Энергоатомиздат, 1988. — 376 с.
3. **Манюк, В. И.** Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей : справ. / В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж и др. — М. : Стройиздат, 1988. — 432 с

УДК 504.06

РАСЧЕТ ЭКОСИСТЕМНЫХ УСЛУГ ОЗЕЛЕНЕНИЯ ГОРОДСКИХ МИКРОРАЙОНОВ

Кобозева К.А.
Национальная ассоциация охраны труда, Москва, Россия
e-mail: kristy,kob@gmail.com

Аннотация.
В докладе описаны основные проблемы интеграции экосистемных услуг в экономику, на основании алгоритма, проведена их экономическая оценка для двух объектов, расположенных в городе Москва.

Введение.

Зеленые насаждения городских районов играют важную роль в улучшении качества жизни человека, предоставляя большое количество различных экосистемных услуг: продукты питания и чистая вода, регулирование микроклимата, снижение шума, очистка воздуха, создание зон отдыха и рекреации. И хотя спрос на них растет, человеческая деятельность негативно влияет на экосистемы, ослабляя их способность обеспечивать данные услуги в полной мере.

Именно экономическая оценка позволяет определить значимость таких услуг, оценить их вклад в экономику, помогая выявить приоритетные направления для эффективного управления зелеными зонами. Однако, на данный момент оценка экосистемных услуг является достаточно сложным процессом, что связанно с тем, что на многие из них не существует рынка, а значит, сложно определить их точную экономическую ценность. Многие экосистемные услуги до сих пор считаются являются общественными благами, что затрудняет их учет и ведет к недооценке их роли.

Цель работы – проведении экономической оценки экосистемных услуг, предоставляемых зелеными насаждениями города Москвы различных типов и масштабов.

Существующее положение.

Экосистемы и биосфера предоставляют множество ценных товаров и услуг, которые необходимы для выживания и благополучия человечества, однако не все из них должным образом оценены. В 2005 году в программе «Оценка экосистем на пороге тысячелетия» ученые определили экосистемные услуги (ЭУ) как выгоды, получаемые людьми от природы [1].

Экосистемные услуги существенно влияют на благосостояние людей, но многие из этих выгод остаются незаметными и распределяются между различными группами потребителей. Такой подход приводит к восприятию ЭУ как общественных благ, что в свою очередь, ведет к недооценке важнейших функций экосистем [2].

Для интеграции ЭУ в экономику используется процесс оценки экосистемных услуг, в городских агломерациях он требует учета разнообразия типов озеленения и специфики городской среды. Для этого используется комплексный алгоритм, адаптированный к условиям города. Его цель — систематизировать процесс оценки экосистемных услуг, учитывая их значимость и доступные методы, что упрощает и оптимизирует затраты.

Алгоритм состоит из следующих этапов (рисунок 1):

1. Ранжирование и отбор экосистемных услуг, значимых для города.
2. Экономическая оценка, включающая сбор данных и выбор методов оценки.
3. Монетарная оценка, где определяется стоимость экосистемных услуг.

Данный подход позволяет сфокусироваться на наиболее значимых услугах, обеспечивая эффективное использование ресурсов и получение достоверных результатов.



Экосистемная услуга	Наиболее подходящие методы оценки	
	при наличии количественных данных	при наличии качественных данных
Очистка воздуха от загрязнения	Метод предотвращенных затрат, метод стоимости замещения	Метод условной оценки
Регулирование климата	Метод рыночных цен	Метод условной оценки
Утилизация отходов	Метод стоимости замещения, метод предотвращенных затрат	Метод условной оценки
Отдых, туризм и рекреация	Метод транспортных расходов	Метод ранжирования, метод условной оценки
Эстетическое восприятие	Гедонистический метод ценообразования, метод транспортных расходов	Метод ранжирования, метод условной оценки
Снижение шумового загрязнения	Метод предотвращенных затрат, метод стоимости замещения	Метод условной оценки

Рисунок 1. Алгоритм проведения оценки экосистемных услуг зеленых насаждений для городских агломераций

В качестве территории для проведения оценки был выбран город Москва — крупнейший мегаполис России, представляющий собой уникальную городскую среду с разнообразными экосистемными услугами. Территория города включает в себя леса, водоемы, парки, болота, обеспечивающие жителей экологическими благами, такими как очистка воздуха, регулирование климата и рекреация.

Площадь города составляет 2,6 тыс. км², население — более 13 млн человек, зеленые насаждения занимают 35% территории, особо охраняемые природные территории — 7%. Природные ландшафты Москвы включают разнообразные почвы и растительность, такие как дерново-подзолистые и аллювиальные почвы, а также вторичные леса, болота и искусственные насаждения.

Для проведения оценки экосистемных услуг в Москве были выбраны два объекта: парк Зарядье и Национальный парк Лосиный остров. Важно отметить, что несмотря на то, что оба парка обладают высокой значимостью для города, они имеют различные характеристики в разрезе исследования. Так, парк Зарядье, расположенный в центре мегаполиса, обладает популярностью среди жителей и туристов, но имеет небольшую площадь и низкую плотность зеленых насаждений. Лосиный остров занимает площадь более 100 тыс. кв. км и является крупнейшей особо охраняемой природной территорией федерального значения в пределах города Москва с богатой флорой и фауной.

При оценке экосистемных услуг важно учитывать их экономическую ценность, доступность методов оценки и практическую применимость результатов. Приоритет отдается услугам с высокой экономической значимостью и доступными методами оценки, которые могут быть использованы в принятии решений.

Для исследования были выбраны следующие ЭУ: эстетическое восприятие, отдых, рекреация, туризм, секвестрация углерода и снижение шума, что связанно с их важностью для городского населения и возможности проведения экономической оценки.

Экономическая оценка культурных экосистемных услуг (КЭУ) включает два ключевых компонента: отдых, рекреацию и туризм, а также эстетическое восприятие.

Оценка этих услуг сложна из-за их нематериального характера, что требует использования специальных методов. КЭУ зависят не столько от экосистем, сколько от восприятия людей, что делает их оценку субъективной.

Оценка эстетического восприятия основывается на ценности продуктов, созданных под влиянием экосистем (например, книг или картин). Средняя стоимость печатных изданий про Лосиный остров оценена по данным открытых источников. Оценка отдыха и туризма основывается на расходах посетителей парка. В 2022 году парк посетили 110,6 тыс. человек, средние затраты на посещение составили 967 рублей. Общая стоимость КЭУ парка составила 1,357 млн руб/год.

Аналогичная методология применена для парка «Зарядье», где оценка эстетического восприятия равна 0 из-за отсутствия художественных изданий. Оценка рекреации и туризма рассчитана на основе расходов посетителей, а общее число посетителей в 2023 году составило 12 млн человек. Общая стоимость КЭУ для парка «Зарядье» — 1,56 млрд руб/год.

Для расчёта стоимости экосистемной услуги снижения шума используется метод предотвращенных затрат, который оценивает стоимость экосистемных услуг через расходы, которые потребовались бы для создания искусственных альтернатив, выполняющих те же функции. Факторы, влияющие на снижение шума: расстояние до источника, характер местности и тип зелёных насаждений. В данном случае проводилось моделирование ЭУ в программе АРМ Акустик. Пример представлен на рисунке 2

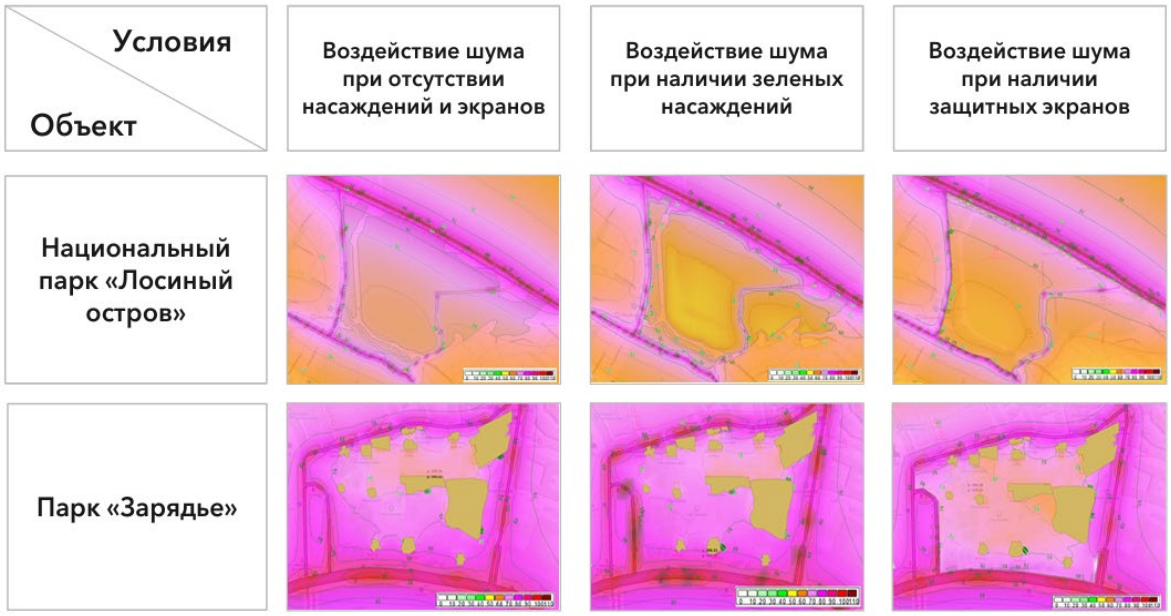


Рисунок 2. Моделирование ЭУ по поглощению шума в программе АРМ Акустик

Для проведения экономической оценки экосистемной услуги по секвестрации углерода была использована методика, утвержденная Распоряжением Минприроды РФ от 30 июня 2017 года № 20-р [3].

Продуктивность экосистем, зависящая от типа растительности и условий, является ключевым параметром оценки, так, молодые леса поглощают углерод активнее, чем старые. В основе метода оценки лежат расчеты на основе данных о биомассе. Для оценки ЭУ по секвестрации углерода используются конверсионные коэффициенты. Расчет запаса углерода проводится для каждого типа деревьев.

На основании проведенной экономической оценки экосистемных услуг, предоставляемых парками «Зарядье» и «Лосиный Остров», проанализируем вклад каждого из них в улучшение экологического и социального аспекта условий в городе. Сводные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты оценки экосистемных услуг для двух парков

Экосистемная услуга	Метод	Стоимость ЭУ	
		Национальный парк «Лосиный остров»	**Парк «Зарядье»**
Отдых, рекреация и туризм. Эстетическое восприятие	Метод транспортных расходов, метод рыночных цен	135 742 382 руб.	1 560 000 000 руб.
Снижение шумового загрязнения	Метод стоимости замещения	6 520 000 руб.	390 000 руб.
Секвестрация углерода	Метод рыночных цен	3 040 160 руб.	1958,3 руб.
Всего		145 302 542 руб.	1 560 391 958 руб.

Сравнительный анализ выявил значительные различия в экономической ценности экосистемных услуг каждого парка, что обусловлено размером их территории, расположением, составом зелёных насаждений и значимостью для социального благополучия населения.

Выводы.

1. В результате исследования, были получены монетарные значения описанных ранее ЭУ для каждого объекта с использованием различных экономических методов оценки.
2. Сравнительный анализ выявил значительные различия в экономической стоимости экосистемных услуг, предоставляемых каждым парком, что связанно с размером территории, местоположением, составом зеленых насаждений и важностью, в контексте социального благополучия населения.
3. Исследование методов оценки экосистемных услуг показало необходимость комплексного подхода, использующего как прямые, так и косвенные данные. Для получения точной информации рекомендуется применять интегрированные подходы, которые учитывают культурные, социальные и экологические факторы.

Список литературы

1. United Nations Environment Programme (UNEP). Millennium Ecosystem Assessment. Ecosystems and Human Well-Being. Washington DC: Island Press, 2015.
2. **Бобылев С.Н.** Экономика устойчивого развития. Москва: Издательство КноРус, 2021.
3. Распоряжение Минприроды России от 30.06.2017 №20-р «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема поглощения парниковых газов»

УДК 620.9

ОСОБЕННОСТИ УСТОЙЧИВОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ПОД ВЛИЯНИЕМ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Забелин М.А.*, Локтионов О.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: ZabelinMA@mpei.ru

Аннотация.
В рамках работы проведен обзор основных причин аварийности в электросетевом комплексе России, США и стран Балтийской восьмерки на основании годовых отчетов национальных операторов национальных энергосистем. Выявлена одна из ключевых причин отказов объектов электросетевого комплекса – воздействие климатических факторов.
Установлено, что наибольшее влияние на аварийность в рассматриваемых технических системах среди климатических факторов оказывают ветровые нагрузки и грозовые перенапряжения.

Введение.
Оценка влияния метеорологических факторов в различных климатических зонах на функционирование энергосистем анализируется исследователями по всему миру. Электросетевой комплекс, в связи со своей высокой территориальной рассредоточенностью, можно обозначить, как одну из наиболее уязвимых отраслей, подверженных влиянию климатических условий. Возникающие серьезные риски нарушения функционирования объектов промышленной и другой жизненно необходимой инфраструктуры из-за перерывов в электроснабжении приводят, как к экономическим и материальным потерям, так и создают угрозу для энергетической безопасности страны в целом.
В отчетах МЭА [1] отмечается, что в связи с изменением климата наблюдается увеличение числа неблагоприятных метеорологических явлений и, как следствие, увеличение риска аварий и снижение надежности электросетевого оборудования в целом. IPCC: 6AR [2] указывает на то, что в будущем ожидается дальнейшее увеличение числа технологических сбоев, вызванных воздействием природных факторов. Недооценка влияния метеорологических нагрузок при проектировании и/или реконструкции линий электропередачи может привести к аварийным ситуациям и, как следствие, к нарушению электроснабжения потребителей и экономическим потерям.

Цель работы – анализ влияния климатических факторов на аварийности объектов электросетевого комплекса в России и за рубежом.

Методы и материалы.
К крупнейшим электросетевым организациям в мире относятся:
- системный оператор Европейской единой энергосистемы (European Network of Transmission System Operators for Electricity, далее - ENTSO-E);
- Североамериканская корпорация электрической надежности (North American Electric Reliability Corporation, далее – NERC);
- отечественная группа компаний «Россети».

В настоящее время в России в открытом доступе данные об аварийных ситуациях на объектах электросетевого комплекса представлены в годовых отчетах сетевых компаний, а также в журналах технологических нарушений, ежегодно публикуемых на сайтах их представителей в разделе «Сведения о техническом состоянии электрических сетей». Аналогичную отчетность ведут и сетевые компании за рубежом.

Сетевое хозяйство группы «Россети» расположено на территории 78 регионов страны. В её зоне ответственности находятся 149,6 тыс. км высоковольтных магистральных линий электропередачи и 892 подстанции общей мощностью в 357 ГВА. Компания обеспечивает передачу энергии, соответствующей более половины совокупного энергопотребления России.

Данные о причинах технологических нарушений на объектах, принадлежавших компании ПАО «Россети» до объединения с ФСК ЕЭС представлены в годовых отчетах [3], охватывающих период с 2009 года по настоящее время.

Участниками ENTSO-E являются 43 системных оператора передачи электроэнергии (TSO) 27 стран Европы и 11 стран за пределами границ ЕС, включая: Албанию, Великобританию, Боснию и Герцеговину, Исландию, Македонию, Сербию, Черногорию, Швейцарию, Турцию (в качестве наблюдателя), а также с 16 марта 2022 Молдавию и Украину.

Данные о технологических нарушениях на территории обслуживания ENTSO-E не предоставляет в полном объеме. Однако следует выделить раздел посвященной статистике аварийных отключений в сетях 100 кВ и выше в странах Балтийской восьмерки, предоставленные в связи с подписанием соглашения об эксплуатации энергосистем Северных и Балтийских стран от 14 августа 2019 года и вхождением в состав ENTSO-E [4].

Статистические данные о нарушениях энергосистем Северных и Балтийских стран содержат обзор сбоев, нарушений и недопоставленной энергии (ENS) в электросетях переменного тока 100–420 кВ Северных и Балтийских стран. Статистические данные предоставляют операторы системы передачи: Energinet в Дании, Elering в Эстонии, Fingrid Oyj в Финляндии, Landsnet в Исландии, Augstsprieguma tīkls в Латвии, Litgrid в Литве, Statnett SF в Норвегии и Svenska kraftnät в Швеции.

Общая протяженность ЛЭП 100-420 кВ на территории рассматриваемых стран почти 100 тыс. км, количество силовых трансформаторов колеблется около 2,5 тыс. На основании данных отчетов сетевых компаний Балтийской восьмерки за 10-и летний период с 2012 по 2021 гг на рис. 3 представлены средние значения влияния отдельных факторов на аварийность в странах Балтийской Восьмерки.

NERC осуществляет надзор за шестью региональными организациями по обеспечению надежности и охватывает все взаимосвязанные энергосистемы Канады и прилегающих к ней Соединенных Штатов, а также часть мексиканского штата Нижняя Калифорния. В основные обязанности NERC входит работа со всеми заинтересованными сторонами по разработке стандартов эксплуатации энергосистемы, мониторинг и обеспечение соблюдения этих стандартов, оценка адекватности ресурсов и предоставление образовательных и обучающих ресурсов в рамках программы аккредитации. По данным за 2021 год Североамериканская энергосистема содержит более 822 тыс. км высоковольтных линий электропередач (далее ЛЭП) напряжением более 100 кВ, почти 6000 энергоблоков мощностью более 20 МВт, с объемом фактически переданной энергии за 2021 год в 4 585 939 ГВт [5].

Результаты.

Результаты обобщения данных о технологических нарушения в различных энергосистемах мира приведены на рис. 1.

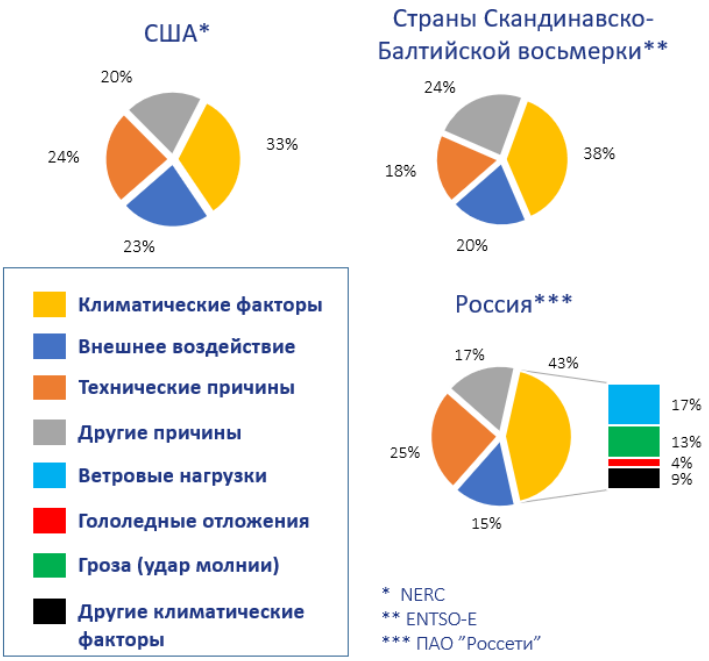


Рис. 1. Распределение причин технологических нарушений в электросетевых комплексах различных стран за 2012-2021 гг.

Более детализированные данные для различных стран Балтийской восьмерки приведены на рис. 2.

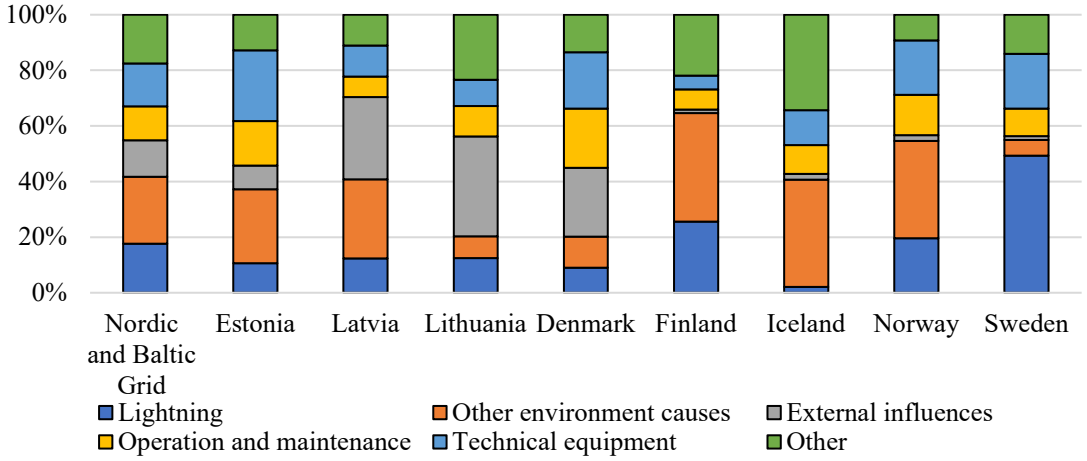


Рис. 2. Распределение средних значений значимости причин отключений в сетях 100-420 кВ энергосистем Северных и Балтийских стран за 2012-2021 гг.

Обсуждение результатов.

Установлено, что в результате воздействия климатических факторов в энергосистеме США в среднем происходит 43% отключений, в восьми странах Северной Европы и Балтии - 42%, в России - 43%. Кроме того, структура аварий по климатическим причинам оценена для отдельных стран Скандинавско-Балтийской Восьмерки, как наиболее близких по территориальному расположению к Республике Беларусь, а именно: Дании, Эстонии, Финляндии, Исландии, Латвии, Литвы, Норвегии, Швеции. При этом наибольшее значение фактор оказывает на частоту отключений в Финляндии (65% аварий), Швеции (55% аварий) и Норвегии (55% аварий). Около 40 % причин аварий связано с воздействием климатических факторов ещё в 3 странах: Эстонии, Латвии и Исландии. Наименьшее воздействие (20%) данный фактор оказывает на отключения в Литве и Дании.

Данное различие может быть вызвано особенностями формирования отчетности о технологических нарушениях, поскольку в странах Балтийской восьмерки наблюдаются различия в методах исследования причин неисправности.

Следует отметить, что на территории стан Балтийской восьмерки на долю грозовых перенапряжений среди всех климатических факторов приходится в среднем 42% (18% от общего числа отключений). Однако, наибольшее влияние фактора зафиксировано в Швеции, где на долю грозовых перенапряжений приходится 90% всех отключений, вызванных климатическими причинами. В тоже самое время в Исландии всего 5% технологических нарушений, вызванных рассматриваемой группой факторов происходят под воздействием гроз. В остальных странах значимость грозовых перенапряжений находится ближе к среднему значению.

На территории России наиболее значимое воздействие среди климатических факторов оказывают ветровые нагрузки, на долю которых приходится 17% всех технологических нарушений в электросетевом комплексе страны, что также подтверждается исследованиями в различных территориальных энергосистемах России [6].

Выводы.

1. Проведённый анализ причин технологических нарушений в крупнейших электросетевых хозяйствах мира показал, что в результате влияния климатических факторов на объекты электроснабжения происходит от трети до половины всех аварийных отключений.
2. Дальнейший анализ влияния климатических факторов на устойчивость работы объектов электроснабжения является задачей необходимой для достижения высоких показателей надежности.
3. В условиях климатических изменений необходимо оценивать не только текущее влияние причин природного происхождения, но также оценивать будущие изменения надежности энергосистемы и её отдельных элементов при изменении ключевых климатических характеристик.
4. Одна из основных научных проблем в этой области заключается в формировании подходов по прогнозированию возможных аварии на объектах электросетевого комплекса от влияния климатических факторов.

Список литературы

1. **IEA**. Power systems in transition - Challenges and opportunities ahead for electricity security. 2020, 70 p.
2. **IPCC**, 2021: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
3. **Годовые** отчеты ПАО Россети [Электронный ресурс] // https://www.rosseti.ru/shareholders-and-investors/disclosure-of-information/annual-reports/
4. **ENTSO-E**, Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2020, 10.12.2021. https://eepublicdownloads.azureedge.net/cleandocuments/SOC%20documents/Nordic/Nordic_and_ Baltic_Grid_Disturbance_Statistics_2020.pdf.
5. **NERC**, State of Reliability, May 2016. https://www.nerc.com/pa/RAPA/PA/Pages/default.aspx.
6. **О. А. Локтионов,** М. А. Забелин Особенности аварийности линий электропередачи от воздействия ветровых нагрузок на примере ПАО «Россети Центра и Приволжья» // ENVIROMIS 2022 : Международная конференция и школа молодых ученых по измерениям, моделированию и информационным системам для изучения окружающей среды, Томск, 12–17 сентября 2022 года. – Томск: Томский центр научно-технической информации, 2022. – С. 354-357.

УДК 532.2

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СТРАТЕГИЙ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ КИТАЯ, США, ИНДИИ, ЕС И РФ

Локтионов О.А., Максимов Д.О.*, Белошицкая И.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: MaximovDO@mpei.ru

Аннотация.
Обзор концепций различных стран по минимизации уровня эмиссий парниковых газов и достижения нулевого баланса выбросов показал, что страны лидеры-эмитенты, такие как ЕС, Китай, Индия и США поставили целевые показатели добиться углеродной нейтральности к 2050-2070 г. Анализ стратегий низкоуглеродного лидеров-эмитентов парниковых газов позволил установить, что в собственных стратегических документах странами обозначена необходимость трансформации энергетической, транспортной и промышленной систем посредством внедрения различных технологических решений с минимальным уровнем эмиссий $CO_{2\text{-экв.}}$.

Введение.

Проблема изменения климата представляет собой глобальный вызов, оказывающий существенное влияние как на формирование современной международной повестки дня, так и на национальную политику и законодательство отдельных государств. На рис. 1 приведена динамика выбросов парниковых газов (далее ПГ) для стран, вносящих наибольший вклад за последние 30 лет (1993-2022 гг.).

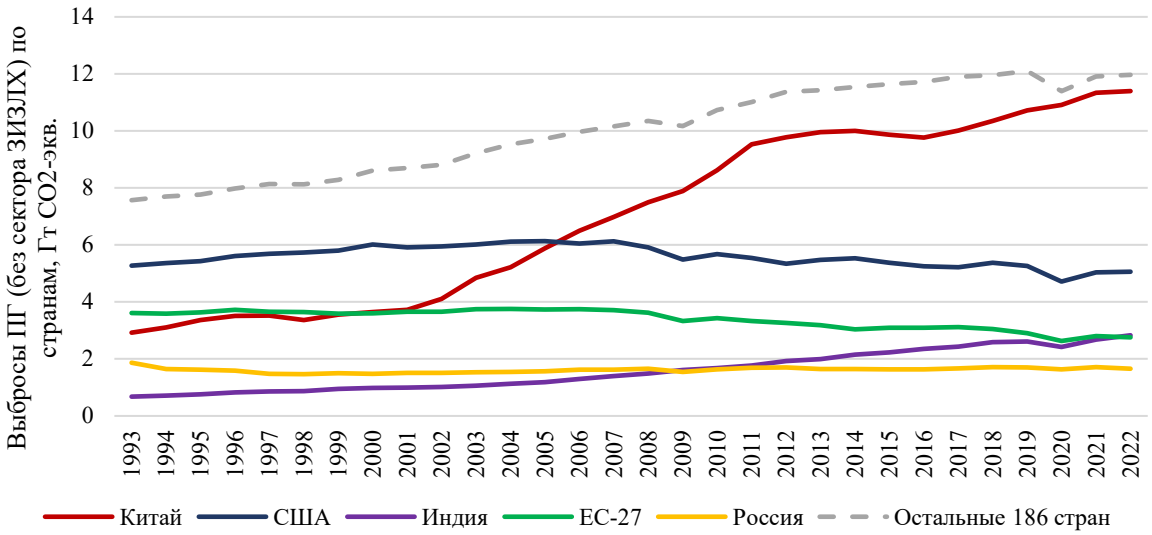


Рис.1. Общая динамика выбросов парниковых газов по странам за 1952-2022 гг.

Актуальность климатической повестки стимулирует хозяйствующие субъекты и органы государственного регулирования к разработке и принятию мер, направленных на смягчение климатических изменений и адаптацию к их последствиям. Для многих государств реализация таких мер требует радикальной трансформации сложившейся социально-экономической модели, в особенности для стран-экспортеров углеводородного сырья.

Цель работы – сравнительная оценка эффективности достижения углеродной нейтральности основных стран-эмитентов ПГ по данным национальных стратегий.

Сравнительный анализ стратегий низкоуглеродного развития крупнейших стран-эмитентов выбросов ПГ

В соответствии с распределением эмиссий ПГ, приведенных на рис.1, для проведения детального анализа рассмотрены стратегии низкоуглеродного развития в Китае, США, Индии, ЕС и РФ с использованием национальных документов по достижению углеродной нейтральности.

В рамках концептуального подхода к регулированию экологических аспектов функционирования энергетического сектора, в 2004 году были внедрены строгие нормативы, касающиеся проектирования и строительства угольных электростанций. В 2013 году был принят комплексный план действий по предотвращению и контролю за воздушным загрязнением на период с 2013 по 2017 годы, известный как Airborne Pollution Prevention and Control Action Plan. Данный план включал в себя меры по стимулированию производства комбинированной электро- и теплоэнергии, ускорению процесса замещения угольных электростанций на основе газового топлива, усилению темпов замещения угля газом в промышленном секторе, а также расширению использования альтернативных источников энергии в транспортной отрасли, что предполагало снижение пропорции использования угля в структуре потребления первичной энергии.

В Соединенных Штатах Америки в настоящее время отсутствует законодательно закрепленная юридическая обязанность достижения углеродной нейтральности, однако данная цель уже нашла отражение в некоторых стратегических государственных документах, например, Указ Президента США Дж. Байдена «О борьбе с климатическим кризисом на национальном и международном уровнях», согласно которому страна должна добиться нулевого чистого уровня выбросов парниковых газов не позднее 2050 года.

В рамках реализации стратегии по достижению углеродной нейтральности США планируют развивать электротранспорт, повышать энергоэффективность зданий, совершенствовать методы ведения сельского хозяйства и внедрять низкоуглеродные технологии в промышленном секторе [1].

Стратегия энергетического развития Индии включает в себя целый ряд основополагающих элементов, таких как усиление применения ВИЭ и укрепление стабильности энергетической системы, анализ возможностей увеличения доли ядерной энергетики в источниках электроснабжения и углубление поддержки научных исследований в области таких альтернативных энергоресурсов, как водород, биомасса и топливные элементы, повышение уровня энергоэффективности, рациональное расходование нефти и газа, внедрение практик, направленных на достижение климатической устойчивости развития, включая поощрение локального производства [2].

В декабре 2019 года Европейская комиссия представила стратегическое направление, известное как «Зеленый курс Европы», которое включает комплекс мер по декарбонизации европейской экономики. Рассматриваемая инициатива представляет собой ключевой элемент стратегии противодействия климатическим изменениям и является уникальным шагом, не имеющим аналогов в мировой практике. Этот план предполагает комплексную реструктуризацию энергетической системы, транспортной инфраструктуры и промышленного сектора, внедрение альтернативных источников энергии, разработки в области реновационных технологий, сохранение биоразнообразия, а также инновации в сфере сельского хозяйства и транспорта [3].

Снижение выбросов парниковых газов стало основной целью новой стратегии социально-экономического развития Российской Федерации, утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р. Анализируя политику РФ в рамках достижения нулевого уровня выбросов ПГ, следует отметить приоритетные направления на внедрение комплексных программ по технологическому переходу в секторе энергетики, который вносит вклад около 75% в совокупные выбросы парниковых газов, а также меры по повышению поглощающей способности сектора землепользования РФ [4].

Для глубины анализа стратегий низкоуглеродного развития стран лидеров-эмитентов необходимо рассмотреть такие статистические показатели, суммарное энергопотребление, удельные выбросы парниковых газов на душу населения, удельные выбросы парниковых газов на единицу ВВП. В таблице 1 приведен сравнительный анализ стратегий низкоуглеродного развития Китая, США, Индии, ЕС и РФ. Исходя из статистических показателей и национальных планов, наиболее перспективной является концепция снижения выбросов парниковых газов ЕС, закрепленная в стратегическом направлении «Зеленая сделка», в виду широкого спектра направлений программ по достижению нулевого баланса выбросов к середине текущего столетия, а также показателей, характеризующих положительную динамику эмиссий CO_2-экв. относительно уровня 1990 года.

Таблица 1. Сравнительный анализ стратегий низкоуглеродного развития

Страна	Планы снижения выбросов к 2030 г., млрд т $CO_{2\text{-экв}}$	Срок достижения углеродной нейтральности	$CO_{2\text{-экв.}}$ на душу населения (факт. на 2022)	$CO_{2\text{-экв.}}$ на единицу ВВП (факт. на 2022)
Китай	2,68	2060	8	0,78
США	3,21	2050	14,9	0,25
Индия	0,84	2070	1,9	1,2
ЕС	2,09	2050	6,2	0,21
РФ	0,93	2060	11,4	0,95

Выводы.

При проведении анализа выявлены основные действия по достижению углеродной нейтральности Китая, США, Индии, ЕС и РФ, направленные на увеличение доли выработки электроэнергии посредством введения дополнительных мощностей ВИЭ, использование низкоуглеродных технологий, минимизацию использования ископаемых видов топлива, трансформацию транспортного, энергетического, промышленного и агропромышленного секторов. Сравнительный анализ статистических показателей энергопотребления, выбросов парниковых газов и стратегий низкоуглеродного развития показал, что наиболее перспективным и эффективным является стратегическое направление Евросоюза «Зеленая сделка».

Список литературы

1. **Соков, И.А.** Климатическая повестка США как возможность социально-политической трансформации американского общества / И.А. Соков // Вестник Волгоградского государственного университета. Серия 4: История. Регионоведение. Международные отношения. – 2023. – № 3. – С. 85-96.
2. **Дорохина, К.М.** Политика Индии в области смягчения последствий изменения климата: трудности и перспективы / К.М. Дорохина, А.Г. Сахаров // Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. – 2023. – Т. 18, № 4. – С. 96-123.
3. **Марк Л. и др.** Геополитика «Зеленой сделки» Европейского союза //Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика. – 2021. – Т. 16. – №. 2. – С. 204-235.
4. **Шварц Е. А., Птичников А. В.** Стратегия низкоуглеродного развития России и роль лесов в ее реализации //Научные труды Вольного экономического общества России. – 2022. – Т. 236. – №. 4. – С. 399-426.

УДК 502.131.1

ПРОБЛЕМАТИКА ВЫБОРА МЕТОДОЛОГИИ ПО ОЦЕНКЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЦИПАМ ESG

Очилова П.И.*, Локтионов О.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: OchilovaPI@mpei.ru

Аннотация.
В настоящее время ESG-рейтинг является важным инструментом для компаний, помогая им управлять рисками, привлекать инвестиции, укреплять репутацию и соответствовать современным требованиям общества. В статье приведен анализ методологий по оценке соответствия принципам ESG крупных рейтинговых агентств, выявлены различия данных методологий. Обоснована необходимость оптимизации существующих методологий для более эффективного проведения ESG-оценки.

Введение.

С популяризацией движения устойчивого развития растет спрос со стороны инвесторов на финансовые инструменты, способствующие развитию более «зеленой» экономики, и на снижение рисков, связанных с изменением климата и социальными факторами. ESG-рейтинг представляет собой систему оценки из трех составляющих E, S и G, содержащих показатели, по которым рейтинговым агентством оцениваются экологические и социальные риски бизнеса, а также риски корпоративного управления в компании, где у каждого критерия есть свой вес в финальной оценке (рис. 1). Эти рейтинги созданы с целью предоставить инвесторам и заинтересованным сторонам информацию о том, насколько компания придерживается принципов устойчивости, социальной ответственности и хорошего управления.



Рис.1. Составляющие ESG-рейтинга

ESG-оценка в Российской Федерации

По оценкам компании KPMG, на глобальном рынке осуществляют деятельность около 160 лиц, присваивающих ESG-рейтинги или предлагающих информационные продукты с использованием ESG-данных [1].

При проведении ESG-оценки компании сталкиваются с проблематикой выбора методологии по оценке соответствия принципам ESG, так как у каждого рейтингового агентства, а также финансовых и нефинансовых организаций, она отличается. У лиц, присваивающих ESG-рейтинги, различаются перечни факторов оценки, которые варьируются от уклона в сторону документации до оценки количественных переменных. Кроме того, критерии оценки одного и того же элемента могут отличаться. Каждому из факторов оценки (переменным) присваиваются различные веса. Для одних оценивающих лиц важны политики и процедуры следования повестке устойчивого развития, для других – состояние рейтингуемого лица. Дисперсия факторов оценки и весов факторов отражает диссонанс приоритетов между лицами, присваивающими ESG-рейтинги [2].

В Российской Федерации самыми крупными агентствами по присвоению ESG рейтинга являются: Аналитическое кредитное рейтинговое агентство (АКРА), Национальные кредитные рейтинги (НКР), Национальное рейтинговое агентство (НРА), Рейтинговое агентство «Эксперт РА» (ЭксрРА) [3-6]. Во-первых, различаются определения ESG-рейтинга (таблица 1) – от оценки подверженности рискам до следования международной повестке.

Таблица 1. Определение ESG-рейтингов

Агентство	ESG-рейтинг	Определение
АКРА	ESG-оценка	Мнение о качестве и результатах деятельности компании в области устойчивого развития по трем направлениям: экологическое воздействие, социальная ответственность, корпоративное управление
Эксперт РА	Рейтинг ESG	Мнение о том, в какой степени процесс принятия ключевых решений в компании (регионе) ориентирован на устойчивое развитие в экологической, социальной и экономической сферах
НКР	ESG-рейтинг	Мнение относительно соответствия текущей деятельности и стратегии рейтингуемого лица целям устойчивого развития, в том числе защите и восстановлению окружающей среды, социальной ответственности, развитию корпоративного управления для реализации этих целей
НРА	ESG-рейтинг	Мнение о подверженности компании экологическим и социальным рискам бизнеса, а также рискам корпоративного управления на основе оценки качества соблюдения соответствующих практик и их соответствия базовым международным и российским ориентирам, стандартам и лучшим практикам в области устойчивого развития

Также отличия наблюдаются в весе блоков в рамках финальной оценки соответствия ESG-принципам. По методологиям АКРА и НРА вес каждой из трех компонент составляет 33,3%; по методологии НКР вес E-компоненты варьируется от 30 до 50% для нефинансовых компаний и 20% для финансово-кредитных компаний, вес S-компоненты находится как 80% минус вес E-компоненты для нефинансовых компаний и 40% для финансово-кредитных компаний, а на долю G-компоненты приходится 20% и 40% для нефинансовых и финансово-кредитных компаний соответственно; по методологии ЭксРА вес E-компоненты для финансовых компаний составляет 15%, а для иных компаний 30%, вес S-компоненты составляет 40% для финансовых компаний и 35% для иных, вес G-компоненты 45% и 35% для финансовых и иных компаний соответственно.Таким образом, различия в определении и весе каждой из составляющих делают ESG-рейтинги несопоставимыми между собой, поскольку предметные области, которые они измеряют, различаются.

Итоговая ESG-оценка по методологии АКРА определяется на основе 7 категорий и 17 уровней в диапазоне от 1 до 5, где 1 – наивысшая оценка, 5 – наихудшая; по методологии НКР – 7 базовых ESG-оценок в диапазоне от 1 до 7, где 7 - наивысший уровень соответствия экологическим, социальным и управленческим стандартам, 1 – низкий уровень соответствия стандартам; по методологии НРА оценка выставляется на основе 3 категорий и 7 уровней в диапазоне значения среднего балла от 0 до 1, где 1 балл – максимальное соответствие ESG-принципам, 0 – слабое соответствие.

Выводы.

На текущий момент существует необходимость оптимизации существующих методологий ESG-оценки. С увеличением внимания к экологическому фактору, социальной ответственности и управленческим компонентам, ESG-оценка становится ключевым инструментом для выявления рисков и возможностей, связанных с устойчивостью компаний.

Оптимизация методологий не только улучшит качество и точность оценок, но и способствует более объективному и сопоставимому анализу производительности компаний в рамках ESG-критериев. Стандартизация данных, использование передовых технологий, учет мнения заинтересованных сторон и разработка более точных метрик создадут основу для эффективного принятия решений, способствуя устойчивому и ответственному развитию бизнеса.

Список литературы

1. **Issues** with ESG Ratings and How Structured Data Can Help: сайт. – URL: https://iriscarbon.com/issues-with-esg-ratings-and-how-structured-data-can-help.
2. **Модельная** методология ESG-рейтингов. Доклад для общественных консультаций // Центральный банк Российской Федерации: сайт. – URL: https://cbr.ru/Content/Document/File/144085/Consultation_Paper_17012023.pdf .
3. **Методология** оценки ESG // АКРА: сайт. – URL: https://www.acra-ratings.ru/upload/iblock/57a/kuqqu9yivp38zlqzp0j8qxh2zl79i9d9/20210921_ACRA_Methodology_ESG.pdf.
4. **Методология** присвоения ESG-рейтингов // НКР: сайт. – URL: https://ratings.ru/upload/iblock/8ad/ESG_methodology_170322.pdf.
5. **Методология** присвоения ESG-рейтингов (некредитных рейтингов, оценивающих подверженность компании экологическим и социальным рискам бизнеса, а также рискам корпоративного управления) // НРА: сайт. – URL: https://www.ra-national.ru/wp-content/uploads/2023/04/meth_esg_-4.0.pdf.
6. **Методология** присвоения рейтингов ESG// Эксперт РА: сайт. – URL: https://raexpert.ru/ratings/methods/current.

УДК 620.92

РАЗРАБОТКА ИННОВАЦИОННОЙ ГИБРИДНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ И ГОРОДСКИХ ОБЪЕКТОВ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Ерёменко А.С.[*], **Леонова Д.С.**[**]
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: YeriomenkoAS@mpei.ru
**e-mail: LeonovaDS@mpei.ru

Аннотация.
Проведен детальный анализ природно-климатических условий региона, включающий особенности его сурового климата, сезонные колебания температур и доступность возобновляемых энергетических ресурсов.

Особое внимание уделяется разработке рекомендаций по оптимальной локализации объектов на базе возобновляемых источников энергии и интеграции их в существующую энергосистему региона с целью повышения энергетической эффективности и сокращения углеродного следа.

Сформулированы предложения по внедрению гибридной автономной энергоустановки, позволяющей адаптироваться к изменяющимся погодным условиям.

Введение.

В условиях глобального перехода к низкоуглеродной энергетике и повышенного внимания к вопросам устойчивого развития, остров Сахалин и Курильские острова представляет собой важную территорию для изучения потенциала возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Сахалинская область обладает богатыми природными ресурсами, однако её географическая удаленность и зависимость от традиционных углеводородных источников энергии создают вызовы для энергетической отрасли.

Актуальность данной работы обусловлена положениями Распоряжения Правительства РФ от 31 июля 2023 г. N 2058-р [1] и «Стратегией социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года» (утверждена постановлением Правительства Сахалинской области № 618 от 24.12.2019) [2]. В рамках этих планов особое внимание уделяется устойчивому развитию инфраструктуры.

Энергетическая система Сахалинской области находится в состоянии значительного технологического износа и требует модернизации для обеспечения стабильного энергоснабжения. Технологическая изолированность региона вынуждает поддерживать повышенный резерв мощности, что увеличивает стоимость электроэнергии для потребителей. Неблагоприятные климатические условия Сахалина ежегодно вызывают до 240 технологических инцидентов, что ускоряет износ оборудования и требует частого ремонта. Высокий износ электросетей (до 83%) и несоответствие современных линий электропередачи климатическим требованиям приводят к частым авариям и перебоям в электроснабжении.

Цель работы – определение потенциала возобновляемых источников энергии для обеспечения и поддержания экономического роста в Сахалинской области, необходимого для сбалансированного развития электроэнергетического комплекса, а также создание технических основ надежного электроснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям, на основе мастер-планов [3].

Методы и материалы.

Авторы данной работы предлагают подробный анализ климатических условий на основании официальных документов [4] и баз данных NASA Power [5].

Для анализа выбрано 10 объектов, находящихся в разных частях о. Сахалин и Курильских островов, по координатам которых были получены значения солнечной энергии (кВт·ч), приходящейся на 1 м^2 за каждые сутки за месяц выбранного года (кВт·ч/(м^2·сут)). Также были получены данные по скорости ветра за каждый месяц года.

Результаты.

Средние значения солнечного излучения и скорости ветра для конкретных объектов острова Сахалин и Курильских островов продемонстрированы на рисунках 1, 2.

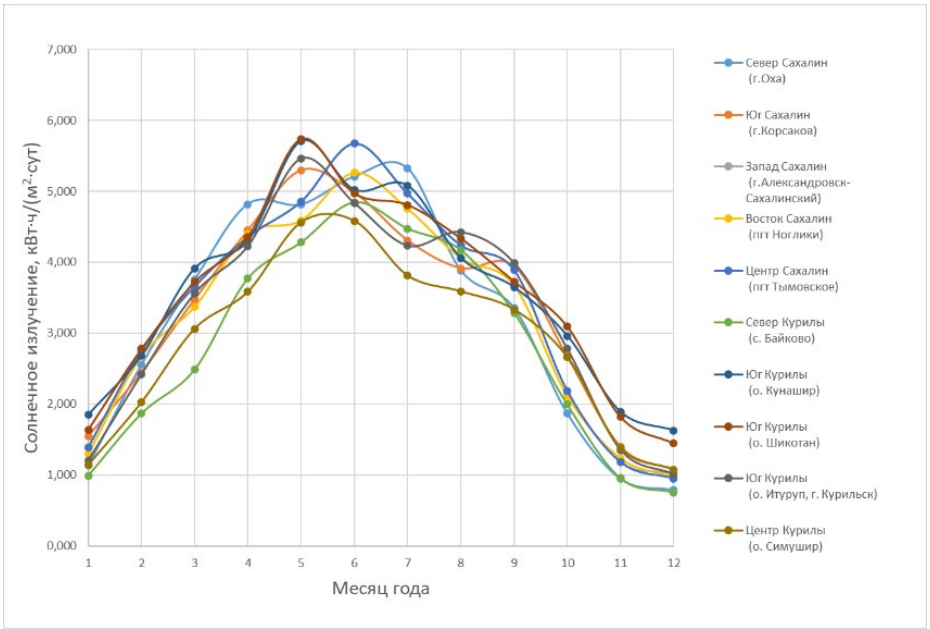


Рис. 1. Средние значения солнечного излучения в Сахалинской области по месяцам за 2023 год, кВт·ч/(м^2·сут)

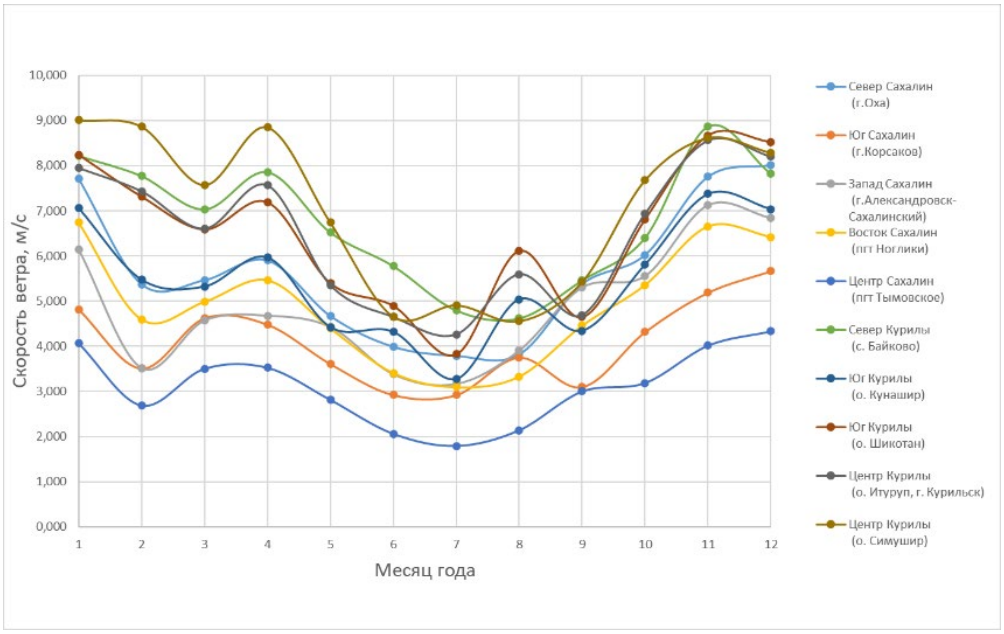


Рис. 2. Средние значения скорости ветра в Сахалинской области по месяцам за 2023 год, м/с

Обсуждение результатов.

Анализ природно-климатических данных показывает, что более низкие показатели солнечного излучения приходятся на северную часть Курильских островов, а более высокие - в Южной части Курильских островов, а также центральной и западной частях острова Сахалин. Наиболее благоприятными месяцами являются май – июль, в данные месяцы наблюдаются максимальные показатели среднего солнечного излучения. Самым неблагоприятным месяцем является декабрь.

Наиболее высоким ветровым потенциалом обладают Курильские острова, а именно их центральная и северная части, а также северная часть острова Сахалин. Максимальные показатели скорости ветра наблюдаются в осенне-зимнее время, а именно с ноября по январь. Самые низкие показатели приходятся на июль-август.

С учётом полученных данных, а также исходя из приоритетов инновационного и технологического развития региона, предлагается разработка гибридной энергоустановки, расположенной в южной части острова Сахалин (г. Корсаков). Данное расположение обусловлено оптимальными показателями солнечного излучения, а также в связи с планируемым строительством завода по производству водорода, производительностью до 100000 тонн H_2 в год. Принципиальная схема данной энергоустановки представлена на рисунке 3.

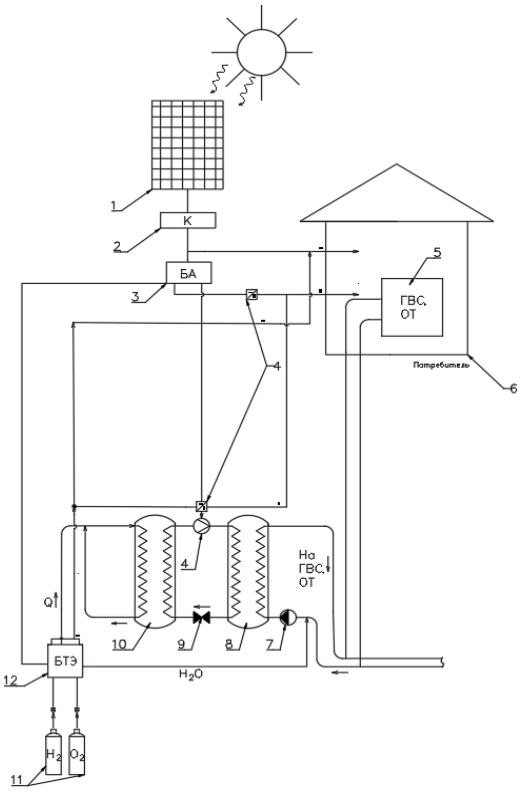


Рис. 3. Принципиальная схема гибридной автономной энергоустановки: *1* – солнечная фотоэлектрическая станция; *2* – контроллер; *3* – блок автоматики; *4* – инвертор; *5* – система отопления и горячего водоснабжения; *6* – потребитель; *7* – циркуляционный насос; *8* – конденсатор; *9* – терморегулирующий вентиль; *10* – испаритель; *11* – система хранения топлива; *12* – батарея топливных элементов

Принцип работы данной энергоустановки заключается в следующем: преобразованное солнечной фотоэлектрической станцией солнечное излучение в виде электрической энергии поступает на контроллер, регулирующий параметры тока. Полученный постоянный ток поступает потребителю при необходимости, либо идет на блок автоматики, который, в зависимости от режима и параметров работы установки, преобразуется инвертором в

переменный ток и направляется потребителю, либо на привод компрессора теплонаносной установки.

Выработанный топливным элементом постоянный ток, в зависимости от задания с блока автоматики, может направляться потребителю напрямую, либо преобразуясь инвертором в переменный ток. Также, при неблагоприятных погодных условиях и в зимние месяцы, когда количества вырабатываемой энергии солнечной фотоэлектрической станцией недостаточно, некоторое количество энергии может передаваться от топливного элемента на привод компрессора теплового насоса через инвертор. Тепловой насос в данной установке применяется для теплоснабжения потребителя, а также для утилизации низкопотенциальной теплоты топливного элемента [6].

Выводы.

1. Проведённый анализ природно-климатических условий Сахалинской области показал, что наиболее благоприятными районами для установки солнечных модулей являются южная часть Курильских островов, а также западная, центральная и южная части острова Сахалин. Наиболее благоприятными районами для установки ветрогенераторов являются центральная и северная части Курильских островов, а также северная часть Сахалина.

2. Разработана концепция инновационной гибридной энергоустановки, которая учитывает природно-климатические особенности Сахалинской области и адаптирована для работы в сложных климатических условиях региона.

Список литературы

1. Распоряжение Правительства РФ от 31 июля 2023 г. N 2058-р Об утверждении долгосрочных планов комплексного социально-экономического развития Южно-Сахалинской, Улан-Удэнской городских агломераций и городских округов "Город Северобайкальск", "Город Чита", "Город Тында" на период до 2030 г.
2. Постановление Правительства Сахалинской области от 24.12.2019 № 618 Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года.
3. Мастер-планы [Электронный ресурс]. URL: https://grad.sakhalin.gov.ru/master-plany/ (дата обращения 19.10.2024).
4. Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на 2023 – 2027 годы.
5. NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) | Data Access Viewer (DAV) [Электронный ресурс]. URL: https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/ (дата обращения 19.10.2024).
6. **Коровин Н.В.** Топливные элементы и электрохимические энергоустановки. — М.: Издательство МЭИ, 2005. — 280 с.: ил. с. 161.

УДК 620.9

УПРОЩЕНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ РАСЧЕТОВ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НА ПРИМЕРЕ ОПТИМИЗАЦИИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Смирнов Н.А., Егоров М.Ю.*
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: YegorovMY@mpei.ru

Аннотация.
Приведены результаты аналитического решения задачи по оптимизации паровых котлов. Представлено программное решение задачи по оптимизации паровых котлов. Проведено сравнение полученных решений с целью проверки правильности программного решения. Разобраны особенности использования искусственного интеллекта для решения инженерных задач. Показана необходимость энергосберегающих мероприятий при совместной работе нескольких котлов.

Введение.

В условиях высоких требований к энергоэффективности и энергосбережению появляется необходимость нахождения оптимальных условий работы при использовании различного теплоэнергетического оборудования, в том числе, паровых котлов. Традиционные методы расчетов зачастую сложны и требуют значительных временных затрат. Это ведет к необходимости создания программ, способных выполнять такие вычисления.

Сегодня большое количество инженеров не обладает навыками программирования, которые могли бы помочь в быстром решении поставленных задач. Для создания программ без посредников появилась возможность использования искусственного интеллекта.

Цель работы – анализ возможности обучения искусственного интеллекта для решения инженерных задач.

Методы и материалы.

У каждого котельного агрегата имеется режимная карта, содержащая информацию о параметрах его работы. Наиболее важными параметрами паровых котлов являются паропроизводительность и расход топлива, которые изменяются в зависимости от уровня нагрузки.

При необходимости совместной работы, когда два различных котла должны обеспечить общую требуемую паропроизводительность, максимальный эффект энергосбережения достигается при равенстве относительных приращений расходов топлива.

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta D_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta D_2} = \ldots = \frac{\Delta B_n}{\Delta D_n} \quad (1)$$

Для решения задачи необходимо построить зависимость $\frac{\Delta B}{\Delta D}$ для каждого котла от средней паропроизводительности. На основании полученного графика строится промежуточная таблица для определения точек зависимости средней паропроизводительности от суммарной для всех котлов. Последний график позволяет определить оптимальные значения паропроизводительности для заданного значения.

Результаты.

Для обучения искусственного интеллекта решать подобные задачи был загружен подробный пример выполнения расчета, построения графиков и таблиц.

Интерфейс разработанной программы представлен на рис. 1.

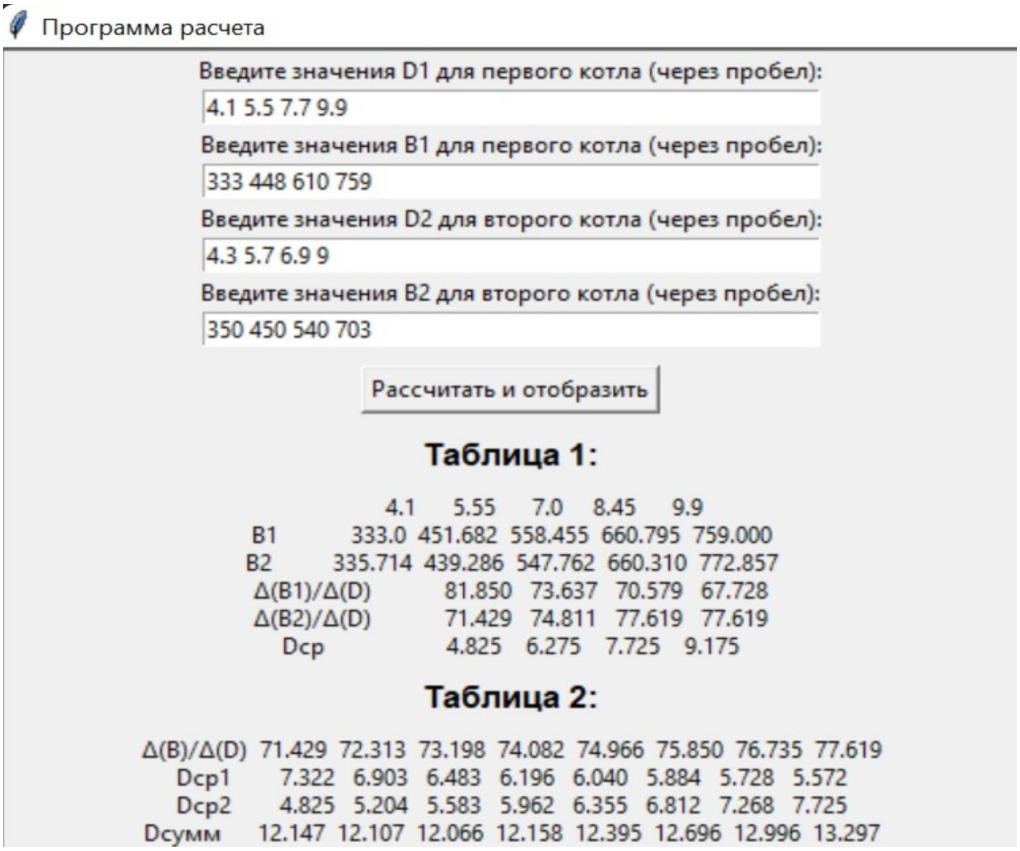


Рис. 1. Интерфейс программы

На основании данных их режимных карт котлов заполняется Таблица 1, строится график (см. рис. 2). По данным графика заполняется Таблица 2, из которой, ориентируясь на заданное значение общей паропроизводительности, строится график (см. Рис. 3) для нахождения оптимального режима работы (рис. 4).

Анализ результатов.

В результате обучения искусственного интеллекта решать поставленную задачу была получена программа, решение которой совпало с аналитическим решением для нескольких различных условий. При этом сохранилось последовательное представление графических данных, чтобы решение было понятно пользователю.

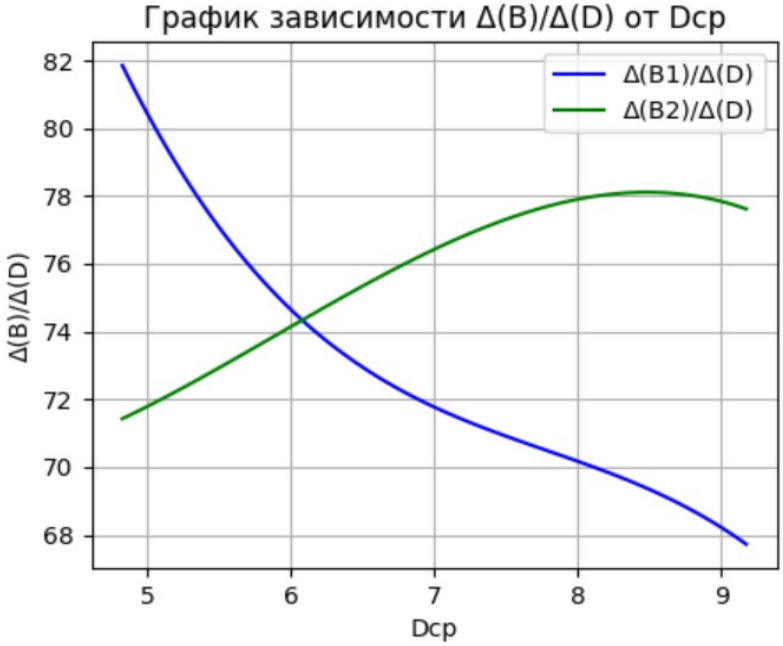


Рис. 2. График по значениям таблицы 1.

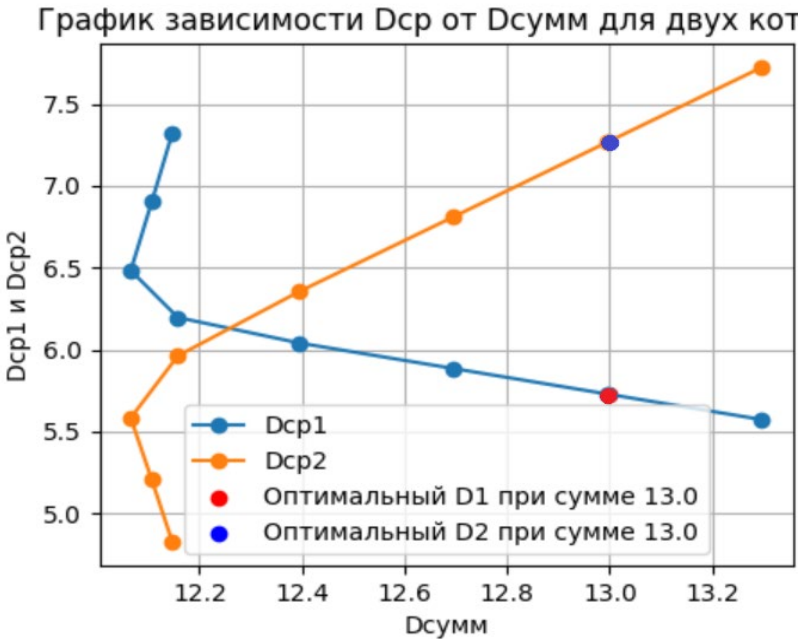


Рис. 3. График по значениям таблицы 2.

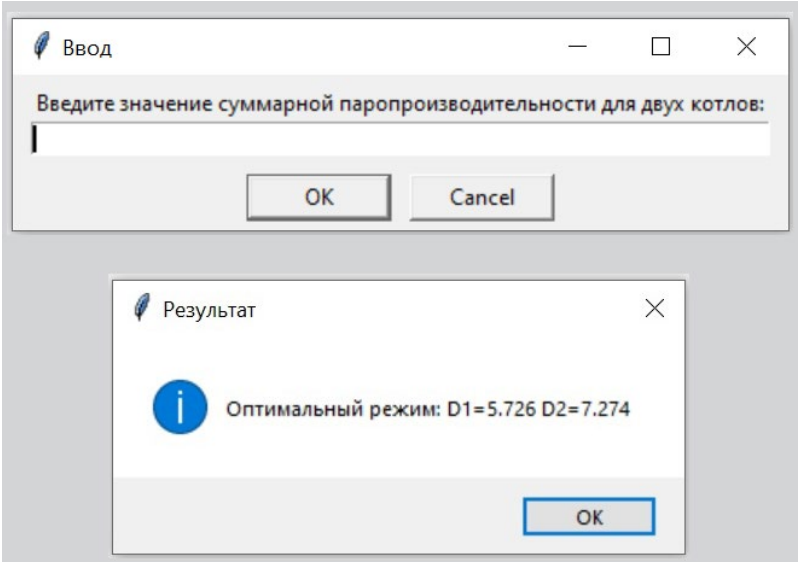


Рис. 4. Результат выполнения программы.

Выводы.

1. В докладе обоснована необходимость внедрения энергосберегательных мер, а также применения искусственного интеллекта для упрощения расчетов.

2. Искусственный интеллект не способен самостоятельно решать сложные задачи по оптимизации. Это вынуждает тратить значительное время и интеллектуальные ресурсы на обучение.

3. На данный момент не существует универсального способа обучить искусственный интеллект решать поставленные задачи. Это обусловлено их разнообразием и сложностью. Тем не менее, данная работа показала принципиальную возможность внедрения современных информационных технологий в теплотехнику.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, соглашение № FSRF-2023-0003, «Фундаментальные основы построения помехозащищенных систем космической и спутниковой связи, относительной навигации, технического зрения и аэрокосмического мониторинга».

АНАЛИЗ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Нарядкина Н.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
E-mail: Naryadkinana@mpei.ru

Аннотация.

По результатам анализа основных эксплуатационных проблем, характерных для централизованных систем теплоснабжения (ЦСТ) городов Московского региона, ведомственной нормативной базы оценки надежности ЦСТ, а также научно-технических публикаций по рассматриваемой тематике, сформулированы предложения по совершенствованию методической базы определения основных показателей надежности рассматриваемого класса систем, разработка и внедрение которых направлена на повышение эффективности реализации программ по ремонту и реконструкции ЦСТ за счет более адресного рассмотрения технического состояния и условий эксплуатации объектов и функциональных подсистем.

Введение.

По официальной данным Федеральной статистической службы России [1, 2] по Московскому региону, а также информации, приводимой в многочисленных научно-технических публикациях, централизованные системы теплоснабжении городов в настоящее время характеризуется неудовлетворительным техническим состоянием, не обеспечивая требуемый уровень надежности теплоснабжения населения и промышленных потребителей [3].

Под централизованной системой теплоснабжения города (населенного пункта) традиционно понимают комплекс технических средств, включающий следующие основные функциональные подсистемы: источники теплоты (ИТ), тепловые сети (ТС), узлы потребления теплоты (установленное тепловое оборудования конечных пользователей), системы автоматического регулирования и управления.

Согласно нормативным документам [4, 5] надежность систем теплоснабжения представляет собой способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде).

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, техническими параметрами, степенью резервирования и качеством процессов эксплуатации всех названных функциональных подсистем.

При этом, в качестве основных эксплуатационных проблем ЦСТ можно выделить:

1. очень высокий уровень износа оборудования всех функциональных подсистем и, особенно, трубопроводов тепловых сетей (например, по данным [6] уровень изношенности тепловых сетей составляет 75%, основная часть ТС проложена в 1959 – 1989 гг.);
2. отсутствуют в достаточном количестве измерительный средства мониторинга режимов работы ЦСТ (в [6] указано, что даже необходимыми в первую очередь средствами учета объемов потребления тепловой энергии на стороне потребителей в отдельных городских поселениях не оборудовано 77% многоквартирных жилых домов);

3. отсутствуют в ряде случаев проектная, инженерная и техническая информация (как правило, информация утеряна в силу очень больших сроков эксплуатации оборудования), необходимая для правильной оценки технического состояния как отдельных функциональных подсистем (элементов) ЦСТ, так и системы в целом;
4. текущий инструментальный контроль технического состояния ряда функциональных элементов ЦСТ достаточно затруднен, что вызвано их конструктивными особенностями (подземная прокладка трубопроводов и т.п.), что приводит к недостаточности информации для расчета показателей надежности оборудования (узла ТС) известными аналитическими методами;
5. регулярное сокращение бюджетных расходов на финансирование системы ЖКХ в целом и эксплуатацию централизованных систем теплоснабжения в частности, приводит к недофинансированию (и, соответственно, выполнению не в полном объеме) программ по ремонту оборудования и реконструкции ЦСТ, эффективная реализация которых необходима для поддержания показателей надежности ЦСТ на требуемом уровне;
6. Нехватка квалифицированных кадров, осуществляющих как эксплуатацию ЦСТ в целом, так и выполнение отдельных мероприятий программ по ремонту оборудования и реконструкции системы, также снижает качество процессов эксплуатации, и, соответственно, показатели надежности эксплуатации систем теплоснабжения.

Основным направлением работ по решению задачи поддержания требуемого уровня значений показателей надежности СТ в описанной проблемной ситуации (стареющее оборудование, недофинансирование ремонтных программ, недостаток информации для принятия решений о состоянии объектов и необходимости включения их в ремонтную программу) является анализ существующих, регламентированных соответствующими нормативными документами, методик определения показателей надежности СТ и их совершенствование (в случае необходимости) в части разработки методик (алгоритмов) определения состояния функциональной подсистемы (объекта) СТ и необходимости его обоснованного включения в программу ремонта и (или) реконструкции, а также методик поддержки принятия описанных решений в случае неполной (неподтвержденной, отсутствующей и т.д.) информации.

Нормативно-методическая база определения показателей надежности систем теплоснабжение и направления ее развития

Нормативные требования к надёжности систем теплоснабжения установлены следующими нормативными документами:

- СНиП 4-02-2003 «Тепловые сети» [4];
- Приказ Министерства регионального развития РФ от 26 июля 2013 г. № 310 «Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» [5].

В качестве одного из показателей надежности систем теплоснабжения [4] используется коэффициент готовности. Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности к исправной работе Кг принимается 0,97.

В [5] для оценки надежности систем ТС вводится девять групповых показателей, имеющих как технический, так и информационно-организационный характер. При этом комплексный показатель надежности определяется как усредненное значение введенных показателей.

Рассмотренные документы, хотя и регламентируют в целом порядок определения и анализа показателей, используемых для оценки надежности СТ, но не решают основной, сформулированной выше задачи.

В качестве методического подхода к оценке технического состояния объекта (или функционального узла объекта, или единицы основного технологического оборудования) и поддержки принятия решений по необходимости включения объекта в программу технического ремонта или реконструкции может служить подход, определенный рядом нормативных документов Минэнерго России по отношению объектов электроэнергетики [7 – 9].

Названный комплект документов вводит понятие индекса технического состояния (далее ИТС), являющегося количественной оценкой (ИТС принимает значения от – до 100) технического состояния энергетического оборудования или объекта электроэнергетики. Он определяется на основе фактических данных, получаемых в ходе проверок (проведения обслуживания) объектов энергетики, путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния оборудования с предельно допустимыми значениями, а также соответствия техническим требованиям, установленным нормативно-технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией организаций-изготовителей, и последующим определением ИТС узлов и оборудования в целом. Названными нормативными документами введена номенклатура параметров, по которым производится оценка и количественные значения бальных оценок, которые используются для определения значений отдельных параметров, входящих в состав ИТС.

Процесс определения ИТС происходит итерационно (от низшего к высшему) в результате оценки технического состояния: в начале – состояния функциональных узлов основного технологического оборудования (ОТО), затем - состояния отдельных единиц ОТО, затем – объекта электроэнергетики в целом.

По значению ИТС прогнозируется вероятность отказа оборудования (объекта), определяется финансовые риски на устранение последствий такого отказа и принимается решений о необходимости включения оборудования (объекта) в программу ремонта или реконструкции и обоснованном выборе степени необходимого технического воздействия на объект.

Некоммерческим партнерством «Российское теплоснабжение» в 2024 году разработано «Методическое руководство по расчету индекса состояния систем теплоснабжения поселений» [10], вводящее (по аналогии с документами Минэнерго России) понятие индекса технического состояния для систем теплоснабжения и их элементов.

Индекс состояния систем теплоснабжения – это численный обобщенный показатель, усредняющий значимые, проверяемые частные показатели, характеризующие техническое состояние, качество режимов, качество эксплуатации и управления системами теплоснабжения. Индекс состояния также принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение) с округлением до целого числа по правилам математического округления.

Расчет индекса состояния включает в себя усреднение с определенными весовыми коэффициентами индексов состояния источников тепловой энергии системы теплоснабжения, тепловых сетей системы теплоснабжения, теплопотребляющих установок потребителей, качества режимов в системе теплоснабжения; качества эксплуатации и управления системой теплоснабжения. Более подробно информация об алгоритмах расчета ИТС приведена в [10].

Рассматриваемая методика позволяет количественно оценить не только техническое состояние конкретных систем теплоснабжения в целом, но и отдельных, входящих в нее, подсистем и, следовательно, принять обоснованные решения о включении той или иной СТ или ее подсистемы в программу проведения ремонтов и реконструкции.

Кроме того, следует отметить, что в методике [10] при определении комплексного показателя технического состояния источника тепловой энергии, отдельно рассматриваются

два вида объектов: электростанции, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, а также прочие источники тепловой энергии. При этом, при определении показателя технического состояния ТЭЦ, как источника тепловой энергии, применяется методика Минэнерго России [7], ориентированная в основном на учет параметров состояния ТЭЦ с точки зрения обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электрической энергией, а не теплом. При определении технического состояния прочих источников тепловой энергии используются, подходы, изложенные в приказе Минрегионразвития [5].

С точки зрения развития и оценки эффективности применения методики [10] целесообразно выполнить вариантные сценарные расчеты по определению показателя технического состояния ТЭЦ с применением механизмов, описанных в методике и с применением методик и алгоритмов, рекомендованных для прочих источников тепловой энергии, адаптированных для проведения расчета по ТЭЦ и сравнить полученные результаты.

В рамках работ по разработке методик расчета показателей надежности СТ в случае неполной (неподтвержденной, отсутствующей и т.д.) информации представляется интересным проведение работ по созданию единых (собранных в одном месте) информационных хранилищ показателей, описывающих различные режимы работы и аварийные случаи в системах теплоснабжения. Централизация подобных инициативных работ по объединению разрозненных информационных массивов, сформированных отдельными исследователями, позволила бы собрать и получить единый информационный массив, на котором возможно было бы апробировать (после проведения предварительных процедур очистки и первичной обработки данных) различные алгоритмы нахождения взаимозависимостей и оценки взаимовлияния между параметрами (как и с использованием алгоритмов математической статистик, так и с использованием различных нейросетевых технологий), влияющими на показатели надежности СТ.

Интеграция таких хранилищ с источниками данных иной природы (например, данными и погодных условиях и т.д.) позволила существенно расширить возможности по изучению влияния различных влияющих параметров на показатели надежности систем ТС.

Выводы

1. Выполнен анализ существующей нормативно-методической базы по определению показателей надежности централизованных систем теплоснабжения.
2. Отмечено развитие анализируемой нормативно-методической базы в 2024 году в части введения (по аналогии с электроэнергетикой) понятия Индекс технического состояния оборудования (функциональных подсистем) и разработки документа «Методического руководства по расчету индекса состояния систем теплоснабжения поселений».
3. Отмечена целесообразность развития и оценки эффективности применения методики в части выполнения и анализа результатов сравнительных вариантных сценарных расчетов по определению показателя технического состояния ТЭЦ как источника тепловой энергии с применением различных алгоритмов.
4. Отмечена целесообразность проведение работ по созданию единых (собранных в одном месте) информационных хранилищ показателей, описывающих различные режимы работы и аварийные случаи в системах теплоснабжения, с целью апробации (после проведения предварительных процедур очистки и первичной обработки данных) различных алгоритмов нахождения взаимозависимостей и оценки взаимовлияния между параметрами (как и с использованием алгоритмов математической статистик, так и с использованием различных нейросетевых технологий).

Литература

1. Потери тепловой энергии // ЕМИСС Государственная статистика. URL:https://fedstat.ru/indikator/33926 (дата обращения: 10.09.24).
2. Протяженность паровых и тепловых сетей в двухтрубном исчислении, подлежащих замене// ЕМИСС Государственная статистика. URL:https://fedstat.ru/indikator/33899 (дата обращения: 10.09.24).
3. Число аварий на источниках теплоснабжения, паровых и тепловых сетях// ЕМИСС Государственная статистика. URL:https://fedstat.ru/indikator/33628 (дата обращения: 10.09.24).
4. СНиП 4-02-2003 «Тепловые сети»
5. Приказ Министерства регионального развития РФ от 26 июля 2013 г. № 310 “Об утверждении Методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения
6. Анализ надежности систем теплоснабжения городов Московской области. Атауллин М.Р.
7. Приказ Министерства энергетики РФ от 26.07.2017 г. № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (с изменениями и дополнениями) 17 марта 2020 г. // http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202005180047?ysclid=lnr974xiac770372218
8. Приказ Министерства энергетики РФ от 19.02.2019 г. № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа» // http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201904040045?ysclid=lnr98e1l80340656313
9. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. N 548 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок (с изменениями и дополнениями).
10. «Методическое руководство по расчету индекса состояния систем теплоснабжения поселений» // https://www.rosteplo.ru/dokNPRT/Index_sotst_ST.pdf

НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ НЕГАТИВНОГО ЭФФЕКТА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВЫБРОСАМИ ВОДЯНОГО ПАРА В РЕЗУЛЬТАТЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЕЛОВЕКА

Белобородова А.С.

Московский финансово-юридический университет МФЮА

Выбросы водяного пара в результате жизнедеятельности человека оказывают влияние на локальные изменения климата, на окружающую среду. В настоящее время требования к выбросам водяного пара в атмосферу отсутствуют как в международном законодательстве, так и в законодательстве Российской Федерации. Внедрение системы контроля и учёта выбросов водяного пара в атмосферу включает разработку нормативно-правовых документов, форм отраслевой отчётности.

Ключевые слова: выбросы парниковых газов, водяной пар, углекислый газ, тепловое загрязнение, облака, солнечный свет, мегаполис.

Генеральной Ассамблеей 25 сентября 2015 года была принята резолюция, включающая план действий по обеспечению устойчивого развития на период до 2030 года. Семнадцать целей в области устойчивого развития и 169 задач направлены на искоренение нищеты, обеспечение защиты нашей планеты, повышение качества жизни и улучшению перспектив для всех людей во всем мире. Одной из целей является «обеспечение наличия и рационального использования водных ресурсов и санитарии для всех» [1]. Засуха 2022 года в Европе наглядно показала уязвимость современной цивилизации. Дефицит пресной воды оказывает негативное влияние на первоочередные потребности современного человека в продуктах питания и энергетических ресурсах.

К сожалению, декларации, как правило, остаются лишь благими намерениями. Борьбу за ресурсы пресной воды между разными странами можно наблюдать на разных континентах. Борьба за ресурсы пресной воды включает: строительство дамб и плотин электростанций, изменение русла рек, использование для нужд мелиорации и т.д.; применение технологий осаждения воды из облаков, таких как: химические вещества, электрические разряды и другие. На изменение количества и мест выпадения осадков влияет размещение ветровых электростанций [2,3].

В рамках перехода Европейского союза на водородную экономику для производства необходимого объёма водорода в процессе электролиза воды потребуется около 4 км^3 дистиллированной воды в год. Годовой объём потребления исходной воды может превысить годовой сток рек Сены и Тахо, и равняться годовому стоку рек Эльбы и Луары [4].

Водяной пар является основным парниковым газом в атмосфере. Доля водяного пара в парниковый эффект в ясную погоду с учётом наложения спектров составляет 60%, в то время как вклад углекислого газа – 25,6%. В пасмурную погоду вклад водяного пара оценивается в 59,3%, а углекислого газа – 27,9%. Вклад озона, метана и закиси азота в парниковый эффект составляет около 14,4% в ясную погоду и 12,8% в пасмурную [5].

Увеличение содержания водяного пара в атмосфере приводит к росту числа случаев выпадении сильных (экстремальных) осадков [6]. Экстремальные осадки в 2024 году привели к человеческим жертвам.

Необходимо отметить, что за период с 1950 по 2016 год рост массы водяного пара в атмосфере Москвы для ноября составил 26,7%, что сказывается на локальном изменении климата [7]. Влияние выбросов водяного пара локальные изменения климата в Москве рассмотрено в работах [7-9]. В настоящее время выбросы водяного пара в результате работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта оцениваются в 93 млрд кг в год. Выбросы водяного пара приводят к тепловому загрязнению атмосферы.

В атмосферу Москвы поступает тепло вместе с уходящими продуктами горения топлива в среднем около $8,8*10^9$кДж, а также тепло, выделяемое в процессе конденсации водяного пара, в среднем около $20,9*10^9$ кДж в час [7].

Среднесуточная площадь облаков, формируемых в результате выбросов водяного пара в атмосферу Москвы от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта может достигать 12,7 тысяч км^2, что превосходит площадь Москвы в пределах МКАД в 14,5 раз [7]. Техногенные выбросы водяного пара в атмосферу оказывают влияние на локальные климатические изменения: формирование облаков и количество солнечных дней в мегаполисе.

Солнце является источником жизни на Земле. Древнегреческий врач и философ Гиппократ, заложивший основы медицины как науки, ещё в 5 веке до н.э. говорил, что для здоровья полезнее жить на солнечной стороне горы. Многочисленные исследования подтвердили вывод о безусловном влиянии света на физическое, физиологическое и психологическое состояние людей.

Несмотря на это, пристальное внимание к выбросам водяного пара в результате жизнедеятельности человека и влиянию данных выбросов на изменение климата отсутствует. Таким образом, вопрос нормативного регулирования выбросов водяного пара в результате деятельности человека является актуальным.

Международное законодательство в вопросах выбросов парниковых газов

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата прописывал обязательства разных стран по снижению выбросов именно углекислого газа и ничего не говорил о выбросах водяного пара. Парижское соглашение также не рассматривает выбросы водяного пара.

Нормативно-правовые документы ЕС не рассматривают влияние изменения климата в результате выбросов водяного пара в атмосферу. В рамках торговли квотами на выбросы парниковых газов водяной пар не учитывается, следовательно отсутствуют экономические стимулы для сокращения его выбросов.

Российское законодательство по вопросам охраны окружающей среды

В соответствии с Конституцией Российской Федерации «каждый имеет право на охрану здоровья» (ст. 41) и «на благоприятную окружающую среду» (ст. 42).

Федеральный закон «Об охране окружающей среды» определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды. Регулирует отношения в сфере взаимодействия общества и природы, возникающие при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с воздействием на природную среду как важнейшую составляющую окружающей среды, являющуюся основой жизни на Земле.

В соответствии с законодательством объектами охраны являются, в том числе (ст. 4) атмосферный воздух, озоновый слой атмосферы и околоземное космическое пространство.

Дальнейшее развитие российской экономики предполагает использование наилучших доступных технологий (НДТ) [10]. Правительством РФ определён «комплекс мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий» [11-13].

Градостроительным кодексом РФ в основных принципах законодательства о градостроительной деятельности (ст. 2) предусмотрены: «обеспечение сбалансированного учета экологических, экономических, социальных и иных факторов»; «ответственность органов государственной власти Российской Федерации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления за обеспечение благоприятных условий жизнедеятельности человека»».

Необходимо отметить, что российское законодательство в области охраны окружающей среды включает понятия техническая возможность и экономическая обоснованность.

Программа производственного экологического контроля включает в себя сведения об инвентаризации выбросов, сбросов загрязняющих веществ, отходов производства и потребления и объектов их размещения, о лабораториях, о периодичности и методах осуществления производственного экологического контроля, местах отбора проб и методиках (методах) измерений.

В соответствии с Законом г. Москвы от 20.10.2004 № 65 [14] автоматические системы мониторинга промышленных выбросов с передачей показателей в Единый городской фонд данных экологического мониторинга внедрены на более чем 50 предприятиях в Москве. Выбросы водяного пара не учитываются.

В официальной отчётности Российской Федерации о выбросах парниковых газов представляемой в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата водяной пар не учитывается [15,16].

Форма федерального статистического наблюдения № 2-ТП (воздух), утвержденная приказом Росстата от 08.11.2018 № 661, предоставляет сведения об охране атмосферного воздуха. В форма 2-ТП не учитываются выбросы водяного пара.

В 2022 году в РФ запущен эксперимент по ограничению выбросов парниковых газов на Сахалине [17]. В рамках проводимого в РФ эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на Сахалине не учитываются выбросы водяного пара.

Таким образом, можно констатировать, что как в международном законодательстве, так и в законодательстве Российской Федерации отсутствуют требования к выбросам водяного пара в атмосферу.

Поправки в нормативно-правовые акты Российской Федерации

Первым шагом к снижению выбросов водяного пара в атмосферу является внедрение системы контроля и учёта выбросов, включая разработку нормативно-правовых документов, форм отраслевой отчётности.

Необходимо включить в форму 2-ТП (воздух) показатели выбросов водяного пара в атмосферу, а также объём энергии, выделяемый при конденсации водяного пара.

Теплофикации в Российской Федерации насчитывает более 100 лет. Приоритет комбинированной выработки электрической энергии и тепла над источниками раздельного производства прописан в Энергетической стратегии РФ до 2035 года; ФЗ «Об электроэнергетике»; ФЗ «О теплоснабжении»; в требованиях к разработке Схем теплоснабжения городов и муниципальных образований. Однако в справочниках НДТ не принимается во внимание эффективность оборудования, работающего в режиме комбинированной выработки электроэнергии.

Учитывая, что дальнейшее развитие энергетики планируется на основе НДТ необходимо включить в справочники НДТ положения об определении наилучших доступных технологий с учётом фактических режимов работы оборудования, в том числе эффективность работы оборудования в режиме комбинированной выработки электроэнергии и тепла.

Выводы:

1. Требования к выбросам водяного пара в атмосферу отсутствуют как в международном законодательстве, так и в законодательстве Российской Федерации.
2. Внедрение системы контроля и учёта выбросов, включая разработку нормативно-правовых документов, форм отраслевой отчётности необходимо для снижения выбросов водяного пара в атмосферу.

Литература:

1. Цели в области устойчивого развития [Электрон. ресурс] https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/sustainable-development-goals/

2. C. Wang and R. G. Prinn Potential climatic impacts and reliability of very large-scale wind farms // Atmos. Chem. Phys., 10, 2053–2061, 2010 www.atmos-chem-phys.net/10/2053/2010/

3. David W. Keith, Joseph F. DeCarolis, David C. Denkenberger, Donald H. Lenschow, Sergey L. Malyshev, Stephen Pacala, and Philip J. Rasch The influence of large-scale wind power on global climate // PNAS - November 16, 2004 - vol. 101 - no. 46 - 16115–16120

4. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. «Переход ЕС к водородной энергетике: потребность в ресурсах» // Промышленная энергетика – 2021 - №6, стр. 36-47

5. J. T. Kiehl and Kevin E. Trenberth «Earth's Annual Global Mean Energy Budget» // Bulletin of the American Meteorological Society - Vol. 78, № 2, February 1997 - p. 197-208

6. Б.К. Бэйтс, З.В. Кундцевич, С. У, Ж. П. Палютикоф (ред.), 2008 г.: Изменение климата и водные ресурсы. Технический документ Межправительственной группы экспертов по изменению климата, Секретариат МГЭИК, Женева, 228 стр.

7. Гашо Е.Г., Гужов С.В., Белобородова А.С., Гукова Н.В. “Влияние выбросов водяного пара от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта на локальные климатические изменения и климатическую адаптацию мегаполиса на примере Москвы” // “Надёжность и безопасность энергетики” – 2019 – Том 12, №3, стр. 190-199

8. Честная экология // Бочин Л.А. – М: ГИИ – 2016 г. – 300 стр.

9. Приоритеты климатической адаптации мегаполиса: люди, природа, техника. Алгоритм, стратегия и план действий. // Научно-методическое издание. – Под ред. Е. Гашо – Москва, 2019 г. – 54 стр.

10. Федеральный закон №219-ФЗ от 21 июля 2014 года «О внесении изменений в федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные акты Российской Федерации»

11. Постановление Правительства РФ от 23 декабря 2014 года №1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям»

12. Распоряжение Правительства РФ от 19 марта 2014 года №398-р «Комплекс мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий»

13. Приказ Росстандарта №2929 ИТС «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

14. Закон г. Москвы от 20 октября 2004 г. № 65 «Об экологическом мониторинге в городе Москве», «Вестник Мэра и Правительства Москвы», ноябрь 2004 г., № 64

15. Четвёртый двухгодичный доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата // Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – Москва – 2019.

16. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2019 гг. // Романовская А.А., Нахутин А.И., Гинзбург В.А. и др. – Москва – 2021

17. Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации

ГИБРИДНЫЕ ВИЭ И СИСТЕМЫ

1. Демидов Н.Д. Энергетическая эффективность установок тепло-энергетического сектора на возобновляемых источниках энергии.
2. Егоров М.Ю. Работа геотермальной теплонасосной установки в климатических условиях России.
3. Зацепилова С.В., Никифорова Д.В., Крыленко Е.Е. Повышение эффективности солнечных электростанций путем установки инновационных трекеров.
4. Деркачёв С.В. Возобновляемая энергетика новых территорий РФ.
5. Темеров А.В. Биодом: энергопозитивный дом и умная теплица.

УДК 502.174.3

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСТАНОВОК ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

Демидов Н.Д. (научный руководитель: Сухарева Е.В.)

Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail:89163003603nd@gmail.com

Аннотация. *В статье представлены понятия энергетической эффективности и коэффициента полезного действия. Рассмотрены примеры возобновляемых источников энергии, их достоинства и недостатки. Изучены факторы влияющие на эффективность установок, а также проведен сравнительный анализ ВИЭ и традиционных источников. Сформулированы выводы по вопросу смысла замены традиционных источников на возобновляемые.*

Возобновляемые источники энергии – это тот вид источников энергии, который представляет из себя альтернативу традиционным видам топлива, таким как, газ, нефть, уголь. Данные источники являются одной из ступеней развития устойчивых энергетических систем. Особенность рассматриваемых источников энергии заключается в возможности возобновлять энергию, в кратчайшие сроки, при этом не расходуя природные ресурсы.

Целью статьи является раскрытие видов ВИЭ и важности их внедрения в энергетическую среду, показ сильных и слабых сторон популярнейших представителей ВИЭ, а также обзор существующих факторов, оказывающих влияние на энергетическую эффективность установок.

Существует 5 основных видов возобновляемых источников энергии. Ими являются.

1. Ветровая энергия. Данный вид энергии преобразуется из кинетической энергии, которой обладают воздушные потоки, за счет использования ветровых турбин. Главным преимуществом данной технологии является ее высокая эффективность в регионах с постоянными ветрами. Также данные станции не требовательны к размещению. Они способны работать, и на суше и в море.
2. Солнечная энергия. Эта энергия берется от света солнца. Данный вид энергии может закрывать различные потребности человека, такие как выработка электроэнергии или отопление. На данный момент ВИЭ на солнечной энергии это самый популярный вид возобновляемых источников. Он может оснащать энергией, как крупные производства, так и бытовые хозяйства.
3. Гидроэнергия- это вид энергии получаемый за счет перемещения водных масс. Для того чтобы выработать электроэнергию гидроэлектростанции используют либо падающую воду либо текущую горизонтально. Данный источник энергии крайне экологичен, так как обладает низким уровнем выбросов углерода, а также очень надежен. Недостатком данного источника энергии является процесс его постройки. Он отрицательно сказывается на экосистеме рек.
4. Энергия биомассы. Данная энергия преобразуется в процессе переработки органических материалов, таких как растения, животные и отходы. Биомасса имеет свойство вариационности. Его можно сжечь для получения тепла либо переработать в биотопливо. Достоинством данного источника энергии является снижение зависимости от традиционных ископаемых источников энергии и решение проблемы утилизации отходов.

5. Геотермальная энергия – Источником данной энергии является тепло, которое находится внутри земли. Данный вид энергии можно использовать как для выработки тепла, так и для получения электроэнергии. Хоть данный вид энергии достаточно надежен, но использоваться он может только в определенных регионах.

В теплоэнергетическом секторе одним из важнейших аспектов, который влияет на конкурентоспособность и устойчивое развитие является энергетическая эффективность. Данный аспект несет в себе большое количество технологий и методов, которые позволяют снизить потребление энергии, не жертвуя качеством. В связи с тем, что с каждым годом экологический вопрос и вопрос исчерпывания традиционных ископаемых ресурсов обретает всю большую значимость, повышение энергоэффективности становится все более важной задачей. Одной из мер с помощью которых можно понять на сколько хорошо осуществляется энергетическая эффективность является коэффициент полезного действия. В точности данный показатель отображает, на сколько, эффективно входная энергия преобразуется в полезную работу. Его можно представить отношением полезной работы полученной от системы к общей энергии затраченной на ее работу.

Во время моды и необходимости снижения потребления ресурсов важным вопросом стала энергетическая эффективность. У энергоэффективности есть множество достоинств, которые влияющих на отрасль энергетики, так например.

1. Уменьшение выбросов углекислого газа. Мероприятие направленные на повышение эффективности снижают выработку парниковых газов. Так, например замена устаревшего трубопровода на новый приводит к снижению потерь и эмиссии, что приводит к повышению экологического уровня предприятия.
2. Снижение затрат на энергию. За счет внедрения в существующее производство более технологичного и эффективного оборудования, как высокоэффективные теплообменники снижается потребление топливных ресурсов, что в свою очередь отражается на финансовых затратах организации.
3. Увеличение надежности и качества энергосбережения. За счет современных технологий организации имеют возможность не только снизить затраты на топливо, но и увеличить надежность теплоснабжения. Технологиями позволяющими осуществить это являются умные сети и системы автоматического управления. Данные технологии снизят частоту перебоев в поставках и оптимизируют распределение тепла. Это достоинство крайне важно в таких магаполисах, как Москва и Санкт-Питербург.
4. Социальные улучшения. В случае снижения затрат на отопление и горячее водоснабжение у потребителей тоже снизятся затраты на данные услуги. Это особенно важно для слоев населения имеющих финансовые трудности. Также внедрение новых технологий создаст дополнительные рабочие места.
5. Повышение конкурентоспособности в случае разработки мероприятий по энергоэффективности, будут осуществлены положительные факторы рассмотренные выше, что приведен к повышению эффективности организации.

В данный момент возобновляемые источники энергии являются новой вехой в истории человечества. Как и любое историческо-технологическое событие оно имеет влияние на общество, экономику и культуру. Хоть и кажется что данные технологии появились не так давно в древние времена существовали их зачатки. Так например в древнем Египте строили окна с южной стороны, чтобы по максимуму обогревать свое жилище, а древние римляне придумали концепцию солнечных печей. В средние века также использовался прародитель гидроэлектростанций, а именно водяные мельницы, использующие кинетическую энергию воды для помола зерна. По той же технологии работали и ветряные мельницы. Уже в 1954 году был разработан прототип первой солнечной панели, и только в начале 70-х годов получилось наладить массовое производство. А в 1980 годах появились первые солнечные электростанции.

Наиболее популярными и интересными с точки зрения работы электростанциями на возобновляемых источниках энергии являются солнечные и ветровые электростанции. Суть данных технологий в следующем:

1. Солнечные электростанции. Солнечная энергия преобразуется в электроэнергию за счет солнечных тепловых систем и фотоэлектрических систем. В фотоэлектрических солнечных электростанциях главным используемым оборудованием являются солнечные панели, которые имеют в своем составе фотогальванические элементы. В случае попадания солнечного света на панель происходит выброс электрона за счет взаимодействия фотона с кремнием и вырабатывается электрический ток. Выработанный электрический ток может быть использован достаточно разнообразно, таким образом он может использоваться для питания зданий и сооружений, либо для сохранения и дальнейшего использование помещен в аккумулятор. Следующим типом являются солнечные тепловые электростанции. Суть данной технологии в использовании солнечных коллекторов с целью нагрева жидкости, которая в процессе нагрева переходит в газообразное состояние и раскручивает турбину, которая превращает энергию вращения в электрическую энергию.
2. Ветряные электростанции. Суть работы данной технологии в преобразовании энергии ветра в энергию вращения, а энергию вращения в электрическую энергию. Основным оборудованием используемым в таких станциях являются ветровые турбины. Турбина состоит из ротора, лопастей, трансмиссии и генератора. В то время когда ветер дует на лопасти они приходят во вращение и тем самым приводят в движение ротор. В свою очередь вращение ротора приводит во вращение генератор, который вырабатывает электроэнергию за счет преобразования механической. Существует два вида ветровых электростанций. Первый вид это наземные ветровые электростанции. Они могут иметь различный размер, располагаются на земле на основании устойчивости ветрового потока. Второй вид это офшорные ветровые электростанции. Их устанавливают в море, так как скорость ветра обычно там больше чем на суше.

У обеих электростанций будь то солнечная или ветровая, есть свои достоинства и недостатки. Они представлены ниже в таблице. 1.

Данные электростанции являются важным аспектом для перехода к устойчивым источникам энергии. Суть работы этих методик основывается на простом преобразовании из одного вида энергии в другую. В случае успешной интеграции данной системы будут снижены зависимость от традиционных источников и уровень выброса вредных веществ. Также внедрение данной технологии поспособствует развитию устойчивой экономики.

С каждым годом в мире становится все больше технологий связанных с возобновляемой энергией. Эти технологии помогают решать актуальные проблемы энергетики и усиливать экономическую устойчивость организаций. Одним из главных условий применения таких технологий является их эффективность. Это значение показывает, на сколько рационально работают энергетические системы.

Таблица.1. Преимущества и недостатки солнечной и ветровой электростанции				
Солнечная электростанция	Преимущества	Пояснение	Недостатки	Пояснение
	Возобновляемый источник энергии	Данный вид энергии является бесконечным ресурсом	Непостоянство производства	Количество выработанной энергии зависит от интенсивности солнечного излучения
	Низкие эксплуатационные расходы	Солнечные станции требую минимальных затрат на обслуживание. В долгосрочной перспективе затраты критически снизятся.	Высокие первоначальные затраты	Для некоторых организаций и частных пользователей первоначальные инвестиции могут быть очень большими, что является достаточно высоким барьером входа
	Сокращение выбросов CO2	Так как не происходит процесс сгорания топлива, практически нет выбросов углерода	Необходимость в пространстве	Солнечные панели имеют большую площадь, соответственно для выработки большого количества электрического тока необходимы большие площади.
	Энергетическая независимость	Солнечные электростанции предлагают альтернативный источник энергии вместо ископаемых источников, что способствует снижению зависимости от ископаемых источников энергии.	Экологические проблемы при производстве	Хоть работа солнечных панелей и не вырабатывает углерод в атмосферу в большом количестве, но при создании этих панелей используются высокотоксичные материалы и химикаты.
	Создание рабочих мест	С развитием данной технологии появятся дополнительные рабочие места, для обслуживания и разработки этой технологии	Отсутствие энергии в ночное время	Ночью отсутствует солнечное излучение в нужном объеме, соответственно в это время солнечные панели не осуществляют работу
	Доступность	Солнечные панели устанавливаются практически в любом месте, что решает проблему труднодоступности региона	Ограниченная эффективность	Современные солнечные панели имеют КПД=(15-25) %
	Масштабируемость	У данной технологии есть возможность подстраивания под необходимые мощности	Проблемы при утилизации	После того как солнечные панели отработают свой срок их необходимо утилизировать, но это вызывает проблемы так как при их изготовлении использовались токсичные материалы
	Низкий уровень шума	Можно устанавливать в жилых районах	Зависимость от инверсоров	Инверсоры могут часто выходить из строя, что повышает эксплуатационные затраты.

	Поддержка технологий хранения энергии	Инвестиции в данную технологию также способстуют развитию технологий хранения электроэнергии	Подвержена сезонным колебаниям	В зимний период может работать с пониженной эффективностью
Ветровая электростанция	Возобновляемый источник энергии	Соответствует пояснению к солнечной электростанции	Непостоянство работы	Наличие ветра и его интенсивность влияет на величину генерации электроэнергии
	Низкие эксплуатационные расходы	Соответствует пояснению к солнечной электростанции	Ухудшение принятие радио и теле сигналов	Из-за конструкции ветряных электростанций могут отражаться сигналы
	Снижение выбросов	Соответствует пояснению к солнечной электростанции	Влияние на экосистему	Птицы часто попадают под крутящиеся лопасти и умирают
	Быстрая установка	В сравнении с другими крупными электростанциями ветровые станции можно установить достаточно быстро	Высокие первоначальные затраты	Стоимость установки станции достаточно велика
	Создание рабочих мест	Соответствует пояснению к солнечной электростанции	Возникновение опасного инфрозвука	Из-за движение механизмов возникает звук не слышимый человеческому уху но оказывающий психическое воздействие на человека.
	Энергетическая независимость	Развивая данную технологию страна уменьшает свою зависимость от ископаемого топлива	Проблема с интеграцией в энергетические сети	Так как станции вырабатывают переменную энергию это может затруднить синергию с существующими системами
	Масштабируемость	Соответствует пояснению к солнечной электростанции	Высокий уровень шума	Крутящиеся лопасти осуществляют шумовое загрязнение до 50Гц
	Использование земельных ресурсов	Земля, на которой стоят ветровые электростанции, могут быть использованы как земли сельского назначения	Увеличение конструктивной сложности	Современные ветровые станции требую сложных технологий которые могут сильно увеличить затраты
	Гибкость установки	Ветровые электростанции могут быть установлены в различных плохо приспособленных для других электростанциях землях	Зависимость от субсидий	Во многих странах данные электрические станции требуют государственных субсидий, что делает их зависимыми от политической конъюктуры

Существует множество факторов, которые могут оказывать различное влияние на эффективность установок. Ниже приведены их примеры:

1. Степень износа оборудования. Данный показатель имеет прямое воздействие на эффективность, так как при сильной изношенности оборудования становится больше аварийных ситуаций и снижается эффективность установок. Влияние данного фактора можно ослабить по средствам проведения мероприятий по регулярному обследованию и техническому обслуживанию, своевременная замена изношенных деталей.
2. Качество используемого сырья. Некачественное сырье может способствовать образованию осадка, снижению плавности работы оборудования, повышенному износу и снижению качества выпускаемой продукции. В свою очередь сырье имеющее более высокое качество способствует повышению стабильности работы.
3. Технические характеристики оборудования. Новое оборудование имеет лучшие технические характеристики, которые будут способствовать большей выработки. Также данные характеристики влияют на устойчивость установок перед поломками. В следствие всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что более лучшие технические характеристики будут способствовать повышению эффективности установок
4. Параметры процесса. Такие параметры как температура и давление в установке могут значительно повлиять на эффективность. Оптимальные значения значительно повысят эффективность, в то время как запредельные или сверхнизкие кратно ее снизят.
5. Квалификация персонала. Профессиональные умения персонала имеют огромное значение для использования установок, так как рабочий, не имеющий необходимой квалификации, может уничтожить установку. За счет проведения мероприятий по повышению квалификации данный фактор можно обернуть в положительную сторону.

Каждый фактор следует считать важным для повышения эффективности установок. Именно комплексный подход в управлении и улучшении этих факторов будет способствовать многократному увеличению эффективности. Для того чтобы понять, стоит ли все таки переходить от традиционных источников энергии к ВИЭ нужно провести сравнительный анализ. Данный анализ представлен в таблице 2.

Таблица 2. Сравнительный анализ ВИЭ и традиционных источников

Параметры	Возобновляемые источники энергии	Традиционные источники энергии
Эффективность преобразования энергии	20-50%	30-45%
Уровень выбросов CO2	0	30-1000 г/кВт*ч
Стабильность поставок	70-90%	90-98%
Стоимость на 1кВт*ч	40-60 в сравнение с ТИЭ	Выше
Влияние на окружающую среду	Низкое, зависит от технологии	Высокое
Уровень независимости от импорта	Высокая	Низкая
Возможность интеграции в сеть	60-75%	80-90%

Возобновляемые источники энергии это будущее энергетики. С каждым днем они все быстрее развиваются и обретают те достоинства, за счет которых можно сказать, что замена традиционных источников энергии на ВИЭ это эффективное, а самое главное инновационное решение, которое позволит решить многие проблемы стоящие на данный момент перед отраслью энергетики. Таблица сравнительного анализа показала, что по многим параметрам возобновляемые источники энергии превосходят традиционные. Это также свидетельствует о верности выводов приведенных выше.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, соглашение № FSRF-2024-0043.

Список литературы

1. **Гедири А.** Возобновляемые источники энергии - новая энергетическая революция. 2012. с. 98-104.
2. **Нехорошев Д.Д., Ермоленко Е.А.** Возобновляемые источники энергии// Эпоха науки. 2021. №25 с. 80-82
3. **Грищук А.К., Мельниченко А.И., Аль-Амори Али., Дяченко П.В., Верховецкая И.Н.** Эффективность возобновляемых источников энергии. 2019. с. 43-46.
4. **Вихорева О.М., Карловская С.Б.** Тренды цифровизации как источник изменений мировой экономики// Вестник московского университета. 2022. №5, с. 221-234
5. **Ермаков Д.Н, Иванов П.И., Аль Самман Абдулрахим Али Хасан., Азиз Наофаль Мохамад Хассин Азиз.** Правовой режим возобновляемых источников энергии. Влияние возобновляемых источников энергии на экономический рост// Право и государство. 2023. №10 с. 116-121
6. **Катуфина Н.Н.** Возобновляемые источники энергии: перспективы развития. 2018. с. 129-132.

УДК 621.311.25

РАБОТА ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РОССИИ

Егоров М.Ю.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: YegorovMY@mpei.ru

Аннотация.

Выполнен анализ отечественного и мирового опыта проектирования и реализации теплоэнергетических систем и установок на основе теплонасосной технологии.

Для конкретного объекта разработана концепция отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования с помощью теплонасосной установки.

Определены теплотехнические параметры низкопотенциального контура на основе геотермальных зондов с учетом геологических особенностей грунтов.

Введение.

Снижение расходов на отопление и горячее водоснабжение становится все более значимым в условиях постоянного роста цен на энергоносители в последние десятилетия. Рост стоимости тепловой энергии, последствия сжигания органического топлива, возрастающая потребность в тепловой энергии жилищно-коммунального хозяйства, повышающиеся требования по обеспечению экологичности технологических процессов и охраны окружающей среды приводят к более широкому использованию энергосберегающего оборудования – тепловых насосов [1].

Тепловой насос – устройство, реализующее перенос низкотемпературной теплоты, не пригодной для прямого использования, на высокотемпературный уровень.

Из низкопотенциальной теплоты

- возобновляемой теплоты грунтовых и поверхностных вод,
- грунта,
- атмосферного воздуха,
- сбросной теплоты технологических процессов промышленных производств,
- сточных вод биологических и очистных сооружений

вырабатывается высокопотенциальная теплота.

Системы теплоснабжения на традиционных источниках энергии требуют с каждым годом все возрастающих затрат. Основной их недостаток – низкая энергетическая и экономическая эффективность.

Цель работы.

Разработка концептуальной схемы отопления жилого здания, общей площадью 350 м^2, с помощью теплового насоса.

Методы и материалы.

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта использования теплонасосных систем.
2. Расчет тепловых потерь на примере конкретного объекта.
3. Сопоставить особенности работы различных видов тепловых насосов и определить оптимальные характеристики установки для заданного объекта.

Результаты исследования.

Расчёт тепловых потерь здания. На основании проектной документации выполнен расчёт тепловых потерь в соответствии с [2]. Для каждого типа ограждающих конструкций

- крыша,
- перекрытия,
- внутренние и наружные стены,
- окна,

- двери и т.д.

определялись коэффициенты теплопередачи

$$K = \left(\sum_i d_i / \lambda_i \right)^{-1},$$

где

d_i – толщина компонента ограждающей конструкции,

λ_i – коэффициент теплопроводности компонента, Вт/(м·К).

Далее для каждого помещения были определены тепловые мощности, необходимые для компенсации потерь теплоты через ограждающие конструкции и потерь теплоты, связанных с вентиляцией помещений:

$$N = N_{\text{ОГРАЖД}} + N_{\text{ВЕНТ}},$$

$$N_{\text{ОГРАЖД}} = \sum_j K_j \cdot \Delta T \cdot S_j,$$

где

$\Delta T = t_{\text{ВН}} - t_{\text{УЛ}}$ – разность между температурой воздуха в помещении и температурой наружного воздуха;

S_j – площадь ограждающей конструкции помещения, м^2.

Общие расчётные тепловые потери составили ~12 кВт, удельные потери ~40 Вт/м^2.

Анализ российского и мирового теплонасосного оборудования. К 1997 г. в мире функционировало около 90 млн. тепловых насосов:

- 63 % – Япония,
- 15 % – США,
- 11 % – Китай и
- 5 % – Европа (без России и стран СНГ).

Наиболее распространены тепловые насосы типа «воздух–воздух», совмещающие функции отопления с охлаждением в тёплое время года.

В России с середины 1990-х годов эксплуатируются единичные теплонасосные установки:

– система горячего водоснабжения многоэтажного жилого дома в Никулино-2 (Москва) [3],

– отопление офисного здания, коттеджного поселка и здания администрации на базе теплонасосной установки Подмосковья, использующих низкопотенциальную тепловую энергию земли [4] и др.

В работе выполнен подбор, анализ и систематизация зарубежного [5–7] и отечественного [3, 4] опыта создания и использования теплонасосных установок. Наблюдается рост эффективности тепловых насосов, характеризуемый коэффициентом преобразования

$$COP = N / L_{\text{ЗАТР}},$$

где

N – тепловая мощность, выработанная тепловым насосом;

$L_{\text{ЗАТР}}$ – электрическая мощность, затраченная на работу теплового насоса.

По данным Шведского технического исследовательского института [6], *COP* воздушных тепловых насосов при характерном для стран с холодным климатом перепаде наружной и внутренней температур (+2/+20ºС) достигает 3…4 и более.

Установлено, что средний *COP* современных геотермальных тепловых насосов составляет 3,5…4,5. Для дальнейших расчётов геотермальных теплонасосных установок был принят *COP*=4.

Выбор источника теплоты. Возобновляемый источник должен иметь благоприятные теплофизические характеристики и низкие эксплуатационные расходы.

В работе рассмотрены

- наружный и отводимый из помещений воздух,

- грунтовые воды,
- вода (озёрная, речная, морская),
- почва (грунт),
- геотермальные источники.

1. Тепловой насос, использующий наружный воздух, менее эффективен по сравнению с тепловым насосом «вода–вода» ввиду

- снижения мощности и производительности с падением наружной температуры;
- относительно больших разностей температур конденсации и испарения в период минимальных зимних температур;
- дополнительных затрат энергии на размораживание обдуваемого воздухом испарителя.

Тепловые насосы могут регенерировать теплоту из отводимого вентиляционного воздуха для отопления. Для этого необходимо постоянное вентилирование помещения в течение всего отопительного периода.

2. Тепловые насосы могут использовать теплоту грунтовых вод, открытых водоемов или технологической воды. Грунтовые воды имеют стабильные температуры 7…12°С в течение года. В водозаборной скважине устанавливают насос, подающий воду в испаритель теплового насоса, охлажденная вода возвращается через водоприёмную скважину.

Грунтовые воды могут находиться на различной, в том числе на значительной, глубине.

3. Грунт имеет стабильную температуру. Теплота отбирается с помощью теплообменников – труб, уложенных горизонтально или вертикально (зонды) в землю. В горизонтальных теплообменниках забор теплоты осуществляют по системе полиэтиленовых труб, проложенной в грунте ниже его точки замерзания.

Теплоноситель циркулирует по трубам, забирая накопленную грунтом теплоту, и подается в испаритель теплового насоса, в котором отдает её. Зонды в форме U-образной трубы устанавливают в скважине.

Определение параметров источника теплоты рассмотрим на примере зондов.

Расчёт вертикального зонда. Влияние на интенсивность теплообмена в грунте оказывают его

- температура,
- плотность,
- теплопроводность,
- температуропроводность и
- влажность.

Для различных грунтов удельный тепловой поток $q_{ГРУНТ}$ оценивается на уровне от 20 Вт/м (с метра зонда) для сухого песчаного грунта до 80 Вт/м для водоносных слоёв и более.

Нами изучены результаты работ отечественных [3, 8] и зарубежных [9] авторов.

Интенсивность теплообмена в грунте также определяется характеристиками теплонасосной установки. Задача расчёта усложняется тем, что в грунте происходит нестационарный теплообмен.

В частности, ранее установлено влияние радиуса трубы вертикального грунтового теплообменника на эффективность работы геотермальной теплонасосной установки с длиной зондов 40 метров, см. Таблицу.

Исследования геологии грунтов показали, что на объекте имеют место породы супесей серых с гравием и валунами, сине-серые глины. Средняя производительность пород оценена на уровне 35–40 Вт/м по имеющимся в литературе [3, 5] рекомендациям.

Согласно уравнению теплового баланса

$$N=N_{НИЗК}+L_{ЗАТР},$$
$$L_{ЗАТР}=N/COP,$$
$$L_{ЗАТР}=12/4=3,$$
$$N_{НИЗК}=12–3=9\ кВт,$$

где

$N_{низк}$ – низкопотенциальная мощность, полученная тепловым насосом.

Оценка минимальной длины зонда составляет 250 м (обе трубы U-образного зонда по 250 м).

Таблица. Влияние радиуса трубы зонда на годовое потребление электроэнергии.

Радиус трубы термоскважины, м	Суммарное энергопотребление, кВт·ч/год
0,050	9000
0,075	8870
0,100	8810
0,125	8780
0,150	8760
0,175	8740
0,200	8720

Выводы.

1. В работе проанализирован российский и мировой опыт создания и эксплуатации теплонасосных установок.

2. На примере жилого здания разработаны принципы теплоснабжения с помощью теплонасосной установки.

3. Запланировано проведение дальнейших работ по оценке сроков окупаемости теплонасосных установкок, а также исследование других типов теплонасосных установок и совершенствование методик расчёта.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, соглашение № FSRF-2023-0003, «Фундаментальные основы построения помехозащищенных систем космической и спутниковой связи, относительной навигации, технического зрения и аэрокосмического мониторинга».

Список литературы

1. **Тоимбаев А.Б., Ермоленко М.В., Степанова О.А.** Эффективность работы теплового насоса при различных режимах. Молодой ученый. 2014. №6.

2. **СП50.13330.2012.** Тепловая защита зданий. Актуализированн. ред-я СНиП 23-02-2003.

3. **Васильев Г.П.** Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоёв Земли. М.: Граница. 2006.

4. **Шилкин Н.В.** Опыт реализации системы отопления на базе теплонасосных установок в коттеджном посёлке. АВОК. 2010. № 2.

5. www.svepinfo.se (Шведская Ассоциация Тепловых Насосов (SVEP))

6. **Axell M.** Vaermepumpar forsta valet for husagare i Sverige och Schweiz. Nordiske Varme pumpedager, Oslo, 4–5 Juin, 2009.

7. **Перяла Р.** Тепловые насосы. СПб, Алфамер Паблишинг, 2011.

8. **Чудновский А.Ф.** Физика теплообмена в почве. Л–М: ГИТТЛ, 1948.

9. **Kavanaugh S.P, Rafferty K.** Ground-Source Heat Pumps: Design of Geothermal Systems for Commercial and Institutional Buildings. ASHRAE, 1997.

УДК 532.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (СЭС) ПУТЕМ УСТАНОВКИ ИННОВАЦИОННЫХ ТРЕКЕРОВ

Зацепилова С.В.[1], **Никифорова Д.В.**[2], **Крыленко Е.Е.**[3]
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

ZatsepilovaSV@mpei.ru[1], KhitrovaDV@mpei.ru[2], GudkovaYY@mpei.ru[3]

Аннотация.

Сформулированы основные причины низкого уровня вырабатываемой электрической энергии на солнечных электростанциях.

Приведены факторы, способствующие развитию возобновляемых источников энергии.

Сформулированы преимущества трекеров, дискретно меняющих угол наклона солнечной панели для разных климатических условий.

Приведены результаты повышения эффективности солнечных электростанций за счет модернизации трекеров.

Введение.

В России заметен рост интереса к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), с каждым годом принимается все больше программ для развития данной отрасли и всё активнее стимулируется ввод мощностей на основе ВИЭ. Так, в 2020 году приняли Энергетическую стратегию РФ до 2035 года, где одним из направлений выделили переход к выработке экологически чистой электрической энергии. В следствие этого на 1 квартал 2024 года значительно увеличилась установленная мощность на основе ВИЭ, а к 2035 году их доля в энергосистеме достигнет 3-5 %.

Энергия солнца имеет конкурентные преимущества в сравнении с остальными альтернативными источниками энергии (ветра, геотермальной, приливов и волн, и др.). Это связано с высоким технологическим потенциалом солнечных электрических станций (СЭС) – более 2300 млрд т.у.т., что равно 18,72*10 ГВт*ч/год [1] по данным на 2012 г., также солнечная энергия более стабильна и экономична, чем энергия приливов/отливов, ветра и др. В дополнении хотелось бы отметить, что рынок солнечной генерации активно набирает обороты, так как, например, в рамках запущенной в 2013 году программы развития отрасли ВИЭ ДПМ 1.0. было введено 1 788,3 МВт солнечной генерации (70 электростанций) [2] (ДПМ 1.0 – договор о предоставлении мощности, программа стимулирования развития ВИЭ-генерации в ЕЭС России за счет гарантированной оплаты мощности по договору о предоставлении мощности (ДПМ) на оптовый рынок, заключенному с владельцем электростанции [3]).

Солнечные энергоустановки могут нормально функционировать во многих регионах – южных (Краснодарский край, Республика Адыгея и др.) и северных (Республика Саха, Ставропольский край и др.), стоимость фотоэлементов из кристаллического кремния на рынке постепенно снижается, а усовершенствование составных частей энергоустановок продолжается. Эти факторы стимулируют компании вкладывать денежные средства в инвестиционные проекты по строительству солнечных электростанций и проводить научно-исследовательские и конструкторские разработки, направленные, в том числе, на повышение коэффициента полезного использования (КПД) солнечных энергоустановок. Всё это приведет к росту эффективности и большему снижению стоимости строительства СЭС.

Цель работы – анализ модернизации существующих солнечных электростанций путем внедрения трекеров, дискретно меняющих угол наклона солнечной энергоустановки для более стабильной выработки электрической энергии.

Стандартные солнечные энергоустановки.

На данный момент в России для солнечных энергоустановок характерно статическое движение, в силу чего выработка в дневное время максимальна в полдень, а в остальное время значительно меньше (при благоприятных погодных условиях). Они достаточно дорогие в эксплуатации из-за необходимости постоянной очистки и контроля состояния панелей, для чего требуются расходы на персонал и соответствующее оборудование. В случае некачественной эксплуатации их срок службы значительно снижается и требуются инвестиции для замены существующего оборудования.

Основными факторами, влияющими на эффективность солнечных энергоустановок, являются:

1. Зависимость от погодных условий, количества приходящей солнечной энергии.
2. Площадь солнечной электростанции, ведь чем больше солнечных панелей, тем выше выработка электрической энергии на данной территории.
3. Тип фотоэлементов. У кремниевых панелей КПД составляет 15-20 %, а у более современных фотоэлементов КПД может составить 25-30 % (например, перовскитные солнечные батареи).
4. Деградация. Это вызвано снижением эксплуатационных характеристик, износом активного материала панелей или конструкции в целом. Из-за этого фактора с каждым годом эффективность снижается на 8-9%.
5. Угол наклона. От поворота солнечной энергоустановки зависит объем приходящей энергии, поэтому чем правильнее рассчитана зависимость угла наклона от мощности, тем выше будет показатель эффективности.

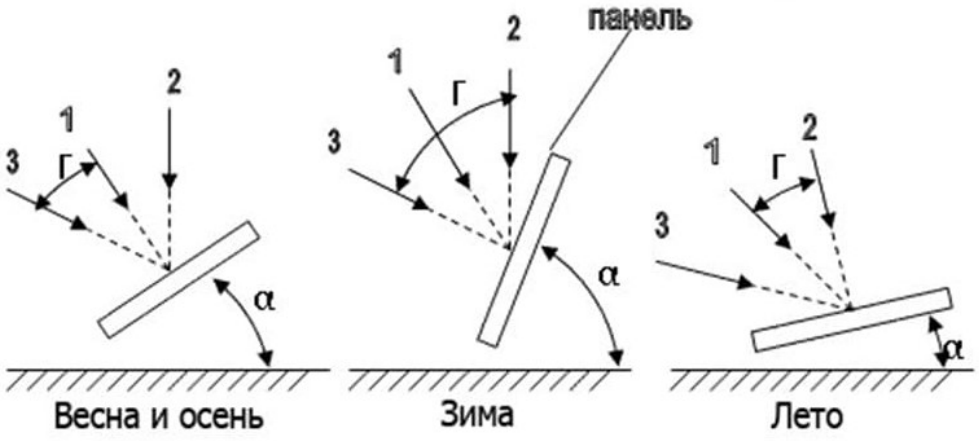


Рис. 1. Угол наклона трекера по временам года.

На Рис. 1. представлена схема расположения солнечной панели в зависимости от угла наклона трекера установки. На данный момент высчитывается оптимальный угол наклона в зависимости от широты и времени года. Специалисты рекомендуют дважды в год менять это значение, но, если нет такой возможности и солнечная установка находится в удаленном, труднодоступном месте, выбирают угол наклона примерно равный широте местности [4].

Инновационный трекер.

Трекер – это конструкция, которая держит солнечную панель в оптимальном положении относительно расположения солнца на горизонте.

Изменение характера движения солнечной панели на дискретный (прерывистый, дробный) позволит автоматизировать работу, задав необходимую систему слежения за солнцем. Это можно сделать разными способами, например задать через программу параметры, меняющие угол через равные отрезки времени по заданной траектории, либо задать координаты расположения солнца на данной территории, чтобы система задавала угол наклона через разные промежутки времени, в соответствии с отслеживанием объекта.

В дополнение к данной инновации можно установить параметры для «сворачивания» солнечных панелей для защиты от дождей, ураганов, смерчей и снега.

Современные солнечные энергоустановки (СЭУ).

Эффективность солнечной электростанции зависит от многих факторов, которые имеют потенциал к совершенствованию. При замене тех или иных составляющих растет КПД и мощность вырабатываемой энергии. Замена трекера СЭУ решает ряд проблем:

1. Выработка более стабильна от восхода и до заката.
2. Повышается срок эксплуатации. Защита от негативных внешних факторов снизит физический износ солнечных панелей, что позволит им дольше сохранять эксплуатационные характеристики.
3. Необходимость очищения и контроля состояния снижается за счет автоматизации.
4. Увеличение территории, пригодной для эксплуатации. На удаленных территориях, например, в Республике Саха данная технология позволит автономно следить за солнечным парком.

Результаты.

Основными результатами можно выделить такой экономический показатель, как срок окупаемости. Экспертным путем выявлено возможное снижение на 9-10 % за счет увеличения выработки электрической энергии на 50-56 %. Дополнительные эффекты заключаются в снижение потребности в аккумулировании энергии. Данный фактор весьма важен, так как из-за нестабильности вырабатываемой энергии солнечными электростанциями велики затраты на аккумуляторы для использования электроэнергии потребителями позднее момента выработки. Также, учитывая один из весомых недостатков аккумуляторов, выражающийся в постепенном снижении емкости и эффективности, уменьшение необходимости их использования повысит общий потенциал станции.

Обсуждение результатов.

Сравнительный анализ традиционных и инновационных трекеров показывает, что существуют резервы для совершенствования. Энергетическая отрасль не стоит на месте и постоянно развивается, совершенствуя традиционные схемы генерации, модернизируя составные части оборудования. Солнечная энергетика становится всё более востребованной и конкурентноспособной.

Вывод.

Популяризация среди населения «зеленой» энергии и всесторонняя поддержка государства задаёт вектор развития, стимулируя компании развивать возобновляемые источники энергии, увеличивая их установленную мощность. Домохозяйства, заинтересованные данной темой, также играют важную роль в развитие ВИЭ, отдавая предпочтения компаниям, продвигающих тему экологии.

Список литературы.

1. **Официальный сайт** научной электронной библиотеки «КиберЛеника» - [Электронный ресурс] – https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-tehnicheskogo-potentsiala-vetrovoy-i-solnechnoy-energetiki-rossii/viewer
2. **Официальный сайт** ассоциации развития возобновляемой энергетики – [Электронный ресурс] – https://rreda.ru/upload/iblock/e1b/d9q77lomfh3b5fpnwzhuuou42frdw57i/202405_RREDA_quarterly_report_q_1_2024.pdf
3. **Официальный сайт** комитета Государственной Думы по энергетике – [Электронный ресурс] – http://komitet-energo.duma.gov.ru/novosti/8cabf0cb-19db-4049-9da3-25dd6a76ce6d
4. **Официальный сайт** интернет-магазина «ваш солнечный дом» - [Электронный ресурс] – https://www.solarhome.ru/basics/solar/pv/techtilt.htm

УДК 620.92

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА НОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ РФ

Деркачёв С.В.
Донецкий национальный технический университет, Донецк, Россия
e-mail: sergey_derkachev@mail.ru

Аннотация.
Работа посвящена анализу состояния ветроэнергетики новых территорий РФ, приведены технически и статистические данный по ветровым электростанциям, расположенным в Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики и Запорожской области РФ.
Приведены технические характеристики генерирующих мощностей, используемых на ветровых электрических станциях новых территорий РФ, а также показан потенциал производства электрической энергии с помощью ветропарков.

Введение.

На сегодняшний день в мире большая часть электроэнергии производится на тепловых и атомных электрических станциях, работа которых предусматривает сжигание угля, торфа, природного газа и ядерного топлива, что с увеличением генерирующих мощностей в последствии приводит к таким негативным последствиям, как увеличение выбросов углекислого газ в атмосферу. В связи с этим уже долгие годы идет процесс развития технологий использования альтернативных видов энергоносителей для производства электрической энергии за счёт возобновляемых источников энергии, а именно энергии ветра, солнца, энергии геотермальных источников и т.д.

По данным Ассоциации развития возобновляемой энергетики в России совокупная установленная мощность возобновляемых источников энергии к началу июня 2024 года достигла 6,16 ГВт. Из них на доля генерирующих мощностей за счёт энергии ветра составляет 2,6 ГВт, за счёт энергии солнца – 2,2 ГВт, за счёт малых гидроэлектростанции мощностью до 50 МВт – 1,3 ГВт.

Сложившаяся в последние годы ситуация в мировой экономике и геополитике вносит свои коррективы в реализацию проектов, связанных с возобновляемой энергетикой. Возобновляемые источники энергии становятся инструментом балансировки энергосистемы страны, особенно актуальным в связи с разворотом экономики на Восток. Одним из таких инструментов выступают именно ветровые электрические станции (ВЭС).

Цель работы – анализ состояния генерирующих мощностей ветровых электрических станций новых территорий РФ.

Методы и материалы.

Задел российского сектора возобновляемой энергетики в области ветровой энергетики, созданный в предыдущие годы, позволяет отрасли не только продолжить реализацию ранее утверждённых проектов, но и строить новые перспективные планы.

Ветровая энергетика новых территорий РФ включает в себя такие электрические станции, как Новоазовская, Ботиевская и Приморская, Краснодонская и Лутугинская.

Новоазовская ВЭС территориально расположена недалеко от села Безыменное Донецкой Народной Республики. Согласно проектной документации мощность Новоазовской ВЭС должна составлять 107.5 МВт, однако фактическая мощность ветровой электрической станции составляет 79.3 МВт. Первая очередь Новоазовской ВЭС была введена в эксплуатацию в 1998 году. По результатам открытого концессионного конкурса на достройку и эксплуатацию Новоазовской ВЭС сроком на 50 лет, победителем стало ПЭО «Ветроэнергопром», которое предусматривает строительство 468 ветроагрегатов для достижения проектной мощности [1].

К 2006 году был осуществлен монтаж 10 пусковых очередей, что позволило сдать в эксплуатацию 141 ветроагрегат типа USW 56-100 (рис.1 а), которые производились СП «Уиндэнерго ЛТД» по лицензии WindPower. Номинальная мощность одного такого ветроагрегата типа USW 56-100 составляет 107.5 кВт. Помимо ветроагрегатов типа USW 56-100 на Новоазовской ВЭС также были установлены два ветрогенератора типа Т600-48 бельгийской компании «Turbowinds» (рис. 1 б), номинальная мощность которых составила 600 кВт. В 2011 году на Новоазовской ВЭС было установлено 23 ветроагрегата типа FL-2500 мощностью 2500 кВт. Таким образом к 2012 году фактическая мощность Новоазовской ВЭС составила всего 79.3 МВт. Из-за близости к фронту работа Новоазовской ВЭС длительное время была приостановлена [1]. Генерация электрической энергии на Новоазовской ВЭС была возобновлена в 2022 году, а после восстановления отходящих воздушных линий напряжением 110 кВ и проведения текущих ремонтов в 2023 году, позволило обеспечить выдачу мощности на уровне 66.1 МВт [1].



(а) (б)

Рис. 1. Внешний вид ветроагрегатов типа USW 56-100 (а) и типа Т600-48 (б)

Ботиевская ВЭС находится недалеко от села Приморский Посад Запорожской области России. Ветровая электрическая станция расположена на плато, менее чем в 300 метрах от берега Обиточного залива Азовского моря в 1 км на запад от устья реки Корсак. Проектная мощность Ботиевской ВЭС составляет 200 МВт. Строительство Ботиевской ВЭС было начато в 2011 году, а в 2012 году были введены в эксплуатацию первые 30 ветроагрегатов типа «Vestas V-112» с номинальной мощностью 3 МВт каждый (рис.2). Ещё 35 ветроустановок были сданы в эксплуатацию в 2014 году. На момент ввода в эксплуатацию Ботиевская ВЭС входила в пятёрку крупнейших ветроэлектростанций Центральной и Восточной Европы [2]. Фактическая величина среднегодовой выработка в период эксплуатации с 2014 по 2017 составила 632 млн кВт·ч. [2]. Также, как и Новоазовская ВЭС после года простоя начала выработку электрической энергии в 2023 году [2].

Приморская ВЭС расположена в Запорожской области России и включает в себя две очереди: первая очередь расположена в Приморском районе Запорожской области, а вторая в Приазовском районе Запорожской области. Суммарная установленная мощность Приморской ВЭС составляет 200 МВт.



Рис. 2. Внешний вид ветроагрегатов типа Vestas V-112

Строительство Приморской ВЭС было начато в 2018 году, а в начале 2019 года в эксплуатацию было введено 7 ветроагрегатов компании производства компании General Electric единичной мощностью 3.8 МВт (рис.3). В2019 году на Приморской ВЭС было введено в эксплуатацию 52 ветроагрегата, по 26 ветроагрегатов на каждой очереди, что позволило ветровой электростанции выйти на проектную мощность и генерировать порядка 650-700 млн кВт·ч в год [3].



Рис. 3. Внешний вид ветроагрегатов компании General Electric единичной мощностью 3.8 МВт

Краснодонская ВЭС расположена между селами Куриное, Батырь и Добовка Луганской Народной республики. Строительство ветровой электростанции было начато в марте 2013 года, в сентябре 2013 года были введены в эксплуатацию 10 ветроагрегатов типа FL-2500 с единичной мощностью 2.5 МВт (рис. 4). Проектная мощность первой очереди составила 25 МВт [4].

Лутугинская ВЭС территориально расположена возле Лутугино Луганской Народной Республики. Установленная мощность Лутугинской ВЭС согласно проекта составиля 12.5 МВт. На сегодняшний день на Лутугинской ВЭС установлено 10 ветроагрегатов типа FL-2500 с единичной мощностью 2.5 МВт, как и на Краснодонской ВЭС. Суммарная установленная мощность двух ветровых электрических станций Луганской Народной Республики на сегодняшний день составляет 50 МВт [4].



Рис. 4. Внешний вид ветроагрегатов типа FL-2500

Результаты.

Из приведенных данных видно, что генерирующий потенциал ветровых электрических станций, расположенных на новых территориях РФ составляет 329,3 МВт установленной мощности. Географическое расположение ветровых электрических станций позволяет их с легкостью интегрировать в действующую энергосистему, а постоянство ветров в приазовском регионе обеспечивает практически постоянную выработку электрической энергии на приведенных ветровых электрических станциях.

Выводы.

1. Интеграция ветровых электрических станций в энергосистему РФ позволяет повысить балансирующие возможности электроэнергетической системы за счёт возобновляемых источников энергии.
2. Использование энергии ветра для выработки электрической энергии с помощью ветровых электрических станций позволит обеспечить потребителей дополнительной экологически чистой электроэнергией.

Исследования проведены в рамках молодежной научной лаборатории «Приборостроение и станкостроение» по теме FRRF-2024-0011 «Мониторинг и диагностика узлов механизмов».

Список литературы

1. Новоазовская ВЭС [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki (дата обращения: 10.10.2024).
2. Ботиевская ВЭС [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.ruwiki.ru/wiki/ (дата обращения: 10.10.2024).
3. Приморская ВЭС будет генерировать 650-700 млн кВтХч «зеленой» электроэнергии ежегодно [Электронный ресурс]. – URL: https://www.ortea.ru/company/news/primorskaya-vehs-budet-generirovat-650-700-mln-kvthch-zelenoj-ehlektroehnergii-ezhegodno (дата обращения: 10.10.2024).
4. АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ: ветропарки в ЛНР[Электронный ресурс]. – URL: https://energy.lpr-reg.ru/news/2023/08/alternativnaja-jenergija-vetroparki-v-lnr/(дата обращения: 10.10.2024).

БИОДОМ: ЭНЕРГОПОЗИТИВНЫЙ ДОМ И УМНАЯ ТЕПЛИЦА

Темеров А.В.
ООО АльтЭнергия
e-mail: info@alternenergu.ru

Аннотация.
Разработаны и внедрены технические решения по энергоэффективному содержанию зданий и сооружений, которые позволяют многократно снизить затраты на содержание и получать прибыль от продажи излишков электроэнергии от солнечных батарей по закону «о микрогенерации». Данный проект реализован и эксплуатируется с 2019 года. За это время накоплен огромный опыт и данные, которые позволяют предоставить все необходимые расчеты по затратам на содержание и экономию. Представленные технические решения возможно применять в любых существующих и вновь возводимых строениях, во всех промышленных, сельскохозяйственных, агро и туристических объектах для снижения затрат на содержание по году эксплуатации.

Введение.
Основные затраты на содержание любых производственных и жилых зданий – это отопление, охлаждение, горячее водоснабжение и электроснабжение. Все эти затраты возможно снизить при правильном подходе и применению ВИЭ. Для этого необходимо для каждого конкретного объекта понимать точное расположение, имеющиеся условия и тарифы на энергоносители. Только при комплексном подходе возможно получить максимальный экономический эффект на содержании, при минимальных вложениях при строительстве объекта.

Проект БиоДом за 5 лет эксплуатации показал, что возможно снижение затрат на содержании в десятки раз. А при подключении СЭС по закону «о микрогенерации» он стал энергопозитивным и приносит чистую прибыль в размере около 100 тысяч рубле за год эксплуатации.

Цель работы – показать алгоритмы работы и варианты технических решений для снижения затрат на содержание по году эксплуатации при использовании ВИЭ, которые возможно применить на любых объектах.

Методы и материалы.
В настоящее время все существующие объекты используют те или иные сетевые энергоносители – электричество, газ, тепло. Это является очень затратно, особенно для юридических лиц, так как тарифы для них значительно выше. В статье предложен ряд технических решений, которые значительно снижают затраты на содержание зданий и сооружений по году эксплуатации.

Основные задачи проекта.
1.Разработка и внедрение технических решений, способствующих существенному снижению (в десятки раз) затрат на содержание жилого здания и умной теплицы , биовегетария с применение ВИЭ и энергоэффективных решений.

2.Возможность установки данного проекта в местах с отсутствием внешних сетей (на берегу реки, в лесу, где цена на земельные участки значительно ниже).

3.Возможность использования как в автономном режиме, так и с присоединением к сетям общего пользования. Для использования сетей при недостаточности ВИЭ и продажа излишков в сеть по закону о «микрогенерации».

Объект введен в эксплуатацию и высажены в открытый грунт маракуйя, лимон, помидоры – декабрь 2019 года.

За время эксплуатации выращивались следующие культуры: помидоры, огурцы, клубника, ежевика, малина, смородина, салат, лук, укроп, табак, реган. Экзотика: лимон, апельсин, мандарин, чайот, кумкват, банан, авокадо, нони, маракуйя, папая, финики, анона, съедобный кактус – опунция.

Выращиваем рыбу – африканский сом.

Один из основных элементов жизнеобеспечения это система электроснабжения, состоящая из двух солнечных энергомодулей (СЭС).

1. Гибридная СЭС установленной мощностью 3,84 кВт
2. Сетевая СЭС установленной мощностью 15 кВт.

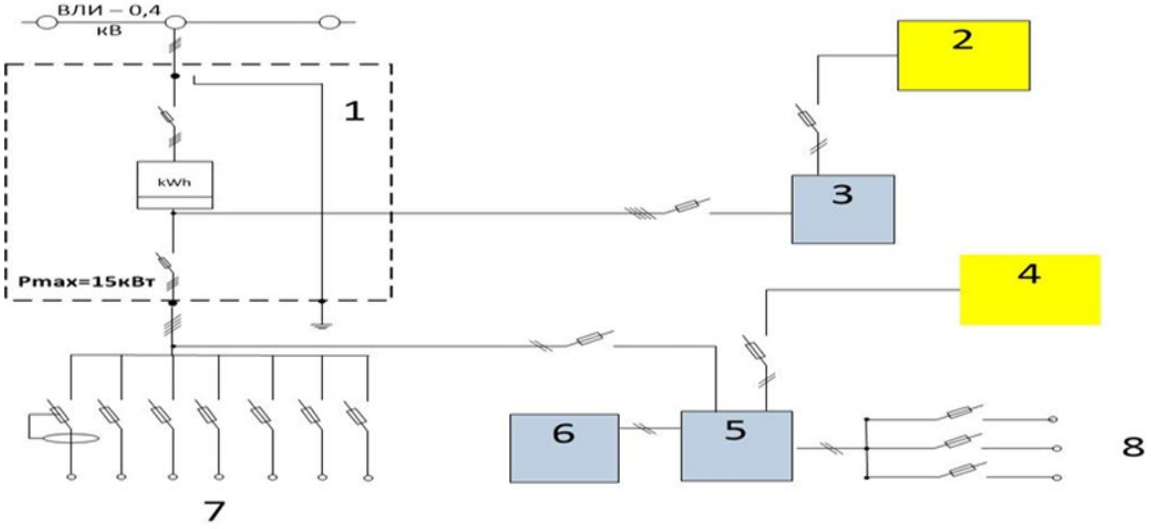


Рис.1. Структурная схема электроснабжения БиоДома .

Условные обозначения: 1.Измерение потребляемой и отдаваемой электроэнергии; 2.Фотоэлектрическая установка мощностью 15 кВт; 3.Системный инвертор мощностью 15 кВт; 4.Фотоэлектрическая установка мощностью 3,84 кВт; 5.Гибридный инвертор 5 кВт; 6.Аккумуляторная батарея; 7.Сборка общей нагрузки; 8.Сборка гарантированной нагрузки.

Полученные результаты.

1.Разработана и реализована система электроснабжения БиоДома, обеспечивающая на базе солнечной энергии экономически эффективное покрытие графика нагрузки БиоДома и гарантированное электроснабжение потребителей, обеспечивающих непрерывное функционирование БиоДома.

2.Разработана и реализована схема поставки электроэнерии в сеть мощностью 15 кВт, что даёт возможность начать возврат средств, затраченных на сооружение БиоДома.

3.Две фотоэлектрических установки системы на 100% обеспечивают потребление электроэнергии на содержание БиоДома по году эксплуатации и при этом еще приносят прибыль около 100 тыс. руб.

4.При этом некоторые устройства напрямую подключены к отдельным фотоэлектрическим модулям, что также снижает эксплуатационные расходы

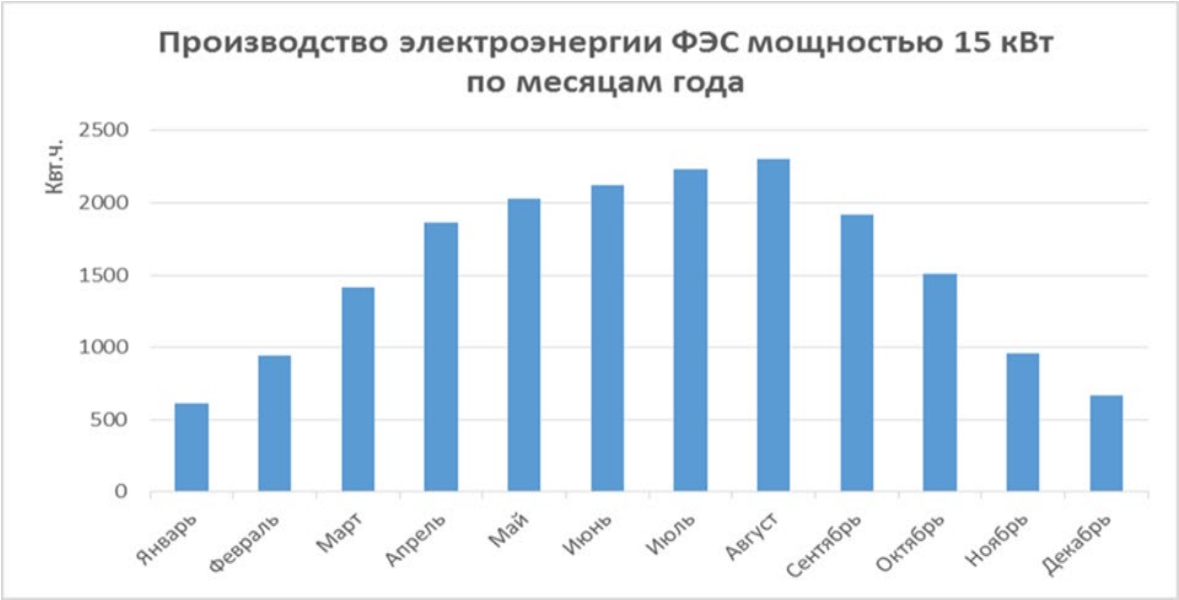

Производство электроэнергии ФЭС мощностью 15 кВт по месяцам года
Квт.ч.
2500
2000
1500
1000
500
0
Январь
Февраль
Март
Апрель
Май
Июнь
Июль
Август
Сентябрь
Октябрь
Ноябрь
Декабрь

Рис. 2.

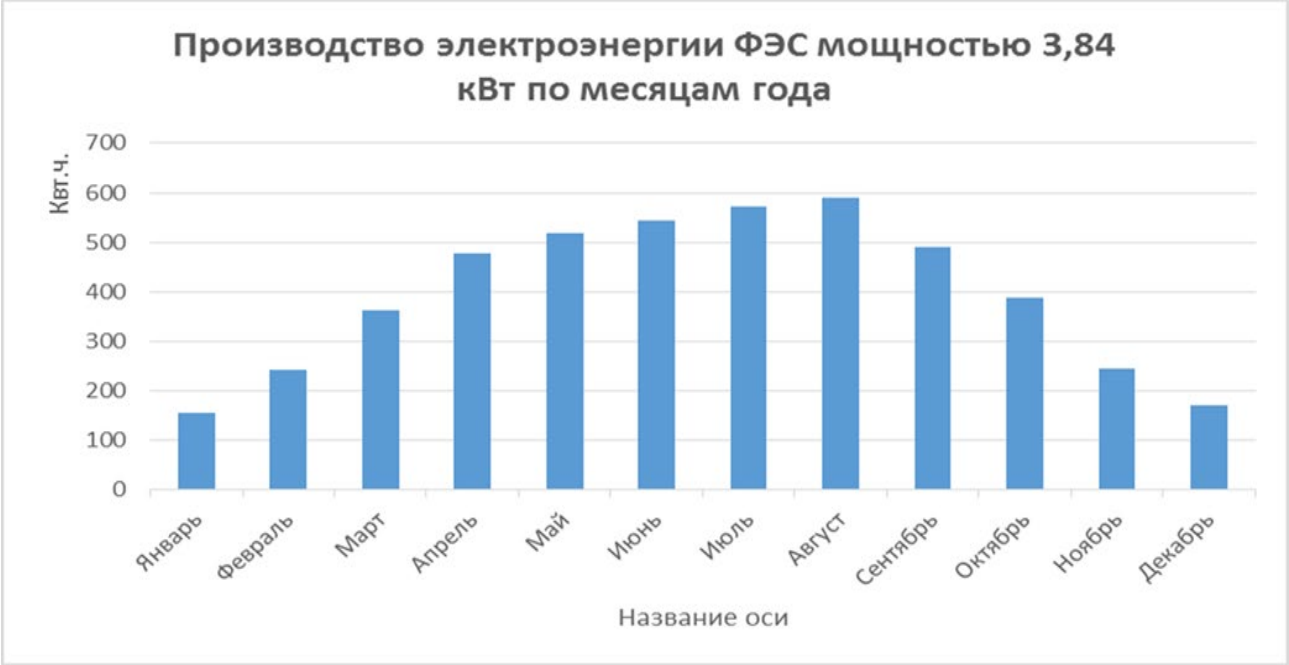

Производство электроэнергии ФЭС мощностью 3,84 кВт по месяцам года
Квт.ч.
700
600
500
400
300
200
100
0
Январь
Февраль
Март
Апрель
Май
Июнь
Июль
Август
Сентябрь
Октябрь
Ноябрь
Декабрь
Название оси

Рис.3.

Данные по микрогенерации с сентября 2023г за год после **САЛЬДИРОВАНИЯ**

месяц	**Выпработка кВтч**	**Цена выкупа руб/кВтч**	**Выплачено нам руб**	**Оплачено нами руб**	**Экономия в руб.**
Сентябрь	2411	5,62	13552	0	13552
Октябрь	2020	5,95	12013	0	12013
Ноябрь	13	5.75	75	0	75
Декабрь				2431	- 2431
Январь				3612	- 3612
Февраль	71	6,13	435	0	435
Март	1222	5,82	7118	0	7118
Апрель	2236	6,00	13417	0	13417
Май	2268	5,28	11965	0	11965
Июнь	2447	5,13	12560	0	12560
Июль	2400	6,03	14472	0	14472
Август	2627	5,68	14929	0	14929
ИТОГО	**17715**		**100536**	**6043**	**94493**

Таблица 1.

Все данные в таблице взяты из официальных документов, актов приемо-передачи электроэнергии со сбытовой компанией ТНС Кубань энерго. По году эксплуатации мы полностью закрыли свое потребление на объекте и заработали 94493 руб.

Наш объект является энергопозитивным, позволяющим круглогодично проживать семье из 4х человек и выращивать продукты питания и не производит вредных выбросов в атмосферу. Проект готов к масштабированию и применению для создания городков при ЧС и на новых территориях. Возможно использование в автономном режиме, в местах, где полностью отсутствуют сети. Данные решения возможны к применению во всех зданиях и сооружениях в частном секторе, на производстве, в агро и тур индустрии.

Список литературы

1. Безруких П.П., Темеров А.В. Разработка и реализация энергоэффективных схем с использованием ВИЭ для индивидуального домохозяйства. Вестник МЭИ, № 6, 2023, с.88 -95.
2. Безруких П.П., Темеров А.В. О развитии отечественного производства для малой и возобновляемой энергетики. Ж. Энергетическая политика, № 5, 2023. с. 68-77.
3. Темеров А.В. Биодом. Жилой модуль и умная теплица. Ж. СОК, декабрь 2020, с.14 -18.

ЭНЕРГЕТИКА НОВЫХ ТЕРРИТОРИЙ

1. Бирюков А.Б., Гнитиёва А.С. Практические аспекты объективного сравнения уровня энергоэффективности зданий при различных условиях эксплуатации.
2. Бирюков А.Б., Гнитиёв П.А., Гнитиёва А.С. Критерии эффективности потребления теплоты на отопление в системах теплоснабжения.
3. Пичахчи А.В., Сидоров В.А. Неисправности насосов Grundfos NK при эксплуатации в составе городской системы теплоснабжения.
4. Сидоров В.А., Ошовская Е.В., Прудченко Д.О. Особенности технического обслуживания ветровых генераторов.
5. Гридин С.В., Бирюков А.Б. Анализ энергоэффективности работы отопительной котельной на этапах выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии.
6. Бирюков А.Б., Лебедев А.Н., Каминский К.Д. Использование установок глубокого охлаждения продуктов сгорания на водогрейных котлах системы ЖКХ.
7. Карнаух В.В., Байда Б.Ю. Повышение эффективности охлаждения оборотной воды на предприятиях пищевых производств.
8. Начкебия Н.С., Бирюков А.Б. Цифровой двойник теплообменных процессов микрорегенеративных насадок регенеративных горелок.

УДК 620.9

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОБЪЕКТИВНОГО СРАВНЕНИЯ УРОВНЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗДАНИЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Бирюков А.Б., **Гнитиёва А.С.***
Донецкий национальный технический университет, Донецк, Россия
*e-mail: gnitieva_anna@mail.ru

Аннотация.
Рассмотрены вопросы оценки энергетической эффективности зданий как потребителей теплоты на отопление. Отмечена важность обеспечения возможности сравнения зданий, эксплуатируемых в различных условиях, при получении новых критериев энергоэффективности. Получены новые критерии, позволяющие объективно сравнивать показатели энергоэффективности зданий, эксплуатируемых при различных внутренних и внешних условиях.

Введение.
С целью сохранения необходимого температурного состояния в системе теплопотребления любого объекта должен сохраняться баланс, при котором сумма притоков необходимой и достаточной теплоты, поступающей в систему теплопотребления (вместе с аккумулируемой теплотой), должна быть равна сумме истоков теплоты от системы теплопотребления. В случае, когда такой баланс нарушается – можно судить о неэффективности работы системы отопления рассматриваемого объекта [1].

В мировой практике принято при оценке энергоэффективности сооружений использовать энергетический паспорт объекта (или энергетический сертификат), согласно которому зданию присваивается определенный класс энергетической эффективности, устанавливаемый при проектировании, введении в эксплуатацию и по данным контроля и оценки фактического уровня теплопотерь на отопление [2]. В основе присвоения класса энергоэффективности лежит уровень относительного отклонения расчетных значений удельного расхода теплоты на отопление от нормативных значений. При проведении анализа энергоэффективности сооружений предполагается определение критериев энергоэффективности. При оценке энергоэффективности зданий наибольшей проблемой является отсутствие универсального критерия для проведения объективного сравнительного анализа типовых сооружений между собой [3]. В мировой практике известен и широко используется ряд критериев для оценки энергоэффективности зданий и сооружений. В России данная система критериев не получила широкого использования, потому целесообразно составить систему критериев для анализа энергоэффективности зданий как объектов потребления тепловой энергии в условиях РФ.

Цель работы – разработка критериев, позволяющих объективно сравнивать показатели энергоэффективности зданий, эксплуатируемых при различных внутренних и внешних условиях.

Методы и материалы.
Реальная средняя за отопительный сезон мощность для отопления здания составит [4]:

$$Q_o = V_н \cdot q_o \cdot \left(t_{вн.д}^{ср} - t_н^{ср}\right),$$

где $V_н$ – наружный объем здания, м^3; q_0 – удельный расход тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания за отопительный период, Вт/(м^3·К); $t_{вн.д}^{ср}$ – среднее за отопительный сезон действительное значение температуры воздуха внутри помещения, °С; $t_н^{ср}$ – среднее за отопительный сезон действительное значение температуры наружного воздуха, °С.

При проектировании зданий в качестве $t_{вн.д}^{ср}$ используется нормативное значение температуры внутри отапливаемого помещения $t_{вн.н}$, а в качестве средней температуры наружного воздуха – значение, рекомендованное нормативным документом $t_{н.о}$ [5].

В связи с важностью идентификации критериев в реальных условиях (учитывая состояние здания и погодные условия в анализируемом отопительном периоде) предложено выразить среднюю за отопительный сезон мощность для отопления здания в следующем виде:

$$Q_о = V_н \cdot q_о \cdot (t_{вн.н} - t_{н.о}) \cdot \frac{t_{вн.д}^{ср} - t_н^{ср}}{t_{вн.н} - t_{н.о}},$$

Для удобства использования формулы обозначим приведенные удельные теплопотери, Вт/м^3 $\eta_о = q_о \cdot (t_{вн.н} - t_{н.о})$, а также критерий, отражающий степень соответствия реальных температурных условий эксплуатации здания нормативным $\Psi = \frac{t_{вн.д}^{ср} - t_н^{ср}}{t_{вн.н} - t_{н.о}}$. Тогда выражение будет иметь следующий вид:

$$Q_о = V_н \cdot \eta_о \cdot \Psi,$$

Критерий $\eta_о$ приведен для условий, при которых внутри помещения установлено нормативное значение температуры, и расчетное значение средней температуры наружного воздуха за отопительный период соответствует нормативным документам для рассматриваемого региона.

Результаты.

Предлагается использовать критерий $\eta_о$ как новый критерий для оценки энергоэффективности зданий как потребителей тепловой энергии на отопление. Он позволяет сравнивать эффективность ограждающих конструкций зданий, учитывая климатические зоны РФ и реальные параметры внутреннего температурного режима помещений, нивелируя влияние возможных перетопов и недотопов и возможные отклонения температурных условий.

Величина $\eta_о$ определяется как:

$$\eta_о = \frac{Q_о}{V_н \cdot \Psi}.$$

Для расчета реальной средней за отопительный сезон мощности для отопления здания выразим Q_0, Вт:

$$Q_0 = \frac{Q_\Sigma^г \cdot 4{,}19 \cdot 10^9}{n},$$

где $Q_\Sigma^г$ – суммарный годовой расход теплоты на отопление здания, взятый из показаний прибора учета тепловой энергии, Гкал;

n – время отопительного периода, с.

В свою очередь:

$$t_{вн.д}^{ср} = \frac{1}{n}\int_0^n t_{вн.д.}\, d\tau;\ t_н^{ср} = \frac{1}{n}\int_0^n t_н\, d\tau,$$

Используя современные приборы учета тепловой энергии величины $t_{вн.д}^{ср}$ и $t_н^{ср}$ можно получить на основании использования архива данных теплового счетчика.

Критерий $\eta_о$ предлагается рассматривать как альтернативу известному определению критерия с аналогичными единицами измерения (Вт/м^3), получаемому на основании отнесения средней потребляемой мощности к наружному объему здания. В этом случае завышение или занижение значения критерия может быть просто обусловлено с перетопами или недотопами или возможными отклонениями погодных условий.

Выводы.

В качестве новых критериев для оценки энергоэффективности зданий как потребителей тепловой энергии предложены приведенные удельные теплопотери и критерий, отражающий степень соответствия реальных температурных условий эксплуатации здания нормативным.

В результате полученных выражений видно, что при помощи современных приборов учета тепловой энергии возможно оперативно определить количество потребляемой тепловой энергии, а, соответственно, и оценить качество систем теплоснабжения.

Полученный критерий η_o позволяет сравнивать эффективность ограждающих конструкций зданий, учитывая климатические зоны РФ и реальные параметры внутреннего температурного режима помещений, нивелируя влияние возможных перетопов и недотопов и возможные отклонения температурных условий.

Список литературы

1. **Кылатчанов А.П.** Методы нормирования теплотехнических характеристик здания / **А.П. Кылатчанов, В.Л. Попов.** – Якутск: ГУП «Полиграфист» ЯНЦ СО РАН, 2000. – 31 с.
2. Приказ Минстроя России от 06.06.2016 N 399/пр "Об утверждении Правил определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.08.2016 N 43169).
3. **Гашо, Е. Г.** Анализ фактических тепловых параметров зданий жилого фонда Москвы в условиях реальной эксплуатации / **Е. Г. Гашо, А. М. Фокин, А. А. Щукин** // Энергосбережение. – 2024. – № 7. – С. 14-18.
4. **Соколов, Е.Я.** Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд. стереот. / **Е.Я. Соколов**. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
5. Системы отопления зданий. Метод расчета энергетических характеристик и показателей эффективности системы: Свод правил СП (EN 15316-2-1:2007). – М., 2013. – С. 8-10.

УДК. 697.4

КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОТЫ НА ОТОПЛЕНИЕ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А.Б.БИРЮКОВ, П.А. ГНИТИЁВ, А.С. ГНИТИЁВА
ФГБОУВО «Донецкий национальный технический университет», Донецк, Россия
E-mail: applesan@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы оценки энергетической эффективности зданий как потребителей теплоты на отопление. Рассмотрены известные и используемые в мировой и отечественной практике критерии энергоэффективности, отмечены достоинства и недостатки каждого из критериев. Обосновано, что важным аспектом совершенствования критериев является обеспечение возможности сравнения энергоэффективности объектов, эксплуатируемых в различных условиях, и оценки качества отопления. В работе составлены новые критерии, позволяющие объективно сравнивать показатели энергоэффективности зданий, эксплуатируемых при различных внутренних и внешних условиях, а также разработана система критериев для оценки качества отопления и анализа состояния инженерных систем отопления.

Ключевые слова: критерии энергоэффективности, здание, система отопления, оценка энергоэффективности, качество отопления.

Введение. На основании свода правил EN 15316-2-1:2007 «Системы отопления зданий – метод расчета энергетических характеристик и показателей эффективности системы» при реализации теплоснабжения зданий в структуре энергетических потерь используется [1]:

− первичная энергия;
− потери на добычу топлива;
− потери на транспортировку топлива;
− потери с продуктами сгорания и на источнике теплоты;
− потери в тепловой сети;
− нерациональные потери энергии в здании;
− затраты электроэнергии на подачу теплоносителя;
− теплопотребление зданием.

Для обеспечения требуемого температурного состояния в системе теплопотребления любого объекта должен сохраняться баланс, при котором сумма притоков необходимой и достаточной теплоты, поступающей в систему теплопотребления, вместе с аккумулируемой теплотой, должна быть равна сумме истоков теплоты от системы теплопотребления. В случае дисбаланса в данной системе можно судить о неэффективности системы отопления рассматриваемого объекта [2].

Обзор состояния вопроса. Один из способов определения уровня энергоэффективности – составление энергетического паспорта объекта (или энергетического сертификата), согласно которому ему присваивается определенный класс энергетической эффективности. Если говорить про здания как объект исследования, то для них класс энергетической эффективности устанавливают при проектировании, введении в эксплуатацию и по данным контроля и оценки фактического уровня теплопотерь на отопление [3].

Этот класс может быть уточнен по результатам эксплуатации и внедрения мероприятий по энергосбережению. Он обозначается латинскими буквами «A», «B», «C», «D», «E», «F» (от наилучших до наихудших показателей энергетической эффективности). В основе присвоения класса энергоэффективности лежит уровень относительного отклонения расчетных и нормативных значений удельного расхода теплоты на отопление.

В энергетическом паспорте определена процедура подтверждения соответствия проекта нормативным требованиям и указаны составляющие контроля энергоэффективности в

процессе эксплуатации. Энергетический сертификат является универсальным документом, содержащим основные показатели энергоэффективности зданий – характеристики ограждающих конструкций, показатели общего удельного потребления энергии и удельного потребления различных инженерных систем здания, потребление первичной энергии, классы эффективности инженерных систем.

Анализ энергоэффективности предполагает определение критериев энергоэффективности. Совместно с классическим определением этого термина, энергоэффективностью зданий может выступать сравнение с «эталоном», или, если его нет – то сравнение зданий друг с другом. Для этого необходимо определить критерии энергоэффективности.

Среди всевозможных критериев энергоэффективности общественных зданий в литературе наиболее часто упоминаются следующие:

– удельное теплопотребление, Дж/м^2(кВт·ч/м^2, кВт·ч/м^3). Данная характеристика показывает отношение потребленного тепла (чаще всего в ГДж, иногда в Гкал или тоннах условного топлива) к площади отапливаемых помещений. Эта простейшая характеристика, используемая управляющими организациями, показывает, сколько теплоты необходимо зданию в соответствии с площадью отапливаемых помещений. Отчетность для вышестоящих органов формируется именно на основании этой характеристики.

В ряде постсоветских стран она используется для определения лимитов на потребление теплоты. Кроме этого, управляющие организации используют данную характеристику для сравнения общественных зданий друг с другом, что позволяет рассматривать данную характеристику как критерий. Однако недостатком данного критерия является то, что для анализа используется только площадь отапливаемых помещений и не учитываются прочие составляющие, влияющие на потребление теплоты, в том числе и такие, которые не являются статическими и меняются со временем;

– расчетное значение удельных теплопотерь здания $q_{здан}$, кВт·ч/м^2 или кВт·ч/м^3 [4]. Данный параметр отражает плановые потери теплоты на отопление здания в течение отопительного периода. Он указан в ДБН В.2.6-31:2016 «Тепловая изоляция зданий» в перерасчете на площадь или объем отапливаемых помещений. Однако недостатком этого критерия является несоответствие данных расчетных значений фактическому состоянию энергоэффективности здания;

– валовый отпуск (потребление) теплоты Q_o, Вт. Критерий представляет собой только показания теплосчетчика, не учитывает все прочие составляющее энергоэффективности, поэтому критерием считаться не может. Однако, если представить величину валового потребления теплоты с теплосчетчика как функцию, зависящую от температуры окружающей среды (в тот день, когда сняты показания с теплосчетчика), то в таком случае появляется возможность предложить ее как критерий для сравнения здания самого с собой в разные отопительные периоды при условии, что изоляционные и теплотехнические параметры здания остаются без изменений. Функция величины валового потребления теплоты от температуры окружающей среды может быть назначена линией энергопотребления и нужна, чтобы любую текущую точку сопоставить с этой линией и сделать определенный вывод. В отличие от валового показателя, линия энергопотребления учитывает условия энергопотребления. Данный способ позволяет провести сравнение эффективности потребления тепла различных зданий друг с другом;

– потребность в энергии - кВт·ч/м^2 или кВт·ч/м^3 [5]. Данный показатель отражает всю совокупность тепловой энергии, необходимой для обеспечения отопления, охлаждения, горячего водоснабжения здания;

– удельная отопительная характеристика здания q_0, Вт/(м^3·К), характеризует термическое изменение конструкции. Отопительная характеристика общественных зданий определяется исходя из объема здания по наружному обмеру.

Однако на самом деле характеристика q_0 не является постоянной. Тепловые характеристики здания изменяются под действием различных факторов, как техногенных, так и естественных (инсоляция, внешняя температура, скорость и направление ветра, облачность).

Удельная отопительная характеристика здания q_0 может быть рассчитана на основании фактических значений и позволяет сравнить здания друг с другом и быть показателем уровня энергопотребления.

Есть возможность уточнить q_0 на основании обработки физических величин, характеризующих процесс, добавить q_0 как результат адаптации.

Описанный показатель позволяет указать на составляющие, влияющие на теплопотребление здания (окна, ограждающие конструкции и т.д.). Ухудшение данных составляющих, визуализируемое показателем, может происходить плавно, или скачкообразно. Это – количественное выражение класса энергоэффективности, позволяющее ранжировать объекты по показателям теплоэффективности.

Параметр отопительной системы $Ф_0$, Вт/К. Данный параметр отвечает на вопрос достаточности отопительных приборов для полноценной отопительной нагрузки здания в текущем их состоянии. Данный параметр был описан в работе В.Е. Козина, Т.А. Левиной, А.П. Маркова и других авторов [6]. Он выражается из уравнений теплового баланса отопительной системы и определяется как отношение потребленного тепла зданием к температурному напору, который обеспечивает система отопления здания.

При проведении анализа энергоэффективности отопления зданий необходимо, чтобы сравнение производилось при равных условиях [7]. Первые два критерия не дают возможности сравнить здания сами с собой в разные периоды времени в силу различных причин (например, не учитывается температура наружного воздуха), как в разный период, так и между собой.

В России больше внимания уделено сопротивлениям теплопередаче элементов ограждающих конструкций и отопительным характеристикам. Среди критериев в части ограждающих конструкций можно выделить следующие:

– сопротивление теплопередаче наружных стен (фактическое-нормативное);

– сопротивление теплопередаче светопрозрачных ограждающих конструкций и дверей (фактическое-нормативное);

– сопротивление теплопередаче покрытий и перекрытий (фактическое-нормативное);

– сопротивление теплопередаче полов по грунту, перекрытий подвалов и техподполья (фактическое-нормативное).

В части потребления энергии зданием можно разделить поток на составляющие для последующего детального анализа каждого из элементов и предложения путей их совершенствования:

– энергопотребление на отопление (кВт·ч/м^2 или кВт/м^3);

– энергопотребление на вентиляцию (кВт·ч/м^2 или кВт/м^3);

– энергопотребление на охлаждение (кВт·ч/м^2 или кВт/м^3);

– энергопотребление на горячее водоснабжение (кВт·ч/м^2 или кВт·ч/м^3);

– энергопотребление на освещение (кВт·ч/м^2).

При потреблении зданием тепловой энергии на отопление результирующая величина зависит не только от погодных условий, термического сопротивления конструкции здания, но и от режима снабжения зданий (помещений) тепловой энергией. При определенных условиях по причине несогласованности работы источника теплоты, узла ввода тепловой энергии с текущими погодными условиями или по сознательному желанию потребителя (в децентрализованной системе) могут возникать так называемые перетопы или недотопы.

На основании вышесказанного можно утверждать, что в мировой и отечественной практике известен и широко используется ряд критериев для оценки энергоэффективности зданий и сооружений. В условиях российской практики данная система критериев не получила широкого использования. Целесообразно составить систему критериев для анализа энергоэффективности зданий как объектов потребления тепловой энергии в условиях РФ.

Целью данной работы является разработка критериев, позволяющих объективно сравнивать показатели энергоэффективности зданий, эксплуатируемых при различных внутренних и внешних условиях, а также разработка системы критериев для оценки качества отопления и анализа состояния инженерных систем отопления.

Реальная средняя за отопительный сезон мощность для отопления здания [8]:

$$Q_o = V_{\text{н}} \cdot q_o \cdot \left(t_{\text{вн.д}}^{\text{ср}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}\right), \quad (1)$$

где $t_{\text{вн.д}}^{\text{ср}}$- среднее за отопительный сезон действительное значение температуры воздуха внутри помещения;

$t_{\text{н}}^{\text{ср}}$- среднее за отопительный сезон действительное значение температуры наружного воздуха.

При проектировании зданий в качестве $t_{\text{вн.д}}^{\text{ср}}$используется нормативное значение температуры внутри отапливаемого помещения $t_{\text{вн.н}}$, а в качестве средней температуры наружного воздуха, значение, рекомендованное нормативным документом $t_{\text{н.о}}$.

Поскольку интерес представляет идентификация критериев (энергопотребление на отопление и удельная отопительная характеристика) в реальных условиях (состояние здания и погодные условия в анализируемом отопительном периоде) предложены следующие преобразования:

$$Q_o = V_{\text{н}} \cdot q_o \cdot (t_{\text{вн.н}} - t_{\text{н.о}}) \cdot \frac{t_{\text{вн.д}}^{\text{ср}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн.н}} - t_{\text{н.о}}}. \quad (2)$$

Далее выражение можно переписать в следующем виде:

$$Q_o = V_{\text{н}} \cdot \eta_o \cdot \Psi, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{о}} = q_o \cdot (t_{\text{вн.н}} - t_{\text{н.о}})$ – приведенные удельные теплопотери, Вт/м^3.

Критерий $\eta_{\text{о}}$ приведен к условиям, при которых внутри помещения установлено нормативное значение температуры и расчетное значение средней температуры наружного воздуха за отопительный период соответствовало нормативным документам для региона.

$\Psi = \frac{t_{\text{вн.д}}^{\text{ср}} - t_{\text{н}}^{\text{ср}}}{t_{\text{вн.н}} - t_{\text{н.о}}}$ – критерий, отражающий степень соответствия реальных температурных условий эксплуатации здания нормативным.

$\eta_{\text{о}}$ предлагается использовать как новый способ для оценки энергоффективности зданий как потребителей тепловой энергии на отопление. Он позволяет сравнивать эффективность ограждающих конструкций зданий, учитывая климатические зоны РФ и реальные параметры внутреннего температурного режима помещений, нивелируя влияние возможных перетопов и недотопов и возможные отклонения температурных условий.

Величина $\eta_{\text{о}}$ идентифицируется как

$$\eta_{\text{о}} = \frac{Q_o}{V_{\text{н}} \cdot \Psi}. \quad (4)$$

Данный критерий предлагается рассматривать как альтернативу известному определению критерия с аналогичными единицами измерения Вт/м^3, получаемому на основании отнесения средней потребляемой мощности к наружному объему здания. В этом случае завышение или занижение величины критерия, может быть, просто связано с перетопами или недотопами или возможными отклонениями погодных условий.

Также предлагается ввести ряд критериев для анализа степени соответствия температуры внутри отапливаемых помещений нормативным значениям.

Отклонение температуры в помещении от нормативного значения:

$$\Delta t = \frac{1}{\tau_{\text{о}}} \cdot \int_0^{\tau_{\text{о}}} t_{\text{вн}}(\tau) \cdot d\tau - t_{\text{вн.н}}. \quad (5)$$

$\tau_{\text{о}}$ – продолжительность отопительного периода, с

Отклонение температуры в помещении от нормативного значения с учетом ряда точек контроля:

$$\Delta t = \frac{1}{\tau_{\text{о}} \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \int_{0}^{\tau_{\text{о}}} t_{\text{вн}}\, i(\tau) \cdot d\tau - t_{\text{вн.н}}. \quad (6)$$

Отклонение температуры в помещении от нормативного значения с учетом ряда точек контроля при необходимости учета различия нормативных значений температуры внутри отапливаемых помещений:

$$\Delta t = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\tau_{\text{о}}} \int_{0}^{\tau_{\text{о}}} t_{\text{вн}i}\,(\tau) \cdot d\tau - t_{\text{вн.н}i} \right). \quad (7)$$

Несимметричность в отоплении помещений может быть оценена при помощи следующего критерия:

$$\theta = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\tau_o} \int_{0}^{\tau_{\text{о}}} t_{\text{вн}i}\,(\tau) \cdot d\tau - t_{\text{вн.н}} \right)^2}}{n \cdot t_{\text{вн.н}}} \cdot 100\%. \quad (8)$$

Для идентификации отклонений в работе элеватора предложен следующий набор критериев.

Интегральный критерий отклонений в работе элеватора:

$$\chi_Q = \frac{Q_{\text{см}}^{\text{пр}} - Q_{\text{см}}^{\text{ф}}}{Q_{\text{см}}^{\text{пр}}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где $Q_{\text{см}}^{\text{пр}}$– проектный тепловой поток на выходе из элеватора, Вт;

$Q_{\text{см}}^{\text{ф}}$ – фактический тепловой поток на выходе из элеватора, Вт.

Критерий достаточности подачи теплоносителя из тепловой сети на узел смешения:

$$\chi_{\text{вх}} = \frac{G_1^{\text{ф}}}{G_1^{\text{пр}}} \cdot 100\%\,, \quad (10)$$

где $G_1^{\text{ф}}$ – фактический расход теплоносителя из тепловой сети на элеватор, кг/с;

$G_1^{\text{пр}}$ – проектный расход теплоносителя из тепловой сети на элеватор, кг/с.

Критерий, характеризующий процесс смешения теплоносителей в элеваторном узле:

$$\chi_{\text{см}} = \frac{k_{\text{см}}^{\text{ф}}}{k_{\text{см}}^{\text{пр}}} \cdot 100\%, \quad (11)$$

где $k_{\text{см}}^{\text{ф}}$ – фактический коэффициент смешения;

$k_{\text{см}}^{\text{пр}}$ – проектный коэффициент смешения.

Критерий соответствия температуры обратного теплоносителя проектным условиям:

$$\chi_{\text{обр}} = \frac{t_{\text{обр}}^{\text{ф}}}{t_{\text{обр}}^{\text{пр}}} \cdot 100\%, \quad (12)$$

где $t_{\text{обр}}^{\text{ф}}$ – фактическая температура теплоносителя, поступающего на всас элеватора;

$t_{\text{обр}}^{\text{пр}}$ – проектная температура теплоносителя, поступающего на всас элеватора.

Критерий χ_Q интегрально оценивает корректность работы элеватора.

Критерии $\chi_{\text{вх}}$, $\chi_{\text{см}}$, $\chi_{\text{обр}}$ позволяют выяснить конкретные причины в отклонениях работы элеватора. $\chi_{\text{вх}}$ указывает на достаточность или избыточность подачи теплоносителя от тепловой сети, или засорение сопла. В случае $\chi_{\text{обр}}$ и $\chi_{\text{см}}$ пониженное значение критериев указывает на повышенное гидравлическое сопротивление отопительной системы или неправильность установки регулирующих органов.

Критерий разбалансировки стояков:

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{G_i^{\phi}-\xi_i G_{\Sigma}^{\phi}}{\xi_i G_{\Sigma}^{\phi}}\right)^2}}{G_{\Sigma}^{\phi}}\cdot 100\%, \qquad (13)$$

где G_i^{ϕ} – фактический расход теплоносителя через i-ый стояк;

G_{Σ}^{ϕ} – суммарный расход теплоносителя на отопительную систему;

ξ_i – проектная доля суммарного расхода теплоносителя, приходящаяся на i-стояк;

n – число стояков.

Обсуждение и выводы. В данной работе в качестве новых критериев для оценки энергоэффективности зданий как потребителей тепловой энергии предложены приведенные удельные теплопотери и критерий, отражающий степень соответствия реальных температурных условий эксплуатации здания нормативным. Также предложен ряд критериев для оценки качества отопления помещений, несимметричности отопления здания, разбалансировки стояков, показателей работы узлов смешения.

Список литературы

1. Системы отопления зданий. Метод расчета энергетических характеристик и показателей эффективности системы: Свод правил СП (EN 15316-2-1:2007). – М.: – 2013. – С. 8-10.
2. Кылатчанов А.П. Методы нормирования теплотехнических характеристик здания / А.П. Кылатчанов, В.Л. Попов. – Якутск: ГУП «Полиграфист» ЯНЦ СО РАН, 2000. – 31 с.
3. Приказ Минстроя России от 06.06.2016 N 399/пр "Об утверждении Правил определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов" (Зарегистрировано в Минюсте России 08.08.2016 N 43169).
4. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31168-2003 "Здания жилые. Метод определения удельного потребления тепловой энергии на отопление" (утв. постановлением Госстроя РФ от 2 июня 2003 г. N 51).
5. ГОСТ Р 55656-2013 (ИСО 13790:2008) Энергетические характеристики зданий. Расчет использования энергии для отопления помещений. Дата введения 2015-07-01.
6. Козин В.Е. Теплоснабжение / В.Е. Козин, Т.А. Левина, А.П. Марков и др. – М.: Высш. школа, 1980. – 408 с.
7. Методика определения энергоэффективности промышленных предприятий и построения линий энергопотребления: учебное пособие / С. М. Сафьянц, А. Б. Бирюков [и др.] – Донецк: ДНТУ, 2014. – 48 с.
8. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд.. стереот. /Е.Я. Соколов/М. Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.:ил.

Информация о финансировании

Данная работа выполнена в рамках научной темы «Повышение энергоэффективности выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии» код (шифр) научной темы, присвоенной учредителем (организацией): FRRF-2023-0003 регистрационный номер: 1023031000013-2-2.2.3.

УДК 62-7

НЕИСПРАВНОСТИ НАСОСОВ GRUNDFOS NK ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В СОСТАВЕ ГОРОДСКОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Пичахчи А.В. *, **Сидоров В.А.**
Донецкий национальный технический университет, Донецк, Россия
*e-mail: pichakhchi.a.v@yandex.ru

Аннотация.
В работе рассмотрены некоторые неисправности насосов Grundfos NK связанные с ошибками монтажа и эксплуатации. Определены диагностические признаки их появления, причины возникновения и меры по предотвращению. Описаны основные причины отказов оборудования, включая неправильную центровку валов насоса и двигателя, ослабление резьбовых соединений и вибрационные нагрузки. В работе подчеркивается, что около 90% отказов насосов связаны с ошибками монтажа и первичной настройки, что подтверждается статистическими данными. Приведены результаты вибрационных измерений и зависимости от несоосности валов. В качестве ключевых методов устранения неисправностей указаны точная центровка, регулярная проверка соосности и использование современных систем мониторинга вибраций.

Введение.

Центробежные консольные насосы Grundfos NK с горизонтальным валом (рис. 1) получили широкое распространение в объектах теплоснабжения городской инженерной инфраструктуры для циркуляции жидкости. Производительность, превышающая примерно вдвое превышающая производительность действующего насосного оборудования при аналогичных значения энергопотребление - веский аргумент для установки насосов Grundfos NK вместо устаревших. Дополнительно следует отметить относительно низкие эксплуатационные затраты на техническое обслуживание и возможность длительной работы при условии соблюдения требований установки.



Рис. 1. Общий вид консольного центробежного насоса Grundfos NK, установленного на раме

Основой длительной эксплуатации насосного оборудования является опыт технологического и ремонтного персонала. Ошибки технологического персонала при запуске, регулировке и остановке насоса – исключительное событие. В тоже время, опыт по устранению отказов оборудования ремонтной службой растёт пропорционально объёму проведенных ремонтов и убывает по экспоненциальной зависимости при безотказной работе. Высокая надёжность насосов Grundfos NK, случайные отказы, приводят к неподготовленности ремонтной службе к ликвидации возможных неисправностей. Периодическое диагностирование насосов на уровне органолептических методов, может привести к возникновению аварийной ситуации.

Соблюдение коммерческой тайны ограничивает возможность обмена опытом между специалистами промышленных предприятий. А сервисные службы не всегда готовы поделиться своим опытом. Поэтому, некоторые особенности проявления и ликвидации отказов становятся неожиданностью при ремонте и требуют нескольких неудачных попыток для принятия правильного решения по восстановлению работоспособности.

Цель работы – анализ причин некоторых наблюдаемых отказов и изложение последовательности восстановления работоспособности насосов Grundfos NK мощностью 90…160 кВт и частотой вращения 2950 об/мин.

Методы и материалы.

В настоящее время увеличилось число публикаций, связанных с вопросами изготовления и функционирования центробежных консольных насосов. Объектом исследования становятся: энергетическая эффективность [1], вопросы технического обслуживания [2, 3], прогнозирование времени отказов [4], диагностирование неисправностей [5], анализ отказа подшипников [6] и др., что определяет актуальность данного исследования.

Заключительная стадия монтажа насоса выполнение центровки - ответственной регулировочной операции. При этом точность центровки определяет срок службы насоса.

Грубые ошибки с отклонением до 2,0 мм, приводят к отказу через 20 мин. работу. Значительные отклонения – до 0,2 мм (возникающие при грубой центровке) позволяют насосу работать в течении 2…3-х месяцев, после чего необходима замена подшипников и торцевого уплотнения. В работах фирм, осуществляющих сервисное обслуживание оборудования [7, 8, 9, 10] указывается - «90% проблем выхода из строя современных качественных консольных насосов в короткий срок (2…4 месяца со дня запуска) связано с ошибками монтажа и ввода в эксплуатацию».

Допустимые значения параллельного смещения и углового излома осей валов насоса при частоте вращения 3000 об/мин должны составлять не более 0,05 мм и не более 0,05/100 мм. При этих значениях реализуются компенсирующие свойства соединительной муфты и обеспечивается отсутствие дополнительных сил на подшипники. Последствия неправильной центровки, известны - снижении ресурса подшипников, повышение потребления электроэнергии, повышение вибрации и температуры, накопление повреждений в деталях. Основной проблемой точной центровки, реализуемой при помощи лазерных центровщиков или индикаторов перемещения часового типа, является точность перемещения двигателя в вертикальном и горизонтальном направлениях.

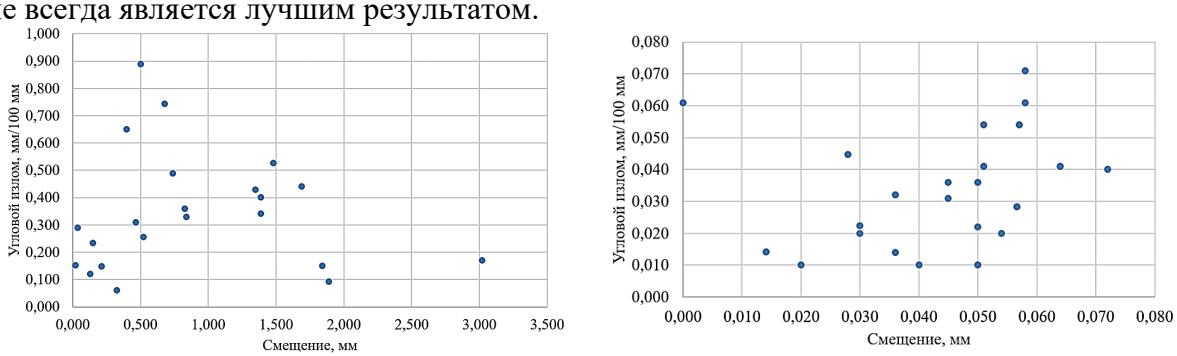
Поставка насосов Grundfos NK проводится в собранном виде на раме, полумуфты собраны, валы отцентрованы на заводе-изготовителе. Соосность валов нарушается при: транспортировке, монтаже, заполнении рамы бетоном, присоединении всасывающего и нагнетательного патрубков и др. Наполнение трубопроводов водой может привести к расцентровке, при наличии податливых опор. Первая центровка насосного агрегата проводится после окончания всех монтажных работ перед запуском насоса в работу.

Состояние насоса проверяется по значениям параметров вибрации после выхода на рабочий режим. Вибрационная картина «эталонной» подшипниковой опоры определяется следующими значениями виброскорости: минимальны в осевом направлении - 1,0…2,0 мм/с; максимальны в горизонтальном направлении - 2,0…3,0 мм/с; в вертикальном направлении на 20% меньше значений в горизонтальном.

Результаты.

Статистические данные о начальной расцентровке валов насоса и двигателя после окончания монтажа приведены на рис. 2а. Наиболее часто встречается начальное смещение до 1,5 мм и угловой излом до 0,5 мм/100 мм. Полученные результаты содержат сведения о максимальных, минимальных, средних значениях и служат основой для более глубокой статистической обработки.

Данные об отклонениях в положении валов насоса и двигателя после первой центровки приведены на рис. 2б. Наиболее вероятно получение результата относительно суммарного вектора смещения около 0,06 мм и суммарного единичного вектора углового излома около 0,04 мм/100 мм. Достижение «нулевых» значений требует больших затрат времени и при этом не всегда является лучшим результатом.



а) б)

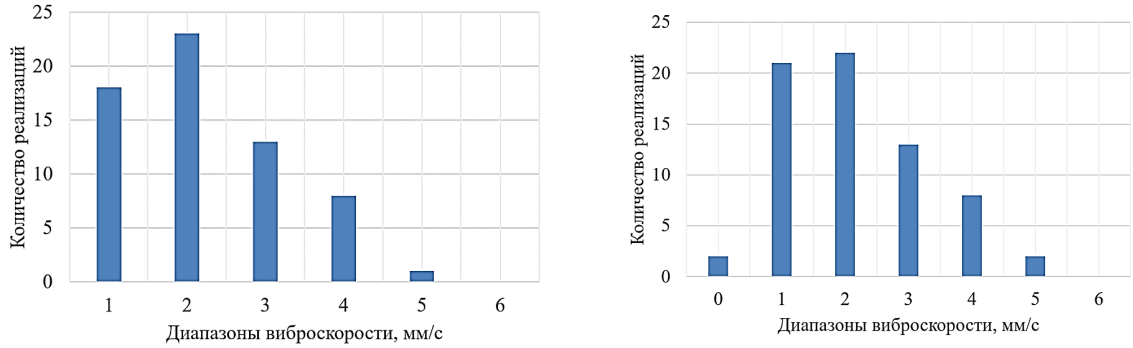
Рис. 2. Расцентровка валов насоса и двигателя:
а) начальная; б) после первой центровки.

Отклонения в положении валов после центровки уменьшаются в 10…20 раз. Это позволяет оценить эффективность и целесообразность центровки при наличии зависимостей между отклонениями валов и значениями параметров вибрации.

Значения виброскорости насосной установки определяют не только показатели соосности, но и податливость основания, гидравлический режим и др. При этом следует учитывать большую жёсткость электрического двигателя по сравнению с насосом. По спектральному составу вибрационный сигнал кроме оборотной частоты включает 100 Гц составляющую и лопаточную частоту. На рис. 3а показано распределение значений виброскорости для первого запуска после центровки.

Рекомендации завода-изготовителя насосов Grundfos NK содержат требования проверки и повторной центровки насосов через 6 месяцев эксплуатации. Наиболее вероятно, это связано с сезонными отклонениями в работе насосов. Для насосного оборудования систем отопления целесообразна проверка центровки перед отопительным сезоном. Среди причин отклонений от соосности в процессе эксплуатации следует указать: влияние вибрации (степень влияния определяется уровнем первичных значений), ослабление резьбовых соединений при температурных колебаниях, осадка фундамента и др.

После 1-го года эксплуатации наиболее вероятно смещение до 0,4 мм и угловой излом до 0,2 мм/100 мм. Виброскорость, при этом возрастает до 5,0…8,0 мм/с, превышая допустимое значение – 4, 5 мм/с. После проведения второй центровки значения вибросокости уменьшаются практически до исходных значений (рис. 3б).



а) б)

Рис. 3. Гистограмма значений виброскорости после:
а) первой центровки; б) второй центровки.

Обсуждение результатов.

Использование суммарных векторов, при анализе соосности и вибрационного состояния, позволяет уменьшить объём анализируемых данных. Полученные зависимости могут быть использованы при организации автоматизированного контроля технического состояния насосов по параметрам вибрации. Определены границы влияния несоосности на вибрацию насосов Grundfos NK, для которых соблюдение соосности является одним из основных факторов обеспечивающих длительную эксплуатацию.

Центровка валов насоса и двигателя необходима: после монтажа, после подсоединения и заполнения трубопроводов рабочей жидкостью, после выполнения ремонтных работ, после 6…12 месяцев эксплуатации. Вибрационные нагрузки минимальны при допустимых значениях соосности и в случаях малых превышений. Увеличение смещения и углового излома свыше допустимых значений, приводят к увеличению вибрации насоса в 2…3 раза, приводя к резкому снижению ресурса насоса.

Дополнительно при эксплуатации насосов Grundfos NK были зафиксированы:

- увеличение значений виброскорости, при установке насоса на податливом основании, без бетонной заливки рамы или при неравномерной заливке;
- попадание посторонних предметов в рабочее колесо - наиболее непредсказуемый, сложно обнаруживаемый и трудно устраняемый вид отказа;
- ослаблению резьбовых соединений способствуют колебания температуры и вибрация, наиболее податливыми являются анкерные болты крепления рамы;
- восстановление работоспособного состояния насоса Grundfos NK требует установки упругих элементов (вставок муфты) и резиновых колец в посадочном месте подшипника.

Ремонт проведенный в соответствии с технологическими требованиями, позволяет получить насос с низким уровнем вибрации. Снижение значений вибрации по двигателю по насосу, после ремонта, с заменой упругих элементов и подшипников, показывает, что данная конструкция имеет высокий уровень ремонтопригодности, несмотря на срок эксплуатации превышающий 10 лет.

Нарушение соосности валов для механизма с компенсирующей муфтой имеет следующие особенности: смещение приводит к появлению дополнительной действующей силы, ориентированной по вектору суммарного смещения, элементы муфты при этом испытывают циклическую нагрузку; угловой излом в большей степени провоцирует появление дополнительного изгибающего момента и увеличение осевой вибрации, повышенные напряжения приводят к малоцикловому усталостному разрушению элементов муфты; происходит совмещение ступенчатой и износовой моделей разрушения, дополнительные нагрузки в муфтовом соединении появляются после превышения компенсирующих возможностей упругих элементов.

Выводы.

1. Практика эксплуатации насосов Grundfos NK показывает, что они обеспечивают необходимую подачу, сравнительно низкое потребление электроэнергии, работают при низком уровне вибрации и шума.

2. Насосы Grundfos NK чувствительны к нарушениям соосности валов двигателя и насоса, ослаблению резьбовых соединений, нарушениям режимов смазывания уплотнений и другим нарушениям в техническом обслуживании, что проявляется в виде постепенного или внезапного ухудшения технического состояния.

3. Установка современных систем автоматизированного управления технологическим процессом требует своевременного проведения профилактических работ по восстановлению работоспособности, исключающих внезапные отказы. Решение этой задачи возможно при наличии информации об изменениях и предельных значениях параметров вибрации, определяющих границы категорий технического состояния оборудования.

3. Устранения последствий отказов насосов Grundfos NK требуют комплексного подхода, разработки и приобретения необходимого оборудования и запасных частей. Необходим и

более высокий уровень подготовки технологического и ремонтного персонала. В противном случае сроки эксплуатации технологически совершенного и экономически выгодного оборудования составляют 5…7 лет до проведения капитального ремонта или полной утилизации.

Исследования проведены в рамках молодежной научной лаборатории «Приборостроение и станкостроение» по теме FRRF-2024-0011 «Мониторинг и диагностика узлов механизмов».

Список литературы

1. **Чащилова, А.Д.** Зависимость КПД от безразмерного расхода как оценка энергетической эффективности центробежного насоса // А.Д. Чащилова, Д.В. Чащилов // Южно-Сибирский научный вестник. – 2022. № 6 (46). С. 256-263.
2. **W.H. Yahya and M. Mulyadi,** «Best Practices Guide for Centrifugal Pump Maintenance», PELS, vol. 7, pp. 151-155, Feb. 2024.
3. **Wahyu Hikmatiarun Yahya, Mulyadi Mulyadi**. Centrifugal Pump Maintenance at PT UG MANDIRI / February 2024. Procedia of Engineering and Life Science 7:151-155 / DOI:10.21070/pels.v7i0.1565.
4. **liyu, R., Mokhtar, A.A. ., & Hussin, H. .** (2023). A Study on Comparison of Classification Algorithms for Pump Failure Prediction. Journal of Advanced Industrial Technology and Application, 4(2), 48-65. – URL: https://publisher.uthm.edu.my/ojs/index.php/jaita/article/view/15487 (дата обращения: 05.10.2024).
5. **Chennai Viswanathan, P.;** Venkatesh, S.N.; Dhanasekaran, S.; Mahanta, T.K.; Sugumaran, V.; Lakshmaiya, N.; Paramasivam, P.; Nanjagoundenpalayam Ramasamy, S. Deep Learning for Enhanced Fault Diagnosis of Monoblock Centrifugal Pumps: Spectrogram-Based Analysis. / Machines 2023, 11, 874. https://doi.org/10.3390/machines11090874.
6. Bearing Failure Analysis in Centrifugal Pump at PT. XYZ / Erwin Fradana & Ridwan Abdurrahman / Universitas Riau, Pekanbaru, Indonesi. Jurnal Produksi, Konversi Energi, Konstruksi, dan Material. Feb 2024. DOI: 10.31258/proksima.v2i1.20ISBN: 2988.
7. Ремонт (восстановление) рабочего колеса насоса Grundfos NK 200/400. – Текст : электронный // ООО «Технологии промышленного ремонта» : [сайт]. – URL: https://remval.by/2019/06/27/remont-vosstanovlenie-rabochego-kolesa-nasosa-grundfos-nk-200-400/ (дата обращения: 08.10.2024).
8. Регламент работ при техническом обслуживании оборудования Грундфос (Grundfos). - Текст : электронный // ГК Электропомпа : [сайт]. – URL: https://proftechservice.ru/service4/ (дата обращения: 10.10.2024).
9. Монтаж и эксплуатация / Центровка насоса – ошибки. - Текст : электронный // ГК Электропомпа : [сайт]. – URL: https://proftechservice.ru/grundfos-remont-oshibki-centrovka-nasosa/ (дата обращения: 11.10.2024).
10. Ошибки монтажа насосов. - Текст : электронный // // ГК Электропомпа : [сайт]. – URL: https://remont-nasosov.com/novosti/oshibki-montazha-nasosov-18/ (дата обращения: 12.10.2024).

УДК 621.311.24: 658.58

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ВЕТРОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Сидоров В.А., Ошовская Е.В.*, **Прудченко Д.О.**
[1] Донецкий национальный технический университет, Донецк, Россия
*e-mail: evo2008@bk.ru

Аннотация.
В работе, на основании литературного обзора, анализа условий эксплуатации и характерных отказов одного из лидеров зелёной энергетики – ветровых генераторов, определены вопросы критической ситуации, связанной с проведением технического обслуживания и ремонта. В статье рассматриваются некоторые из видов повреждений элементов данных установок, определяются возможные пути устранения причин отказов. Предлагается к рассмотрению ряд вопросов, связанных с условиями эксплуатации и проведения ремонтных операций относительно ветровых генераторов.

Введение.

Самые значительные достижения в ветровой энергетике наблюдаются в последние десятилетия, благодаря использованию новых материалов, систем контроля, технологическим возможностям машиностроения и др. Одновременно, с работами о высокой эффективности работы ветряных турбин, об увеличении генерации зелёной электрической энергии [1, 2] стали появляться работы, связанные с вопросами их надёжности [3, 4], анализом отказов [5, 6], вопросами диагностирования и др. Большинство этих работ выполнено китайскими специалистами, что вполне оправданно, исходя из того, что объём новых установленных мощностей в КНР за последние годы сравним с показателями остальных стран. Появление данных и других работ свидетельствует об актуальности рассмотрения вопросов технического обслуживания и ремонта ветровых генераторов.

Цель работы.

Анализ характерных отказов при эксплуатации ветровых генераторов, поиск основных направлений в содержании комплекса мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту для поддержания и восстановления работоспособного состояния.

Методы и материалы.

Проведенный литературный обзор более 100 статей после 2008 года позволил выявить несколько основных направлений:

- вопросы анализа отказов и показателей надёжности, в частности - обледенение и повреждения лопастей, приводящее к снижению выработки энергии из-за дисбаланса;
- применение искусственного интеллекта для перехода на «прогнозируемое обслуживание», основанное на обработке информации рабочих режимов;
- вопросы надёжности - указывается, что в последние время эксперты фиксируются падения турбин-гигантов, выходят из строя лопасти, зафиксированы случаи пожаров и попаданий молний в ветрогенераторы (рис. 1);
- увеличение затрат на эксплуатацию и обслуживание ветроэнергетических установок, большая часть тратится на незапланированный ремонт и ликвидацию отказов;
- диагностирование технического состояния данной сложной электромеханической системы требует анализа комплекса параметров: вибрационных, тепловых, электрических, структурной целостности и др., включая диагностирование механической части на основе обработки вибрационного сигнала и электрической части - оборудование генераторов, преобразователей, наземное, защиту от молний и др.

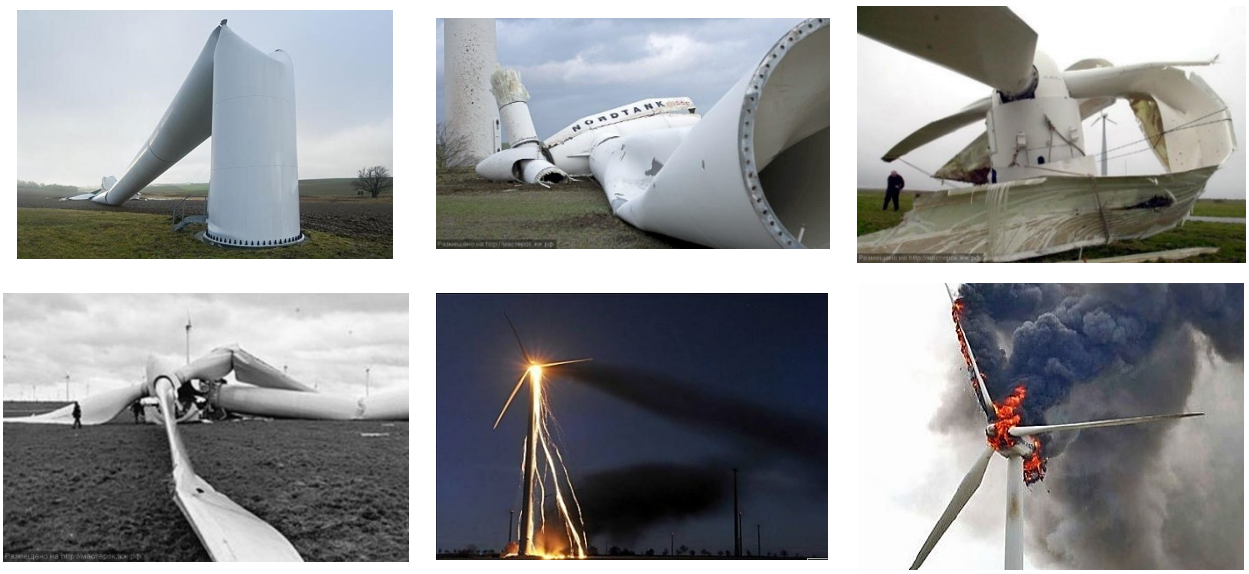


Рис. 1. Аварийные разрушения ветровых генераторов.

Результаты.

Стремление увеличить вырабатываемую мощность привело к увеличению длины лопастей до 70…100 м. Ветроэлектростанции работают в сложных условиях повышенной влажности, вибрации и больших токов. Правилами эксплуатации предусмотрены регулярные проверки генератора, но стандартные тесты раз в два-три месяца часто не выполняются из-за сложности полевой работы зимой, высокой стоимости, географической удаленности ветропарков. Обслуживание и ремонт ветряных электрогенераторов становится одной из важнейших проблем, требующей наличия специальных навыков и умений, опыта работы на большой высоте (рис. 2), в труднодоступных местах и стесненных условиях. Подготовка к ремонту начинается с анализа конструкции, поиска наиболее уязвимых мест и определения трудоёмкости замены элементов, включая используемые механизмы и приспособления.



Рис. 2. Условия проведения профилактических работ на ветровых электростанциях.

Предупреждение любого отказа в первую очередь проводится благодаря техническому обслуживанию: лопастей, системы рыскания, системы смазки и др. Этому способствует эффективное решение вопросов организации ремонтов, мониторинга технического состояния, моделирования возникающих нагрузок и ситуаций и анализа рисков.

Повреждения лопастей, изготовленных из стеклопластика и эпоксидной смолы, происходят из-за: ударов молний; капель дождя; в результате песчаной или пылевой эрозии; снега и льда. Длина лопасти - более 50 м, вес одной лопасти более 9 т. Интенсивность износа определяется суммарной скоростью движения частиц и лопасти. Повреждения (поверхностные, внутренние, трещины) нарушают аэродинамику лопасти и ведут к снижению мощности, вырабатываемой ветрогенератором до 25%, что требует замены лопастей и решения вопроса утилизации.

Смолы, используемые при изготовлении лопасти, крайне чувствительны к воздействию ультрафиолета. Под воздействием ультрафиолета смола сначала становится хрупкой, а затем начинает разрушаться. Наносимые защитные покрытия изнашиваются от дождевой эрозии и прочность (ресурс) лопасти начинает стремительно снижаться.

Замена лопастей требует наличия крана с вылетом стрелы более 100 м, соответствующей грузоподъёмности или индивидуальный ремонт специалистами-скалолазами. В первом случае предполагается наличие ремонтной базы с помещениями соответствующих габаритов и необходимым оборудованием для восстановления. В случае замены требуется наличие аналогичных лопастей на складе, с соблюдением правил хранения и наличием специализированного транспорта для доставки к месту установки. Второй вариант не гарантирует достижения высокого качества восстановления поверхностного слоя, требует уравновешивания лопастей как заключительной стадии ремонта.

Повреждения подшипников различаются по проявлениям и связаны с действующими силами, смазочным материалом, температурой и влажностью.

Опорный подшипник механизма поворота гондолы снижает долговечность при окислении смазочного материала и накоплении продуктов износа и абразива.

Опорный подшипник главного вала, обычно сферический роликовый воспринимает ветровую нагрузку лопастей и фактически работает одним рядом тел качения, что снижает динамическую грузоподъёмность в 2 раза, а долговечность в $2^{3,3} = 9,8$ раз.

Компенсирующие возможности сферического подшипника при работе в паре практически исчезают, а жёсткое соединение с входным валом редуктора приводит к появлению статически неопределимой системы. Это усугубляется возможными перекосами и деформациями люльки гондолы.

Подшипники (сферические) планетарного редуктора при действии осевых сил в косозубом зацеплении имеют ограниченную долговечность, испытывают масляное голодание на подшипниках сателлитов при облитерации подводящих масляных каналов. Попадание пыли, конденсация влаги внутри корпуса редуктора приводят к образованию коррозии и появлению в дальнейшем абразивного износа. Возникновение фреттинг-коррозии, при малых относительных перемещениях деталей узлов остановленного механизма, из-за ветрового воздействия, прохождение электрического тока, включая статическое электричество также снижают долговечность узлов механизма.

Размеры первоначального пятна контакта зубчатых передач планетарного редуктора определяются качеством изготовления. Циклические ударные нагрузки, возникающие при порывах ветра, могут служить причиной зарождения осповидного выкрашивания.

Зубчатые передачи планетарного редуктора и подшипники валов и осей работают при различной частоте вращения при различной нагрузке, это требует использования жидких масел с различной вязкостью, что реализовать в процессе эксплуатации невозможно.

Некоторые неисправности электрических и электронных систем могут быть обнаружены и ликвидированы при профилактическом обслуживании. Повреждения обмоток генератора требует проведения ремонта в условиях специализированного предприятия. Оптимальным является агрегатный метод ремонта.

Практически любая неисправность механической части требует демонтажа главного вала и планетарного редуктора с последующей транспортировкой и ремонтом в производственных условиях. Относительно ремонтных операций механического оборудования (замена, восстановление, регулировка) только регулировочные операции могут быть проведены на месте установки механизмов.

Для механического оборудования наиболее эффективным диагностическим параметров является измерение вибрации. Возможное решение - системы дистанционного мониторинга и прогнозирования. Причины вибрации – периодические нагрузки лопастей, нарушения соосности, режима смазывания и др. Последствия: повреждение элементов молниезащиты, преждевременный износ подшипников, растрескивание нагруженных металлических деталей генератора, повреждение, короткое замыкание обмоток. Данная задача в постановке оценки состояния ветрогенераторов из-за низких частот вращения и нестационарной ветровой нагрузки не нашла своего оптимального решения.

Одним из вариантов повышения качества смазывания является использование автоматических лубрикаторов с постоянной подачей пластичной смазки для опорных колец и подшипников главного вала, системы смазывания «масло-плёнка», обеспечивающей сокращение потребления смазочного материала и некоторое избыточное давление в узлах трения, защищающее от попадания пыли извне.

Обсуждение результатов.

Техническое обслуживание включает ограниченное число операций: осмотр, очистку, защиту от коррозии, смазку и затяжку резьбовых соединений. Реализация данных работ относительно ветровых генераторов требует разработки специализированного комплекта инструментов и приспособлений, включая системы ремонта удалённого доступа.

Любой ремонт начинается с осмотра – в данном случае необходимо комплексно по показаниям приборов, систем контроля и визуально оценить состояние металлоконструкций, лопастей, резьбовых соединений, механической части установки, электронных и электрических систем. Использование средств технического диагностирования становиться обязательным требованием. Необходимо учитывать ограничения по массе и габаритам приборов, возможности накапливать данные или работе в удалённом доступе. Желательно наличие экспертных систем-советчиков. При визуальном осмотре дополнением является применение видеоэндоскопов, квадрокоптеров, кроулеров специальной конструкции, осветительных приборов, биноклей, телескопов и др. Необходим альбом для идентификации обнаруженных повреждений и дефектов.

Относительно механической части следует отметить практическое отсутствие приборов для оценки затяжки резьбовых соединений, оценки напряжений в работающих металлоконструкциях. Ослабление и неравномерная затяжка резьбовых соединений является начальной причиной многих отказов, аварий. Это задача не нашла своего решения – использование динамометрических ключей в данных условиях не эффективно.

Использование подъёмной техники для проведения монтажа, ремонта, технического обслуживания ветрового генератора является единственным вариантом. Стационарный вариант или аренда крана явно нерентабельны. Предлагается рассмотреть мобильный вариант быстро монтируемой установки, перемещающейся по полю расположения ветровых генераторов. Этот вариант для морских электростанций имеет ограничения.

Выводы.

1. Относительно одного из лидеров зелёной энергетики – ветровых генераторов наблюдается критическая ситуация, связанная с вопросами проведения технического обслуживания и ремонта – планового, по состоянию, упреждающего.

2. Возможное решение – разработка методологии проведения входного контроля изготовленных ветрогенераторов путём полигонных испытаний в комплексе основных компонентов: опорных конструкций, механической и электрической части, системы управления.

3. Проведение технического обслуживания и ремонта возможно при реализации одного из вариантов: в удалённом доступе, силами ремонтной бригады, при перемещении запасных деталей к генератору или при перемещении генератора в специализированный ремонтный комплекс (агрегатный метод ремонта).

Исследования проведены в рамках молодежной научной лаборатории «Приборостроение и станкостроение» по теме FRRF-2024-0011 «Мониторинг и диагностика узлов механизмов».

Список литературы

1. **Стив Сойер**, Лауха Фрид, Шрути Шукла, Лайминг Цяо. Глобальный отчет о ветроэнергетике - Ежегодный обзор рынка 2015 г. (Global Wind Report Annual Market Update 2015.) Апрель 2016 г. Издание: 2015 г.Издатель: Global Wind Energy Outlook https://gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_19_04.pdf.

2. Эрнандес, К.В., Телсниг, Т., и Прадас, А.В. (2017). Отчет JRC о состоянии ветроэнергетики, издание 2016 г. Технический отчет, Бюро Европейского Союза; 2017. JRC105720. Публикации Бюро Европейского. https://doi.org/10.2760/332535.

3. Шэн, С. Отчет о надежности подсистемы ветряных турбин — обзор различных баз данных. Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии, NREL/PR-5000-59111. Июнь 2013…

4. Уолфорд, К. Надежность ветряных турбин: понимание и минимизация затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание ветряных турбин. Sandia Report Sandia, 2006–110 (2006)

5. Сантело, Т.Н., де Оливейра, CMR, Масиэль, К.Д. и др. Обзор отказов ветряных турбин и тенденции. J Control Autom Electr Syst 33 , 505–521 (2022). https://doi.org/10.1007/s40313-021-00789-8

6. Лау, ВСР, Ма, EWM и Пехт, М. (2012). Обзор отказов морских ветряных турбин и методов прогнозирования отказов. В материалах конференции IEEE 2012 по прогнозированию и управлению работоспособностью системы, PHM-2012 (стр. 1–5). https://doi.org/10.1109/PHM.2012.6228954

УДК 532.2

АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ НА ЭТАПАХ ВЫРАБОТКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Гридин С.В., **Бирюков А.Б.**[*]
ФГБОУ ВО «Донецкий национальный технический университет», Донецк, Россия
*e-mail: birukov.donntu@mail.ru

Аннотация.

Приведены результаты анализа энергоэффективности теплоснабжающих предприятий на примере работы водогрейной котельной одного из тепловых районов г. Донецка на основе данных инструментального обследования систем отопления потребителей тепловой энергии. Выявлены возможности энергосбережения в сфере конечного потребления тепловой энергии.

Предложен перечень энергосберегающих мероприятий, позволяющих усовершенствовать процессы преобразования энергии на всех этапах выработки, транспорта и потребления тепловой энергии.

Введение.

Тенденция к постоянному увеличению стоимости энергоресурсов, в том числе рост цены на природный газ, его неравномерные поставки, а также поставки от различных поставщиков способствуют появлению ряда проблем: высокая цена на топливо принуждает потребителей отказываться от получения услуг теплоснабжения; неравномерные поставки приводят к авариям, в холодное время года они могут привести к разморозке всей системы; газ из разных месторождений имеет разную калорийность, что требует постоянного пересчета.

Поэтому не вызывает сомнения тот факт, что рациональное потребление энергии является весомой альтернативой наращиванию энергетических мощностей. Наиболее радикальный способ сдержать увеличение энергопотребления – это сокращение потребления энергии за счет уменьшения спроса на неё или использования энергоэффективных и энергосберегающих технологий, что более приемлемо, поскольку способствует устойчивому развитию и использованию энергоресурсов без снижения уровня жизни.

Анализу и совершенствованию действующих технологий получения тепловой энергии должен быть подвергнут весь цикл преобразования энергии – производство, распределение, потребление, поскольку потери энергии происходят на всех этапах ее преобразования. В этом вопросе нельзя ограничиваться лишь секторами генерирования и транспортировки, на которых традиционно акцентируют внимание.

В сфере конечного потребления тепловой энергии зачастую сосредоточены большие возможности энергосбережения, обусловленные нарастающей технологической отсталостью отечественных энергоемких отраслей промышленности и жилищно-коммунального хозяйства, высокой степенью изношенности и несовершенства основных фондов, которые с точки зрения эффективности использования энергии не выдерживают никакой критики, а также расточительством энергии, недостаточно организованным и не обеспеченным современными средствами учетом и контролем за использованием топлива и потребляемой тепловой энергии.

В сложившейся ситуации контроль потребителем за работой теплоснабжающих организаций является важным инструментом по сокращению конечного потребления тепловой энергии, особенно в ситуациях, когда уровень оплаты за предоставляемые услуги по теплоснабжению не зависит от фактического режима потребления.

Рассмотрим эту ситуацию на примере г.Донецка, в котором проживает около 1 млн. жителей.

На город приходится 9 тепловых районов, обслуживаемых Филиалом «Донецктеплосеть» ГУП ДНР «ДОНБАССТЕПЛОЭНЕРГО». На его балансе состоит 318 источников теплоснабжения мощностью от 0,5 до 150 МВт/ч, 106 центральных тепловых пунктов и 7 станций подмеса. Установленная тепловая мощность по состоянию на конец 2023 г. составила 2734,7 Гкал/ч, отапливаемая площадь 16,678 млн.м^2 (из них 12,578 приходится на население) [1]. Теплоснабжение — централизованное, регулирование отпуска тепловой энергии — качественное. Основное количество котельных и тепловых пунктов построены в 60-70-х г.г., установленное на них оборудование и ограждающие конструкции выработали свой эксплуатационный срок, 102 котла свыше 20-ти, а 94 котла отработали свыше 30-ти лет.

Десять котельных имеют оборудование, установленное до 1970 г., в т.ч. ещё в 1953 г., поэтому они нуждаются в первоочередной реконструкции. Расчетные сроки службы многих котлов уже закончились - по состоянию на 2023 г. на предприятии эксплуатируются с 60-х годов 198 устаревших НИИСТУ-5 и др. с КПД порядка 70%.

При сжигании природного газа уходящие дымовые газы имеют высокую температуру, т.е. имеют место нерациональные потери тепла в окружающую среду. Так, у половины котельных агрегатов, работающих на газообразном топливе, при нагрузках, близких к номинальным, температура отходящих газов превышает 150-180°С. Следовательно, есть значительный потенциал по её снижению до уровня 100°С (более низкая температура не рекомендуется в связи с выпадением конденсата в дымовой трубе). Использование утилизации теплоты уходящих газов может дать повышение эффективности работы котельной на 2-3% и снизить расход газа на выработку тепловой энергии.

Среднегодовой расход топливно-энергетических ресурсов на выработку тепловой энергии предприятиями Филиала составляет 387,4 млн.м^3 газообразного топлива (79,15%), 113,4 млн. кВт·ч электроэнергии (15,33%) и 15,1 млн. м^3 воды (5,5%). Потери тепловой энергии в 2023 г. составили 285,2 тыс.Гкал (при общей протяженности магистральных и распределительных тепловых сетей более 846,37 км в двухтрубном исчислении потери тепла на 1 км тепловой сети по нормам «Донецктеплосеть» не должны превышать 13,42%, что соответствует 172,25 Гкал/год). Рост тепловых потерь свидетельствует об износе трубопроводов, а также об эксплуатации устаревших и малоэффективных котельных.

Цель работы – анализ энергоэффективности работы газовой отопительной котельной на этапах выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии и разработка рекомендаций по её сбережению в системах теплоснабжения.

Методы и материалы.

В рамках выполнения кафедральной НИР преподавателями кафедры промышленной теплоэнергетики ДОННТУ был проведен анализ работы водогрейной котельной одного из районов г. Донецка, оснащенной водогрейными котлами ТВГ-8М тепло-производительностью по 8 Гкал/ч, обеспечивающей теплом и горячей водой жилые и общественные здания городского квартала [2]. На котельной в качестве топлива используется природный газ, для сжигания которого используются подовые горелки. Схема подключения потребителей к тепловым сетям – элеваторная (температурный график работы котельной 130/70°С, внутренней системы отопления здания 95/70°С).

На определенных этапах НИР к участию в работе привлекались студенты, обучающиеся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» и аспиранты кафедры [2]. Так, для определения фактического режима работы котельной они под руководством преподавателей кафедры провели инструментальные измерения температур радиаторов отопления в здании, находящемся на расстоянии 145 м от котельной. Исходя из расчетных параметров для систем отопления г. Донецка (расчетная температура наружного воздуха -23°С, средняя расчетная температура за отопительный период -1,8°С) были определены расчетные температуры в подающем и обратном трубопроводе.

Результаты.

После обработки результатов замеров температур радиаторов в здании и проведения всех необходимых расчетов было выполнено сопоставление расчетных и фактических температур

в подающем и обратном трубопроводах от температуры наружного воздуха, результаты которого представлены на рис. 1.

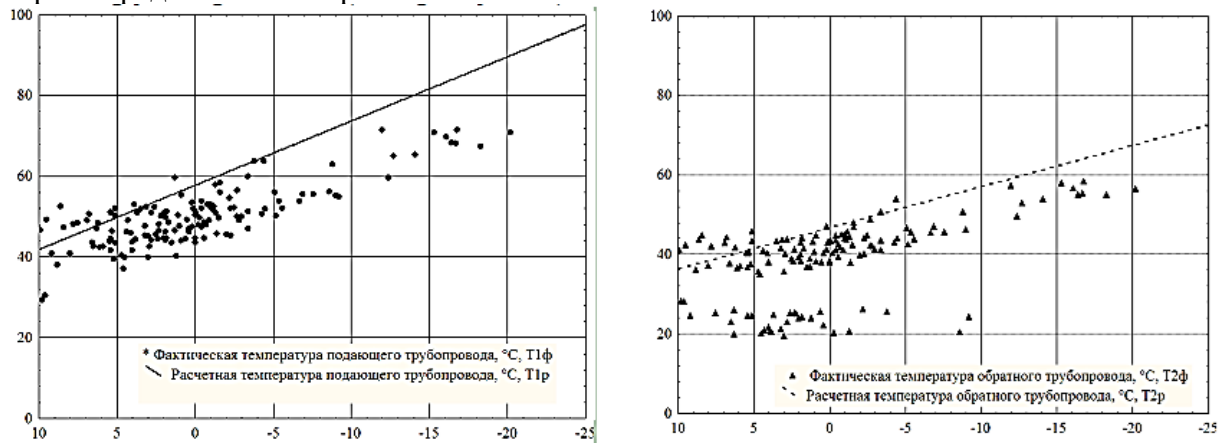


Рис. 1 – Сопоставление расчетных и фактических температур в подающем и обратном трубопроводах от температуры наружного воздуха

В результате обследования работы отопительной котельной был выявлен вторичный источник тепла - тепло, выделяемое от обмуровки котлов и с поверхности электрического оборудования (электродвигатели насосов и вентиляторов), а также трансформаторов собственных нужд.

Обсуждение результатов.

В результате сопоставления данных на рис. 1 следует отметить перерасход тепла («перетоп» в осенне-весенний период) в диапазоне температур от 3 до 10°С. Также из данных, приведенных на рис. 1 следует, что при температурах ниже -2°С (особенно в зоне низких температур от -15°С до -25°С) наблюдается обратное явление - зона «недотопа» (недоотпуск тепла, приводящий к снижению санитарно-гигиенических норм в помещении за счет несоответствия фактических параметров микроклимата в помещении нормируемым значениям для обеспечения комфортных параметров микроклимата). Приведенные данные дают основание для корректировки режима работы котельной и перерасчета оплаты за потребленную тепловую энергию.

Приняв во внимание несоответствия и проанализировав расчеты, проведенные ранее, в данном конкретном случае для обследуемого здания было предложено установить индивидуальный пункт регулирования тепловой нагрузки. Это позволит получить возможность индивидуальной локальной корректировки температурного графика для устранения «перетопов» в осенне-весенний период и «недотопов» при низких температурах наружного воздуха. Также для увеличения эффективности работы обследованной котельной было предложено использовать выделяемое тепло от вторичного источника тепла в качестве предварительной ступени подогрева воздуха перед подачей его в горелки. Для этого следует организовать сеть воздуховодов, объединяющих участки. Предварительная оценка мощности имеющегося дутьевого оборудования показала, что её вполне достаточно.

В рамках работы также была оценена величина предварительного подогрева воздуха (около 5-7°С). Это ожидаемо приведет к увеличению КПД котельной с 91,098% до 91,114% (прирост 0,0178%). Расход топлива при этом уменьшится с 922,7 м³/ч до 920,16 м³/ч (или на 0,27 %).

Кроме того, предлагается доукомплектовать котельные агрегаты дополнительными теплообменными поверхностями подогревателями поверхностного типа для снижения температуры уходящих газов до 100-110°С. Использование подогревателей поверхностного типа позволяет значительно расширить возможность применения нагретой уходящими газами воды в схеме котельной. Данный способ является наиболее экономичным и эффективным с точки зрения решения рассматриваемой проблемы.

При использовании теплоты уходящих газов снижается расход топлива на котлы, а значит, увеличивается коэффициент использования топлива (КИТ) котельной установкой.

Применение подогревателей позволяет повысить КИТ на 7%. Для наиболее распространенного типа котельного агрегата ТВГ-8М при работе на номинальной нагрузке расход топлива составляет В=1106 м^3/ч, а после внедрения теплообменника (при снижении температуры отходящих газов с 183°С до 110°С) расход топлива составит В=1069 м^3/ч, что на 3,3% ниже, а следовательно КПД увеличивается на 3%. При этом ожидается снижение количества выбрасываемых в атмосферу вредных веществ (NO_x, углерода CO_2 и CO).

Весомым аргументом в пользу применения теплоутилизатора при условии строгого контроля температур уходящих газов является тот факт, что срок окупаемости предложения не превышает трех лет.

В целом для повышения энергоэффективности предприятий теплоснабжения могут быть использованы следующие мероприятия: 1) реконструктивного характера (реконструкция хвостовых поверхностей нагрева котлов, лопаточного аппарата дымососов, компрессоров или турбин и т.п.); 2) режимного характера (выбор оптимального состава работающего оборудования, установление наиболее выгодного распределения нагрузки между работающими энергогенерирующими агрегатами и др.); 3) направленные на снижение потерь: а) топлива при хранении и транспортировке; б) тепловой энергии при передаче ее потребителям и расходуемой на собственные нужды; в) материалов, масел и др.; 4) направленные на использование теплоты уходящих газов, отработанного пара, теплоты испарительного охлаждения и др.; 5) организационно-технического характера (механизация и автоматизация производственных процессов и ремонтных работ и др.).

Выводы.

1. Проведенный на основе обработки данных инструментального обследования систем отопления потребителей тепловой энергии и отопительной котельной показал, что в работе котельной наблюдается как «перетоп» в осенне-весенний период, так и недоотпуск тепла в зоне низких температур наружного воздуха.
2. Данные анализа дают основание для корректировки режима работы котельной и перерасчета оплаты за потребленную тепловую энергию с учетом выявленных возможностей энергосбережения в сфере конечного потребления тепловой энергии.
3. Предложен перечень мероприятий для повышения энергоэффективности предприятий теплоснабжения, позволяющих усовершенствовать процессы преобразования энергии на всех этапах выработки, транспорта и потребления тепловой энергии.

Список литературы

1. **Гридин С.В., Бирюков А.Б.** Критерий оценки эффективного функционирования тепловой сети // Энергетические системы - Белгород : ФГБОУ БГТУ им. В.Г. Шухова, 2024, т. 9 вып. № 1 (003). С. 22-33.
2. **Копейка Д.В., Гридин С.В.** Повышение энергоэффективности жилых и административных зданий типовых серий // Энергия - 2016: материалы XI-й межд. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, 5-7 апреля 2016г., Российская Федерация, Иваново - Иваново: Ивановский ГЭУ, 2016. - С.125-131.

УДК 621.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВОК ГЛУБОКОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ НА ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛАХ СИСТЕМЫ ЖКХ

Бирюков А.Б., Лебедев А.Н., Каминскнй К.Д.
Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Россия
e-mail: k4minskiy.k@yandex.com

Аннотация.
Проанализирована возможность повышения энергоэффективности наиболее распространенных в системе жилищно-коммунального хозяйства водогрейных котлов ТВГ-8М путем использования систем глубокого охлаждения дымовых газов. Показана возможность снижения температуры продуктов сгорания до температур ниже температуры точки росы и использования теплоты при конденсации водяного пара. Рассмотрены два варианта таких систем: конденсационный экономайзер и комбинированная, состоящая из воздухоподогревателя и экономайзера. Приведены результаты теплотехнических расчетов этих систем, проведен анализ влияния различных параметров на их характеристики. Показана целесообразность использования комбинированной системы, позволяющей снизить расход природного газа.

Введение.

Одними из крупнейших потребителей природного газа являются котельные установки предприятий жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ), коэффициент полезного действия водогрейных котлов достаточно высокий, но тоже время есть определенные резервы для повышения их эффективности. Это связано с тем, что котлы, используемые в этой системе, не имеют в своем составе воздухоподогревателей, но, в тоже время, температура отходящих продуктов сгорания достаточно высокая и может составлять 180-200°С. В связи этим важной задачей является максимально полное использование как физического тепла продуктов сгорания, так и теплоты при конденсации водяного пара. Применение теплоутилизаторов различных типов приведет к повышению технико-экономических показателей и экономии природного газа, что особенно важно, учитывая постоянно растущую стоимость этого топлива.

Цель работы – определение и анализ теплотехнических характеристик различных систем глубокого охлаждения дымовых газов на водогрейных котлах системы ЖКХ, оценка их эффективности.

Методы и материалы.

В настоящее время используются два основных направления исследований, направленных на повышение энергоэффективности предприятий ЖКХ: разработка и внедрения систем теплоутилизаторов, состоящих из конденсационных экономайзеров и воздухоподогревателей, второй – применение органического цикла Ренкина.

Разработке систем глубокой утилизации теплоты продуктов сгорания посвящено большой количество отечественных и зарубежных исследований. Значительный вклад по анализу преимуществ и недостатков различных типов установок, а также обобщению результатов научных работ по утилизации тепла выполнен А. А. Кудиновым и С. К. Зиганшиной [1, 2], научного коллектива под руководством А.В. Ефимова [3] и в других работах [4,5]. В этих работах приведены методы расчета таких установок, их основные технические показатели, результаты промышленного использования теоретических исследований. Основной идеей является охлаждение продуктов сгорания до температур ниже температуры точки росы. Значение этой температуры зависит от состава топлива и для ее определения может быть использована методика, приведенная в нашей работе [6].

Для продуктов сгорания природного газа эта температура находится в пределах 54-57°С.

В данной работе выполнены теплотехнические расчеты теплоутилизаторов для водогрейного котла ТВГ-8М. Методика расчета конденсационного экономайзера изложена в работе [1]. Основным элементом экономайзера является калорифер типа КСк-4-11-02 ХЛЗ, для которого в работе [1] приведено критериальное уравнение для определения коэффициента теплоотдачи при конденсации водяного пара. Рассмотрены два варианта: первый - только конденсационный экономайзер, второй - комбинированный, когда первой ступенью теплоутилизатора является трубчатый воздухоподогреватель для нагрева воздуха, подаваемого на горение, а второй - конденсационный экономайзер. Такая схема комбинированной системы позволяет уменьшить температуру дымовых газов до 40°С, увеличить коэффициент полезного действия котла и сократить расход топлива. В качестве исходных данных использовались результаты теплового расчета котла по нормативному методу [7]. Температура уходящих газов после котла принималась равной 183°С, на входе в дымовую трубу - 70°С. При этом в первом варианте для получения заданной температуры на входе в трубу в экономайзер подавалось 75% дымовых газов, остальное – подмешивалось через байпас, во втором варианте – доля дымовых на байпас $X_э$ зависела от температуры дыма после воздухоподогревателя.

В результате расчетов первого варианта системы установлено, что тепловая мощность теплоутилизатора составит 756 кВт, количество нагреваемой воды – 6,03 кг/с, коэффициент теплопередачи - 58,76 Вт/(м^2·К), критерий орошения – 0,544, площадь поверхности теплообменника – 178 м^2 .

В комбинированном устройстве для глубокого охлаждения дымовых газов первой ступенью является трубчатый воздухоподогреватель, выполненный из гладких труб. Методика расчета таких теплообменников хорошо известна и применяется при их проектировании [7]. Площадь поверхности зависит от выбранной температуры продуктов сгорания после воздухоподогревателя и поэтому в работе исследовались характеристики теплообменника для температур дыма от 95 до 130°С. Площадь поверхности воздухоподогревателя составила при температуре дыма 97°С – 286,3 м^2, при 107°С – 181,2 м^2, при 117°С – 143 м^2, при 127°С – 104,1 м^2, а температура нагретого воздуха уменьшалась от 154°С при температуре дыма 97°С до 111°С при температуре 127°С. График зависимости температуры нагретого воздуха от температуры дыма после воздухоподогревателя показан на рис.1.

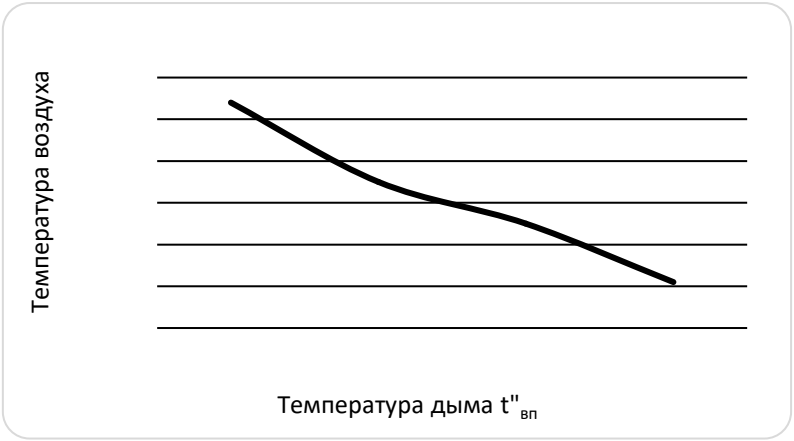


Рис 1. Зависимость температуры нагретого воздуха
от температуры продуктов сгорания после воздухоподогревателя

Тепловой расчет конденсационного экономайзера осуществлялся по методике, приведенной в работе [1] с учетом температуры и доли дымовых газов, поступающих в это устройство $X_э$. График изменения этого соотношения представлен на рис.2.

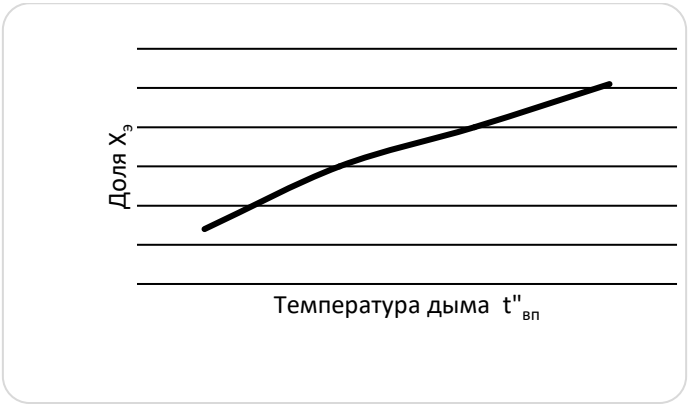


Рис 2. Зависимость доли продуктов сгорания, поступающих в экономайзер, от их температуры после воздухоподогревателя.

Результаты расчетов тепловой мощности Q, плотности орошения W, критерия орошения, коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи, а также площади поверхности при различных температурах продуктов сгорания после воздухоподогревателя приведены в табл.1.

Таблица 1. **Основные характеристики конденсационного экономайзера**

Температура дыма после воздухоподогревателя, °С	**Q, КВТ**	**$G_В$, КГ/С**	**W, КГ/(М²·Ч)**	**КРИТЕРИЙ ОРОШЕНИЯ $K_Г$**	**$A_Д$, ВТ/(М²·К)**	**$A_В$, ВТ/(М²·К)**	**K, ВТ/(М²·К)**	**F, М²**
97	**324,3**	**2,59**	**2,038**	**0,517**	**53,4**	**10891**	**53,06**	**145,3**
107	**399,8**	**3,19**	**2,26**	**0,569**	**56,63**	**10891**	**56,24**	**154,4**
117	**458,3**	**3,66**	**2,343**	**0,588**	**57,65**	**10891**	**57,25**	**160,6**
127	**524,6**	**4,18**	**2,444**	**0,605**	**58,55**	**10891**	**58,14**	**168,5**

Обсуждение результатов.

В результате расчетов установлено, что применение установок глубокого охлаждения дымовых газов до температуры ниже температуры точки росы, позволяет повысить эффективность котельных установок в результате уменьшения количества тепла, выбрасываемого в атмосферу, не допуская при этом конденсации водяных паров в каналах и дымовой трубе. В комбинированных установках кроме получения горячей воды осуществляется также подогрев воздуха на горение, что приводит повышению коэффициента полезного действия котла и экономии топлива.

Считаем целесообразным для предварительного нагрева воздуха использование трубчатых воздухоподогревателей. При этом сравнительный анализ теплообмена на дымовой и воздушной сторонах показал, что лимитирующей стадией является перенос тепла от продуктов сгорания к стенке трубы, что приводит к достаточно низким коэффициентам теплопередачи. Для повышения интенсивности переноса тепла возможно использование труб с односторонним или двусторонним оребрением (например, игольчатых), что приводит к значительному увеличению коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи. Это является также целесообразным с учетом того, что продукты сгорания природного газа не содержат пыли и не будет происходить заноса игл труб.

Расчеты показали, что температура дыма после воздухоподогревателя не должна быть очень низкой, так как это резко увеличивает тепловой поток в нем при снижении средне-логарифмической разности температур. Это приводит к увеличению температуры нагретого воздуха, но одновременно и площади поверхности теплообменника. Значение этой температуры определяется индивидуально для каждого типа котла и вида топлива, а также потребности предприятия в нагретой воде.

Применение в качестве элемента конденсационного экономайзера биметаллических труб от калорифера КСк-4-11-02 ХЛЗ является целесообразным в связи с низким тепловым

сопротивлением, а также наличием критериального уравнения, позволяющего их проектирование.

Выводы.

1. По результатам анализа литературных источников и выполненных расчетов сделано заключение, что применение установок глубокого охлаждения продуктов сгорания после водогрейных котлов является перспективным направлением повышения технико-экономических показателей.

2. Целесообразным является использование комбинированных систем, направленных не только на снижение потерь тепла с уходящими продуктами сгорания в окружающую среду, но и на экономию природного газа за счет подогрева воздуха на горение.

3. Анализ условий теплообмена в воздухоподогревателе показывает, что для повышения эффективности трубчатых воздухоподогревателей целесообразно использование труб с односторонним или двусторонним оребрением (например, игольчатых), что значительно интенсифицирует процесс теплообмена.

Работа выполняется в рамках научной темы «Повышение энергоэффективности выработки, транспортировки и потребления тепловой энергии» код (шифр) научной темы, присвоенной учредителем (организацией): FRRF-2023-0003 регистрационный номер: 1023031000013-2-2.2.3.

Список литературы

1. **Кудинов А. А., Зиганшина С. К.** Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.
2. **Кудинов А. А.** Энергосбережение в теплогенерирующих установках. – Ульяновск: УлГТУ, 2000. – 139 с.
3. **Ефимов А. В.**, **Гончаренко, А.Л., Гончаренко, Л.В., Есипенко, Т.А.** Современные технологии глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках, их проблемы и пути решения / Под ред. А.В.Ефимова. –Харьков: НТУ «ХПИ». – 2017. – 233 с.
4. **Беспалов В.В., Беспалов В.И.** Технология осушения дымовых газов ТЭЦ с использованием теплоты конденсации водяных паров. //Известия Томского политехнического университета. 2010, т.316, №4. С.56-59.
5. **Елсуков В.К.** Оценка эффективности технологий утилизации энергии уходящих газов котлов, включающей теплоту конденсации водяных паров. // Системы. Методы. Технологии. 2014. №1(2). С.83-85.
6. **Бирюков А.Б., Лебедев А.Н., Каминский К.Д.** Методика определения температуры точки росы продуктов сгорания природного газа // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2023. №6. С. 43-49.
7. **Тепловой** расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – М.: «Энергия». - 2000. -380 с.

УДК 628.179.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОХЛАЖДЕНИЯ ОБОРОТНОЙ ВОДЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ПИЩЕВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Карнаух В.В., Байда Б.Ю.
Донецкий национальный университет экономики и торговли
имени Михаила Туган-Барановского, г. Донецк, Россия
e-mail: karnaukh.vita0629@gmail.com

Аннотация.
Рассмотрены достоинства противоточных градирен с точки зрения включения их в системы оборотного водоснабжения действующих предприятий пищевых производств и предложена усовершенствованная конструкция пленочной малогабаритной градирни для многосекционного исполнения с целью снижения энергопотребления в условиях круглогодичной эксплуатации.

Введение.

От качества и эффективности работы систем оборотного водоснабжения зависят производительность технологического оборудования, качество и себестоимость продукта, удельный расход сырья и электроэнергии.

Таким образом, обеспечение качественной работы систем оборотного водоснабжения дает возможность мобилизовать большие резервы производственных мощностей и добиться значительного повышения эффективности и экономичности работы промышленных предприятий. Это возможно лишь за счет использования в системах водоснабжения высокоэффективного оборудования, соответствующего современным требованиям энергетики и экологии [1-2].

Наибольшее распространение в практике промышленного водоснабжения имеют открытые системы оборотного водоснабжения с охлаждением воды в градирнях. Эти системы обеспечивают:

- рациональное использование водных ресурсов при сокращении до минимума забора воды из источников, что имеет огромное значение для происходящего в настоящее время бурного развития промышленности в связи с характерным для многих промышленных районов дефицитом воды;
- сокращение до минимума или исключение сброса воды в источники водоснабжения, а, следовательно, и загрязнение последних;
- низкое экологическое воздействие на окружающую среду по сравнению с парокомпрессионными охлаждающими установками.

К устройствам, в которых охлаждается технологическая оборотная вода предприятий пищевых производств, относятся градирни, чиллеры, испарительные конденсаторы, испарители теплонасосных установок. Направления совершенствования работы каждого водоохлаждающего устройства (ВОУ) определяются организацией и спецификой протекающих процессов.

Экологические проблемы работы градирен испарительного типа на предприятиях пищевых производств, которые в своем большинстве находятся в жилой застройке, могут рассматриваться в следующих аспектах: поступление в атмосферу уходящего подогретого воздуха, содержащего водяные пары и капельную влагу, шум и эрозия близлежащей почвы. Отрицательное влияние градирен на окружающую среду выражается в увлажнении окружающей территории и сооружений, вызывающем обледенение дорог, коррозию металлоконструкций [3].

Поэтому потребность в эффективных градирнях, компактных (с учетом дефицита площадей на действующих предприятиях для размещения градирен и необходимости сокращения

коммуникаций между градирней и обслуживаемым объектом), потребляющих меньшее количество энергии на привод вентиляторов и насосов, обладающих большей экологической чистотой является актуальной задачей как для предприятий пищевой отрасли, так и для всех без исключения отраслей народного хозяйства, в первую очередь энергетики и холодильной техники.

Цель работы – разработки новой конструкции пленочной малогабаритной вентиляторной градирни с низкими энергозатратами для внедрения в эксплуатацию на предприятиях пищевой промышленности.

Методы и материалы

На основании анализа технологических норм по водопотреблению предприятий пищевой промышленности можно отметить, что вода из систем оборотного водоснабжения применяется преимущественно для [4-5]:

- охлаждения конденсаторов и компрессоров холодильных установок, преимущественно аммиачных;
- охлаждения воздушных безмасляных винтовых компрессоров;
- пароэжекторных вакуум-насосов;
- обеспечения технологического процесса в вакуум-выпарных аппаратах, конденсаторах, пастеризационно-охладительных установках.

Данные по применяемым градирням приведены в табл. 1.

Таблица 1. Сводная таблица предприятий, использующих оборотную воду (г. Донецк)*

Предприятие	**Тепловая нагрузка Q_0, кВт**	**Тип градирни**	**$t_{вх}$, °С**	**$t_{вых}$,°С**	**Δt, °С**	**Примечание**
масло-жировой пром-ти	2500	Вентиляторная пленочная (4-х и 3-х секционные)	40…45	25…27	5…12	Насадка ПВХ 23
пивоваренной пром-ти	1400	Вентиляторная пленочная	26	19…20	6…7	
кондитерской пром-ти	1120	Пленочная 4-х секционная градирня	28..30	20…22	6…10	Вентиляторы № 12,5 – 8 шт. (производительность каждого 49 тыс.$м^3$/ч)
рыбной пром-ти	580	Пленочная градирня и оросительный конденсатор с брызгательным бассейном сверху	37	34…31	3…6	Полимерные насадки (1,5×2 м) - 8 щитов
молочной пром-ти	180	Брызгательная градирня	37	27…29	8…10	8 рядов по 14 тангенциальных форсунок (112 шт.)
мясной пром-ти	2500	Брызгательная градирня и оросительный конденсатор	30…32	28…30	2…4	14 рядов по 12 тангенциальных форсунок (168 шт.)

*Примечание: данные были собраны в 2012г.

Анализ существующих конструкций градирен, используемых для охлаждения оборотной воды на предприятиях пищевой промышленности, в частности в г. Донецке, позволил сделать следующие выводы: на большинстве предприятий используют устаревшие пленочные градирни с насадкой, выполненной из полимерных листов, на поверхности которых в процессе эксплуатации имеются отложения [4]; вентиляторное оборудование, установленное в основном в 1990-е годы, на большинстве градирен отработало свой ресурс; система

распределения воды по поверхности насадок неудовлетворительная в результате чего снижается интенсивность охлаждения воды; отмечен капельный унос (до 1,0 %) при отсутствии эффективных каплеуловителей.

Это являлось основанием для разработки новых конструкций пленочных вентиляторных градирен с низкими энергозатратами и внедрения их в эксплуатацию на предприятиях пищевой промышленности с учетом их влияния на окружающую среду и экономическими затратами на ввод в эксплуатацию и обслуживание.

Вентиляторные градирни могут применяются в холодильных установках любой производительности. Они значительно компактнее безвентиляторных, и их работа не зависит от ветра, так как процесс испарения воды в них интенсифицируется вентилятором. Такие градирни различаются между собой как по типу оросителя-насадки (брызгательные, капельные и пленочные), так и по расположению вентиляторов. Каждый из указанных типов градирен может иметь нагнетательные или отсасывающие вентиляторы. Пленочные вентиляторные градирни предназначены для холодильных установок холодопроизводительностью до 1000 кВт, их можно применять в секционном исполнении.

В работах, посвященных повышению энергоэффективности водооборотных систем, подчеркивается, что эффективное охлаждение воды в оросительной пленочной градирне зависит от:

1) равномерного распределения воды по поверхности оросителя градирни;
2) достаточный по количества и равномерной подачи потока воздуха;
3) высокоэффективного оросителя и каплеотделителя;
4) грамотной эксплуатации, соответствующей сезонности работы ВОУ.

Основными недостатками малогабаритных противоточных градирен являются снижение производительности в случае загрязнения рабочих сред (высокая минерализация воды, запыленность воздуха и др.) и значительный расход воды на подпитку системы в связи с испарением и каплеуносом. Совместно с проф. Дорошенко А.В. авторами была предложенная схема двухконтурной пленочной градирни [6], приведенная на рис. 1.

Двухконтурная пленочная градирня работает следующим образом. Водосборник 5 заполняется водой из водопроводной сети (не показана) до уровня, ограничиваемого регулятором уровня 9. Затем включают в работу одновременно вентилятор 2 и насос 6. При этом внутри продуктопровода 11 воздушного охладителя 10 обеспечивается проток "продуктовой" воды или другой охлаждаемой среды. Насос 6 подает воду из водосборника 5 по трубопроводу 7 в распределители жидкости - форсунки 8. Разбрызгиваемая при этом вода орошает пакет насадок упорядоченной структуры из гофрированных листов полимерных материалов в контактном теплообменнике 3. На пакете насадок образуется слой пленочной воды, стекающей под действием гравитационных сил в водосборник 5. При работе вентилятора 2 воздух нагнетается в рабочую камеру, где, пойдя через поворотные решетки 4, движется в вертикальном направлении противотоком относительно пленки жидкости, стекающей по гофрированной поверхности насадки 3. При этом происходит тепломассообмен между воздухом и водой. В водосборник 5 стекает вода с температурой $t_w \approx t_м$.

Охлажденный в рабочей камере воздух поступает в трубчатую секцию воздушного охлаждения 10, где происходит бесконтактное охлаждение "продуктовой" воды или другой рабочей среды.

В зависимости от условий эксплуатации, градирня может работать как в режиме прямого испарительного охлаждения, так и в режиме воздушно-испарительного охлаждения. В последнем случае степень орошения в циркуляционном контуре градирни может варьироваться от нуля (сухая градирня) до 100 % и зависеть от условий эксплуатации: времени года и производственной задачи.

Выводы.

1. Выполнен анализ конструкций используемых водоохлаждающих устройств, отмечена острая необходимость разработки новых конструкций пленочных вентиляторных градирен с улучшенными массогабаритными и эксплуатационными показателями.

2. Показано, что выбор схемы ВОУ обусловлен особенностями эксплуатации, требованиями компактности и допустимым уровнем энергозатрат.

3. Предложена конструкция малогабаритной двухконтурной пленочной градирни для многосекционного исполнения с целью снижения энергопотребления в условиях круглогодичной эксплуатации.

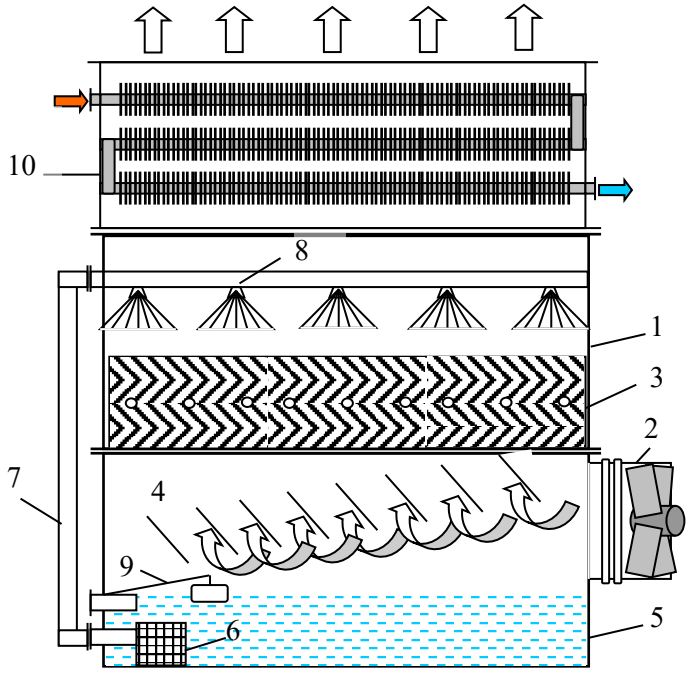


Рис. 1. Схема двухконтурной пленочной градирни:
1 – корпус; 2 – осевой низконапорный вентилятор; 3 – пакеты насадки регулярной структуры; 4 – поворотные решетки; 5 – водосборный бак; форсунки; 6 – насос для забора воды; 7 – трубопровод; 8 – форсунки; 9 – поплавковое устройство; 10 – воздушный охладитель

Список литературы

1. **Крюков О. В.** Повышение энергоэффективности водооборотных систем предприятий при оптимизации управления градирнями // Вест. Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Электротехника, информ. технологии, системы упр. 2016. № 19. С. 5–27.

2. **Лаптева Е. А., Фарахов М. И., Лаптев А. Г.** Показатели энергоэффективности градирен // Надежность и безопасность энергетики. 2018 Т.11. № 3. С. 217–221. URL: https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-217-221 (дата обращения: 25.04.2024).

3. **Пономаренко В. С., Арефьев Ю. И.** Градирни промышленных и энергетических предприятий : справ. пособие / под общ. ред. В. С. Пономаренко. М. : Энергоиздат, 1998. 376 с.

4. **Карнаух В. В.** Интенсификация тепломассобменных процессов в вентиляторных градирнях пленочного типа : монография / Донецк : ДонНУЭТ, 2010. 159 с.

5. **Карнаух В. В., Бирюков А. Б.** Совершенствование процессов охлаждения оборотной воды и использования ее теплоты на предприятиях пищевых производств : монография. М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2025. 260 с. ISBN 978-5-9729-2148-5.

6. **Декларационный патент** на полезную модель 4736 (Украина), МКИ F28C1/02.Двухконтурная пленочная градирня / А.В.Дорошенко, В.В.Осокин, В.В.Карнаух.-№2004010311; Заявл. 15.01.2004; Опубл. 15.02.2005. Бюл. №2. – 4 с.

УДК 662.9

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ТЕПЛООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ МИКРОРЕГЕНЕРАТИВНЫХ НАСАДОК РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ГОРЕЛОК

Начкебия Н.С.[*], **Бирюков А.Б.**
Донецкий национальный технический университет, Донецк. ДНР, Россия
*e-mail: nata@nachkebiya.ru

Аннотация.
Разработана математическая модель (цифровой двойник), которая качественно правильно отображает теплообменные процессы, происходящие в шариковой микрорегенеративной насадке. Проанализированы результаты расчетов. Расчеты температур теплоносителей посредствам цифрового двойника позволяют делать выводы о эффективности работы шариковой микрорегенеративной насадки регенеративной горелки.

Введение.

Использование теплоты отходящих газов является одни из наиболее эффективных способов повышения энеогоэффективности производства. Удобным, экономичным и экологичным решением зарекомендовало себя применение регенеративных горелок [1]. Применение горелочных устройств такого типа позволяет утилизировать до 90% тепла продуктов сгорания [2].

Исследование процессов теплообмена происходящих в шариковой микрорегенеративной насадке регенеративной горелки позволяет определить эффективность работы теплообменника. Обзор имеющихся исследований по этой тематике показал, что наиболее точным и рациональным для решения задачи такого типа является математическое моделирование [3].

Цель работы – создание математической модели для расчета теплообменных процессов в шариковой микрорегенеративной насадке регенеративной горелки, которая позволит оценить эффективность работы насадки.

Методы и материалы.

В работе представлена математическая модель для расчета температурных полей шариковой регенеративной насадки регенеративной горелки. Модель основывается на элементарных балансах условных слоев насадки, а элементы насадки рассматриваются как термически массивные тела.

Распространение теплоты внутри элементов насадки описывается при помощи дифференциального уравнения нестационарной теплопроводности. Уравнение записано в сферической системе координат в одномерной постановке. Аппроксимация выполнена по явной схеме. Для узла в центре шарика принимаются граничные условия второго рода $\partial t/\partial r=0$. Для точки на поверхности шарика задаются граничные условия третьего рода.

Геометрические условия для решения задачи представлены радиусом шарика, условно разделили на слои. Таким образом, n контрольных точек находятся на расстоянии r/n-1 друг от друга. После расчета температур шарика в контрольных точках производится расчет среднемассовой температуры шарика, считаем, что температура условно выделенного i-того слоя насадки одинакова на всем объеме слоя.

Результаты.

Результаты математического моделирования температурного поля насадки приведены на рис.1 и 2.

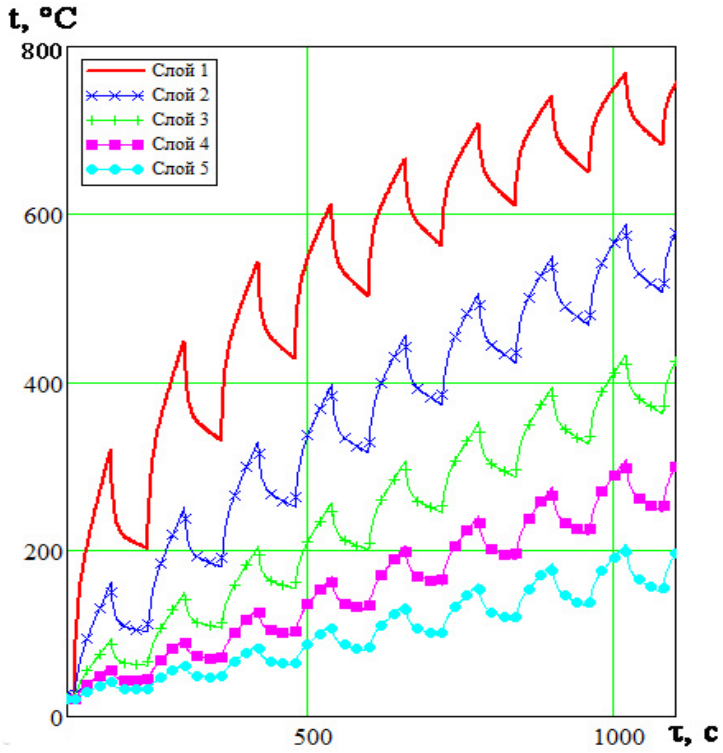


Рис. 1. График распределения среднемассовых температур по толщине насадки с учетом термомассивности

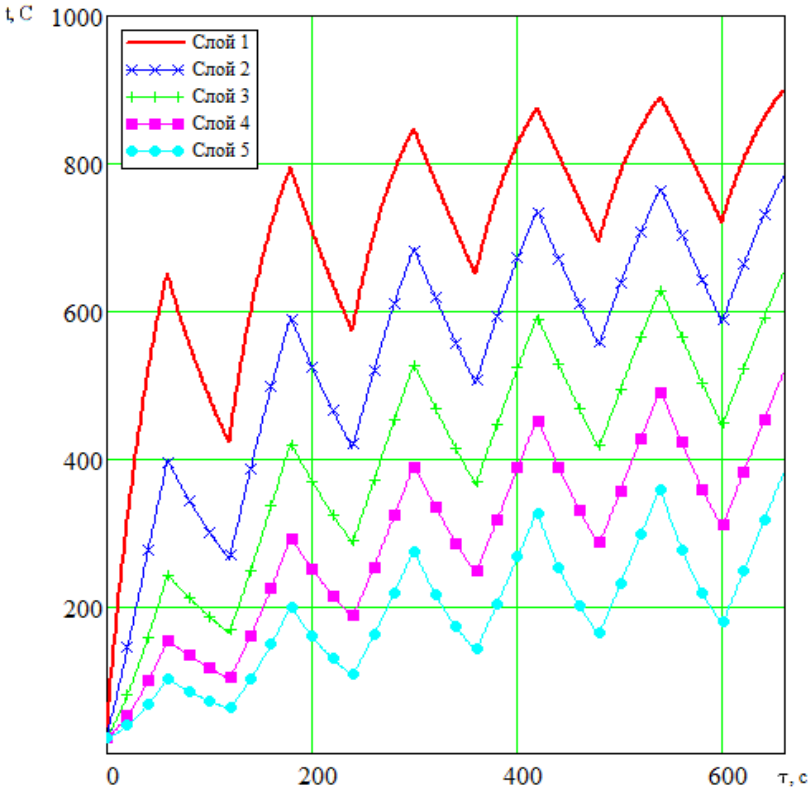


Рис. 2. График распределения температур по толщине насадки без учета термомассивности

Обсуждение результатов.

В процессе выполнения исследования были сделаны расчеты температурного поля насадки с учетом потерь через ограждающие конструкции и без учета потерь. Проанализировав полученные результаты видно, что при использовании современных теплоизоляционных материалов разница, получаемая при расчетах, не значительна, при иллюстрировании результатов виде графиков не заметна, хотя имеет место в численных значениях.

Проведено исследование термомассивности шариковой насадки. Сравнив температурные поля без учета термомассивности и с учетом термомассивности, видно:

- при рассмотрении графика на рис.2, изменение температуры происходит плавно и равномерно, как в случае нагрева, так и в случае охлаждения;
- при рассмотрении графика на рис.1, изменение температуры при нагреве происходит плавно, а при охлаждении сначала происходит достаточно резкое падение температуры шариков, однако примерно на середине цикла оно замедляется;
- нагрев теплоаккумулирующей насадки с учетом термомассивности происходит до температуры ниже по значении чем без учета;
- мы считаем, что картина с учетом термомассивности в большей степени соответствует реальности и отображает процессы приближенные к реальности.

Выводы.

1 Разработанная математическая модель качественно правильно описывает исследуемый процесс. Рассчитанная среднемассовая температура наиболее приближена к практически полученным данным [3,4]. Полученные температурные поля, позволят спрогнозировать термические напряжения в теплоаккумулирующем материале.

2. Использование разработанной математической модели может быть применено при диагностировании состояния работающих микрорегенеративных горелок, а также при проектировании новых.

3. Математическая модель рассчитывает температуры теплоностителей на входе и на выходе, что позволить сделать выводы относительно эффективности работы микрорегенеративной насадки посредствам сравнения рассчитанных температур с реальными на производстве.

Список литературы

1. **Бирюков А. Б.** Оценка технико-экономической целесообразности использования рекуперативных или регенеративных горелок для реконструкции печей //Сталь. – 2019. – №. 6. – С. 71-73.
2. **Reference Document on Best Available Techniques for Energy Efficiency** // European IPPC Bureau published in February 2009 [Электронный ресурс]. URL: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/energy-efficiency (дата обращения: 07.06.2022).
3. Анализ расчетных методов и математических моделей теплообменных процессов в насадках регенеративных горелок /**Н.С. Начкебия, А. Б. Бирюков** // Вестник Донецкого национального университета. Серия Г: Технические науки. – 2023. – № 1. – С. 50-56.
4. **Курбатов Ю.Л., Бирюков А.Б., Начкебия Н.С., Новикова Е.В., Пилипеев Е.А.** Методика теплового расчета шариковой регенеративной насадки //Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. – 2018. – Т. 1. – №. 6. – С. 82-90.

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

1. Кулешов В.Н., Кулешов Н.В., Курочкин С.В., Климова М.А. Электродно-диафрагменные блоки для перспективных щелочных электролизеров воды.
2. Хатмуллина К.Г., Баймуратова Г.Р., Юдина А.В., Слесаренко А.А., Ярмоленко О.В. Влияние «жидкофазной терапии» на сопротивление межфазной границы Li/полимерный гель-электролит на основе ионной жидкости.
3. Кулова Т.Л., Скундин А.М., Грызлов Д.Ю. Применение фосфида галлия в натрий-ионных аккумуляторах.
4. Спасов Д.Д., Меншарапов Р.М., Нагорный С.В., Синяков М.В., Иванова Н.А. Системы накопления энергии на основе электрохимических устройств.
5. Блинов Д.В., Бездудный А.В., Дуников Д.О. Металлогидридная технология выделения водорода с низким углеродным следом из энергетических смесей с метаном.
6. Пяткин Д.В., Смирнов С.Е., Маркграф М.Н. Исследование аккумулятора для тепловизора.

УДК 661.931

ЭЛЕКТРОДНО-ДИАФРАГМЕННЫЕ БЛОКИ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЩЕЛОЧНЫХ ЭЛЕКТРОЛИЗЕРОВ ВОДЫ

Кулешов В.Н., **Кулешов Н. В.***, **Курочкин С.В.**, **Климова М.А.**
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: KuleshovNV@mpei.ru

Аннотация.

Приведена краткая сводка по основным направлениям развития щелочного электролиза воды с указанием некоторых недостатков технологии анионообменных мембран, которые в последнее время получили широкое распространение в исследованиях многочисленных научных коллективов.

Представлена усовершенствованная технология получения электродно-диафрагменных блоков для щелочных электролизных ячеек, которая позволяет снизить падение контактного напряжение на границе электрод/диафрагма.

Разработан способ получения активного каталитического слоя на внешней поверхности диафрагмы, проводимый в несколько стадий, без использования иономера. Синтезированное каталитическое покрытие имеет сродство к материалам каталитического покрытия электрода.

Введение.

Уже сегодня в наукоёмких отраслях отечественной промышленности повсеместно применяются электролизеры воды – как источник чистого водорода [1]. Получение электролизного водорода непосредственно на месте своего целевого использования позволяет практически полностью отказать от хранения и транспортировки водорода в баллонах под давлением [2]. За свою более чем столетнюю историю щелочные электролизеры воды претерпевали существенные изменения в своей конструкции. Более 50 лет назад была синтезирована протонообменная мембрана Nafion от компании DuPont, что позволило перейти к технологии мембранно-электродных блоков [3]. На сегодняшний день данный тип электролизных установок с перфторированной мембраной уже повсеместно распространен во всех областях промышленности и составляет серьезную конкуренцию электролизерам воды со щелочным электролитом. В свою очередь щелочные электролизеры воды отказались от использования хризотилового и амфиболового асбеста в качестве материала газоразделительных диафрагм, а современные полимерные диафрагмы Zirfon от компании Agfa позволили сделать качественный рывок в технологии щелочного электролиза воды [4], совершив переход к технологии электродно-диафрагменных блоков [5].

Цель работы –предложить технологию нанесения каталитических покрытий на поверхность диафрагмы для снижения омических потерь на границе электрод/диафрагма с целью совершенствования уже существующей технологии щелочного электролиза воды.

Методы и материалы.

Дальнейшее развитие технологии электролиза воды с щелочным электролитом может быть направлено на совершенствование уже существующих полимерных диафрагм: повышение их газоплотности и увеличение удельной электропроводности. Улучшенные диафрагмы уже позволяют использовать конструкцию электролизных ячеек с электродно-диафрагменными блоками (ЭДБ), что позволяет поднять удельную энергоэффективность всей системы.

Альтернативным направлением служит использование новых анионообменных мембран с проводимостью по гидроксил-ионам OH^-.

Применение данного типа мембран для разделения газофазных потоков католита и анолита в перспективе позволит совместить основные преимущества традиционных электролизеров

воды с щелочным электролитом и установок с протонообменной мембраной. Тем не менее, на текущий момент времени использование анионообменных мембран является преждевременным, так как существуют серьёзные проблемы с химической и электрохимической стабильностью, что подтверждается многочисленными мировыми научно-исследовательскими группами. Подтверждаются проблемы, связанные со стабильностью как основной полимерной цепи, так и привитых функциональных групп мембраны. Для объяснения процессов деградации анионообменных предложено множество различных механизмов, некоторые из которых приведены на рис. 1.

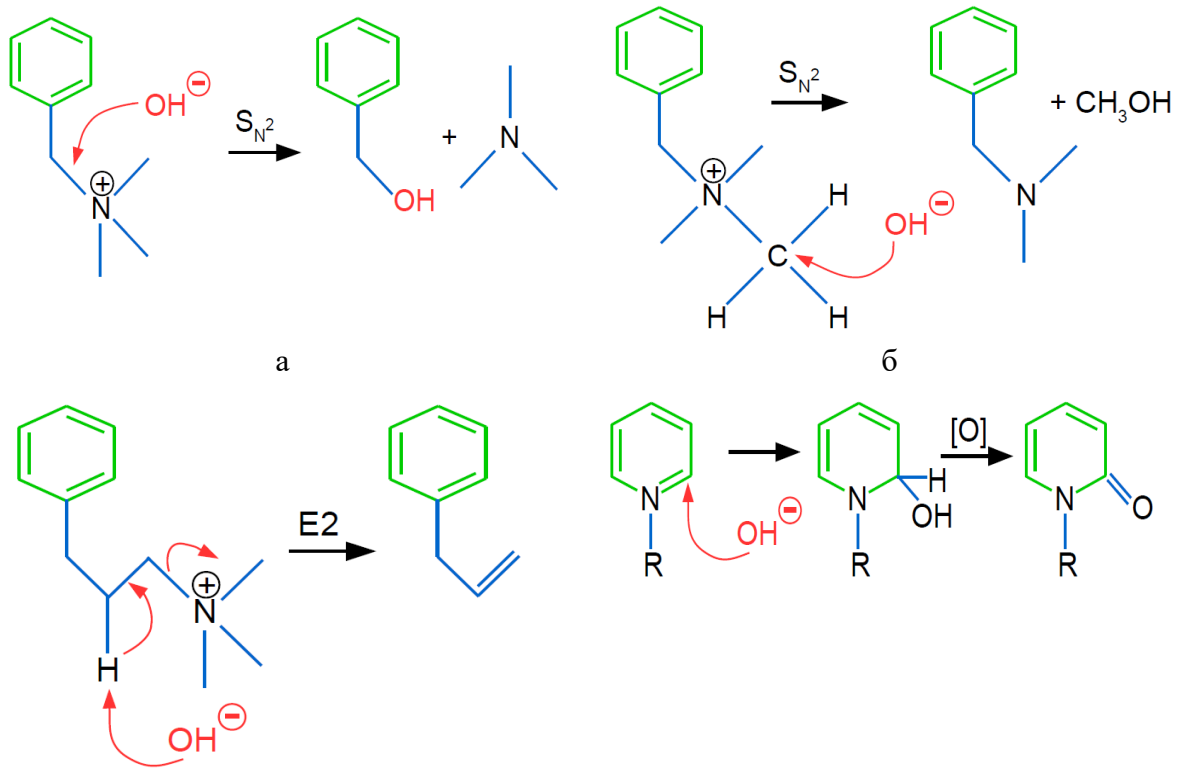


Рис. 1. Различные механизмы деградации анионообменных мембран. (а) – (SN_2) замещение в бензильных соединениях [6]; (б) – бимолекулярное нуклеофильное замещение (SN_2) [6]; (в) – элиминирование по Гофману [7]; (г) – нуклеофильное присоединение и замещение [8];

Большинство нуклеофильных атак идет под действием нуклеофильных частиц гидроксил-ионов OH^-. Все это приводит к существенному сокращению ресурса щелочных электролизеров воды с анионообменной мембраной, интенсифицируя исследования в области совершенствования уже существующих диафрагм с планомерным переходом к ЭДБ.

Одной из проблем внедрения электродно-диафрагменных блоков в конструкцию электролизных ячеек является достаточно высокое контактное сопротивление на границе электрод/диафрагма. Возможным вариантом решения данной проблемы является нанесение каталитического покрытия на поверхность диафрагмы как с катодной, так и с анодной стороны.

Уже довольно долгое время для щелочных электролизных систем применяются никелевые катализаторы. Различные исследования показывают, что при реакции выделения кислорода на поверхности металла образуется сначала α оксид, а затем плотная пленка β оксида, а сама электрохимическая реакция идет на поверхности этих оксидных слоев. Для реакции выделения кислорода часто используют бикомпонентный катализатор Ni-Co, а для реакции выделения водорода применяют сплав Ni-Fe.

Для снижения контактного сопротивления на поверхность полимерной диафрагмы наносилось каталитическое покрытие. Для синтеза полимерной диафрагмы с гидрофильным наполнителем TiO_2 была использована технология, описанная в работе [9]. Для получения

каталитического покрытия готовился водный раствор сульфата никеля ($NiSO_4 \cdot 7H_2O$) – 200 г/л, который затем нагревали до температуры 40 °С, после чего в нем пропитывали катодную сторону диафрагмы. Отдельно готовили водный раствор сульфата кобальта и сульфата никеля ($NiSO_4 \cdot 7H_2O$) – 150 г/л и ($CoSO_4 \cdot 7H_2O$) – 150 г/л, раствор также нагревали до той же температуры, а затем в нем пропитывали анодную сторону диафрагмы. После пропитки поверхности диафрагмы указанными растворами ее помещали в восстановительную атмосферу.

Обсуждение результатов.

Полученный каталитический слой на поверхности диафрагмы показан на рис. 2. Представленная технология позволяет осаждать частицы Ni-Co без применения дорогостоящего иономера, как в случае с мембранно-электродными блоками.

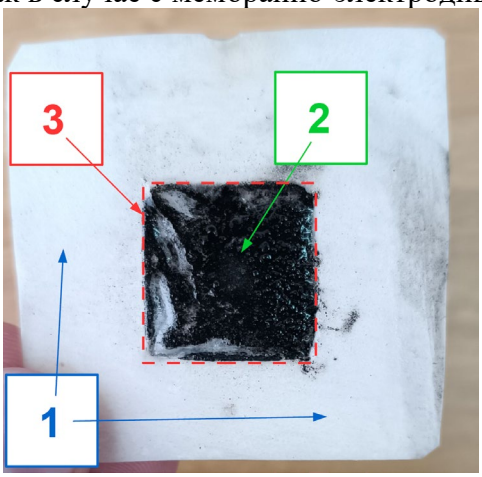


Рис. 2. Каталитический слой на поверхности диафрагмы (анодная сторона). 1 – полотно диафрагмы; 2 – осажденный Ni-Co каталитический слой; 3 – область пропитки раствором $NiSO_4$ и $CoSO_4$ поверхности диафрагмы.

На представленном рисунке на поверхности диафрагмы отчетливо виден контур пропитки раствором $NiSO_4$ и $CoSO_4$, размеры которого 2×2 см, что полностью соответствует габаритному размеру электрода, который будет непосредственно поджимать промаркированную площадь. Пропитка поверхностных слоев диафрагмы рабочим раствором в восстановительной среде позволила получить микронные частицы Ni-Co непосредственно на анодной стороне, а также частицы Ni на поверхности волокон полисульфоновой матрицы. Для дальнейших исследований в качестве катода была использована никелевая пена размером 2×2 см с дополнительно электроосажденным слоем субмикронного Ni, а в качестве анода применялась аналогичный тип электрода с электроосажденными субмикронными частицами Ni-Co согласно методике, представленной в работе [10].

Дальнейшие работы с представленной диафрагмой при плотном поджиме электродов (ЭДБ) в исследовательской щелочной электролизной ячейке позволили выявить небольшое снижение напряжение, в пределах 50-70 мВ при рабочей плотности тока 300 мА/см^2, температуре электролита 70 °С и концентрацией KOH в 6М. Дополнительным фактором по снижению контактного сопротивления на границе электрод/диафрагма служит сродство каталитического слоя на поверхности электрода и диафрагмы.

Выводы.

1. Представлены основные направления развития щелочного электролиза воды с кратким указанием проблем, которые препятствуют внедрению электролизных установок нового поколения.

2. Показана возможность осаждения на поверхности полисульфона бикомпонентной каталитической системы Ni-Co в несколько стадий.

3. Подтверждено снижение напряжения на щелочной лабораторной электролизной ячейке при использовании конструкции ЭДБ с предварительным нанесением каталитического слоя на поверхность диафрагмы.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках Государственного задания № FSWF-2023-0014 (Соглашение № 075-03-2023-383 от 18 января 2023 г.) в сфере научной деятельности на 2023-2025 г

Список литературы

1. **Kuleshov V.N., Kuleshov N.V., Kurochkin S.V., Dovbysh S.A., Grigoriev S.A., Millet P.** Development and performances of a 0.5 kW high-pressure alkaline water electrolyser // Int. J. Hydrogen Energy. 2019. V. 44. I. (56), P. 29441–29449.
2. **Кулешов Н.В.** Водородная энергетика: учебник / Кулешов Н. В.,Попов С. К.,Захаров С. В., Нефедкин С. И.,Кулешов В. Н.,Петин С. Н.,Рогалев А. Н.,Киндра В. О.,Фатеев В. Н. - Москва : НИУ МЭИ, 2021. - 548 с. - ISBN 978-5-7046-2438-7
3. **Kim Y. S. Welch C. F., Hjelm R. P., Mack N. H., Labouriau A., Orler E. B.** Origin of toughness in dispersion-cast Nafion membranes // Macromolecules. 2015. V. 48. I. 7, P. 2161 – 2172.
4. **Renaud R., LeRoy R. L.** Separator materials for use in alkaline water electrolysers // Int. J. Hydrogen Energy. 1982. V. 7. I. 2. P. 155 – 166.
5. **Kuleshov V.N., Kuleshov N.V., Kurochkin S.V., Grigorieva O.Yu.** Synthesis and Investigation of Electrode–Diaphragm Assemblies for Alkaline Water Electrolysis // Russ. J. Electrochem. 2022. V. 58. I. 6. P. 464 – 470.
6. **Mohanty A. D., Bae C.** Mechanistic analysis of ammonium cation stability for alkaline exchange membrane fuel cells // J. Mater. Chem. 2014. V. 2. P.17314–17320.
7. **Stevens P. G., Richmond J. H.** The Mechanism of Elimination Reactions. I. The Decomposition of Quaternary Ammonium Bases and of Xanthate Esters // J. Am. Chem. Soc., 1941. V. 63. P. 3132–3136.
8. **Voge A., Deimede V., Kallitsis J.** Synthesis and properties of alkaline stable pyridinium containing anion exchange membranes // RSC Adv. 2014. V. 4. P. 45040–45049.
9. **Kuleshov V.N., Kuleshov N.V., Kurochkin S.V., Dovbysh S.A., Udris E.Ya., Grigoriev S.A., Slavnov Yu.A., Korneeva L.A.** Polymeric composite diaphragms for water electrolysis with alkaline electrolyte // Russ. J. Electrochem. 2016. V. 89. P. 618 – 621.
10. **Kuleshov V.N., Kuleshov N.V., Kurochkin S.V.** High efficiency electrodes for alkaline electrolysis of water // Russ. J. Electrochem. 2020. V. 93. I. 8. P. 1146–1151.

УДК: 544.6.018.47-036.5

ВЛИЯНИЕ «ЖИДКОФАЗНОЙ ТЕРАПИИ» НА СОПРОТИВЛЕНИЕ МЕЖФАЗНОЙ ГРАНИЦЫ LI/ПОЛИМЕРНЫЙ ГЕЛЬ-ЭЛЕКТРОЛИТ НА ОСНОВЕ ИОННОЙ ЖИДКОСТИ

Хатмуллина К.Г. [1,2], Баймуратова Г.Р. [1], Юдина А.В. [1], Слесаренко А.А.[1], Ярмоленко О.В.[1]

[1] Федеральный исследовательский центр проблем химической физики и медицинской химии РАН, г. Черноголовка, Россия

[2] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

[*]e-mail: khatmullina_k@mail.ru

Аннотация

Приведены результаты создания новых полимерных электролитов и исследования их проводящих свойств. В качестве матрицы полимера был использован ПЭГДА, в качестве ионной жидкости - $EMIBF_4$. Сольватные оболочки подбирали по результатам оптимизации квантово-химического моделирования. Общую ионную проводимость и ее кинетику измеряли методом электрохимического импеданса. Показана необходимость "жидкофазной обработки" 1 М LiTFSI в смеси ДОЛ/ДМЭ (2:1 об.) поверхности металлического лития в случае присутствия в полимерном электролите большого количества (50 мас.%) ионной жидкости $EMIBF_4$ с конкурентным ионным транспортом. "Жидкофазная терапия" уменьшает сопротивление на границе Li/электролит в 2.5 раза при комнатной температуре и расширяет диапазон рабочих температур до -30 °С.

Введение.

Ионные жидкости (ИЖ), благодаря своим привлекательным свойствам, таким как термостабильность, незначительная летучесть, низкая горючесть и высокая ионная проводимость, нашли свое применение в качестве компонентов электролитов для различных электрохимических устройств.

Ранее в работах [1-2] нами было начато исследование новых нанокомпозитных полимерных электролитов (НПЭ) на основе диакрилата полиэтиленгликоля (ДАк-ПЭГ), соли $LiBF_4$, этиленкарбоната (ЭК) и ионной жидкости тетрафторборат 1-этил-3-метилимидазолия ($EMIBF_4$) с введением SiO_2 [1] и TiO_2 [2]. Присутствие ИЖ повышало термостабильность пленок до 350°С, но для сборки твердотельных аккумуляторов с такими НПЭ возникла проблема высокого сопротивления на границе электрод/электролит. Одним из подходов к решению этой проблемы является "жидкофазная терапия", которая заключается во введении жидких органических электролитов на межфазную границу электрод/НПЭ для увеличения обратимости электродной реакции за счет пропитки пористых катодов. Данный подход был использован нами в работе по разработке электролитной системы ДАк-ПЭГ – SiO_2 – $LiBF_4$ - γ-бутиролактон [3], где поверхность $LiFePO_4$ смачивали 1 М 1 М $LiN(CF_3SO_2)_2$ (LiTFSI) в смеси диоксолан/диметоксиэтан (ДОЛ/ДМЭ) (2:1 об.), а поверхность Li-анода оставалась "сухой". При использовании данного подхода к НПЭ на основе $EMIBF_4$ циклирование твердотельного аккумулятора Li/НПЭ/$LiFePO_4$ осуществить не удалось. Тогда была добавлена обработка жидким электролитом поверхности Li-анода, что позволило испытать твердотельный аккумулятор. В литературе известны подходы для образования переходного слоя на границе с литием, но авторы использовали карбонатные электролиты в качестве пленкообразующих добавок для образования слоя SEI (solid electrolyte interphase) на литии [4].

Целью данной работы явилось создание переходного слоя за счет введения некарбонатных растворителей (1,3-диоксолан и 1,2-диметоксиэтан) на границе лития и НПЭ на основе 50 мас.% ионной жидкости, обладающей конкурентным ионным транспортом.

Методы и материалы.

Синтез нанокомпозитных полимерных электролитов на основе ИЖ проводили по реакции полимеризации ДАк-ПЭГ в присутствии радикального инициатора перекиси бензоила при ступенчатом режиме отверждения: 60°С - 3 часа, 70°С - 1 час, 80°С - 1 час. Состав исходного полимерного электролита (ПЭ): ДАк-ПЭГ-$LiBF_4$-$EMIBF_4$-ЭК (1:1:6:4 моль). НПЭ получали при добавлении к основному составу ПЭ 2 мас.% TiO_2 марки AEROXIDE® TiO_2 P25, d~21 нм. Основной компонент электролитов – ионная жидкость (~50 мас.%). Полученные пленки ПЭ были прозрачными, с TiO_2 белого цвета.

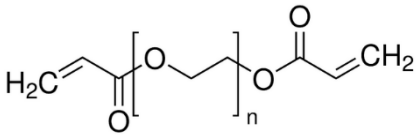


Рис. 1. Диакрилат полиэтиленгликоля

Поверхность электрода обрабатывали 1 М LiTFSI в смеси ДОЛ/ДМЭ (2:1 об.) (~5 мкл). В качестве электродов использовали литиевые диски толщиной 1 мм и площадью 2 $см^2$.

Электрохимический импеданс измеряли в дисковых Li//Li ячейках CR2032 на импедансметре Z-2000 фирмы Elins (Россия) (интервал частот 1 Гц – 600 кГц) с амплитудой сигнала 10 мВ. Параметры эквивалентных схем рассчитывали по программе ZView2. Для температурных измерений использовали криотермостат марки ТЖ-ТС-01 (Россия).

Результаты.

Собраны и изучены 4 вида ячеек Li//Li без и с обработкой поверхности лития электролитом 1М LiTFSI в ДОЛ/ДМЭ. Годографы импеданса ячеек при 20°С и соответствующая им эквивалентная схема приведены на рис.2, где *R*1 – сопротивление электролита, *R*2 – сопротивление границы электрод/электролит, CPE1 - элемент постоянного угла сдвига фаз, *W*1 – закрытый элемент Варбурга, который характеризует сопротивление диффузии конечной длины с пропускающей границей. Проводимость пленок при 20 °С, измеренная в ячейках с электродами из нержавеющей стали, составила 3 и 4 мСм/см, соответственно.

Обсуждение результатов.

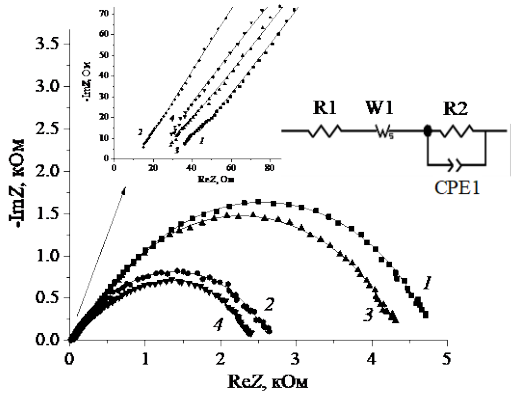


Рис. 2. Годографы импеданса ячеек Li//Li при 20°С с электролитами ПЭ (1), ПЭ* (2), НПЭ (3) и НПЭ* (4), где *обработанные 1М LiTFSI в ДОЛ/ДМЭ, и соответствующая им эквивалентная схема. Значки - результаты эксперимента, а линии - расчетные значения.

Из рис. 2 видно, что “жидкофазная терапия” поверхности лития уменьшает все сопротивления. Это может быть связано не с образованием SEI, а, наоборот, с присутствием жидкой фазы между двух твердых поверхностей для лучшей диффузии и растворения лития в

органических электролитах. Тогда как ионная жидкость $EMIBF_4$, наоборот, способствует ассоциации катиона лития с двумя противоионами [5].

Выводы.

Таким образом, показана необходимость “жидкофазной обработки” 1 M LiTFSI в смеси ДОЛ/ДМЭ (2:1 об.) поверхности металлического лития в случае присутствия в полимерном электролите большого количества (50 мас.%) ионной жидкости $EMIBF_4$ с конкурентным ионным транспортом. “Жидкофазная терапия” уменьшает сопротивление на границе Li/электролит в 2.5 раза при комнатной температуре и расширяет диапазон рабочих температур до -30 °C.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, проект № 124013000743-3 (FFSG-2024-0008).

Список литературы

1. **Khatmullina K.G., Slesarenko N. A., Chernyak A.V., Baymuratova G.R., Yudina A.V., Berezin M.P., Tulibaeva G.Z., Slesarenko A.A., Shestakov A.F., Yarmolenko O.V.** New Network Polymer Electrolytes Based on Ionic Liquid and SiO2 Nanoparticles for Energy Storage Systems // Membranes. 2023. V. 13. P. 548. DOI: 10.3390/membranes13060548

2. **Slesarenko N.A., Chernyak A.V., Khatmullina K.G., Baymuratova G.R., Yudina A.V., Tulibaeva G.Z., Shestakov A.F., Volkov V.I., Yarmolenko O.V.** Nanocomposite Polymer Gel Electrolyte Based on TiO2 Nanoparticles for Lithium Batteries // Membranes. 2023. V. 13. P. 776. DOI: 10.3390/membranes13090776

3. **Баймуратова Г.Р., Хатмуллина К.Г., Юдина А.В., Ярмоленко О.В.** Дизайн твердотельного литиевого аккумулятора с $LiFePO_4$-катодом и полимерным гель-электролитом с наночастицами диоксида кремния // Электрохимия. 2022. Т. 58. С. 188. DOI: 10.31857/S0424857022030045

4. **Wu J.-Y., Ling S.-G., Yang Q., Li H., Xu X.-X., Chen L.-Q.** // Chin. Phys. B. 2016. V. 25. A. 078204. DOI: 10.1088/1674-1056/25/7/078204

5. **Ярмоленко О.В., Юдина А.В., Игнатова А.А., Шувалова Н.И., Мартыненко В.М., Богданова Л.М., Черняк А.В., Забродин В.А., Волков В.И.** // Известия АН. Сер. хим. 2015. Т. 64. С. 2505.

УДК 544.65; 621.355.9

ПРИМЕНЕНИЕ ФОСФИДА ГАЛЛИЯ В НАТРИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРАХ

Кулова Т.Л.[1*], **Скундин А.М.**[1,2], **Грызлов Д.Ю.**[2]
[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
[2] Институт физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина Российской академии наук, Москва, Россия
*e-mail: KulovaTL@mpei.ru

Аннотация.
Синтезирован и изучен фосфид галлия (GaP) в качестве функционального материала отрицательного электрода натрий-ионных аккумуляторов. Установлено, что обратимая емкость при взаимодействии GaP с натрием составляет около 465 мАч/г, что в 1.5 раза превышает удельную ёмкость твердого углерода при внедрении-экстракции натрия.

Введение.

Натрий-ионные аккумуляторы приобретают всё большее значение для современной цивилизации, как первые представители так называемой «пост-литиевой эпохи». Их роль возрастает, прежде всего, в связи с развитием электротранспорта и систем возобновляемой энергетики, где требуются установки большой энергоёмкости, и где применение традиционных литий-ионных аккумуляторов ограничивается доступностью сырья. Развитие натрий-ионных аккумуляторов зависит от разработки высокоэффективных электродных материалов.

В современных натрий-ионных аккумуляторах отрицательные электроды изготавливают почти исключительно из так называемого твёрдого углерода, удельная ёмкость которого по обратимому внедрению натрия при умеренных токах составляет 320−350 мАч/г [1]. Поиск функциональных материалов с более высокой ёмкостью представляет актуальную задачу. Для этой цели предлагались различные классы материалов, из которых особый интерес представляют фосфиды [2]. Первым таким материалом был фосфид олова [3], а впоследствии были предложены и изучены фосфиды никеля, меди, железа, кобальта, германия, селена и кремния.

Основным объектом исследования настоящей работы был фосфид галлия. Предполагается, что в идеальном случае взаимодействие фосфида галлия с натрием описывается уравнением

$$8GaP + 29Na \leftrightarrow Ga_8Na_5 + 8Na_3P. \quad (1)$$

Теоретическая ёмкость GaP по внедрению натрия в соответствии с уравнением (1) составляет 965 мАч/г. Достижение на практике даже половины этого значения может считаться успехом.

Цель работы – разработка новых активных материалов для отрицательного электрода (анода) натрий-ионного аккумулятора, характеризующегося повышенной удельной емкостью и стабильностью при циклировании.

Методы и материалы.

Фосфид галлия был синтезирован методом испарения-конденсации металлического галлия и порошка красного фосфора в соотношении (1:1 ат. %) при температуре 650 ºС в отсутствии кислорода (по аналогии с методом, подробно описанным в [4]). В результате синтеза был получен порошок серого цвета, устойчивый на воздухе. Полученный продукт был характеризован рентгеновской дифракцией. Порошковая рентгеновская дифракция GaP была измерена с помощью дифрактометра Empyrean (PANalytical), оборудованного 1-D позиционно-чувствительным детектором-X'Celerator для образцов в виде сухих дисперсий или пленок, нанесенных на держатели с нулевым фоном кремния. Использовалось Ni-фильтрованное CuKα-излучение.

Калибровка угловой шкалы в нижней области была подтверждена с использованием свежего порошка бегената серебра (SigmaAldrich). Была использована стандартная геометрия Брэгга-Брентано (отражение), позволяющая измерять дифракцию вне плоскости. Характеризация полученных дифрактограмм проводилась с использованием программного обеспечения для анализа изображений X'pert Highscore Plus. Электрохимические характеристики были получены методами циклической вольтамперометрии (ЦВА) и гальваностатического циклирования. Электроды для электрохимических измерений были изготовлены путем смешения порошка GaP (85 мас. %), сажи (10 мас. %) и поливинилиденфторида (5 мас. %), предварительно растворенного в N-метилпирролидоне. Полученная смесь после гомогенизации на ультразвуковом диспергаторе была нанесена на подложку из нержавеющей стали. После сушки при температуре 90 ºС электроды прессовали давлением 1000 кг/см^2 и дополнительно сушили под вакуумом при температуре 120 ºС в течение 8 часов. Сборку трехэлектродных электрохимических ячеек проводили в герметичном боксе с атмосферой сухого аргона (ООО «Спектроскопические системы»). Вспомогательный электрод и электрод сравнения изготавливали из металлического натрия. Электролитом служил 1 М $NaClO_4$ в смеси этиленкарбонат–пропиленкарбонат (1:1). Содержание воды в электролитах не превышало 15 ppm. Для электрохимического тестирования использовали потенциостат-гальваностат P-208X (Элинс, Россия). Режим гальваностатического циклирования 0.1C соответствовал плотности тока 97 мА/г. Скорость развертки потенциала составляла 0.1 мВ/с.

Результаты.

На рентгенограмме синтезированного порошка GaP отчетливо регистрируются пики, относящиеся к кубической фазе GaP (карточка PDF12-0191), а также небольшие пики оксида галлия (Ga_2O_3). Пики при 28.4°, 47.2°, 55.8° и 58.7° соответствуют плоскостям (111), (220), (311) и (222) для фазы GaP (Рис.1).

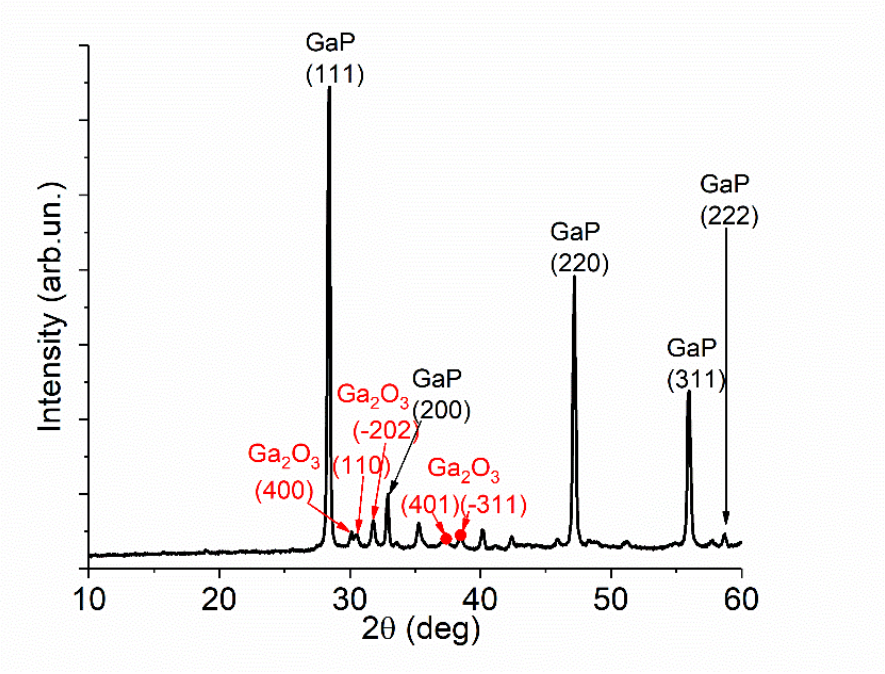
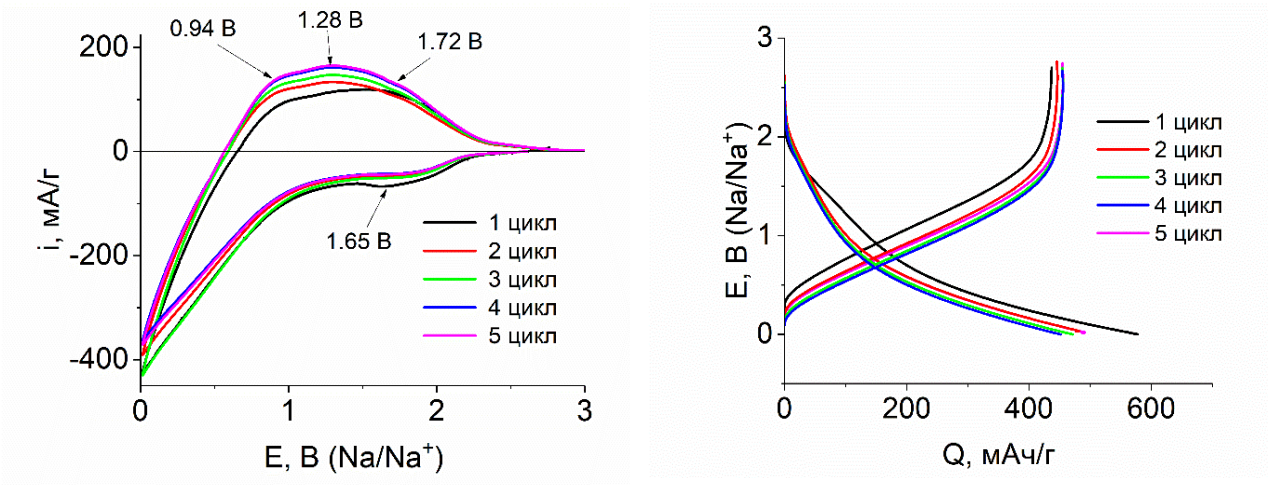


Рис. 1. Рентгенограммы порошка GaP

Циклические вольтамперограммы (Рис. 2а) и гальваностатические зарядно-разрядные кривые (Рис. 2б) иллюстрируют процесс обратимого взаимодействия натрия с GaP.



а) б)

Рис. 2. Циклические вольамперограммы GaP (а) при скорости развертки потенциала 0.1 мВ/с и гальваностатические зарядно-разрядные кривые GaP (б) при токе 0.1С

Обсуждение результатов.

Первый цикл ЦВА и первый цикл гальваностатических кривых при взаимодействии с натрием отличается от таковых на следующих циклах, что связано с формированием твердоэлектролитной пленки на поверхности GaP. Характерные катодные и анодные пики на ЦВА (рис.2а) подтверждают сложный процесс взаимодействия натрия с GaP, включающий при катодной поляризации стадию внедрения натрия в фосфид галлия, стадию конверсии и стадию образования сплава. При анодной поляризации процесс взаимодействия с натрием включает стадию разрушения сплава, стадию деконверсии и стадию экстракции натрия из Na_xGaP.

Катодные и анодные пики на ЦВА, отражающей обратимое взаимодействие GaP с натрием, выражены недостаточно отчетливо, однако можно выделить необратимый катодный пик в области потенциала 1.65 В, отражающий образование твердоэлектролитной пленки на поверхности GaP. Анодные пики в области потенциалов 0.94 В, 1.28 В и 1.72 В относятся к процессам разрушения сплава Na-Ga, деконверсии и экстракции натрия из Na_xGaP.

При невысокой скорости проведения процесса (0.1С) разрядная емкость составила около 465 мАч/г. Полученные величины разрядной емкости составили 48 % от теоретических значений, что согласуется с литературными данными [5]. Кулоновская эффективность на первом цикле составила около 76 % Повышение плотности тока приводило к снижению разрядной емкости, при этом наблюдали стабильное циклирование (рис. 3).

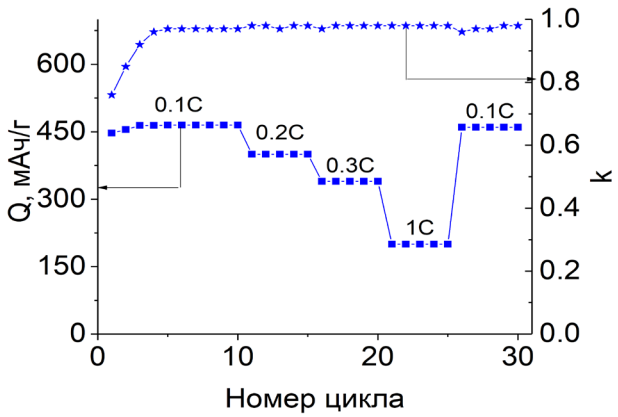


Рис. 3. Изменение разрядной ёмкости и кулоновской эффективности циклирования GaP при различны плотностях тока.

Выводы.

1. Таким образом, фосфид галлия (GaP), синтезированный методом испарения–конденсации красного фосфора на поверхность металлического галлия, можно рассматривать как новый перспективный анодный материал для натрий-ионных аккумуляторов.

2. Разрядная емкость GaP составила около 465 мАч/г при взаимодействии с натрием, что в 1.5–2 раза превышает разрядную емкость твердого углерода при взаимодействии с натрием.

Список литературы

1. **А.М. Скундин, Т.Л. Кулова, А.Б. Ярославцев.** Натрий-ионные аккумуляторы (Обзор) // Электрохимия. 2018. Т. 54. № 2. С. 131–174
2. **Т.Л. Кулова, А.М. Скундин.** Применение фосфора в натрий-ионных аккумуляторах (Обзор) – Электрохимия. 2020. Т. 56. № 1. С. 3−19
3. **Kim, Y., Kim, Y., Choi, A., Woo, S., Mok, D., Choi, N.-S., Jung, Y.S., Ryu, J.H., Oh, S.M., and Lee, K.T.,** Tin Phosphide as a Promising Anode Material for Na-Ion Batteries // Adv. Mater., 2014, V. 26, P. 4139.
4. **T. Kulova, D. Gryzlov, A. Skundin, I. Gavrilin, Y. Kudryashova, N. Pokryshkin.** Anode Material Synthesized from Red Phosphorus and Germanium Nanowires for Lithium-Ion and Sodium-Ion Batteries // Int. J. Electrochem. Sci., 2021. V. 16. No. 12. Article #: 211229
5. **H. Shen, Z. Ma, B. Yang, B. Guo, Y. Lyu, P. Wang, H. Yang, Q. Li, H. Wang, Z. Liu, A. Nie.** Sodium storage mechanism and electrochemical performance of layered GeP as anode for sodium ion batteries. // J.

УДК 532.2

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

Спасов Д.Д.[1,2*], Меншарапов Р.М.[2], Нагорный С.В.[2,3], Синяков М.В.[2,3], Иванова Н.А[2,4]

[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
[2] Национальный исследовательский центр "Курчатовский институт", Москва, Россия
[3]Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, Москва, Россия
[4]Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Москва, Россия
*e-mail: SpasovDD@mpei.ru

Аннотация.

Приведены результаты анализа применения электрохимических технологий и систем в качестве систем накопления энергии (СНЭ) для обеспечения сглаживания нагрузки энергосети. Проведен анализ и оценка применения различных СНЭ на основе электрохимических устройств для сглаживания нагрузки при энергоснабжении за счет крупных источников энергии, таких как АЭС, а также при комбинировании ВИЭ и электрохимических и водородных технологий. Показаны перспективы применения электрохимических устройств в качестве аккумуляторов для хранения избыточной нагрузки, например, за счет производства водорода. Сформулированы основные выводы с точки зрения перспектив создания систем накопления энергии на основе электрохимических устройств для обеспечения устойчивого энергоснабжения регионов, в том числе удаленных, а также повышения энергоэффективности сети в целом.

Введение.

Известно, что в зависимости от времени суток, или сезона энергосистемы испытывают разную нагрузку. Так, в дневное время потребление электроэнергии значительно выше, чем в ночное, поэтому необходимы системы регулировки выходной мощности, сглаживания нагрузки на энергосистему [1-3].

На сегодняшний день существует три традиционных типа электростанций: гидроэлектростанции (ГЭС) атомные (АЭС), и тепловые электростанции (ТЭС). Обычно, для обеспечения большей безопасности и увеличения срока эксплуатации АЭС не регулируют свою нагрузку. В случае ГЭС регулировка выходной мощности возможна, так, в случае низких нагрузок энергия может быть запасена на гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС), а в случае пиковых нагрузок может быть возвращена в систему энергоснабжения. Например, Кубанская ГАЭС имеет электрическую мощность 15.9 МВт и годовую выработку 10.7 кВт*ч. КПД современных ГАЭС 70-85%. Но ГЭС есть не в каждой энергосистеме, а если есть, то не всегда в нужном количестве.

Таким образом, основная нагрузка по покрытию неравномерности суточного электропотребления ложится на ТЭС. Это, в свою очередь, приводит к их работе в неэкономичном режиме, увеличивает расход топлива и, как следствие, стоимость электроэнергии для потребителей [4].

Цель работы – анализ применения электрохимических и водородных технологий для создания эффективных систем накопления энергии для сглаживания нагрузки в энергосети в случае как применения традиционных систем энергоснабжения (АЭС, ГЭС, ТЭС), так и возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

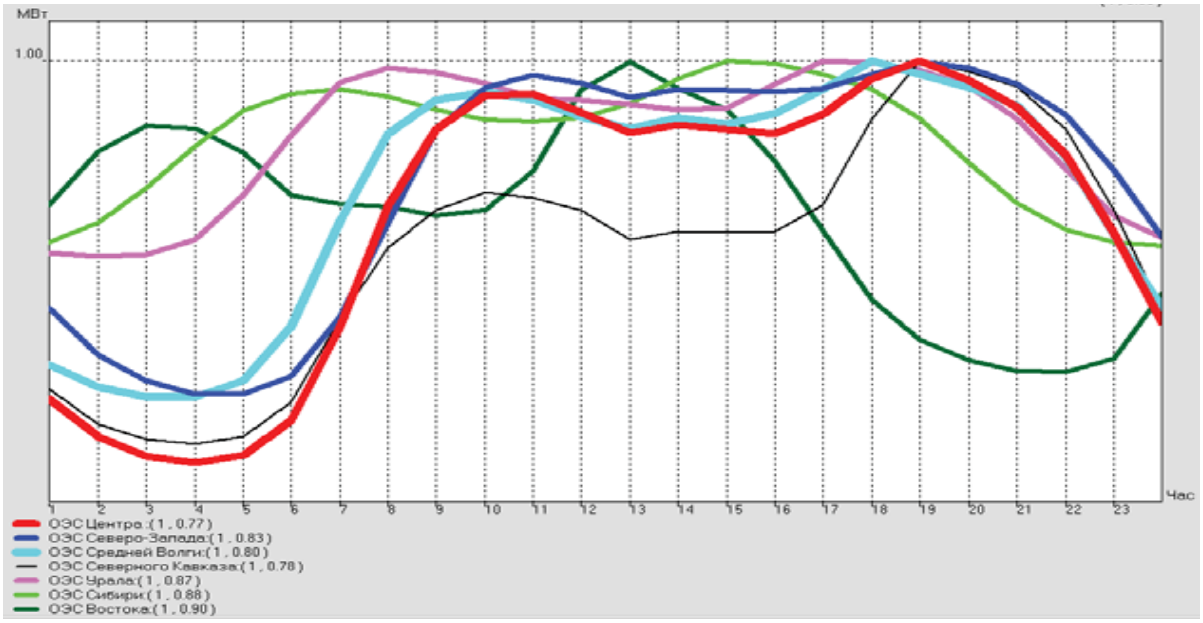


Рис. 1. Приведенные среднесуточные графики потребления объединенных энергосистем за зимние месяцы по рабочим дням [5]

Методы и материалы.

Проводился анализ литературных источников, находящихся в базах цитирования РИНЦ, Scopus, Web of Science, а также технической документации, опубликованной в свободном доступе в сети Интернет.

Обсуждение результатов.

Для систем сглаживания нагрузки существует множество технологий хранения энергии. Водородные системы хранения позволяют накапливать водород при помощи электролизеров во время ночного минимума нагрузки на энергетических станциях, где сложно регулировать выходную мощность, например, на АЭС. А в случае пиковых нагрузках возвращать мощность в виде электроэнергии с использованием топливных элементов. Так, в соответствии с [5], колебания нагрузки в зависимости от времени суток составляет примерно 20-30% от среднего значения. В случае атомного реактора РБМК-1000, выходная электрическая мощность которого составляет 1000 МВт, при низком потреблении остается не задействовано 200-300 МВт. Часть этой мощности может успешно использоваться для выработки водорода.

На сегодняшний день, на большинстве АЭС установлены электролизные установки, например, СЭУ-20, с производительностью 20 $м^3$/ч. Но из-за диспетчерских ограничений большая часть энергии остается незадействованной, особенно при низких загрузках энергосистемы. Предлагается создать атомные энерготехнологические станции (АЭТС). АЭТС тепловой мощностью 3 ГВт может обеспечить экологически-чистое производство 1 млн. тонн водорода в год [10].

В соответствии с [2], эффективность производства водорода на существующих электролизных станциях составляет порядка 60 – 70%, а затраты мощности 5-4.1 кВт/н.$м^3$ H_2 (55.5 - 45.5 кВт/кг H_2). В перспективе планируется увеличение эффективности электролиза до 80%, потребление мощности 3,75 кВт/н.$м^3$ H_2 (41,66 кВт/кг H_2).

Из рис.2А следует, что плотность энергии для водородных систем хранения энергии (HSS - Hydrogen storage systems), значительно выше, чем у большинства других методов. Плотность мощности имеет средние значения. Но, на сегодняшний день, их цена сравнительно высокая (рис. 2Б).

Существующие установки на твердополимерных водород-кислородных топливных элементах позволяют получать мощности до нескольких десятков киловатт.

Например, российская компания InEnergy предлагает водородную платформу электроснабжения “АСТРА” с выходной мощностью от 5 – 30 кВт, поддерживающая

различные варианты хранения водорода, емкостью до 480,000 л. водорода, что соответствует 720 кВт*ч. [8]. В случае твердооксидных топливных элементов, выходная мощность может достигать от сотен киловатт до нескольких МВт. Фосфорно-кислотный топливный элемент - несколько сотен кВт [7].

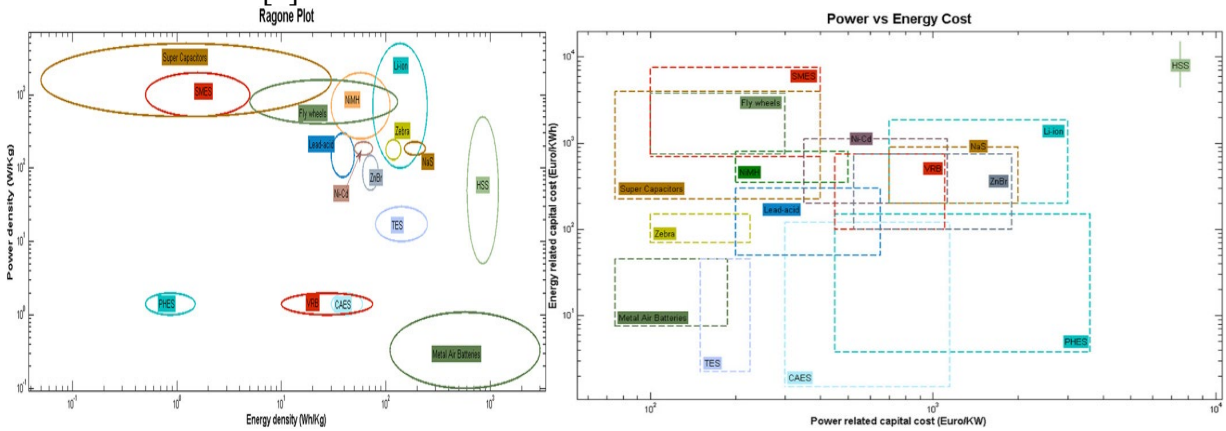


Рис. 2. А - Зависимость плотности мощности от плотности энергии [3]: Power density (W/kg) – удельная мощность (Вт/кг), Energy density (Wh/kg) – удельная энергия Вт-ч/кг. **Б** - Стоимость энергии и мощности [3]: Power vs energy cost – мощность к стоимости энергии, Energy related capital cost (EURO/KWh) – капитальные затраты на энергию (EURO/кВт-ч), Power related capital cost (EURO/KW) – капитальные затраты на мощность (EURO/кВт)

На топливных элементах существуют установки, позволяющие проводить регулировку нагрузки на электросеть в автоматическом режиме (см. рис 3). Например, производимые компанией Bloomenergy энергоустановки позволяют возвращать в энергосеть во время пиковых нагрузок до 300 кВт энергии [9-10].

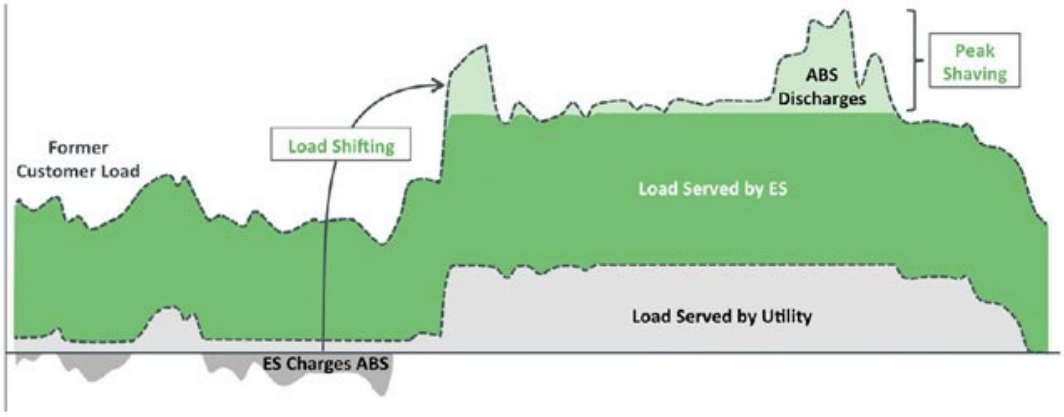


Рис.3. Схема использования энергии, накопленной при низкой загрузке энергосети, во время пиковых нагрузок [9].

Наравне с использованием систем накопления энергии (СНЭ) для сглаживания нагрузки, в которых данные системы играют роль системной регулирующей мощности, обеспечивающей возможность оптимального использования генерирующих мощностей и взаимного сдвига графиков генерации и потребления электрической энергии, существует разнообразный набор функций и сфер применения, который определяется очень широкими возможностями в аккумуляции и последующей выдаче электроэнергии от миллисекунд до часов и дней; широким диапазоном мощности, энергоемкости и их соотношения; большими допустимыми токами зарядки и разрядки; практически моментальным переключением между различными режимами работы; высокой энергетической эффективностью.

На сегодняшний день, с развитием ВИЭ, важным оказывается применение СНЭ для поддержания постоянной мощности, получаемой от ветрогенераторов и солнечных батарей. На ветроэлектрической установке мощностью 50 МВт, в часы низкой загрузки генерируется

порядка 20% избыточной энергии, что при наличии водородной системы хранения энергии позволило бы произвести 13 ГВт*ч водорода в год. В случае солнечных энергостанций выходная мощность напрямую зависит от освещенности, и, как следствие, наблюдаются колебания в течение года (рис. 4).

Было предложено использование водорода для длительного хранения энергии, в результате получено, что водород позволяет существенно снизить стоимость.

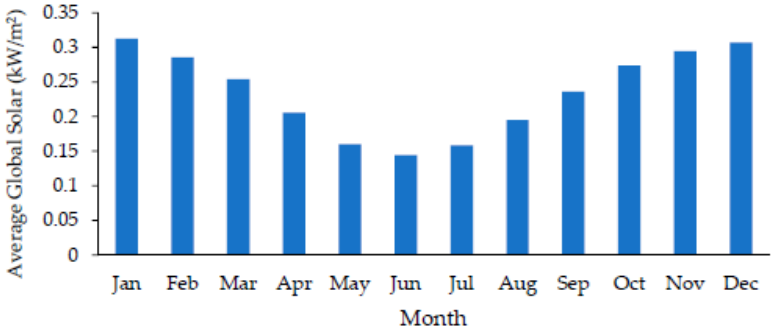


Рис. 4. Колебания освещенности в течение года.

Совокупно приоритетные сферы применения СНЭ, формирующие наибольшие сектора внутреннего рынка и обеспечивающие достижение наибольшего эффекта для экономики, создадут на горизонте 2025–2035 годов.

Сектора этого рынка вместе сформируют к 2030 году потенциальный объем продаж в России на уровне 0,2-4 млрд долл. США и позволят достичь совокупного экономического эффекта, оцененного за вычетом инвестиций в 0,4-2,6 млрд долл. США.

В число таких секторов войдут:

1. применение СНЭ в электроснабжении изолированных и удаленных районов;
2. применение СНЭ в системах энергоснабжения жилых районов, в том числе на постоянном токе;
3. использование СНЭ в системе энергоснабжения промышленных и коммерческих потребителей;
4. применение СНЭ на аккумуляторном и подключенном электрическом транспорте и в зарядной инфраструктуре;
5. специальные сервисные применения СНЭ (передвижные аварийные источники питания, коллективные ИБП, сервисы повышения качества электроэнергии).

Оценка, проведенная Фондом «ЦСР», показывает, что применение СНЭ для управления суточным профилем потребления объектами застройки городского микрорайона даже при действующих на рынке ценах на СНЭ и действующих правилах рынка электроэнергии и мощности позволяет при строительстве микрорайона с присоединенной мощностью порядка 8,5 МВт получить NPV инвестиционного проекта до 65 млн рублей на 10-летнем цикле (при ставке дисконтирования 10%).

В России современные проекты СНЭ появились только в 2018 году. До этого копить энергию можно было только в микромасштабах — в аккумуляторах бытовой техники или электромобилей. В «большой энергетике» единственным методом накопления были ГАЭС. Но сфера применения ГАЭС, как упоминалось ранее, ограничена, и в мире, по расчетам IRENA, их всего около 120 ГВт — примерно вдвое меньше мощности всей генерации России.

В качестве альтернативы устаревшей системе ведется разработка современных технологий. В России этим занимаются ПАО «Россети», ГК «Росатом» и АО «Роснано».

«Росатом» в августе прошлого года заявил о разработке нескольких типов и модификаций накопителей диапазоном электрической емкости до 250 кВт•ч. Первый опытный образец накопителя для пассажирского транспорта в 2018 году прошел ходовые испытания. Ключевыми производственными площадками станут два предприятия топливного дивизиона «Росатома» — научно-производственное объединение «Центротех» (ООО «НПО „Центротех») в Новоуральске Свердловской области, где помимо производства газовых

центрифуг развиваются технологии неядерного машиностроения, а также Новосибирский завод химконцентратов (ПАО «НЗХК») — крупнейший российский производитель и экспортер литиевой продукции.

Совет директоров компании «Россети» в декабре 2018 года одобрил концепцию «Цифровая трансформация 2030». Программа реализуется, в том числе, в дочерних предприятиях «Россети Центр», «Россети Сибирь», «Россети Северо-Запад». Проект предполагает использование СНЭ для нужд электрических сетей филиалов, что позволит обеспечить надежное и бесперебойное питание в периоды зимнего максимума.

Выводы.

Мировое развитие генерации энергии направлено на децентрализацию производства и введение рынков энергии, где поставщик может стать потребителем и наоборот. Такие системы оптимизируют уровень потребления, перераспределяют излишки энергии, что снижает ее стоимость и минимизирует потери.

Показаны перспективы создания систем накопления энергии на основе электрохимических устройств, сферы их применения, в том числе для обеспечения устойчивого энергоснабжения удаленных регионов, а также повышения энергоэффективности сети в целом.

В настоящее время введение систем накопления и перераспределения энергии на основе электрохимических технологий происходит и в России. Отметим, что в отличие от мировых тенденций, в России речь идет о частных инновационных проектах крупных компаний, таких как «Россети» и «Росатом». Несмотря на это, постепенное развитие систем распределенной энергетики и использование ВИЭ в совокупности с СНЭ позволит сгладить колебания нагрузки, повысив доступность энергии и конкурентоспособность на энергетическом рынке, что оптимизирует стоимость энергоресурсов.

Работа проведена в рамках выполнения государственного задания НИЦ «Курчатовский институт»

Список литературы

1. **P. Thounthong, V. Chunkag, P. Sethakul, B. Davat and M. Hinaje**, "Comparative Study of Fuel-Cell Vehicle Hybridization with Battery or Supercapacitor Storage Device" // IEEE Transactions on Vehicular Technology, V. 58, no. 8, P. 3892-3904, Oct. 2009. doi: 10.1109/TVT.2009.2028571

2. **R.Z. Aminov, R. Z., & Bairamov, A. N.** Performance evaluation of hydrogen production based on off-peak electric energy of the nuclear power plant // International journal of hydrogen energy**,** 2017, V. 42(34), P. 21617-21625.

3. **Ferreira, H. L., Garde, R., Fulli, G., Kling, W., & Lopes, J. P.** Characterisation of electrical energy storage technologies // Energy, 2013, V. 53, P. 288-298.

4. https://www.rbc.ru/newspaper/2017/01/19/587e404e9a7947208a047c9d

5. **Макоклюев, Б. И.** Особенности и тенденции потребления электроэнергии в энергосистемах России // Энергия единой сети, 2017, №5(34), С. 64-76.

6. https://www.bloomenergy.com/datasheets/integrated-energy-storage

7. https://intech-gmbh.ru/energy_unit_400kw/#2.1.5

8. http://www.inenergy.ru/upload/iblock/6f2/6f2befc0a67a4156b98d6d9e4c7fade1.pdf

9. https://www.bloomenergy.com/datasheets/integrated-energy-storage

УДК 661.96; 661.968

МЕТАЛЛОГИДРИДНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА С НИЗКИМ УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ ИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СМЕСЕЙ С МЕТАНОМ

Блинов Д.В.[1*], **Бездудный А.В.**[2], **Дуников Д.О.** [1,2]
[1] Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
[2] Объединенный институт высоких температур РАН, Москва, Россия
*e-mail: BlinovDV@mpei.ru

Аннотация.

Представлена методика извлечения водорода проточным методом с использованием прокачки водородсодержащего газа через плотную засыпку интерметаллида. Приведены результаты экспериментальных исследований по разделению обедненной смеси водорода (10%) с метаном в проточном металлогидридном реакторе с давлением смеси на входе 0,95 МПа при помощи интерметаллического сплава $LaNi_{4.8}Mn_{0.3}Fe_{0.1}$.

Сформулированы предложения по повышению эффективности извлечения водорода металлогидридным способом.

Введение.

Мировой спрос на водород достиг 97 млн. тонн в 2023 году, увеличившись на 2,5% по сравнению с 2022 годом. Спрос по-прежнему сосредоточен в нефтеперерабатывающем и химическом секторах и в основном покрывается за счет водорода, получаемого из ископаемого топлива. Однако производство водорода с низким уровнем выбросов может достичь 49 млн. тонн в год к 2030 году на основе объявленных проектов. Такой значительный рост был в основном обусловлен проектами по электролизу (заявленная мощность электролизеров составляет почти 520 ГВт). Число проектов, по которым принято окончательное инвестиционное решение, также растет: заявленное производство удвоилось по сравнению с прошлым годом и достигло 3,4 млн. тонн в год, что представляет собой пятикратное увеличение к 2030 году по сравнению с сегодняшним объемом производства. Это производство поровну распределяется между электролизом (1,9 млн. т в год) и производством водорода из ископаемых топлив с улавливанием, утилизацией и хранением углерода (1,5 млн. т в год) [1].

Однако для реализации преимуществ водорода и построения экономически самодостаточной водородной промышленности в Российской Федерации необходимо принять комплекс мер, изложенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [2], Концепции развития водородной энергетики [3], Дорожной карте «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года» [4], Технологической стратегии развития водородной энергетики в Российской Федерации до 2035 года, а также доработанный проект Комплексной программы развития низкоуглеродной водородной энергетики в Российской Федерации. Одной из ключевых задач является создание инфраструктуры для транспортировки и потребления водорода и энергетических смесей на его основе, а также развитие отечественных низкоуглеродных технологий производства, хранения, транспортировки и использования водорода.

Перспективными материалами для решения вопросов хранения и очистки водорода, разработки систем компримирования, систем аккумуляции тепловой и электрической энергии являются обратимые гидриды интерметаллических сплавов (ИМС). Металлогидридные системы очистки и хранения водорода на основе ИМС перспективны для разделения водорода из газовых смесей, а также для создания систем аккумулирования энергии для автономных стационарных энергоустановок, в том числе на основе ВИЭ, за счет гибких возможностей регулирования параметров сорбции/десорбции водорода [5–8].

Однако, для широкомасштабного применения металлогидридных технологий необходимы прежде всего экспериментальные исследования процессов при хранении и очистке водорода.

Цель работы –экспериментальное исследование процесса извлечения водорода (10% об.) из газовой смеси с метаном с целью выявления основных факторов, снижения эффективности извлечения, для формирования стратегии оптимизации металлогидридной системы при масштабировании технологии очистки.

Методы и материалы.

Для проведения экспериментальных работ использовался металлогидридный реактор хранения и очистки водорода РХО-8И, схема реактора показана слева на Рис. 1. Реакционная камера состоит из коаксиальных стальных труб с наружными диаметрами 40 мм и 18 мм и длиной 400 мм. Пространство между трубками, заполненно 1 кг ИМС $LaNi_{4.8}Mn_{0.3}Fe_{0.1}$. Реактор охлаждается/нагревается с помощью силиконового масла CAS: 63148-62-9, поступающего из термостата Julabo FP45-HE. Упрощенная схема экспериментального стенда представлена справа на Рис. 1. Подача газа осуществляется из рампы (1) с баллонами (водород, водородно-метановая смесь, азот и гелий для продувки). Входной и выходной потоки газа контролируются и измеряются массовыми расходомерами/контроллерами Bronkhorst EL-FLOW Select ($РР_{вх}$, $РР_{вых}$), состав газа на выходе измеряется газоанализатором АГ-0012 (4), давление внутри реактора и в линии подачи газа измеряется датчиками давления ($ДД_1$, $ДД_2$) Aplisens модели PC28, температуры (ДТ-1...ДТ-4) измерялись тонкопленочными платиновыми датчиками Heraeus M422, R=1 КОм,. Испытательный стенд подключен к вакуумной системе и системе автоматического управления с использованием программного обеспечения LabVIEW.

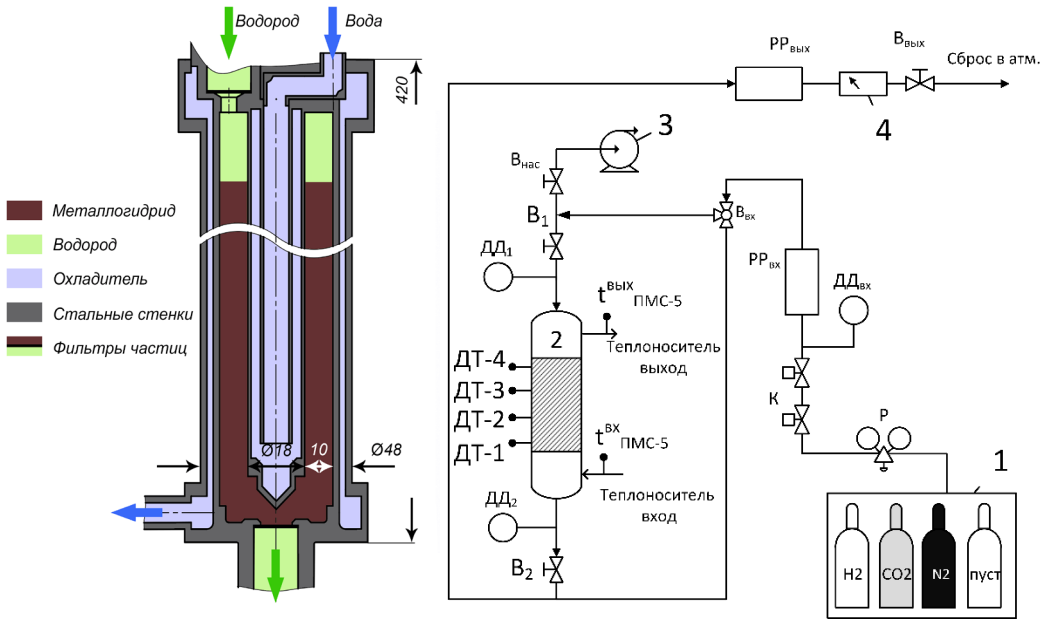


Рис. 1. Металлогидридный реактор хранения и очистки водорода (слева) и схема эксперимента (справа): 1- газовая рампа; 2 – реактор; 3 – вакуумный насос; 4 – газоанализатор.

В реактор подавали смесь водород-метан с концентрацией водорода $y_1^{H_2} = 0{,}1$ при абсолютном давлении $p_{red} = 9{,}5$ бар, температуру термостата устанавливали равной 0°С для абсорбции. Заданное значение для регулятора расхода на входе ($РР_{вх}$) составляло 5 л/мин, а для регулятора расхода на выходе ($РР_{вых}$) - 2 л/мин. Для десорбции реактор нагревали до 80°С и выбрасывали водород в атмосферу.

Результаты.

Результаты экспериментальных данных приведены на Рис. 2 и Рис.3.

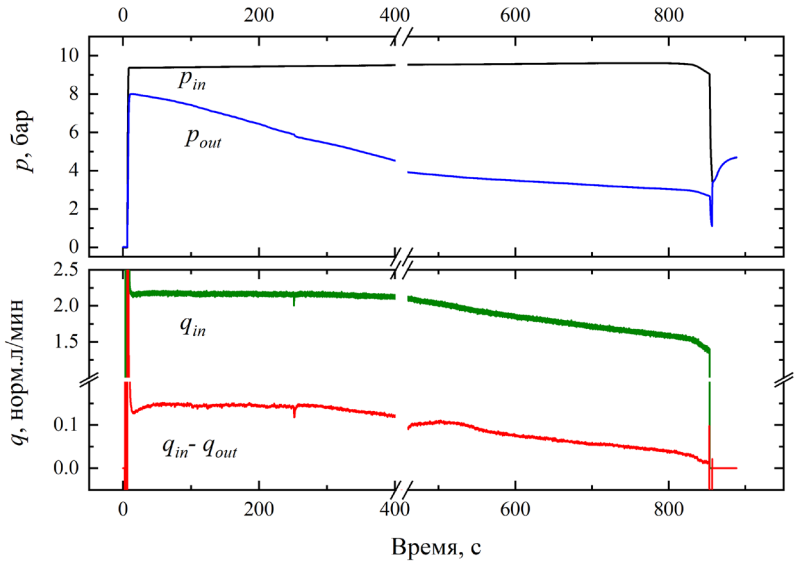


Рис. 2. Процесс извлечения водорода: давление на входе и выходе из реактора (вверху), массовый расход смеси на входе в реактор и разность потоков между входом и выходом (внизу).

Результаты показывают, что коэффициент извлечения водорода (β) увеличивается с увеличением концентрации водорода в сырье и уменьшается с повышением температуры охлаждении (Рис. 3).

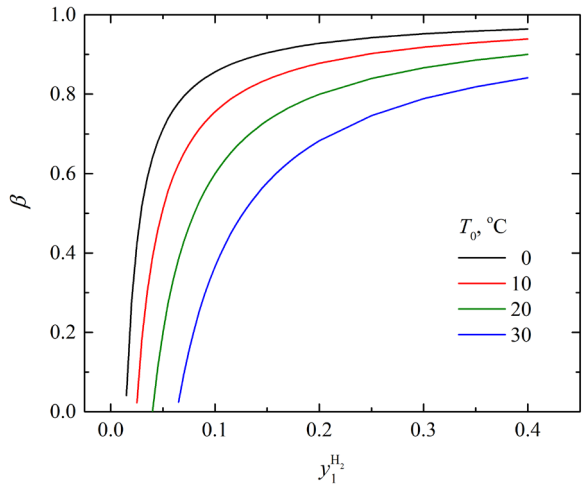


Рис. 3. Влияние температуры абсорбции на коэффициент извлечения водорода.

Обсуждение результатов.

Для десорбции температура охлаждающей жидкости на входе составляла $t_{вх}$ = 80,0±0,05°C, а температура на выходе $t_{вых}$ = 79,5±0,05°C, а средняя температура внутри реактора составляла около 70°C; было десорбировано 91±1 л водорода, что соответствует циклическому извлечению водорода β = 0,74±0,02. Кроме того, около 3 л водорода не десорбировалось, в результате чего коэффициент извлечения при абсорбции β = 0,76±0,02. Остаточный водород, который не может быть десорбирован при рабочем давлении, служит буферным газом при циклической эксплуатации и, таким образом, влияет только на коэффициент извлечения в первом цикле.

Выводы.

Гидриды металлов и ИМС избирательно поглощают водород и могут быть использованы для очистки. Для обедненных смесей очистка с помощью ИМС имеет преимущество перед традиционной технологией короткоцикловой абсорбции (КЦА), поскольку слой гидрида металла поглощает незначительную часть смеси, в то время как в установке КЦА поглощается основная часть смеси.

Экспериментально продемонстрировано успешное разделение смеси водород (10%) – метан (90%) при давлении на входе 9,5 бар с помощью ИМС $LaNi_{4.8}Mn_{0.3}Fe_{0.1}$ проточным методом с извлечением водорода в обе стороны (абсорбция/десорбция) с коэффициентом извлечения 74%.

Стратегия оптимизации разделения водорода при помощи ИМС из обедненных смесей с метаном должна включать следующее:

• Использовать сплавы с «низким давлением» на плато сорбции, которые имеют максимально низкое равновесное давление при температуре абсорбции, для увеличения извлечения водорода;

• Использовать температуру окружающей среды для охлаждения реактора во время абсорбции;

• Использовать источник бросового тепла для нагрева реактора во время десорбции;

• Использовать циклы тепловых насосов с высоким коэффициентом полезного действия, если нет источника бросового тепла;

• Повысить проницаемость слоя металлогидрида для снижения потерь давления метана за счет использования добавок из высокопористых материалов;

• Необходимо поддерживать эффективную теплопередачу для обеспечения изотермических условий в слое металлогидрида, что создаст условия для высокой степени извлечения водорода и высокого эксергетического КПД.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-19-00516, https://rscf.ru/project/22-19-00516/ .

Список литературы

1. **IEA**. Global hydrogen review. URL: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024 (дата обращения 22.10.2024).
2. **Энергетическая стратегия** Российской Федерации на период до 2035 года. URL: https://minenergo.gov.ru/ministry/energy-strategy (дата обращения 22.10.2024)
3. **Концепция** развития водородной энергетики в Российской Федерации http://government.ru/docs/42971/ (дата обращения 22.10.2024)
4. **Дорожная карта** развития водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf (дата обращения 22.10.2024)
5. **Lynch F.E..** Metal hydride practical applications // J Less Common Met, 172–174, 1991, pp. 943-958.
6. **Verbetsky V.N., Malyshenko S.P., Mitrokhin S.V., Solovei V.V., Shmal'ko Y.F.**. Metal hydrides: properties and practical applications. review of the works in cis-countries // Int J Hydrogen Energy, 23 (12), 1998, pp. 1165-1177.
7. **Chen X.Y., Wei L.X., Deng L., Yang F.S., Zhang Z.X..** A review on the metal hydride based hydrogen purification and separation technology // Appl Mech Mater, 2014, pp. 3027-3036
8. **Dunikov D.O., Borzenko V.I., Blinov D.V., Kazakov A.N. и др**. Biohydrogen purification using metal hydride technologies // International Journal of Hydrogen Energy 41 (46), 2016, pp. 21787-21794.

УДК 621.352.035

ИССЛЕДОВАНИЕ АККУМУЛЯТОРА ДЛЯ ТЕПЛОВИЗОРА

Пяткин Д.В., Смирнов С.Е., Маркграф М. Н.

Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

Аннотация.

В результате электрохимических испытаний аккумуляторов для тепловизора установлено, что аккумулятор типа Litocala, имеет наименьшее процентное соотношение потери рабочей емкости, обладает низкой величиной саморазряда, более стабильной разрядно/зарядной характеристикой и не подвержен сильной химической деградаций внутренних процессов.

Введение

На сегодняшний день для инженера теплоэнергетика, проводящего энергетическое обследование предприятия, наиболее важным инструментом является портативный тепловизор [1]. С помощью данного устройства обследователь способен определить в какой части здания происходят утечки тепла. Самые современные портативные тепловизоры способны стать полноценной альтернативой тепловизионным комплексам, не уступая в своем функционале. На сегодняшний день даже самые бюджетные устройства оснащены не только тепловизионной камерой и дисплеем, но и модулем Wi-Fi и картой памяти, с помощью которых можно передавать фотографии на телефон или ноутбук. Разрабатывая такое сложное устройство перед инженерами стоит непростая задача – поддержание высокой автономности при небольших габаритах и любых погодных условиях. Автономность тепловизора так же зависит от оптимизированного программного обеспечения, разрешения и яркости экрана, химического источника тока, выбранного для питания. Используя для питания химический источник тока стоит учитывать, что с течением времени его рабочие характеристики уменьшаются. В рассматриваемом приборе используются литий-ионные аккумуляторы. К преимуществам таких источников тока можно отнести высокую энергоемкость, что позволяет хранить большое количество энергии в компактном размере. Они также имеют длительный срок службы и не требуют регулярного обслуживания. Кроме того, литий-ионные аккумуляторы более экологически чистые и могут быть переработаны без какого-либо вреда для окружающей среды [2-7].

Целью наших исследований является проведение зарядно-зарядных испытаний, выбранных образцов аккумуляторов и определение лучшего из них с точки зрения энергетических параметров.

Методы и материалы

Электрохимические испытания аккумулятора проводили на многоканальном потенциостате – гальваностате Elins P-20X8 в автоматическом режиме по заранее записанной в его память программе. Для проведения эксперимента были выбраны 2 аккумулятора различных фирм: Zin Chu RCR123A 700 мА*ч, Litocala 700 мА*ч. Все испытываемые аккумуляторы имели призматическую форму и одинаковый химический состав. Анодный материал – LiC_6, катодный материал – $LiCoO_2$.

Результаты

По результатам проведенных ресурсных испытаний можно увидеть, что аккумулятор Litocala при токе разряда 0.2С имеет разрядную емкость равную 703 мА*ч. При увеличении разрядного тока до величины 1С емкость значительно изменяется. Рис 1 и 2 показывают, что при большем разрядном токе уменьшается время разряда, что свидетельствует о снижении его разрядной емкости. На протяжении всех экспериментов аккумулятор фирмы Litocala смог показать заявленную емкость.

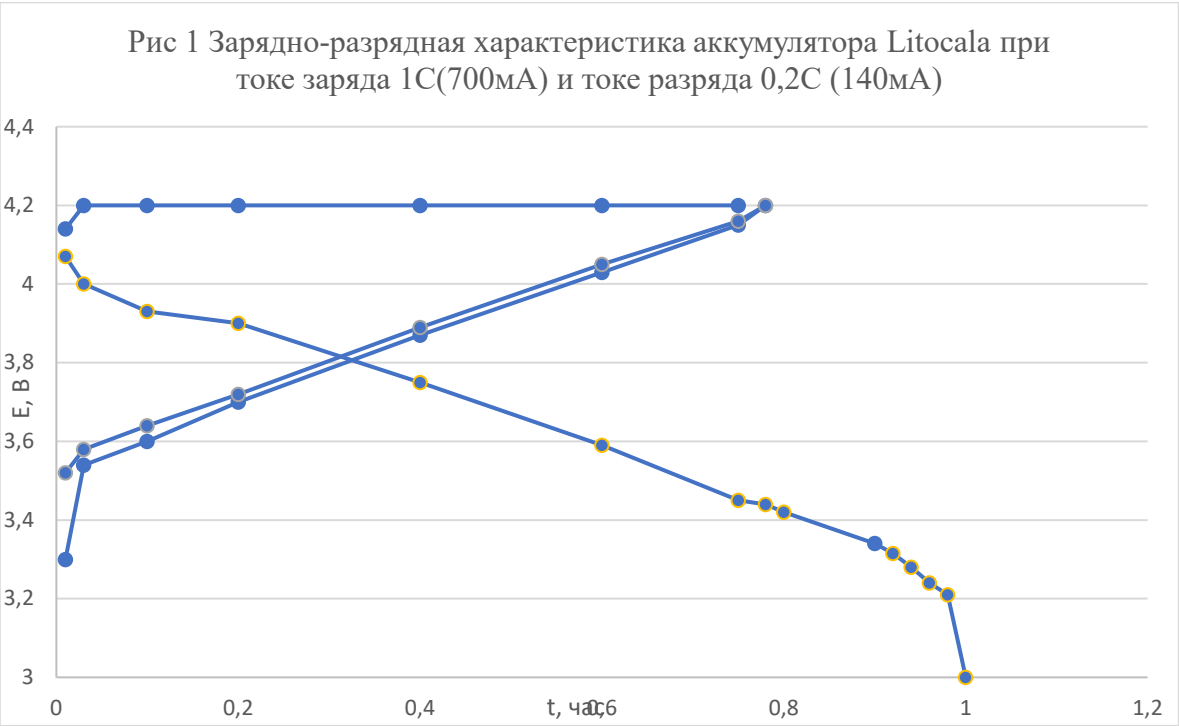
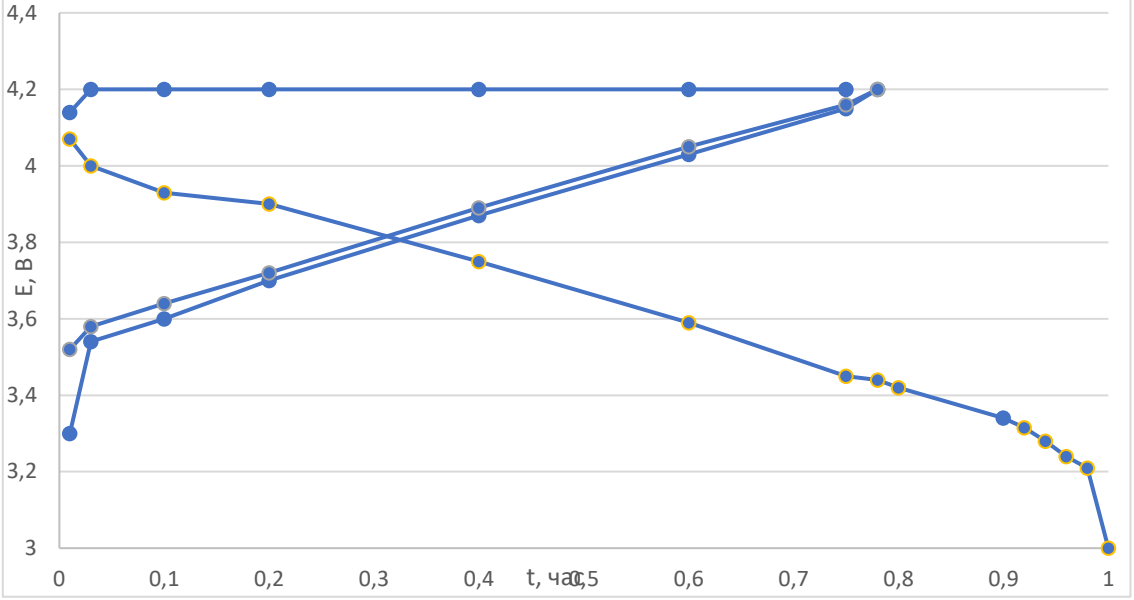


Рис 1 Зарядно-разрядная характеристика аккумулятора Litocala при токе заряда 1С(700мА) и токе разряда 0,2С (140мА)

В сравнении с другим аккумулятором, Zin Chu RCR123A является худшим аккумулятором, поскольку на протяжении всех ресурсных испытаний не смог показать заявленную емкость. При токе разряда 0,2С этот аккумулятор показал 693 мА*ч, а при 1С – 690 мА*ч.

Рис 2 Зарядно-разрядная характеристика аккумулятора Litocala при токе заряда 1С(700мА) и токе разряда 1С (700мА).



Выводы

Исходя из экспериментальных данных, можно сделать вывод, что наилучшими эксплуатационными характеристиками обладает аккумулятор Litocala. Он имеет наименьшее процентное соотношение потери рабочей емкости в отличие от своего конкурента, обладает низкой величиной саморазряда, более стабильной разрядно зарядной характеристикой и не подвержен сильной химической деградаций внутренних процессов.

Список литературы

1. Михеев С.В. Основы инфракрасной техники. – СПБ: Университет ИТМО, 2017. – 127 с.
2. Пуцылов И.А., Смирнов К.С., Егоров А.М., Смирнов С.Е. Перспективные электродные материалы литиевых источников тока /– М.: Издательство «Компания Спутник+», 2015. – 88 с.
3. Коровин Н.В., Скундин А.М. Химические источники тока. М.:Издательство МЭИ. 2003. С.740)
4. Zhang X., Zhou W., Zhang M., Yang Z., Huang W. Superior performance for lithium-ion battery with organic cathode and ionic liquid electrolyte. J. Energy Chem., 2021, vol. 52, pp. 28–32
5. Современные химические источники тока. Гальванические элементы, аккумуляторы, конденсаторы. - СПб.: СПбГУКиТ, 2009. -90 с.
6. Перспективы развития и применения литий-ионных источников тока: Материалы науч.-практ. конф. / Под ред. Ю. А. Быстрова, Н. А. Кудрявцева, Е. Н. Власова – СПб.: Отраслевые журналы, 2004. – 80 с.
7. С. Е. Смирнов, А. Н. Савостьянов, К. С. Смирнов Тенденции в развитии литиевых аккумуляторов // Материалы 10-й Международной научной конференции «Актуальные научные разработки». – 2014. – София. – Т. 28. – С. 36-38.

АТОМНО-ВОДОРОДНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ГОРОДСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЕ

1. Лавриков В.А. Перспективные возможности применения высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов и паровой конверсии метана.
2. Титенков В.В. Электрохимические сенсоры для мониторинга качества воздуха в городской среде.
3. Филимонов А.А., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д. Развитие гибридных водородных энергетических систем с низкими выбросами углерода.
4. Филимонов А.А., Филимонова А.А., Ахметзянова А.Т. Инновационные электрохимические технологии для очистки сточных вод.

УДК 621.039.9

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫХ РЕАКТОРОВ И ПАРОВОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

Лавриков В.А.
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный энергетический университет», Казань, Россия
e-mail: vasiliylavricov@mail.ru

Аннотация.
Приведены результаты исследования перспектив перспективности применения высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (ВТГР) с паровой конверсией метана (ПКМ) для получения водорода. Выявлены основные преимущественные особенности АЭС с ВТГР для получения водорода с помощью паровой конверсии метана. Рассмотрен принцип работы ВТГР.

Комбинированное использование ВТГР и ПКМ обусловлено тем, что конструктивные особенности реакторов типа ВТГР способны разогреть применяемый в них гелиевый теплоноситель до 950℃, что позволяет эффективно осуществлять производство водорода, который в дальнейшем может быть использован в различных промышленных отраслях.

Поскольку с каждым годом появляется все больше новых отраслей применения водорода, вопрос его недорогого и эффективного синтеза является актуальным на сегодняшний день.

Введение.

Современный мир сталкивается с различными проблемами в области энергетики, включая необходимость снижения углеродных выбросов, перехода к более устойчивым источникам энергии. Наиболее остро с каждым годом возрастает проблема производства водорода. В связи с этим высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы (ВТГР) и паровая конверсия метана представляют собой перспективные технологии, способные существенно изменить подходы к производству водорода. ВТГР обладает высоким термическим КПД, повышенным уровнем безопасности (это связано в основном с применением в их конструкции керамических элементов, с использованием гелиевого теплоносителя) и высокой температурой теплоносителя, что делает их перспективными для реализации эффективного производства водорода при помощи ПКМ.

В данной статье будут рассмотрены потенциальные возможности применения ВТГР в сочетании с паровой конверсией метана, анализ их преимуществ и недостатков, а также оценка перспективы интеграции этих технологий в существующие энергетические инфраструктуры. Это исследование направлено на выявление ключевых факторов, способствующих успешному внедрению данных инноваций в современную энергетику.

Цель работы – анализ перспектив применения АЭС с ВТГР для осуществления производства водорода путем ПКМ.

Основные особенности реакторов типа ВТГР.

В отличии от водо-водяных энергетических реакторов, в реакторах типа ВТГР основным конструкционным материалом является керамика, благодаря чему подобные реакторы способны выдерживать высокие температуры. Также гелиевый теплоноситель, применяемый в большинстве ВТГР, позволяет избежать химического взаимодействия между элементами топлива, теплоносителя и замедлителя. Топливо же для данных реакторов бывает либо шарообразным, либо имеет вид блоков с формой шестигранной призмы.

Особенность данных компоновок топлива заключается в том, что при призматической форме топлива (как, например, в проекте газотурбинного модульного гелиевого реактора – ГТ

МГР) реактор объединен с газовой турбиной, что позволяет обеспечивать высокий КПД, порядка 50%. При втором же варианте компоновки, когда топливо имеет шарообразную форму, появляется возможность осуществлять перегрузку топлива непосредственно во время работы реактора.

Производство водорода путем высокотемпературного электролиза (ВТЭ).

Высокотемпературный электролиз представляет собой вариацию обычного электролиза. При ВТЭ необходимое количество энергии частично идет на расщепление воды, другая часть энергии при этом идет на нагревание пара, благодаря чему повышается эффективность данного процесса.

Применение ВТЭ возможно с применением реакторов типа ВТГР, к примеру, можно использовать реакторную установку с модульным высокотемпературным газоохлаждаемым реактором (МГР-Т), компоновка которого представлена на рисунке 1. При данном варианте использования тепло, отводимое теплоносителем от реактора, через специальный теплообменник (ВТО) поступает к пару, из-за чего происходит процесс пароперегревания при температуре порядка 800℃. Остаточная часть тепла при этом в дальнейшем поступает в электроблок, идущий за теплообменником, и преобразуется в электроэнергию.

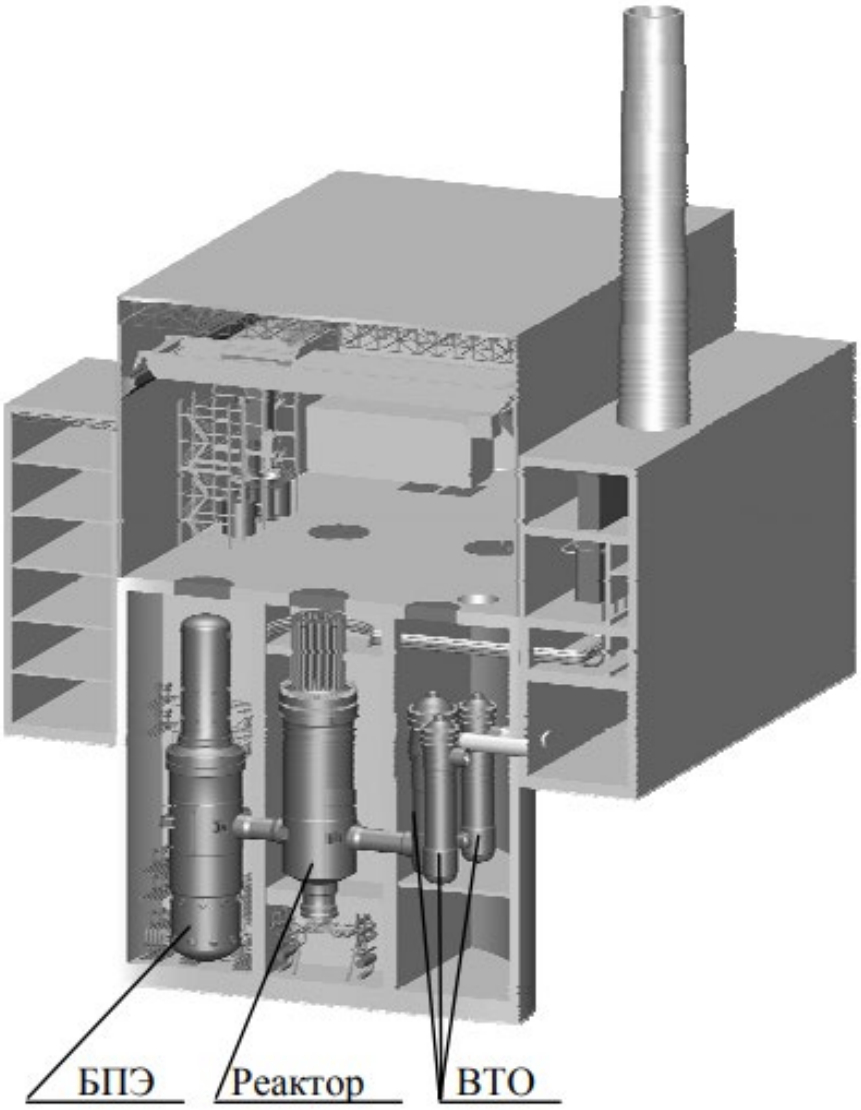


Рис.1. Компоновка РУ МГР-Т для варианта с паровой конверсией метана

Выводы.

1. Эффективность и безопасность: ВТГР обладают высоким термическим КПД и повышенным уровнем безопасности благодаря использованию керамических материалов и гелиевого теплоносителя. Это позволяет им работать при высоких температурах, что является критически важным для эффективного синтеза водорода.

2. Потенциал интеграции: Исследование показывает, что технологии ВТГР и ПКМ могут быть интегрированы в существующие энергетические инфраструктуры, что позволит повысить общую эффективность производства и использования водорода.

3. Перспективы дальнейших исследований: Необходимы дополнительные исследования для оценки экономической целесообразности внедрения ВТГР и ПКМ на промышленном уровне, а также для изучения возможных экологических последствий.

Список литературы

1. **А. Я. Столяревский** Производство альтернативного топлива на основе ядерных энергоисточников // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). - 2008. - №6. - С. 73-77.
2. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫЕ РЕАКТОРЫ // CYBERLENINKA URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vysokotemperaturnye-gazoohlazhdaemye-reaktory/viewer (дата обращения: 22.10.2024).
3. Реактор МГР-Т – источник энергии для производства водорода // Атомная энергия 2.0 URL: https://www.atomic-energy.ru/technology/7405 (дата обращения: 22.10.2024).
4. Применение высокотемпературных модульных гелиевых реакторов для теплоснабжения энергоемких производств // РосТепло URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2434 (дата обращения: 22.10.2024).
5. АТОМНО-ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА // АТОМНАЯ ЭНЕРГИЯ URL: https://j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/3328 (дата обращения: 22.10.2024).
6. ВТГР // AtomInfo URL: http://www.atominfo.ru/index.html (дата обращения: 22.10.2024).
7. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства // CYBERLENINKA URL: https://cyberleninka.ru/article/n/prognoznye-otsenki-stoimosti-vodoroda-v-usloviyah-ego-tsentralizovannogo-proizvodstva (дата обращения: 22.10.2024).
8. «Водородная энергетика — одно из стратегических направлений технологического развития России» // ВЕСТНИК АТОМА URL: https://atomvestnik.ru/2023/10/04/vodorodnaja-jenergetika-odno-iz-strategicheskih-napravlenij-tehnologicheskogo-razvitija-rossii/ (дата обращения: 22.10.2024).

УДК 621.382:628.5

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ СЕНСОРЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА КАЧЕСТВА ВОЗДУХА В ГОРОДСКОЙ СРЕДЕ

Титенков В. В.
Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
e-mail: VyacheslavT90@yandex.ru

Аннотация.
Приведены результаты анализа принципов работы электрохимических сенсоров для мониторинга качества воздуха в городской среде. Рассмотрены основные компоненты и механизмы их функционирования. Проведен обзор современных технологических решений и перспектив развития электрохимических сенсоров. Приведены примеры успешных проектов и инициатив, направленных на улучшение качества воздуха в городах. Сформулированы предложения по дальнейшему внедрению и усовершенствованию электрохимических сенсоров для повышения эффективности мониторинга и контроля загрязнения воздуха.

Введение.

Качество воздуха в городской среде является критически важным фактором, влияющим на здоровье населения и общее благополучие. С ростом урбанизации и промышленного развития увеличивается уровень загрязнения воздуха, что требует эффективных методов мониторинга и контроля. Электрохимические сенсоры представляют собой передовую технологию, которая может значительно улучшить мониторинг качества воздуха в городах.

Электрохимические сенсоры работают на основе электрохимических реакций, которые происходят на поверхности электродов. Эти сенсоры могут обнаруживать различные загрязнители воздуха, такие как оксиды азота (NOx), диоксид серы (SO2), озон (O3) и летучие органические соединения (ЛОС). Принцип работы заключается в измерении изменений электрических свойств (например, тока или напряжения) в результате взаимодействия загрязнителей с электродами.

Цель работы - целью данной статьи является исследование принципов работы электрохимических сенсоров, их применения для мониторинга качества воздуха в городской среде, а также анализ технологических решений и перспектив развития. В статье также рассматриваются примеры успешных проектов и инициатив, направленных на улучшение качества воздуха в городах.

Методы и материалы.

Для достижения поставленной цели были использованы следующие методы и материалы:

1. Анализ литературы: Изучение научных статей, отчетов и документов, посвященных электрохимическим сенсорам и их применению для мониторинга качества воздуха.
2. Экспериментальные исследования: Проведение лабораторных испытаний электрохимических сенсоров для оценки их чувствительности и селективности.
3. Анализ данных: Сбор и анализ данных о качестве воздуха в различных городах, полученных с помощью электрохимических сенсоров.
4. Кейс-стади: Изучение примеров успешных проектов и инициатив, направленных на улучшение качества воздуха в городах.

Принципы работы электрохимических сенсоров

Электрохимические сенсоры работают на основе электрохимических реакций, которые происходят на поверхности электродов. Эти сенсоры могут обнаруживать различные загрязнители воздуха, такие как оксиды азота (NOx), диоксид серы (SO2), озон (O3) и летучие органические соединения (ЛОС). Принцип работы заключается в измерении изменений электрических свойств (например, тока или напряжения) в результате взаимодействия загрязнителей с электродами.

Электрохимические сенсоры состоят из нескольких основных компонентов:

- Электроды: Металлические или полупроводниковые электроды, на которых происходят электрохимические реакции.
- Электролит: Вещество, обеспечивающее проводимость между электродами.
- Источник питания: Обеспечивает необходимое напряжение для проведения электрохимических реакций.
- Измерительное устройство: Регистрирует изменения электрических свойств и передает данные на анализатор.

Применение сенсоров для мониторинга качества воздуха в городах

Электрохимические сенсоры могут быть интегрированы в различные системы мониторинга качества воздуха, включая стационарные станции и мобильные устройства. Они могут использоваться для:

- Реального времени мониторинга уровня загрязнения воздуха.
- Определения источников загрязнения и их локализации.
- Оценки эффективности мер по снижению загрязнения воздуха.
- Предупреждения населения о высоких уровнях загрязнения и рекомендаций по защите здоровья.

Технологические решения и перспективы развития

Современные электрохимические сенсоры обладают высокой чувствительностью, селективностью и быстротой отклика. Они могут быть миниатюризированы и интегрированы в различные устройства, включая смартфоны и носимые гаджеты. Перспективы развития включают:

- Разработку новых материалов для электродов, которые повышают чувствительность и селективность сенсоров.
- Интеграцию сенсоров с системами больших данных и искусственного интеллекта для более точного анализа и прогнозирования качества воздуха.
- Создание сетей сенсоров, которые обеспечивают полное покрытие городской территории и позволяют получать детальную информацию о распределении загрязнителей.

Примеры успешных проектов и инициатив

В последние годы многие города по всему миру начали внедрять электрохимические сенсоры для мониторинга качества воздуха. Например:

- В Лондоне была создана сеть сенсоров, которая предоставляет данные о качестве воздуха в реальном времени и помогает городским властям принимать меры по снижению загрязнения.
- В Пекине используются мобильные сенсоры для мониторинга качества воздуха в различных районах города, что позволяет более точно определять источники загрязнения.

Вывод

Электрохимические сенсоры представляют собой мощный инструмент для мониторинга качества воздуха в городской среде. Их высокая чувствительность и селективность делают их незаменимыми для оценки уровня загрязнения и принятия мер по его снижению. С развитием технологий и интеграцией сенсоров в различные системы мониторинга, города смогут значительно улучшить качество воздуха и обеспечить более здоровую и устойчивую среду для своих жителей.

Список литературы

1. **Кузнецов В.И., Уваров А.В.** Электрохимические методы анализа. М.: Химия, 2005.
2. **Иванов А.П., Петров С.В.** Сенсоры и системы мониторинга качества воздуха. СПб.: Наука, 2010.
3. **Смирнов Д.А., Козлов И.В.** Принципы работы электрохимических сенсоров. М.: Изд-во МГУ, 2015.

4. **Захаров Н.Н., Федоров К.А.** Технологии мониторинга и контроля загрязнения воздуха. М.: Экология, 2018.
5. **Волков П.С., Соколов М.И.** Перспективы развития электрохимических сенсоров для городской среды. М.: Наука, 2020.

УДК 532.2

РАЗВИТИЕ ГИБРИДНЫХ ВОДОРОДНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С НИЗКИМИ ВЫБРОСАМИ УГЛЕРОДА

Филимонова А.А., **Чичирова Н.Д.**, **Филимонов А.А.**
Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
*e-mail: aachichirova@mail.ru

Аннотация.

В статье рассматриваются фундаментальные и практические исследования в области создания гибридных атомно-водородных энергетических систем и гибридных энергоустановок с топливными элементами. В работе определены приоритеты и технологии, направленные на повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии. Гибридные энергетические системы представляют собой новое направление в энергетике, которое включает в себя атомно-водородную энергетику и энергоустановки с топливными элементами. Эти системы обеспечивают высокую электрическую эффективность, низкие выбросы и гибкость в использовании топлива, что делает их привлекательным вариантом для производства электроэнергии.

Введение.

В связи с изменением климата и увеличением выбросов парниковых газов, потребность в возобновляемых и экологически чистых источниках энергии становится всё более актуальной.

Уровень загрязнения от ископаемого топлива уже достаточно высок, чтобы оказывать негативное влияние на здоровье людей и окружающую среду, особенно в густонаселённых регионах.

Водород, тепловая и электрическая энергия — это потенциальные ресурсы, которые могут быть получены с помощью гибридных энергетических систем.

В будущем все энергетические системы должны стать гибридными, объединяя различные источники энергии и методы преобразования в единую систему с оптимальной эффективностью и минимальным воздействием на окружающую среду. Эта система будет устойчивой и экологически чистой, и водород станет связующим звеном в этом процессе [1].

Внедрение гибридных систем также окажет значительное положительное влияние на страны с большими запасами ископаемого топлива. Эти ресурсы имеют высокую ценность и могут быть переработаны в различные химические вещества и материалы с большей пользой, чем их использование для производства тепла.

Водород, с одной стороны, является ценным продуктом, который можно получить с помощью гибридных атомно-водородных систем и хранить в нём энергию. С другой стороны, водород можно использовать для гибридных энергетических систем с топливными элементами и газовыми турбинами. При использовании водорода не образуется оксид углерода, что делает его гораздо более чистым топливом, чем нефть или природный газ, которые используются в настоящее время.

В связи с этим, актуальность темы обусловлена постоянными изменениями в структуре и приоритетах мирового потребления энергии, вызванными актуальными проблемами в области климата, экологии, распределения топливных ресурсов, политики и экономики. Эти проблемы заставляют исследователей и производителей искать альтернативные, экологически чистые, эффективные и ресурсосберегающие методы производства электроэнергии и тепла [2].

Цель работы – анализ решения проблемы обеспечения человечества экологически чистыми энергоресурсами в области атомной и водородной энергетики.

Атомно-водородные гибридные энергетические системы.

С ростом использования возобновляемых источников энергии и увеличением спроса на экологически чистые и устойчивые технологии, ядерно-гибридные энергетические системы могут стать одним из способов поддержания конкурентоспособности атомной энергетики.

Ядерно-водородная гибридная технология позволяет производить альтернативный продукт — водород, который может использоваться для регулирования нагрузки на сеть. Этот водород может накапливаться и преобразовываться обратно в энергию в периоды высоких цен на электричество или использоваться в качестве топлива для транспортировки.

Ядерный реактор, подключенный к производству водорода, может повысить общую эффективность и улучшить использование основного оборудования [3]. Температура реакторов колеблется в пределах 300–950 °C для реакторов III и IV поколений. Эти реакторы могут использовать избыточное тепло и электроэнергию в непиковые периоды для производства водорода.

Основные технологии производства водорода включают электролиз воды, термохимическое расщепление воды и комбинацию этих двух методов. В сочетании с мощностью ядерного реактора около 2000 МВт эти технологии могут производить от 200 до 500 тонн водорода в сутки без выбросов CO_2.

Существующие гибридные технологии пока не являются экономически эффективными и требуют либо повышения цен на электроэнергию, либо субсидий или повышения цен на водород для покрытия капитальных затрат [4]. Однако перспективные проекты ГК «Росатом» могут обеспечить финансирование атомных электростанций для демонстрации возможностей производства водорода и повышения конкурентоспособности гибридных технологий [5].

Гибридная энергетическая система с топливным элементом.

Среди инновационных технологий топливные элементы представляют собой одну из наиболее перспективных систем преобразования энергии.

В этих элементах водородное топливо перерабатывается электрохимическим путём без сгорания, что обеспечивает высокую электрическую эффективность и снижает выбросы углекислого газа [6].

Кроме того, стоит отметить, что электрохимическая реакция в таких элементах сопровождается выделением значительного количества тепла, которое может быть использовано для целей когенерации, таких как отопление помещений, производство горячей воды, централизованное отопление и производство пара [7, 8].

Одним из самых известных пилотных проектов является гибридная электростанция Siemens Westinghouse ТОТЭ-ГТ мощностью 220 кВт, установленная в Калифорнийском университете. Эта система стала первым относительно мощным примером гибридной технологии ТОТЭ-ГТ [9].

Одной из основных проблем технологии ТОТЭ-ГТ является высокая стоимость материалов и производства. Использование дорогостоящих материалов, таких как керамика и драгоценные металлы, для топливных элементов, а также сложные производственные процессы способствуют высокой стоимости технологии. Кроме того, потребность в усовершенствованных системах управления и интеграции компонентов топливных элементов и газовой турбины увеличивает общую стоимость.

Ещё одной проблемой является долговечность и надёжность систем ТОТЭ-ГТ. Высокие рабочие температуры и термоциклирование могут привести к деградации компонентов топливных элементов, сокращая их срок службы и производительность. Это требует постоянных исследований и разработок для повышения долговечности, и надёжности технологии.

Несмотря на эти проблемы, гибридная система с топливным элементом показывает высокие экологические характеристики и электрическую эффективность.

Выводы.

В решении проблем и вызовов, связанных с ресурсами и экологией в сфере энергоснабжения, ключевую роль играет водород. Он может выступать в качестве универсального накопителя и источника энергии, а также сырья для промышленности.

Гибридные системы ТОТЭ-ГТ находят широкое применение в различных отраслях промышленности. Кроме того, они используются для распределённого производства электроэнергии на промышленных и коммерческих объектах. Благодаря высокой эффективности и низким выбросам, системы ТОТЭ-ГТ являются привлекательным вариантом для производства энергии в экологически чувствительных районах.

В заключение, хотя гибридные технологии атомно-водородной энергетики и топливных элементов сталкиваются с такими проблемами, как высокая стоимость и долговечность, их перспективы в области экологически чистого и эффективного производства электроэнергии выглядят многообещающе.

Список литературы

1. Zhiznin, S.Z., Timokhov, V.M., Gusev. A.L Economic aspects of nuclear and hydrogen energy in the world and Russia,International / Journal of Hydrogen Energy // 45 (56). 2020. pp. 31353-31366.
2. Holladay, J.D., Hu, J., King, D.L., Wang, Y. An overview of hydrogen production technologies / Catal. Today // 139 (4). 2009. pp. 244-260.
3. Nikolaidis, P., Poullikkas, A. A comparative overview of hydrogen production processes / Renew. Sustain. Energy Rev. // 67. 2017. pp. 597-611.
4. Pinsky, R., Sabharwall, P., Hartvigsen, J. Comparative review of hydrogen production technologies for nuclear hybrid energy systems, / Progress in Nuclear Energy // 123. 2020. 103317.
5. El-Emam, R.S., Constantin, A., Bhattacharyya, R., Ishaq, H. Nuclear and renewables in multipurpose integrated energy systems: A critical review / Renewable and Sustainable Energy Reviews // 192. 2024. 114157.
6. Пономарев-Степной, Н.Н. Атомно-водородная энергетика / Н. Н. Пономарев-Степной // Атомная энергия. 2004. 96 (6). С. 411– 425.
7. Филимонова, А.А., Гашо, Е.Г., Чичирова, Н.Д. Атомно-водородные гибридные энергетические системы и установки нового поколения: введение в проблему. Монография, ФГБОУ ВО КГЭУ - Казань, 2023.
8. Анисимов, П.Н. Автономные стационарные комбинированные энергетические установки для энергообеспечения производств / П.Н. Анисимов, А.А. Медяков, А.П. Осташенков // Энергосбережение и водоподготовка. 2021. 6 (134). С. 14–19.
9. Коровин, Н. В. Расчет коэффициента полезного действия гибридной электростанции с высокотемпературным топливным элементом / Н. В Коровин, А.С. Седлов, Ю.А. Славнов, В. Д. Буров // Теплоэнергетика. 2. 2007. С. 49–53.

УДК 532.2

ИННОВАЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Филимонова А.А., **Ахметзянова А.Т.**, **Филимонов А.А.**
Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
*e-mail: aachichirova@mail.ru

Аннотация.
В статье рассматривается инновационный подход к очистке сточных вод с использованием технологии обратного электродиализа (RED). Эта технология была разработана в последние годы и представляет собой уникальный метод очистки сточных вод.Принцип работы установки, основанной на технологии обратного электродиализа, заключается в том, что она способна разрушать загрязняющие компоненты до более простых и безопасных веществ. При этом происходит генерация электроэнергии за счет разницы в концентрации солей между сточными водами и водой с низкой минерализацией, например, водопроводной. В условиях растущей экологической проблемы, связанной с выбросами токсичных газов и, в частности, углекислого газа, технология обратного электродиализа может стать эффективным решением. Она позволяет получать электроэнергию с высокими экологическими характеристиками и одновременно утилизировать отходы промышленности, энергетики и социальной сферы.

Введение.

В современном мире наблюдается растущий интерес к экологичным источникам энергии.

Обратный электродиализ — это метод получения альтернативной энергии, который заключается в обратимом перемешивании растворов солей с разной концентрацией. Он имеет широкий спектр применения в различных отраслях промышленности, включая очистку сточных вод. Однако для коммерческого использования технологии RED есть некоторые препятствия, связанные с низкой мощностью тока и стоимостью ионселективных мембран.

Цель работы – анализ теоретических и экспериментальных исследований использования технологии обратного электродиализа для очистки сточных вод, а также теоретический анализ химических процессов, происходящих в ходе этого процесса.

Принцип работы обратного электродиализа.

Блок RED состоит из набора чередующихся анионообменных и катионообменных мембран, которые формируют систему каналов [1].

Когда через эти каналы проходят два раствора с разной концентрацией солей, возникает градиент солености. Этот градиент вызывает перенос ионов через мембраны из отсека с более концентрированными растворами в отсек с менее [2].

Благодаря наличию мембран, которые избирательно пропускают ионы, происходит перенос таким образом, что внутри блока возникает поток ионов. Этот поток ионов может быть преобразован в электрический ток с помощью окислительно-восстановительных реакций или с помощью электродов, которые работают как электрические конденсаторы [3].

Очистка сточных вод с помощью технологии RED.

В исследовании, проведённом Scialdone и его коллегами, было впервые продемонстрировано, что RED может эффективно применяться для очистки различных видов сточных вод, содержащих органические и неорганические вещества, благодаря окислительно-восстановительным реакциям [4].

В последующие годы другие учёные решили использовать градиенты солёности и RED для очистки сточных вод, загрязнённых органическими веществами [5, 6], соединениями Cr(VI) [7], аммиаком [8], перхлоратом [9] и микроорганизмами [10].

Было показано, что органические загрязнители могут быть удалены в катодном отделении методом электрофореза и/или в анодном отделении путём прямого анодного окисления или окисления электрогенерированным активным хлором. В качестве примера, водные растворы кислотного оранжевого 7 (AO7), модельного органического соединения, устойчивого к традиционным биологическим процессам, обрабатывали в обоих электродных отсеках.

Как цвет раствора, так и органические вещества были полностью удалены на обоих электродах, а общее содержание органических веществ в растворе было снижено более чем на 60% [4].

Выводы.

RED можно использовать в сочетании с технологиями опреснения для достижения синергетического эффекта, что позволяет увеличить удельную мощность и скорость извлечения воды при минимальном объёме рассола. Для дальнейшего повышения этих показателей необходимо изучить дополнительные комбинации RED с несколькими технологиями опреснения и гибридные режимы.

Кроме того, RED может быть разработан для эффективной очистки сточных вод без использования внешнего источника энергии. Для практического применения необходимо оценить исследования по его энергоэффективности и стоимости.

Эти уникальные применения обратного электродиализа расширяют область применения технологии. Также рекомендуется улучшить электроды RED, питательные растворы и мембраны, что может стать основой для дальнейшего развития технологии.

Однако на данный момент уникальные применения и улучшения RED находятся на стадии лабораторных исследований, и необходимо провести дополнительные исследования. Следует разработать больше технологий для использования RED «на месте» или для эффективного преобразования энергии.

С появлением новых технологий могут появиться новые возможности комбинирования RED с этими системами для достижения синергетического эффекта, что повысит энергоэффективность обратного электродиализа и гибридных процессов.

Список литературы

1. Чичиров А.А., Филимонова А.А., Чичирова Н.Д., Майоров Е.С. Экспериментальные исследования электрических и массообменных процессов при обратном электродиализе/ Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики // 25 (4). 2023. С. 53-70.
2. Filimonova A. A. Electro-membrane technologies in energy and industry / Membranes and Membrane Technologies // 2. 2020. pp. 221-229.
3. Ramasamy G., Rajkumar P. K., Narayanan M. Generation of energy from salinity gradients using capacitive reverse electro dialysis: a review / Environmental Science and Pollution Research // 2021. C. 1-10.
4. Scialdone O., D'Angelo A., Galia A. Energy generation and abatement of Acid Orange 7 in reverse electrodialysis cells using salinity gradients / J Electroanal Chem // 738. 2015. pp. 61-68.
5. Wang S., Wu X., Xu S., Leng Q. Dong Experimental investigation on the removal of phenol from simulated wastewater by reverse electrodialysis reactor / Desalination Water Treat // 276. 2022. pp. 50-61.
6. Jia Y., Wu X., Xu S., Zhang Y., Leng Q. Methyl orange degradation and hydrogen production simultaneously by a reverse electrodialysis− electrocoagulation coupling system powered by salinity gradient energy / Energy Convers Manag // 276. 2023. Article 116550.
7. Zhang W., Zhou Y., Hu C., Qu J. Electricity generation from salinity gradient to remove chromium using reverse electrodialysis coupled with electrocoagulation / Electrochim Acta // 379. 2021. Article 138153.

8. Zhou Y., Zhao K., Hu C., Liu H., Wang Y., Qu J. Electrochemical oxidation of ammonia accompanied with electricity generation based on reverse electrodialysis / Electrochim Acta // 269. 2018. pp. 128-135.
9. Ensano B.M.B., Ahn Y. Reverse electrodialysis for perchlorate abatement in salt water / Desalination Water Treat // 230. 2021. pp. 129-135.
10. Jwa E., Yoon K., Mok Y.S., Oh J.H., Han J., Jeung Y., Hwang K.S. Enhanced electrochemical disinfection of domestic aquaculture wastewater with energy production in reverse electrodialysis / Aquaculture // 548. 2022. Article 737554.

ЭКОНОМИКО-ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

1. Шувалов И.Г., Бологова В.В. Повышение энергетической и экономической эффективности энергоснабжения при реализации технологии тригенерации.
2. Фадеев М.Ю. Использование отходов при введении циркулярной экономики для решения задач энергосбережения и экологии.
3. Воропанов Н.С., Смирнова Д.А. Анализ опыта российских компаний внедрения цифровых технологий в сфере теплоснабжения.
4. Мартынов А.В., Смирнова Д.А. Повышение энергоэффективности электростанции за счет модернизации оборудования.
5. Бойко В.И., Смирнова Д.А. Повышение энергоэффективности регионального теплоснабжения путем использования механизмов ГЧП.
6. Барханов Е.Ю., Фрей Д.А. Методические вопросы экономической оценки микрогенерации.
7. Гарбузов В.И., Кискачи Г.А., Снадина Т.Н., Фрей Д.А. Оценка влияния развития распределенной генерации на деятельность энергокомпаний.
8. Кырджагасова М.А., Бологова В.В. Повышение энергетической и экономической эффективности систем водоснабжения и водоотведения на примере Республики Саха (Якутия).
9. Поташков Д.С., Бологова В.В. Анализ возможностей повышения энергетической и экономической эффективности систем теплоснабжения при их развитии на основе совершенствования механизма государственно-частного партнерства.

УДК 338.33

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТРИГЕНЕРАЦИИ

Шувалов И.Г., Бологова В.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: ShuvalovIG@mpei.ru; BologovaVV@mpei.ru

Аннотация

Приведены результаты анализа энергетической и экономической эффективности реализации тригенерации при разработке схем минигенерации. Выявлена необходимость внесения дополнений в нормативно-правовую базу с целью создания благоприятных условий для создании объектов тригенерации. Собраны исходные данные, проведены расчеты и определена экономия ресурсов при переходе от раздельной схемы производства холода к схеме с тригенерацией. Проведены расчеты по оценке экономической эффективности инвестиций в схему тригенерации. Рассмотрены варианты участия государства и сформулированы предложения по созданию условий для реализации инвестиционных проектов тригенерации.

Введение

На объектах имеющих собственные электрогенерирующие мощности, чаще всего на нужды отопления и горячего водоснабжения, используется тепловые вторичные энергетические ресурсы (ВЭР) энергетической установки, что переводит её в когенерационную. В летний период тепловая энергия от энергетической установки потребителю нужна в малых объёмах, поэтому выделяемое тепло утилизируется в градирнях. Однако, в летний период появляется потребность в холоде. Так, для охлаждения и вентиляции 1 000 кв.м офисных площадей необходимо 150-170 кВт холодильной мощности.

Для поддержания микроклимата помещений используют электропотребляющие холодильное оборудование. Довольно распространённый метод, однако он не учитывает наличие технологий, использующих ВЭР. К таким технологиям можно отнести и тригенерацию. Создание объектов тригенерации целесообразно при новом строительстве, при увеличении спроса на холод, а также при необходимости замены установок, генерирующих холод, вследствие их полного износа.

Высокие удельные капитальные затраты, ограничение финансовых возможностей и ограниченный доступ к технологическим решениям на мировом рынке требуют государственной поддержки при применении тригенерации для социально значимых групп потребителей. На основании анализа существующих нормативно-правовых актов, регулирующих деятельность энергогенерирующих субъектов, и существующей практики, были проработаны возможные меры поддержки государства при создании тригенерации.

Цель работы – разработать мероприятия по энергосбережению при обеспечении потребителей тепловой энергией и холода, провести анализ возможностей и условий их реализации, в том числе с участием государства для социально значимых объектов-потребителей.

Методы и материалы

Для поддержания определенного температурного режима могут быть использованы теплогенерирующие или холодогенерирующие установки [1, 2], расход ресурсов в которых определяется используемой технологией, а выработка – климатическими условиями и характеристиками зданий потребителей. Эти значения были учтены при выполнении исследования.

Производство холода для реализации вышеуказанной цели, а также для некоторых технологий промышленный предприятий, где одним из ресурсов является холод, в настоящее

время осуществляется по раздельной схеме преимущественно на фреоновых электропотребляющих установках. Основным ресурсом при производстве является электроэнергия [3]. Более редко при производстве холода применяются абсорбционные холодильные машины (АБХМ). Доля электроэнергии в структуре себестоимости производства холода и удельные капитальные вложения приведены в табл.1.

Таблица 1. Результаты сравнения технологий по производству холода

Технология	Величина затрат на электроэнергию в структуре себестоимости холода	Расход электроэнергии на охлаждение конденсаторов	Удельные капитальные вложения, тыс.руб./кВт холода
Фреоновые холодильные установки	50%	+	35-70
АБХМ	15%	-	25-55

Для ряда организаций, таких как аэропорты, вокзалы, производство сельскохозяйственной продукции, социальные объекты и т.п., требующих тепловую энергию на отопление и прочие сантехнические нужды, электроэнергию на технологию и сантехнические нужды, часто создают собственную генерацию, в т.ч. когенерацию. При работе таких объектов имеют место дополнительные потери тепловой энергии, в основном в летний период, при охлаждении различных конструктивных элементов технологии [4]. Величина потерь тепловой энергии составляет около 2%.

При объединении технологий по производству тепловой энергии и холода может быть получена экономия электрической энергии на производство холода по сравнению с раздельной технологией, что повышает энергетическую эффективность генерации.

В настоящее время объекты тригенерации [5] мало распространены в силу высокой стоимости их создания, отсутствия типовых проектировочных решений и необходимости переподготовки и подготовки персонала нужной квалификации для эксплуатации оборудования, а также достаточного количества финансовых средств.

В соответствии с действующим законодательством, регулированию и контролю со стороны государства подвергаются те виды деятельности, которые носят характер естественных монополий, (например, передача электрической и тепловой энергии по сетям), то есть те виды деятельности, существование рынка в которых неэффективно и может привести к повышению цен на рынке. При решении вопросов, рассматриваемых в данном исследовании под такое регулирование попадает часть энергобизнеса, связанная с теплогенерацией и электроэнергетикой. Регулирования же рынка холода не существует, так как нет необходимости, технологической возможность и потребности в создании глобального рынка холода.

Таким образом, рассматривая вопросы построения технико-экономической модели деятельности организации, использующей технологии тригенерации в своей хозяйственной практике, необходимо учитывать особенности системы регулирования при формировании финасово-хозяйственных потоков.

Формируя модель необходимо разделять денежные потоки по видам деятельности и отдельно формировать себестоимость не только электроэнергии и тепла, но и холода, как отдельного вида продукции, несмотря на отсутствие рынка продукта в этой сфере энергобизнеса [6].

Результаты

При производстве холода могут использоваться различные технологии. Часто применяется в хозяйственной практике раздельное производство. Наиболее распространённый способ производства холода – это производство на оборудовании, использующие фреоновые холодильные машины [7].

Был проведен анализ структуры себестоимости производства холода на различных установках и определена доля затрат на электроэнергию, для абсорбционных холодильных машин (АБХМ) это значение составило около 15%, для фреоновых – около 50%. Однако фреоновые холодильные установки нецелесообразно использовать при создании тригенерации, т.к., во-первых, при ее работе расходуется на 20-30% электроэнергии больше, чем при работе АБХМ, и, во-вторых, на фреоновых установках необходимо утилизировать выделяемую на конденсаторах тепловую энергию, что идет в противоречие с целью энергосбережения.

При использовании объектов тригенерации, которые создаются на основе когенерации и АБХМ, величина расхода электроэнергии на собственные нужды снижается на 25-35%. Это приводит к снижению себестоимости производства холода на 3,5-5% и, следовательно, росту общей рентабельности на 3-4%. Поэтому экономически целесообразно на новых объектах-потребителях тепловой энергии и холода, устанавливать тригенерацию.

По результатам проведенного анализа можно сделать вывод о сравнительной эффективности применения технологий АБХМ при энергоснабжении объектов тремя видами энергоресурсов. Вопросы разработки и внедрения в хозяйственную практику финансовых моделей анализа эффективности различных видов энергоресурсов требуют дальнейшей разработки и уточнения.

Выводы

1. Проведен анализ и сравнение возможных вариантов производства холода и обоснован выбор технологии для реализации при создании тригенерации.
2. Определен энергетический и экономический эффект при применении тригенерации для вновь создаваемых объектов – потребителей тепловой энергии и холода, и для объектов, требующих увеличения объемов производства холода или замены генерирующего оборудования по причине его полного износа. Расход электроэнергии снизится на 3,5-5%, общая рентабельность вырастет на 3-4%.
3. С точки зрения формирования потока себестоимости и выручки холода необходимо выделение данного вида деятельности в состав основных энергобизнесов и всестороннее изучение потенциала повышения эффективности за счет интегрированной энергетической системы энергоснабжения и дифференциации энергохозяйства социально значимых объектов.
4. Финансово – экономическая модель формирования потоков средств при проектировании технических решений применения технологии тригенерации на объектах социальной значимости должны учитывать особенности регулирования энергорынков в соответствии с законодательством Российской Федерации. Наличие как минимум двух подконтрольных с точки зрения тарифообразования видов деятельности, налагает на объект тригенерации дополнительные организационные ограничения с одной стороны. С другой же стороны – позволяет привлечь как внимание регулятора, так и дополнительное финансирование социально-значимых видов деятельности.

Список литературы

1. **СНИП**, СП 60.13330.2020 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», Консультант плюс.
2. **Когенерация тепловой и электрической энергии в формате малой энергетики** / А. А. Филиппов // Актуальные вопросы науки и хозяйства: новые вызовы и решения: Сборник материалов LIV Студенческой научно-практической конференции, Тюмень, 10 ноября 2020 года. Том 3 Часть. – Тюмень: Государственный аграрный университет Северного Зауралья, 2020. – С. 228-235. – EDN VNMMLX.
3. **Чиллеры для промышленного холода** / А. М. Рукавишников, М. Л. Галкин, О. Д. Солодчик // Холодильная техника. – 2011. – № 3. – С. 14-17. – EDN OXOGZH.

4. **Когенерация и её использование в энергетике** / В. А. Конев // Новые технологии - нефтегазовому региону: Материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 18–22 мая 2015 года. Том IV. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 209-212. – EDN UHVHHR.
5. **Особенности комбинированного производства электроэнергии, тепла и холода на базе парогазовой установки** / А. В. Клименко, В. С. Агабабов, А. А. Рогова, П. А. Тидеман // Теплоэнергетика. – 2015. – № 3. – С. 11. – DOI 10.1134/S0040363615030042. – EDN THHXMV.
6. **Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ** (ред. от 11.06.2021) "Об электроэнергетике" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2021), Статья 23, 27.03.2022 – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/1d6e91f6044257061097ae12e834b9e6bd76f162/
7. **Холодильная фреоновая установка**. Борисов Л.Н., Климов Л.Я., Пушкин Б.Б., Руссков Ю.П., Халанский В.Е., Чуркин Ю.А. Тип: авторское свидетельство Номер свидетельства: SU 200605 A1 Патентное ведомство: СССР Год публикации: 1967 Номер заявки: 1059698/40-23Дата регистрации: 28.02.1960Дата публикации: 15.08.1967

УДК 338

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ПРИ ВВЕДЕНИИ ЦИРКУЛЯРНОЙ ЭКОНОМИКИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Фадеев М.Ю.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: FadeevMY@mpei.ru

Аннотация.
Приведены данные по уровню образования отходов в Российской Федерации, уровню добычи и прироста запасов нефти и газа. Также, дается статистика по захоронению и хранению, утилизации, рециклинге, обезвреживании и обработке отходов за 2022 и 2023 годы.Выделены основные цели и задачи программ (Национальный проект «Экология» и Стратегия развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года), благодаря которым будет возможно: достичь устойчивого развития путем смены парадигмы «производство - потребление - отходы» традиционной экономики на «производство – потребление - рециклинг» циркулярной экономики при поддержке законодательства и деятельности в области модернизации и экологизации российской промышленности, а также при помощи внедрения наилучших доступных технологий и утверждения целого блока правовых актов в сфере обращения с отходами [8]. Приведены результаты анализа данных об образовании отходов и способов их утилизации, добычи и прироста запасов нефти и газа. Сформулированы выводы о текущем и будущем экономическом, экологическом и производственном положении Российской Федерации с учетом имеющихся тенденций и прогнозов.

Введение.

Растущая экономика любой страны требует возрастающего количества энергии. Дефицит энергии может быть покрыт рациональным и эффективным использованием имеющихся запасов и разработкой альтернативных источников. Одним из путей решения проблемы дефицита энергии является использование отходов как одного из видов вторичных энергетических ресурсов. Несмотря на развитие ядерной энергетики и прогресс в использовании возобновляемых источников энергии, нефть, газ и уголь остаются доминирующими источниками энергии, питающими мировую экономику, на которые приходится более трех четвертей общего объема поставок энергии. [6]

В настоящий момент в Российской Федерации реализуются программы, основной целью которых является создание благоприятных экономических, производственных, правовых и социальных условий для комфортного и эффективного перехода от линейной модели «производство - потребление - отходы» традиционной экономики к «производство – потребление - рециклинг» циркулярной экономики.

Из вышеперечисленных программ следует выделить следующие важные задачи: сокращение образования отходов; максимальное использование исходных сырья и материалов; формирование комплексной системы обращения с отходами; увеличение в общем товарообороте доли продукции, произведенной с применением вторичного сырья [1][9]. Таким образом, достижение поставленных задач позволит ощутимо снизить нагрузку на экономику и экологию, а также снизить ресурсную зависимость.

Цель работы – исследование возможных последствий при переходе на модель циркулярной экономики при помощи анализа объема потребляемых природных (невозобновляемых) ресурсов, объема отходов и их уровня энергоэффективности и энергосбережения.

Методы и материалы.

В РФ сложившаяся модель экспортно-сырьевой экономики является неустойчивой и линейной, с высокой волатильностью многих экономических показателей. Переход к модели циркулярной экономики обуславливается не только сохранением окружающей среды и заботой об населении, но и реализацией других аспектов концепции устойчивого развития при постепенном ресурсном отчуждении экономики от невозобновляемых источников энергии.

В настоящее время количество отходов производства и потребления (таблица 1) быстро растет, опережая по темпам роста производство (таблица 2) [3][4] и потребление природных ресурсов, различные виды загрязнения окружающей среды. [2]

В связи с этими факторами в ближайшем будущем в сфере добычи будет наблюдаться брешь (экономическая и ресурсная), которая должна быть перекрыта высокоэффективными способами использования возобновляемых источников энергии, а в сфере образования отходов – путем вовлечения отходов в сферу производства – глобально во всю экономическую систему, т.е. переориентирование российской экономики на циркулярную экономику. К примеру, при помощи термообработки возможно использовать электричество, полученное при утилизации. Стоит учесть, что КПД при выработке электроэнергии на МСЗ значительно ниже, чем на электростанциях (27%). Это связано с использованием различного сырья, чья теплоотдача при сжигании значительно ниже по сравнению с ископаемым топливом, использующимся на электростанциях. [7][8]

Несмотря на это, грамотное и эффективное внедрение и использование способов обращения с отходами позволит добиться максимизации полезности отходов в производстве и решить саму проблему отходов.

Результаты.

Имеющиеся данные и результаты их анализа приведены ниже.

Таблица 1. Данные об образовании отходов

Год	2019	2020	2021	2022	2023
Величина (млрд. т.)	7,7	7	8,5	9	9,3

Таблица 2. Добыча и прирост нефти и газа в Российской Федерации

Год	2019	2020	2021	2022	2023
Нефть – добыча (млрд. т.)	0,550	0,500	0,515	0,525	0,535
Нефть – прирост запасов (млрд. т.)	0,820	1,010	0,670	0,805	0,580
Газ – добыча (млрд. $м^2$)	700	650	720	620	610
Газ – прирост запасов (млрд. $м^2$)	1 040	780	1 025	810	785

Анализируя данные таблицы 1, можно сказать, что одна из острейших проблем формирования циркулярной экономики в России - лавинообразный рост отходов производства и потребления. В свою очередь это приводит к росту социальных и экологических проблем. [2]

Согласно имеющейся официальной статистике Росприроднадзора (рисунки 1 и 2), можно сказать, что положительный эффект от реализации задач Национального проекта и Стратегии хоть и наблюдается, но соотношение методов обращения с отходами и их изменение остается все также неутешительным. К этому стоит добавить и отсутствие полностью достоверной информации, как из-за возраста самой отрасли, так и масштаба страны.



Рис. 1. Сведения о захоронении и хранении, утилизации, рециклинге, обезвреживании и обработке отходов за 2023 год

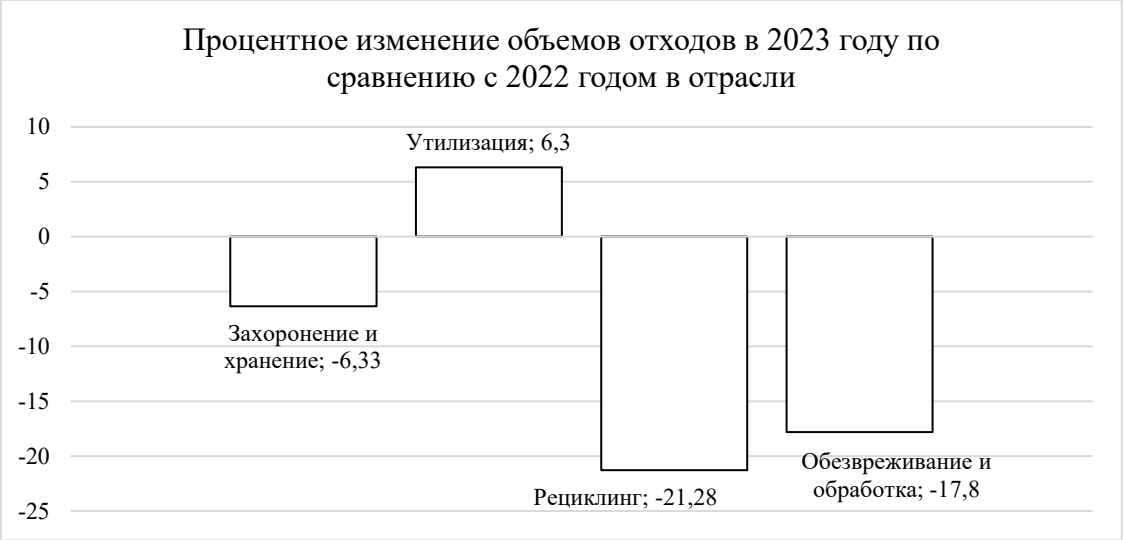


Рис. 2. Изменения объемов захоронения и хранения, утилизации, рециклинга, обезвреживания и обработки отходов за 2023 год по сравнению с 2022 годом

Обсуждение результатов.

Исходя из данных таблицы 2 видно, что все параметры имеют весьма скачкообразный характер с сохранением имеющихся тенденций. Следует также отметить, что число открываемых месторождений с каждым годом падает (причем доля мелких и очень мелких (месторождений) имеет весьма большой вес), и так ожидается по дальнейшим прогнозам.

Анализируя имеющиеся данные по захоронению и хранению, утилизации, рециклинге, обезвреживании и обработке отходов (рис. 1 и рис. 2), можно заключить, что в 2023 году по сравнению с 2022 годом:

1) Объем отходов, направленных на захоронение и хранение, уменьшился на 6,33%. Изменение составило 393,117 млн. т.
2) Объем отходов, направленных на утилизацию, увеличился на 6,30%. Изменение составило 153,460 млн. т.
3) Объем отходов, направленных на рециклинг, уменьшился на 21,28%. Изменение составило 342,276 млн. т.

4) Объем отходов, направленных на обезвреживание и обработку, уменьшился на 17,80%. Изменение составило 7,100 млн. т.

Выводы.

На основе имеющихся данных и анализа можно заключить:

1) Задача по созданию новых объектов сортировки и утилизации отходов, а также модернизация уже имеющихся, является приоритетной как в отрасли – для ее полноценного создания и развития, так и для экономико-социальной сферы Российской Федерации. Связано это с тем, что по примерным оценкам, ежегодные потери экономики Российской Федерации составляют более 200 млрд. руб.
2) Отрасль (а также поддержка и развитие предприятий) оказания экологических услуг сможет создавать новые производственные мощности и новые рабочие места, что приведет к повышению мультипликативного ESG-эффекта. [8]
3) Полномасштабное и эффективное использование отходов поможет снизить ресурсную нагрузку на отрасль добычи и производства, как путем их прямого вовлечения в процессы создания товаров, так и при помощи использования энергии от сжигания. Несмотря на небольшую величину КПД, при должном уровне инвестиций в отрасль использование отходов как источника энергии в будущем станет перспективным направлением.

Список литературы

1. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Паспорт национального проекта «Экология». – URL: https://www.mnr.gov.ru/activity/np_ecology/ (дата обращения 12.10.2024).
2. Бобылев С. Н., Соловьева С. В. Циркулярная экономика и ее индикаторы для России / Мир новой экономики. 2020. №2. с. 63-72.
3. Ведомости. Прирост запасов нефти в России в 2023 году стал минимальным за шесть лет. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/04/12/1031371-prirost-zapasov-nefti-v-rossii-stal-minimalnim (дата обращения 13.10.2024).
4. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году. – URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/gosudarstvennye_doklady/ (дата обращения 13.10.2024)
5. Роснедра. Федеральное агентство по недропользованию. Государственный доклад 2022. – URL: https://rosnedra.gov.ru/activity/documents/gosudarstvennyy-doklad-2022/ (дата обращения 13.10.2024)
6. Евтехова О. А., Прибытков И. А., Шатохин К. С. Оценка энергетической эффективности переработки отходов углеобогатительных фабрик / Новые огнеупоры. 2020. №6. с. 5-8.
7. Транстехресурс. Мусоросжигательные заводы. – URL: https://teh-eco.com/o_kompanii/staty/musoroszhigatelnie-zavodi/ (дата обращения:05.07.2024).
8. Фадеев М. Ю. Подходы к повышению эффективности системы обращения с промышленными отходами в условия ESG-трансформации / Финансовый бизнес. 2024. №9. с. 61-65.
9. Правительство России. Распоряжение от 25 января 2018 г. № 84-р. – URL: http://static.government.ru/media/files/y8PMkQGZLfbY7jhn6QMruaKoferAowzJ.pdf (дата обращения 10.09.2024).

УДК 620.9

АНАЛИЗ ОПЫТА РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Воропанов Н.С.[*], **Смирнова Д.А.**
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: VoropanovNS@mpei.ru

Аннотация.
В данной статье рассматривается применение цифровых технологий в сфере теплоснабжения российскими компаниями с целью повышения энергоэффективности и энергосбережения. Анализируются основные направления цифровизации, внедряемые технологии и достигнутые результаты на примере конкретных проектов.

Особое внимание уделяется оценке эффективности цифровых решений с точки зрения энергосбережения. В статье рассматриваются основные направления цифровизации, применяемые технологические решения, а также оценивается их эффективность с точки зрения снижения энергопотребления и потерь.

Введение.

Теплоснабжение является одной из ключевых отраслей жилищно-коммунального хозяйства России, обеспечивающей комфортные условия жизни населения и функционирование промышленности. Однако данная сфера характеризуется высоким уровнем износа инфраструктуры, значительными потерями тепловой энергии при производстве и транспортировке, а также недостаточной энергоэффективностью.

В этих условиях цифровизация теплоснабжения становится одним из приоритетных направлений модернизации отрасли, позволяющим существенно повысить ее энергоэффективность.

Цель работы – анализ опыта внедрения цифровых технологий российскими компаниями теплоснабжения для достижения энергосбережения.

Методы и материалы.

С 9 сентября 2023 года в Российской Федерации была запущена комплексная государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности». Мероприятия программы направлены на обеспечение достижения приоритетов и целей государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Программа отдельно ставит приоритеты по энергоэффективности в сфере теплоэнергетики, которые предполагается достичь за счет снижения удельных показателей потребления топлива и перевода генерирующих мощностей, в том числе котельных, на экономичные виды топлива, внедрения мер по снижению потерь тепла, повышения эффективности использования топлива [1].

Высокий уровень потерь тепла, являющийся одним из основных факторов, препятствующих повышению энергоэффективности, вызван состоянием инфраструктуры в сфере теплоснабжения.

Данные, характеризующее состояние тепловых и паровых сетей в Российской Федерации приведены на рис. 1.

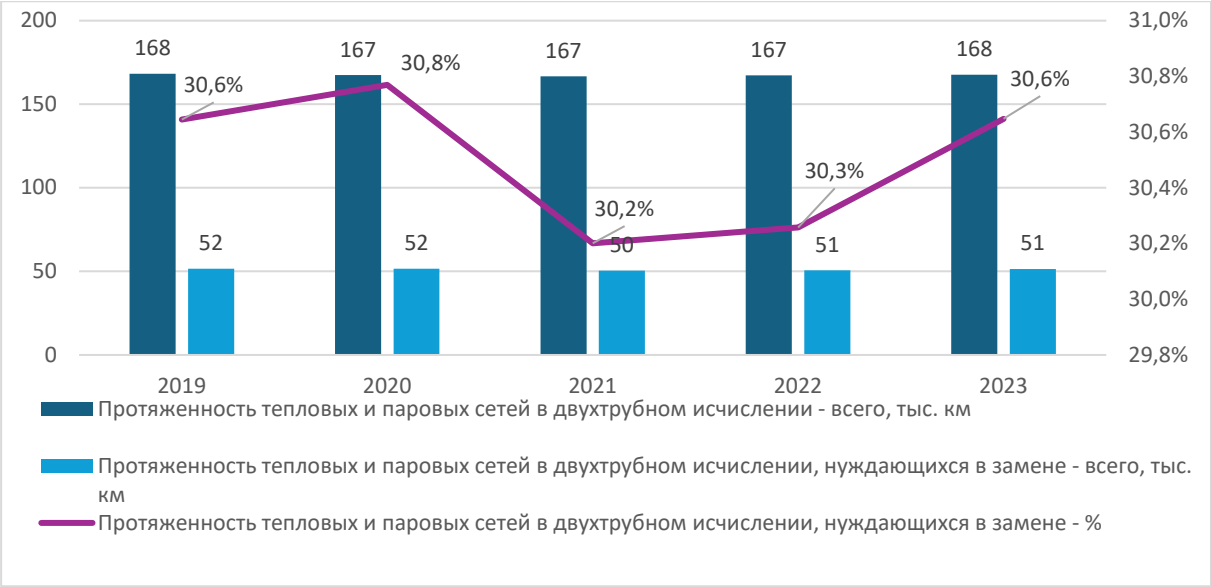


Рис. 1. Протяженность тепловых и паровых сетей

По состоянию на конец 2023 года доля тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, составила 30,6% от общей протяженности, что соответствует уровню 2019 года, из чего следует что ранее принятые меры поддержки позволили зафиксировать текущее состояние сетей [2].

С учетом текущих темпов модернизации предлагается рассмотреть дополнительных меры, повышающие эффективность и надежность существующих тепловых сетей, а именно, различные технологии цифровизации теплоэнергетического комплекса [3].

Внедрение цифровых технологий в теплоснабжении способствует повышению энергоэффективности отрасли в целом, в связи с чем предлагается рассмотреть и оценить возможные эффекты на примере российских компаний, осуществляющих деятельность в сфере теплоснабжения.

Анализ опыта российских компаний позволяет выделить следующие ключевые направления внедрения цифровых технологий в сфере теплоснабжения:

1. Цифровые двойники – создание цифровых моделей систем теплоснабжения, позволяющих моделировать и оптимизировать режимы работы оборудования и сетей.
2. Системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) – внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами, обеспечивающих сбор и анализ данных в режиме реального времени.
3. Интеллектуальный учет энергоресурсов – установка «умных» приборов учета тепловой энергии с возможностью дистанционной передачи показаний.
4. Предиктивная аналитика – использование алгоритмов машинного обучения для прогнозирования возможных аварий и оптимизации ремонтных работ.

Результаты.

Результаты обобщения данных приведены в таблице 1 [4-8].

Таблица 1. Используемые цифровые технологии в теплоснабжении

Проект	Используемые технологии	Эффект
«Цифровая сеть», ПАО «Т Плюс»	Zyfra Industrial IoT Platform от ГК «Цифра»: • построение цифрового двойника станции, позволяющего моделировать режимы работы станции и выбирать оптимальный – это помогает сэкономить ресурсы и повышает эффективность; • развитие системы предиктивной диагностики оборудования, позволяет	• Сокращение числа повреждений тепловых сетей на 10%, а тепловые потери – на 1,5%. • Снижение уровня технологических потерь по тепловым узлам составило от 1 до 5% число дефектов на тепловых сетях снизилось в целом на 12%

Проект	Используемые технологии	Эффект
	заблаговременно увидеть возможность его отказа и тем самым предотвратить аварию	
Цифровизация компании «Алматинские тепловые сети»	• Внедрение умных приборов учета тепловой энергии почти • Программа автоматизации управления	• Сокращение основных расходов • Сокращение времени реагирования и устранения повреждений на 10–30% в год по различным направлениям.
Цифровизация системы теплоснабжения в Москве, ПАО «МОЭК»	Цифровой диспетчерский щит	• Сокращение времени локализации аварий на 30% • Сократить трудоемкость и продолжительность ремонтных работ в среднем на 30%
внедрение «Системы сбора данных с приборов учета потребителей тепловой энергии» на базе филиала АО «Татэнерго» (Казанские тепловые сети)		• Привело к сокращению времени обработки данных, поступающих с приборов учета, примерно на 25%
Система «Цифровое теплоснабжение», «Русатом Инфраструктурные решения»	Цифровые двойники и искусственный интеллект: • Цифровые двойники инженерной инфраструктуры и объектов генерации разрабатываются под каждый проект индивидуально. • Создаются модели котлоагрегатов, каждой турбины, технологических связей оборудования, можно просчитывать оптимальность работы и загрузки оборудования для достижения максимальной маржинальности и эффективности.	• Модуль «Топливно-энергетические балансы» более чем на 20% сокращает объем потерь поставляемого тепла • Модуль «Анализ режимов» сокращает количество сбоев и поломок оборудования на 25%, тем самым увеличивая энергетическую эффективность более чем на 15% • Модуль «Поддержка эксплуатации» на 90% повышает оперативность выявления аварийных ситуаций, а также увеличивает производительность труда на 60%.

Обсуждение результатов.

Анализ опыта российских компаний показывает, что цифровизация теплоснабжения является эффективным инструментом повышения энергоэффективности и достижения значительного энергосберегающего эффекта. Ключевыми направлениями цифровизации выступают создание цифровых двойников, внедрение систем интеллектуального учета и диспетчерского управления, применение предиктивной аналитики и использование «умных» приборов учета. Реализованные проекты демонстрируют возможность снижения потерь тепловой энергии на 20%, тепловых потерь в сетях при передаче на 1,5%, сокращения времени реагирования на 10–30% в зависимости от используемой технологии и уменьшения количества дефектов в тепловых сетях на 12%, а также возможно снизить уровень технологических потерь по тепловым узлам от 1 до 5%. Дальнейшее развитие цифровых технологий в теплоснабжении будет способствовать повышению энергоэффективности отрасли, снижению издержек и улучшению качества услуг для потребителей. Важными

факторами успеха являются использование разработок отечественных предприятий, интеграция различных технологических решений цифровизации, достижение синергетического эффекта за счет параллельного внедрения различных решений и одновременной модернизации сетей и генерации, а также, развитие необходимых компетенций персонала.

Выводы.

В России насчитывается около 4,7 тыс. предприятий теплогенерации и теплоснабжения. Их совокупная выручка в 2021 году составила около 2 трлн рублей. В целом сектор централизованного теплоснабжения оставался убыточным – финансовый результат составил (-183) млрд руб. (убыточность 8,7% относительно выручки) [9].

Совокупные затраты составили 2,22 трлн руб., из которых треть – затраты на топливо. Еще треть – прочие операционные затраты 769 млрд руб.; 430,7 млрд руб. (19,4%) – оплата труда, 122 млрд руб. (5,5%) – амортизация, а суммарные затраты на ИТ — 19,7 млрд рублей, то есть меньше одного процента.

Цифровизация как всей отрасли в целом, так и отдельных предприятий позволит частично решить проблему низкой эффективности, снизить потери и количество аварий. Именно цифровые решения могут оказаться решающим фактором повышения энергосбережения за счет сокращения потерь и ликвидации части вынужденных расходов, что позволит достичь целей по надежному и эффективному теплоснабжению.

Список литературы

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 9 сентября 2023 года №1473
2. Теплоснабжение населенных пунктов. [Электронный ресурс]. URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/jkh3.xlsx (дата обращения: 14.10.2024).
3. Артюшевская Е. Ю. ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАБОТУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ // Вестник Амурского государственного университета. Серия: Естественные и экономические науки. 2023. №101. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vnedrenie-tsifrovyh-tehnologiy-v-rabotu-teplovyh-setey (дата обращения: 14.10.2024).
4. Цифровые тепловые сети. Как автоматизируются сервисы ЖКХ? [Электронный ресурс]. URL: https://tech.msbinfo.ru/tplus (дата обращения: 14.10.2024).
5. Опыт цифровизации теплосетей и электростанций Екатеринбурга растиражируют по всей стране [Электронный ресурс]. URL: https://expert-ural.com/articles/opit-cifrovizacii-teplosetey-i-elektrostanciy-ekaterinburga-rastirazhiruyut-po-vsey-strane.html (дата обращения: 14.10.2024).
6. Цифровые технологии МОЭК позволили предотвратить более 380 утечек теплоносителя зимой [Электронный ресурс]. URL: https://rspectr.com/novosti/czifrovye-tehnologii-moek-pozvolili-predotvratit-bolee-380-utechek-tepla-minuvshej-zimoj-%EF%BF%BC (дата обращения: 14.10.2024).
7. Бадалова А.Г., Глазкова В.В., Верстин Н.А. Управление цифровой трансформацией организаций теплоснабжения // Жилищные стратегии. – 2024. – Том 11. – № 3. – С. 359-372. – doi: 10.18334/zhs.11.3.120958.
8. Цифровизация теплоснабжения: снижение потерь и сокращение аварий [Электронный ресурс]. URL: https://www.it-world.ru/security/6qn2guor8tgk4k0sokw4ck00ogg4s4s.html (дата обращения: 14.10.2024).
9. Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2021 году [Электронный ресурс]. URL: https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/166/Doklad_po_teplu_za_2021_god.pdf (дата обращения: 14.10.2024).

УДК 338.312, 338.512

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЗА СЧЕТ МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Мартынов А.В.*, Смирнова Д.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: MartynovAnV@mpei.ru

Аннотация.
Статья имеет следующую структуру: введение, цель работы, используемые методы и методики, а также результаты и их обсуждения, выводы, список используемых источников. Статья состоит из 4 страниц, содержит 3 таблицы и 5 формул.
Во введении сформулирована и обоснована актуальность выбранной темы.
Были рассчитаны технико-экономические показатели станции до и после ее модернизации, на основе которых сформированы выводы об энергоэффективности проекта.

Введение.

Каждое предприятие стремится идти в ногу со временем, не теряя свои конкурентные преимущества, и компании энергетической отрасли не стали исключением. Они стремятся как можно скорее модернизировать свое оборудование или использовать новые технологии в процессе производства.

Современные электростанции играют ключевую роль в обеспечении устойчивого энергоснабжения и минимизации воздействия на окружающую среду. Однако растущее потребление энергии и усиливающееся внимание к экологическим вопросам ставят перед отраслью новые вызовы. Одним из направлений повышения энергетической эффективности является снижение удельного расхода топлива, что не только способствует уменьшению эксплуатационных затрат, но и снижает выбросы парниковых газов.

Модернизация оборудования становится важным инструментом для достижения этих целей. Внедрение новых технологий, улучшение процессов сжигания, оптимизация систем управления и автоматизации – все это открывает возможности для значительного повышения энергетической эффективности.[1]

Цель работы заключается в анализе изменения себестоимости и удельного расхода топлива на электростанции после модернизации оборудования.

Методы и методики.

Расход топлива на станции определяется путем использования топливных характеристик турбоагрегата. Для турбин типа «К» она имеет следующий вид:

$$B_г^К = \alpha_i * h_p + \beta_i * Э_г^{бл} \quad (1)$$

Для определения годовой выработки электроэнергии турбоагрегатом используется формула:

$$Э_г^{бл} = N_y^{бл} * h_y \quad (2)$$

Удельный расход топлива на станции находится по формуле:

$$b = \frac{B_г^{ГРЭС}}{Э_г^{ГРЭС}} \quad (3)$$

Для того, чтобы найти себестоимость производства продукции, следует использовать расчет по отдельным экономическим элементам. К основным издержкам на ГРЭС относятся затраты на топливо, которые составляют около 80% от общей себестоимости, затраты на амортизацию, ремонт, зарплату, а также прочие расходы.[2]

Суммарные годовые эксплуатационные издержки можно рассчитать по формуле:

$$И_{грэс} = И_т + И_а + И_р + И_{зп} + И_{пр} \quad (4)$$

Себестоимость отпускаемой продукции находится по формуле:

$$S_{ээ} = \frac{И_{грэс}}{Э_{г\ отп}} \quad (5)$$

Результаты.

На сегодняшний момент электроэнергия Костромской ГРЭС поставляется на федеральный оптовый рынок через региональные энергетические компании Костромской, Ивановской, Ярославской, Владимирской, Московской и Нижегородской областей – всего более чем сорока регионов России и в страны ближнего зарубежья. [3]

Современная культура обслуживания и ремонта, широкая профессиональная подготовка специалистов позволили Костромской ГРЭС стать образцовым передовым предприятием, добившимся одних из самых низких удельных расходов топлива, высокой надёжности и эффективности работы оборудования. Станция неоднократно признавалась победителем регионального этапа Всероссийского конкурса «Российская организация высокой социальной эффективности».

По программе КОММод проводится модернизация энергоблоков на Костромской ГРЭС. Проект предусматривает улучшение показателей экономической эффективности этих агрегатов, продление их ресурса, обеспечение надёжной и безаварийной работы. В перечень основных работ на энергоблоках Костромской ГРЭС входит замена цилиндров высокого и среднего давления.

Годовая выработка электроэнергии на электростанции до ее модернизации представлена в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика оборудования Костромской ГРЭС до модернизации оборудования

Энерго-блоки	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Генератор	Год ввода
№1	ТГМП-114	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1969
№2	ТГМП-114	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1969
				ТВВ-350-2	1992
№3	ТГМП-114	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1970
№4	ТГМП-114	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1970
				ТВВ-350-2	2006
№5	ТГМП-314	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1971
				ТВВ-320-2	2007
№6	ТГМП-314	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1971
№7	ТГМП-314	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1972
№ 8	ТГМП-314	К-300-240	300	ТВВ-320-2	1972
№9	ТГМП-1202	К-1200-240-3	1200	ТВВ-1200-2УЗ	1980

Суть инвестиционного проекта Костромской ГРЭС заключается в обновлении энергоблоков: до модернизации на станции стояло 8 энергоблоков К-300-240, по окончанию будет установлено 8 энергоблоков К-330-240. Суммарная мощность станции вырастет на 240 МВт.

После проведения мероприятий по модернизации оборудования произойдут следующие изменения, представленные в таблице 2.

Таблица 2. Изменение установленной мощности

Наименование генерирующего объекта	Вид топлива	Установленная мощность генерирующего объекта (МВт)	Изменение установленной мощности (МВт)
Костромская ГРЭС, блок 1	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 2	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 3	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 4	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 5	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 6	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 7	газ	330	+30
Костромская ГРЭС, блок 8	газ	330	+30

В таблице 3 представлен результат расчетов технико-экономических характеристик станции до и после модернизации.

Таблица 3. Сравнение ТЭП станции до и после модернизации

№		Обозначение	Размерность	До модернизации	После модернизации
1	Состав оборудования			8хК-300-240 К-1200-240	8хК-330-240 К-1200-240
2	Выработка на станции	$Э_г^{ГРЭС}$	МВт/г.	20 775 600	22 160 640
3	Суммарные затраты на станции	$И_{\sum}$	руб./г.	37 008 757 358,98	38 832 198 940,99
	В т.ч. на топливо	$И_т$	руб./г.	31 497 867 762,82	32 015 358 934,76
	На амортизацию	$И_а$	руб./г.	804 960 000,00	1 154 960 000,00
	На ремонт	$И_{рем}$	руб./г.	2 284 074 000,00	2 919 674 000,00
	На заработную плату персонала с социальными отчислениями	$И_{зп}$	руб./г.	1 503 373 996,80	1 606 066 005,20
	Прочие	$И_{пр}$	руб./г.	918 481 599,36	1 136 140 001,04
4	Себестоимость отпускаемой электроэнергии	$S_{ээ}$	$\frac{руб}{кВт-ч}$	1,827	1,797
5	Удельный расход топлива	b	$\frac{г.у.т}{кВт-ч}$	316,95	302,03

Обсуждение результатов.

Анализ изменения технико-экономических показателей говорит о том, что модернизация устаревшего оборудования благоприятно повлияет на себестоимость производства

электроэнергии и удельный расход топлива. Это происходит за счет того, что экономия текущих затрат на производство электроэнергии превышает издержки на модернизацию оборудования.

Выводы.

По итогам расчета было определено, что себестоимость до модернизации оборудования составляла 1,827 руб./кВт-ч, а после модернизации всех энергоблоков составит 1,797 руб./кВт-ч, то есть сократится на 3 копейки. Так же было выявлено, что удельный расход топлива сократится на 14,92 г.у.т./кВт-ч. Суммарная мощность станции увеличится на 240 МВт. Перечисленные изменения в совокупности говорят о повышении энергетической и экономической эффективности электростанции за счет проведения модернизации.

Список литературы

1. **Рогалев, Н.Д**. Экономика энергетики / Н.Д. Рогалев, Г. Н. Курдюкова [и др.]. – Москва: Издательство МЭИ, 2021. – 403 с.
2. **Щевьева, В.А**. Финансирование инвестиционных проектов и экономическая оценка инвестиций / В.А. Щевьева. – Москва: Издательский дом МЭИ, 208. – 230с.
3. **Интер РАО Электрогенерация**: официальный сайт. – URL: https://irao-generation.ru/stations/kostromag/

УДК 338.314, 334.72, 338.51

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГИОНАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕХАНИЗМОВ ГЧП

Бойко В.И., Смирнова Д.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: BoykoVI@mpei.ru

Аннотация.

Приведены результаты анализа экономической эффективности использования концессии в целях повышения энергетической эффективности объектов регионального теплоснабжения. Продемонстрирована методика оценки экономической эффективности концессионных соглашений.

Введение.

Одной из важнейших задач для государства является развитие общественных ресурсов и инфраструктуры, но из-за ограниченности бюджетов отдельных регионов не всегда получается реализовывать развитие в полной мере. В таких случаях заключаются концессионные соглашения, они подразумевают передачу во временное пользование социально значимых объектов частным предприятиям, которые обязуются провести модернизацию или реконструкцию объекта концессионного соглашения. Такие соглашения помогают снижать финансовую нагрузку на государство, а также вовлекают частный сектор в производство общественных благ, что повышает эффективность функционирования этих объектов и качество производимых услуг.

Цель работы.

Для того чтобы создать и заключить концессионное соглашение, оно должно быть экономически эффективным как для государства, так и для частного предприятия, поэтому целью работы является оценка экономической эффективности концессионного соглашения на примере соглашения в отношении комплекса объектов теплоснабжения, находящихся на территории муниципального района «Читинский район» Забайкальского края.

Методы и материалы.

Концессия (от лат. Concessio – разрешение, уступка) – вид контракта на создание или реконструкцию объектов (обычно недвижимости), принадлежащих государству, за счет частных инвесторов [1].

Участниками концессии являются:

- Концедент – Российская Федерация, от имени которой выступает Правительство Российской Федерации, или уполномоченный им федеральный орган исполнительной власти, или орган публичной власти федеральной территории, либо субъект Российской Федерации, от имени которого выступает орган государственной власти субъекта Российской Федерации, либо муниципальное образование, от имени которого выступает орган местного самоуправления [1].
- Концессионер – индивидуальный предприниматель, российское или иностранное юридическое лицо либо действующие без образования юридического лица по договору простого товарищества (договору о совместной деятельности) два и более указанных юридических лица [1].

Реализация проекта в форме концессии регулируется Федеральным законом от 21.07.2005 г. N 115-ФЗ "О концессионных соглашениях".

Закон о КС допускает принятие на себя государством части расходов на создание, а также всех или части расходов на эксплуатацию (техническое обслуживание) объекта соглашения.

Особенности применения концессионного соглашения:

- право собственности на объект соглашения остается у концедента на всем жизненного цикле проекта;
- возможность предусмотреть в соглашении гарантии минимальной доходности и компенсации затрат инвестора в случае возникновения различных событий;
- возможность предусмотреть в соглашении компенсацию расходов на создание и/или эксплуатацию объекта со стороны концедента, в том числе, включающую ожидаемую доходность и обслуживание займа по привлеченному финансированию;
- отсутствуют риски неисполнения концедентом своих расходных обязательств;
- обязательная эксплуатация объекта соглашения концессионером.

В качестве оценки эффективности концессионных соглашений используются методы оценки эффективности инвестиций, которые могут быть, так как касаются каждого проекта индивидуально. Можно выделить 2 группы оценок: простые и сложные. Для масштабных проектов, таких как: строительство и реконструкция здания, расширение производственных мощностей, требующих больших инвестиционных затрат и с учетом других факторов – применяются комплексные методы оценки эффективности инвестиционного проекта.

Одним из показателей группы комплексно-сложных методов оценки эффективности является чистый дисконтированный доход. **Чистый дисконтированный доход (ЧДД)** – это сумма текущих эффектов за весь расчетный период, которая приведена к начальному интервалу планирования, за вычетом капитальных вложений [2]. Показатель рассчитывается по формуле (1).

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{\text{Т}} \frac{P_t - З_t^{\text{тек}}}{(1+\text{Е})^t} - \text{К} \qquad (1)$$

По показателю ЧДД инвестиционный проект считается экономически эффективным при достижении положительного значения показателя. При ЧДД = 0 проект может быть реализован, но он не принесет дополнительного дохода инвестору. При ЧДД, принимающего отрицательное значение, инвестиционный проект не рекомендуется к реализации с экономической точки зрения, но может быть реализован при наличии социально-экологических выгод.

Другим показателем эффективности является **индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД)** – это отношение суммы приведенных эффектов к величине дисконтированных капитальных вложений [2]. Индекс доходности дисконтированных инвестиций вычисляется по формуле (2).

$$\text{ИДД} = \frac{1}{\text{К}} \sum_{t=0}^{\text{Т}} \frac{P_t - З_t^{\text{тек}}}{(1+\text{Е})^t} \qquad (2)$$

Рекомендации к реализации инвестиционного проекта с экономической точки зрения делаются при сравнении ИДД с 1. При ИДД > 1 проект считается экономически эффективным и рекомендуется к реализации. При значении ИДД = 1, аналогично ЧДД = 0, проект может быть реализован, но он не принесет дополнительного дохода инвестору. При ИДД < 1, проект не рекомендуется к реализации с экономической точки зрения.

Также существуют такие показатели, как внутренняя норма доходности и срок окупаемости с учетом дисконтирования.

Внутренняя норма доходности или рентабельности (ВНД) – это норма дисконта $\text{Е}_{\text{ВНД}}$, при которой приведенные эффекты равны приведенным капитальным вложениям, когда значение показателя чистого дисконтированного дохода становится равным нулю [2]. По показателю ВНД инвестиционный проект считается экономически эффективным, когда ставка дисконтирования меньше ставки внутренней доходности.

Срок окупаемости с учетом дисконтирования – это продолжительность наименьшего периода от начального момента, по истечении которого ЧДД накопленным итогом принимает положительное значение [2].

Инвестиционный проект считается эффективным с экономической точки зрения, если срок окупаемости принимает значение меньше значения срока реализации проекта.

Результаты.

Суть концессионного соглашения, исследуемого в работе, заключается в повышении энергетической эффективности комплекса объектов теплоснабжения, находящихся на территории муниципального района «Читинский район» Забайкальского края. Концессионер принял на себя инвестиционные затраты в размере 12 636 902,30 рублей, за счет которых должен произвести реконструкцию и модернизацию котельного оборудования в период с 2023 года по 2030 год (срок реализации проекта составил 8 лет).

Оценка экономической эффективности концессионного соглашения была поделена на несколько этапов. Первым этапом анализа стал расчет себестоимости тепловой энергии, производимой на котельной, так как в концессионном соглашении приведены нормы прибыли по годам и указано, что тарифы формируются на основе себестоимости. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 3. Тарифы на тепловую энергию

Год	Себестоимость т/э, руб./Гкал.	Нормативный уровень прибыли, %	Тариф, руб./Гкал.
2023	1293,77	0,00%	1293,77
2024	1308,80	16,78%	1528,41
2025	1326,80	16,30%	1543,07
2026	1326,80	15,83%	1536,83
2027	1334,36	15,38%	1539,59
2028	1334,36	14,94%	1533,72
2029	1334,36	14,51%	1527,98
2030	1334,36	14,09%	1522,38

Объем производимой тепловой энергии составил 20062,08 Гкал/год, а объем потерь 698,86 Гкал/год.

Далее была определена ставка дисконтирования на уровне 11,51%. Данная величина определена исходя из доходности облигаций федерального займа и рисков, связанных с осуществлением проекта.

Следующим этапом был рассчитан чистый дисконтированный доход, он составил 2217178,12 рублей. Для наглядности на рис.1 представлен чистый дисконтированный поток платежей нарастающим итогом по годам реализации проекта.



Рис. 1. Чистый дисконтированный поток платежей нарастающим итогом

По полученному значению ЧДД можно сделать вывод, что проект является эффективным. Далее был рассчитан индекс доходности дисконтированных инвестиций, который составил 1,2. (2).

Для определения внутренней нормы доходности был построен график зависимости ЧДД от различных норм дисконта (рис.2). По графику видно, что ВНД составила 17,39%, что выше ставки дисконтирования, поэтому можно подтвердить вывод об эффективности проекта.

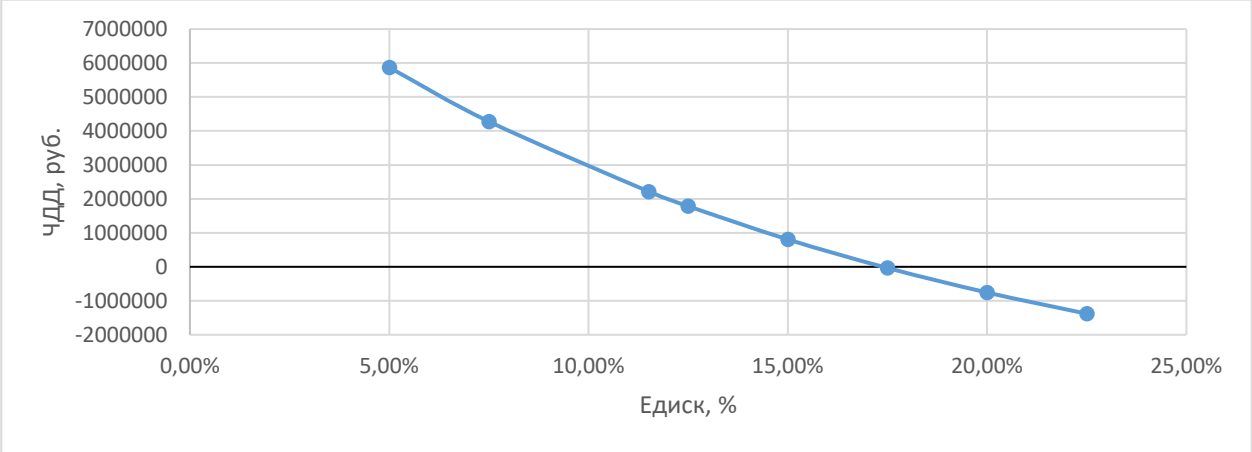


Рис. 2. Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Обсуждение результатов.

Чистый дисконтированный доход принял значение больше нуля, следовательно, проект эффективен с экономической точки зрения.

Индекс доходности дисконтированных инвестиций принял значение больше единицы, это тоже говорит о том, что проект эффективен с экономической точки зрения.

На рисунке 1 видно, что дисконтированный срок окупаемости концессионного соглашения составит примерно 6,3 года. Это значение меньше срока реализации проекта (8 лет), значит, проект эффективен.

Внутренняя норма доходности составила 17,39%, это говорит о наличии запаса прочности проекта по финансовой устойчивости.

Выводы.

Заключение концессионных соглашений приносит положительный результат как для инвестора, так и для государства. Этот механизм помогает эффективно справляться с физическим и моральным износом энергетических объектов, на которые не хватает бюджетных средств, тем самым увеличивая энергетическую эффективность регионального теплоснабжения.

При заключении концессионных соглашений следует грамотно распределять риски между участниками проекта, так как несоблюдение этого может привести к негативным последствиям.

Список литературы

1. **Федеральный закон** РФ от 21.07.2005 N115-ФЗ «О концессионных соглашениях».
2. **Щевьёва В.А.** Финансирование инновационных проектов и экономическая оценка инвестиций: учеб. пособие. – М. Издательский дом МЭИ,2008.-232 с.
3. **Бологова В.В.** Экономика энергетических компаний: [в 6-и ч.] Ч. 2. Оценка экономической эффективности инвестиций: учебное пособие по курсу "Экономика отрасли" по направлениям 38.03.01 "Экономика" и 13.03.01 "Теплоэнергетика и теплотехника".
4. **Официальный сайт** «ГИС Торги – продажи государственного и муниципального имущества» [Электронный ресурс] – режим доступа: https://torgi.gov.ru/new/public

УДК 658.26

МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МИКРОГЕНЕРАЦИИ

Барханов Е.Ю.*, Фрей Д.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: BarkhanovYY@mpei.ru

Аннотация.
Предложен методический подход к оценке экономической эффективности строительства объектов микрогенерации для физических лиц, в условиях, что реализация физическими лицами электрической энергии, произведенной на объектах микрогенерации, не является предпринимательской деятельностью. Проведен сравнительный анализ экономической эффективности таких проектов при использовании различных ценовых категорий потребителей.

Введение.

В современном мире, где спрос на энергию неуклонно растет, а традиционные источники энергии сталкиваются с технологическими и финансовыми ограничениями, микрогенерация постепенно становится одним из ключевых элементов новой, устойчивой энергетической системы.

Необходимость отключения потребителей летом 2024 года в ОЭС Юга показывает актуальность развития микрогенерации в РФ в условиях снижения надежности оборудования крупной генерации и ограничений на перетоки по сетям.

Согласно Федеральному закону от 27 декабря 2019 г. N 471-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации", объект микрогенерации - объект по производству электрической энергии, принадлежащий на праве собственности или ином законном основании потребителю электрической энергии, энергопринимающие устройства которого технологически присоединены к объектам электросетевого хозяйства с уровнем напряжения до 1000 вольт, функционирующий в том числе на основе использования возобновляемых источников энергии и используемый указанным потребителем для производства электрической энергии в целях удовлетворения собственных бытовых и (или) производственных нужд, а также в целях продажи в порядке, установленном основными положениями функционирования розничных рынков, в случае, если объем выдачи электрической энергии таким объектом по производству электрической энергии в электрическую сеть не превышает величину максимальной присоединенной мощности энергопринимающих устройств указанного потребителя и если для выдачи электрической энергии такого объекта в электрическую сеть не используется электрическое оборудование, предназначенное для обслуживания более одного помещения в здании, в том числе входящее в состав общего имущества многоквартирного дома [1].

Заключение договора купли-продажи электрической энергии, произведенной на объектах микрогенерации, расположенных в зоне деятельности гарантирующего поставщика, с обратившимися к гарантирующему поставщику собственником или иным законным владельцем объектов микрогенерации является обязательным для гарантирующего поставщика.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 02.03.2021 N 299 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации", для юридического лица или индивидуального предпринимателя мощность оборудования объекта микрогенерации ограничивается 150 кВт, для физического лица – 15 кВт[2].

Электрическая энергия, произведенная на объектах микрогенерации и не потребленная их собственниками и иными законными владельцами в целях удовлетворения собственных

бытовых или производственных нужд, реализуется на розничных рынках в порядке, установленном основными положениями функционирования розничных рынков электроэнергии (мощности), регулируемых Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии"[3].

Гарантирующий поставщик приобретает на розничных рынках у собственников и иных законных владельцев объектов микрогенерации электрическую энергию, произведенную на объектах микрогенерации, по ценам, не превышающим цен на приобретаемые на оптовом рынке гарантирующими поставщиками электрическую энергию и мощность"[1].

Цель работы – разработка модели оценки экономической эффективности проекта микрогенерации на базе солнечной электростанции, принадлежащей физическому лицу.

Методы оценки экономической эффективности строительства микрогренерации

Законодательством предусматривается выработка электроэнергии на объектах микрогенерации физическими лицами, юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями. Из-за различий в статусе эти категории лиц имеют различные системы формирования доходов и расходов, а также налогообложения. Юридические лица и индивидуальные предприниматели обязаны быть зарегистрированы в таком качестве, а реализация физическими лицами электрической энергии, произведенной на объектах микрогенерации, законодательно не признается предпринимательской деятельностью, следовательно не подлежит регистрации в едином государственном реестре (ЕГРЮЛ/ЕГРИП), не формируется система учета доходов и расходов, финансовые результаты деятельности облагаются по ставке налога на доходы физических лиц.

Модели оценки экономической эффективности проектов строятся по модели денежных потоков предприятий на основе правил бухгалтерского учета, что не применимо для физических лиц, так как они не формируют отчетность и не подчиняются правилам бухгалтерского учета, также для них отсутствует понятие «амортизация».

Для юридических лиц модель денежных потоков будет традиционной в силу формирования ими прибыли, начисления амортизации, для индивидуальных предпринимателей модель будет отличаться ставками налогов и зависеть от выбранной системы учета доходов и расходов.

Однако, в любом случае необходимо соблюдать принцип экономической оценки эффективности проектов «с проектом-без проекта», который должен выражаться в учете затрат потребителя на энергоснабжение в случае «нереализации» проекта строительства объекта микрогенерации [4].

Объемы продажи электрической энергии определяются по итогам расчетного периода как величина, на которую объем выданной в сеть электрической энергии превышает объем принятой из сети электрической энергии, то есть доходы формируются за вычетом внутреннего потребления объекта, при этом стоимость потребленной и проданной энергии в один и тот же момент времени в случае реализации проекта микрогенерации и без него отличается из-за разницы в цене продаваемой и покупаемой электроэнергии.

Кроме того, потребитель может выбрать ценовую категорию, по которой будут производиться расчеты, а каждая из шести ценовых категорий, предусмотренных законодательством для выбора потребителем, предполагает свою формулу цены, для физических лиц с мощностью до 15 кВт есть выбор между первой и второй ценовой категориями. Юридические лица и индивидуальные предприниматели могут выбрать любую ценовую категорию из шести, если соответствуют требованиям к установленной мощности и приборам учета.

Для потребителя в ценовых зонах оптового рынка электроэнергии (мощности) цена складывается из нерегулируемой цены электроэнергии оптового или розничного рынка электроэнергии, цены мощности, сбытовой надбавки энергосбытовой компании, тарифа на услуги по передаче электроэнергии, платы за иные услуги, являющейся неотъемлемой частью поставки электроэнергии. Цена дифференцируются по уровням напряжения в соответствии с

дифференциацией тарифов на услуги по передаче, по группам (подгруппам) потребителей в соответствии с дифференциацией сбытовых надбавок и по ценовым категориям потребителей, которые они выбирают самостоятельно, по требованиям Правил розничных рынков электроэнергии [3] исходя из технических параметров своих энергопринимающих устройств. Для потребителей в неценовых зонах состав цены является аналогичным, только цена на электроэнергию и мощность является регулируемой. Средняя по энергосистеме структура цены для потребителя представлена на рисунке 1.

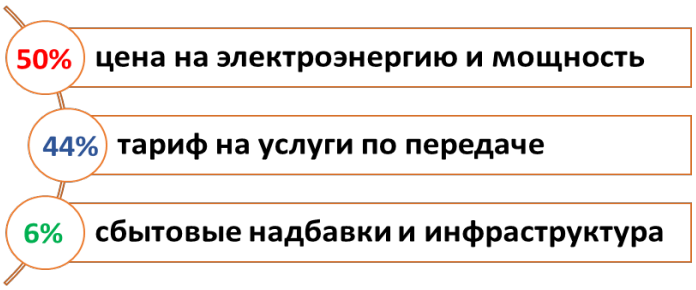


Рисунок 1 – Структура цены электроэнергии для потребителя

Когда потребитель покупает электроэнергию, то он оплачивает все составляющие цены, в случае генерации электроэнергии потребителем от гарантирующего поставщика он получает плату за электроэнергию по цене, транслируемой с оптового рынка электроэнергии, включающую только плату за электроэнергию и мощность. Она отражает распределение пиковых нагрузок в энергосистеме, результаты торгов на рынке на сутки вперед, все составляющие цены на мощность. Для 1 и 2 ценовых категорий цена формируется помесячно, в первой ценовой категории применяется коэффициент оплаты мощности, который зависит от мощности и объемов электроэнергии, потребляемый потребителями всех других ценовых категорий, во второй ценовой категории формируется цена по зонам суток: двухзонный вариант (день/ночь) или трехзонный (пик/полупик/ночь). Для 3-6 ценовых категорий цена формируется по часам расчетного периода, а для объектов микрогенерации объем продажи электрической энергии юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями определяется по итогам расчетного периода как величина, на которую объем выработанной им электрической энергии в каждый час превышает объем его собственного потребления электрической энергии.

Владелец микрогенерации-физическое лицо может выбрать 1 или 2 ценовую категорию, по которой будет рассчитываться и его доход, и его энергопотребление.

Результаты

Оценка стоимости элементов системы проведена на основе прайс-листов производителей оборудования (таблица 1). Для потребителя выбрана 2 ценовая категория, выработка панелей оценивалась по данным производителя по диаграмме освещенности для восточной части Московской области. Данные по энергопотреблению объекта, объему выработки электроэнергии и ценам на электроэнергию по ценовым категориям (гарантирующий поставщик Мосэнергосбыт) представлены в таблице 2. Средневзвешенный тариф рассчитан исходя из фактического распределения энергопотребления объекта во времени – 0,7 – в дневное время, 0,3 – в ночные часы, необходимость расчета средневзвешенного тарифа определяется отсутствием почасового учета на объекте в настоящее время.

Таблица 1. **Стоимость строительства**

Наименование	Цена, тыс.руб./ед	Стоимость, тыс.руб.
Солнечная панель, 450 Вт	13	429
Инвертор, 15 кВт	100,5	100,5
Строительно-монтажные работы	50	50
Технологическое присоединение объекта микрогенерации		12
Итого		591,5

Таблица 2. **Данные по выработке электроэнергии солнечными панелями и энергопотреблению объекта**

$Р_{уст}$, Вт 14850			2023	тариф на покупку			
33	Объемы в мес, кВтч на 1 шт	Объемы в мес, кВтч на $Р_{уст}$	СНЦ* 2ЦК, руб./кВтч	Средне-взвешенный	день	ночь	Энерго-потребление объекта, кВтч/мес.
январь	16,53	545,60	5,23	5,041	6,16	2,43	2000
февраль	27,31	901,27	5,59	5,041	6,16	2,43	2000
март	50,69	1672,73	5,66	5,041	6,16	2,43	1900
апрель	57,13	1885,40	5,60	5,041	6,16	2,43	1800
май	65,99	2177,63	5,40	5,041	6,16	2,43	1500
июнь	62,38	2058,47	5,44	5,041	6,16	2,43	1000
июль	65,11	2148,67	5,20	5,041	6,16	2,43	800
август	56,53	1865,60	4,95	5,041	6,16	2,43	800
сентябрь	43,08	1421,57	5,52	5,041	6,16	2,43	1200
октябрь	27,04	892,47	5,37	5,041	6,16	2,43	1500
ноябрь	10,51	346,87	5,32	5,041	6,16	2,43	1800
декабрь	9,21	303,97	5,02	5,041	6,16	2,43	1900

- - средневзвешенная нерегулируемая цена на электроэнергию (мощность)

Для реализации проекта необходимо обеспечить почасовой учет и технологическое присоединение объекта микрогенерации, стоимость которого в настоящее время установлена для физических лиц в размере 11969,74 рублей за одно технологическое присоединение [5].

В денежном выражении в ценах 2023 года покупка-продажа в электроэнергии в разрезе года представлена на рисунке 2.

Годовой доход от объекта микрогенерации с учетом расхода на энергопотребление объекта составил 82698,86 руб. Простой срок окупаемости с учетом налога на доходы с физических лиц (13%) составляет 8,22 лет, однако этот расчет не учитывает изменение стоимости денежных средств во времени, а также деградации со временем солнечных панелей.

Далее расчеты проводились в прогнозных ценах и был введен коэффициент деградации – 1% снижения мощности в год. Индексы-дефляторы приняты по прогнозу Министерства экономического развития РФ. Для расчета номинальная ставка дисконтирования принята в размере 12%, инфляция – в размере 8,7%.

Результаты расчетов приведены в таблице 3. Расчеты показали эффективность проекта в условиях Московской области, которая характеризуется невысоким уровнем инсоляции, по сравнению с южными регионами РФ, и относительно высокими тарифами на электроэнергию для населения, а также относительно высокими ценами на электроэнергию в первой ценовой зоне оптового рынка электроэнергии (мощности).

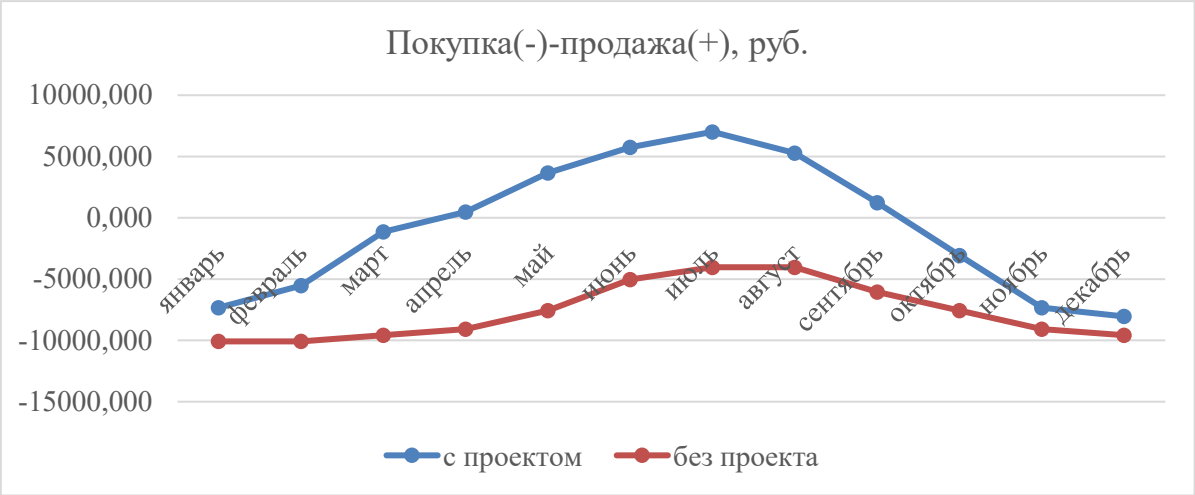


Рисунок 2 – Покупка-продажа электроэнергии потребителем в разрезе года

Таблица 3. Показатели экономической эффективности проекта

Дисконтированный срок окупаемости	лет	8,33
Дисконтированный индекс доходности	ед.	1,162
Внутренняя норма доходности	%	10,61
ЧДД/NPV	тыс. руб.	94013,163

Обсуждение результатов.

Для сравнения были проведены расчеты простого срока окупаемости при использовании потребителем 1 ценовой категории. Он составил 10 лет. Объяснение лежит в плоскости сравнения цен, транслируемых с оптового рынка по ценовым категориям (Рисунок 3). Наблюдаются достаточно значительные отличия, которые должны были бы отражаться в кратном увеличении простого срока окупаемости, однако при получении платы по 2 ценовой категории потребитель и оплачивает свое потребление также по 2 ценовой категории. И эта плата существенно зависит от графика его энергопотребления в течение суток. В рассматриваемом примере 70% энергопотребления объекта приходится на дневные часы, что значительно увеличивает расходы потребителя в часы, когда его собственная установка генерирует недостаточное количество энергии или не генерирует его вовсе. Если энергопотребление объекта сместить на ночные часы, например нагрев бойлера и системы отопления объекта, то экономическая эффективность проекта повышается.

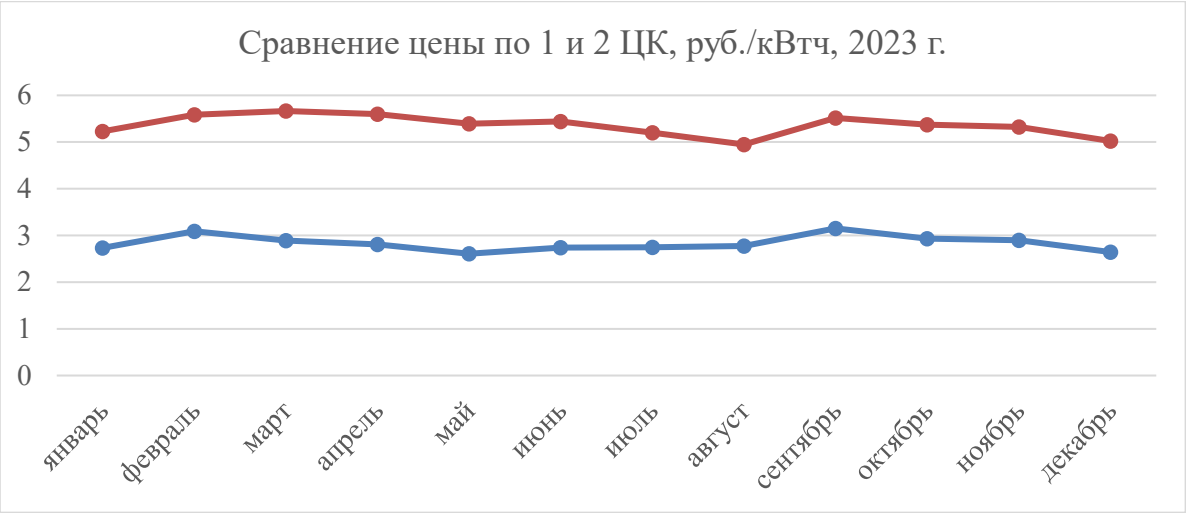


Рисунок 3 – Цена электроэнергии у гарантирующего поставщика «Мосэнергосбыт» в разрезе года для 1 и 2 ценовой категорий.

Выводы.

В условия складывающего дефицита мощности в единой энергосистеме развитие микрогенерации может поддержать потребителей, повысить надежность энергоснабжения, а для энергосистемы снизить затраты на новое строительство крупных генерирующих объектов.

Движение в сторону децентрализации энергетических систем в мире может создать новые энергетические системы, принципы изменения структуры в РФ пока находятся на стадии обсуждения и пилотных проектов, несмотря на принятие нормативно-правовых актов о правилах функционирования объектов малой и микрогенерации [6].

Результаты оценки эффективности микрогенерации существенно зависят от условий реализации таких проектов.

Методические вопросы оценки экономической эффективности проектов микрогенерации требуют доработки и применения различных моделей оценки для субъектов электроэнергетики, учитывающих особенности их функционирования.

Список литературы

1. Федеральный закон от 27 декабря 2019 г. N 471-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике" в части развития микрогенерации".
2. Постановление Правительства РФ от 02.03.2021 N 299 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации".
3. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии".
4. Цифровые корпоративные финансы. Практико-ориентированный курс: учебное пособие/ Под общ. ред. Г.Н.Курдюковой. – М.: Издательство МЭИ, 2024. – 463 с.
5. Распоряжение комитета по ценам и тарифам Московской области №320-Р от 25.12.2023 г.
6. Постановление Правительства РФ от 21 марта 2020 г. N 320 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов".

УДК 658.26

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Гарбузов В.И., Кискачи Г.А.*, Снадина Т.Н., Фрей Д.А.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
*e-mail: KiskachiGA@mpei.ru

Аннотация.
Актуальность темы работы предопределена тем, что оценка экономической эффективности создания объектов активных энергетических комплексов (АЭК) строится относительно субъекта, реализующего такое решение. В условиях функционирования централизованной энергосистемы создание, а особенно масштабирование проектов АЭК, будет приводить к системным эффектам, в том числе к изменению энергоэффективности тепловой генерации. От результатов оценки системных эффектов должно зависеть принятие таких решений. Методические подходы к экономической оценке системных эффектов в современных условиях работы энергосистемы слабо разработаны в настоящее время.

Введение.

Постановление Правительства №320 определило условия создания, функционирования и развития активных энергетических комплексов (АЭК). АЭК может использоваться промышленными компаниями и группами коммерческих потребителей. Такой комплекс связывает различные субъекты (потребителей и генераторов электроэнергии и мощности), которые входят в особые экономические отношения по производству и потреблению электрической энергии и мощности, как внутри АЭК, так и с внешней по отношению к нему энергосистемой [1]. Работа АЭК в энергосистеме должна обеспечивать, с одной стороны, экономическую выгоду для потребителей, входящих в АЭК, в том числе через снижение потребления энергии в пиковые часы, эффективность выработки электроэнергии генерацией энергетического комплекса, а с другой стороны, как минимум, техническую и экономическую нейтральность АЭК в энергосистеме. Экономическая нейтральность предполагает и приемлемый уровень выпадающих доходов сетевых организаций.

Однако, нужно стремиться к созданию положительных эффектов в энергосистеме [2], например, через снижение пиков энергопотребления – снижение загрузки низкоэффективной генерации посредством рыночных механизмов согласования спроса и предложения, и, как следствие, повышение энергоэффективности генерации в энергосистеме в целом, через снижение потребности в капитале на новое строительство, оплачиваемое потребителями единой энергосистемы.

Цель работы – *исследование влияния создания и масштабирования проектов АЭК в энергосистеме на оптовый рынок электроэнергии и тепловую генерацию.*

Методы и материалы.

В работе использовался статистический метод для анализа спроса и цен на оптовом рынке электроэнергии (мощности), а далее полученные функции использовались для формирования цен на электроэнергию для экономических моделей предприятий на основе денежных потоков: генератора, сетевой организации, гарантирующего поставщика.

Создание новых проектов АЭК и их масштабирование приводит к различным эффектам для всех участников оптового рынка электроэнергии (мощности). Для получения зависимостей и количественных оценок эффектов, проведено моделирование влияния развития распределенной генерации на деятельность как генерирующих компаний, так и потребителей оптового рынка

(ОРЭ), исследовалось влияние фактического объёма потребления электрической энергии на цену на оптовом рынке электроэнергии по характерным месяцам в разных сезонах года. В работе использовались данные об объемах полного планового потребления с официального сайта администратора торговой системы.

Ниже приведены графики (Рис. 1 и 2) зависимости цены на электроэнергию от объема полного планового потребления для выбранных месяцев за 2022 год. С ростом объема спроса растет цена, но абсолютные значения днем (верхняя часть графика) и ночью (нижняя часть графика) отличаются. Можно сделать вывод, что при уходе с рынка части потребителей на распределенную генерацию, объем спроса будет уменьшаться, соответственно и цена.

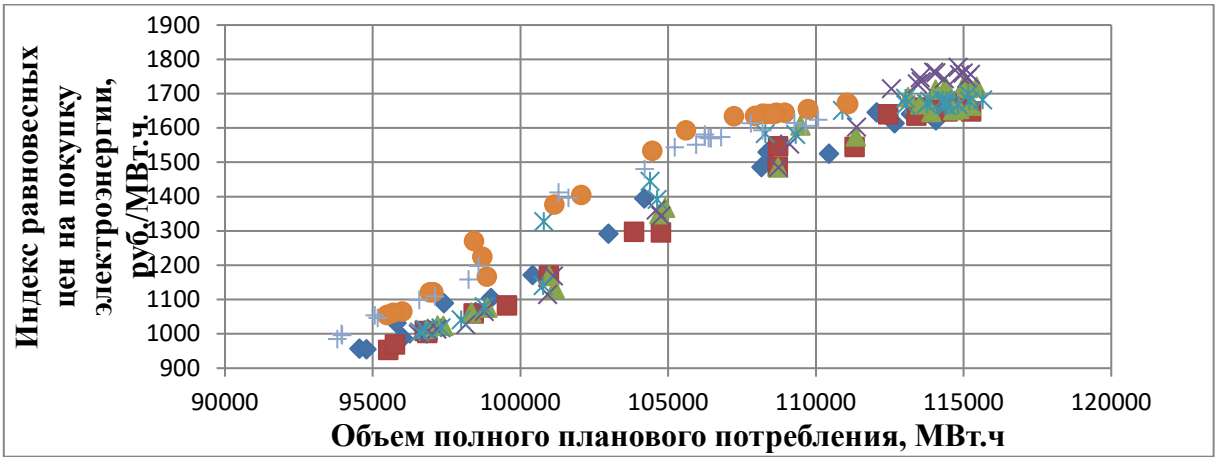


Рис. 1 График зависимости цены от объема электроэнергии для января 2022

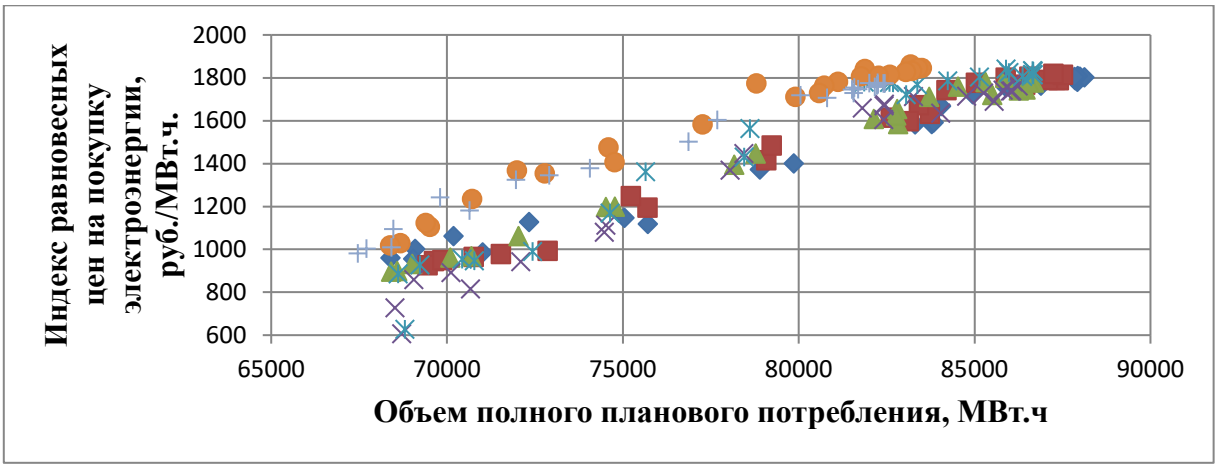


Рис. 2. График зависимости цены от объема электроэнергии для июля 2022

Отметим, что в зимний период цены ниже, хотя спрос выше (Рис.3). Графики отражают влияние теплофикационных режимов ТЭЦ (январь – цена ниже в любой час суток) на равновесную цену рынка, т.к. замыкающими станциями при маржинальном ценообразовании являются ТЭЦ.

На основе фактических данных цены и объема потребленной энергии на оптовом рынке электроэнергии найдены регрессионные уравнения для характерных месяцев и представлены снизу графика (Рис. 4). Логарифмическая зависимость незначительно отличаются от линейной в данном случае, следовательно, для упрощения дальнейших расчетов можно использовать линейную зависимость цены от объема спроса.

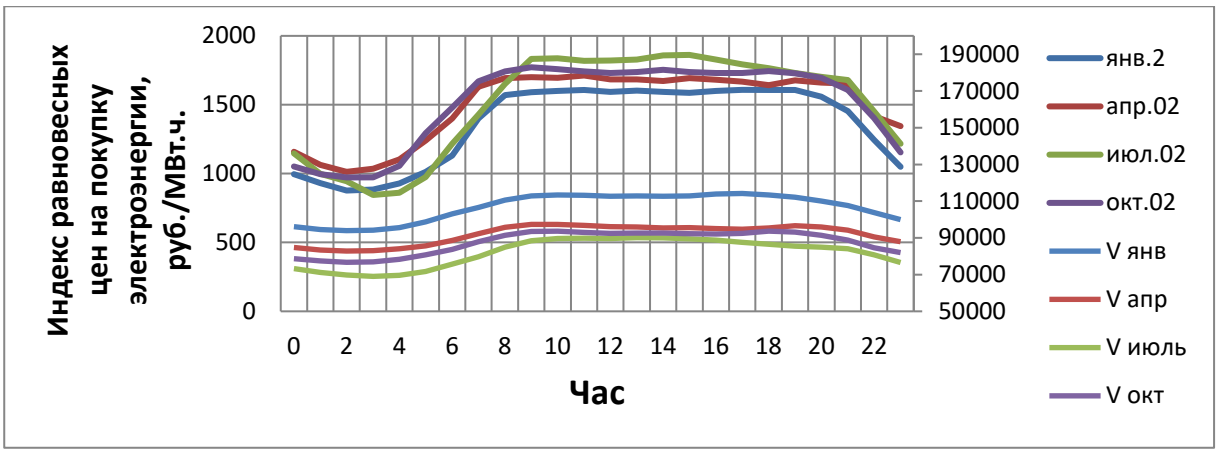


Рис. 3. Графики зависимостей цены на электроэнергию и объема потребления от времени суток для понедельников вторых недель

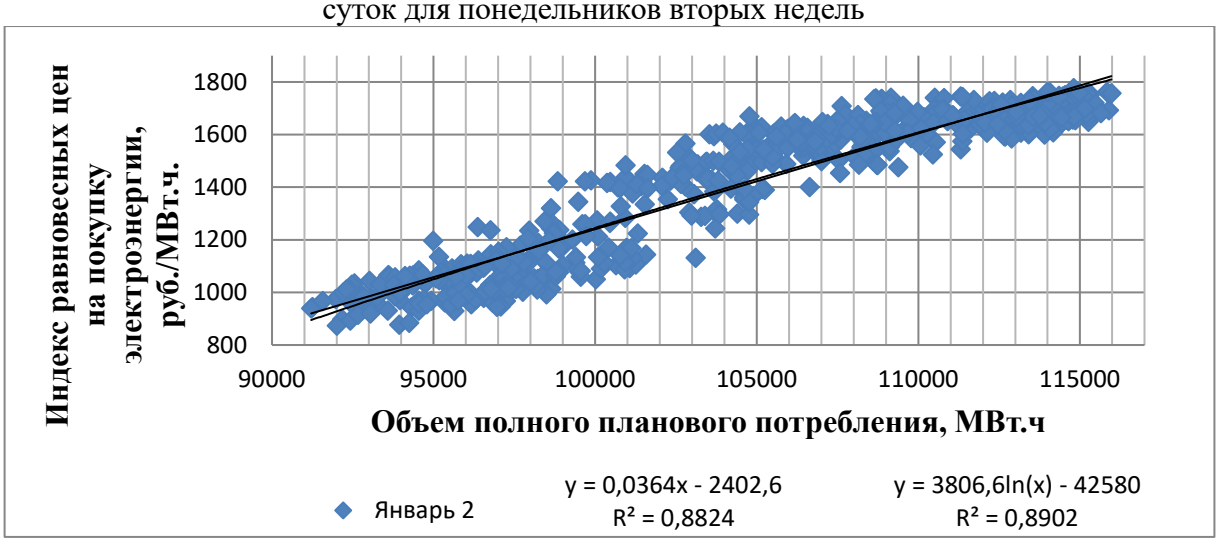


Рис. 4. Почасовые значения цены за электроэнергию от потребленного объема за январь

Построим графики платы потребителей ОРЭ по статистическим данным (Рис.5).

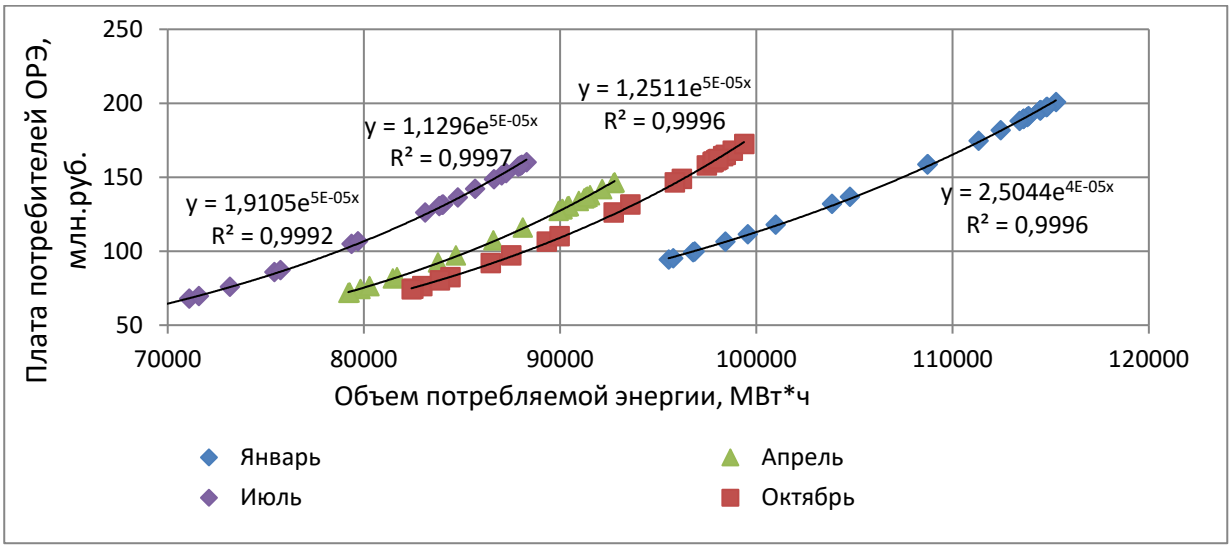


Рис. 5. График зависимости платы потребителей ОРЭ от объема спроса

Прогнозное значение платы потребителя за электроэнергию определяется уравнением:

$$P = a \cdot \exp^{\wedge}(b \cdot Q) \qquad (1)$$

где:

P - плата за электроэнергию (в рублях);

Q - объем потребления электроэнергии на ОРЭМ (в МВт·ч);

a, b - параметры экспоненциальной функции.

Из графика (Рис. 5) видно, что рост объема (спроса) вызывает экспоненциальный рост платы, так как и цена растет соответственно. Цена на электроэнергию оптового рынка (крупные промышленные потребители) транслируется и на розничный, поэтому можно оценить влияние формирования цены на промышленность в целом: снижение объема энергопотребления снижает операционные расходы и повышает конкурентоспособность предприятий.

Таким образом, развитие АЭК может положительно сказаться на потребителях энергосистемы. Потребители же в АЭК также снижают для себя стоимость электроэнергии за счет снижения платы за мощность в пиковые часы энергосистемы и тарифа на передачу по электросетям [3].

Оценка влияния развития АЭК на генерирующие, электросетевые и сбытовые компании проводилась на примере предприятий Ростовской области. В качестве генератора была рассмотрена Ростовская ТЭЦ-2 (установленная мощность 200 МВт, тепловая нагрузка турбин 340 Гкал/ч, число часов использования установленной мощности – 4900 ч), модель сетевой организации построена по данным деятельности «Россети ЮГ» (для двух методов регулирования – метода индексации необходимой валовой выручки и метода доходности на инвестированный капитал), модель гарантирующего поставщика – по данным ТНС Энерго Ростов-на-Дону (метод регулирования – метод сравнения аналогов).

Результаты.

На рисунке (Рис.6) представлено влияние снижения объемов производства и передачи энергии в цепочке генератор-сеть-ГП на денежные потоки рассмотренных предприятий. При снижении потребления энергии в энергосистеме и, следовательно, снижении выработки на генераторе происходит резкое ухудшение денежных потоков компаний.

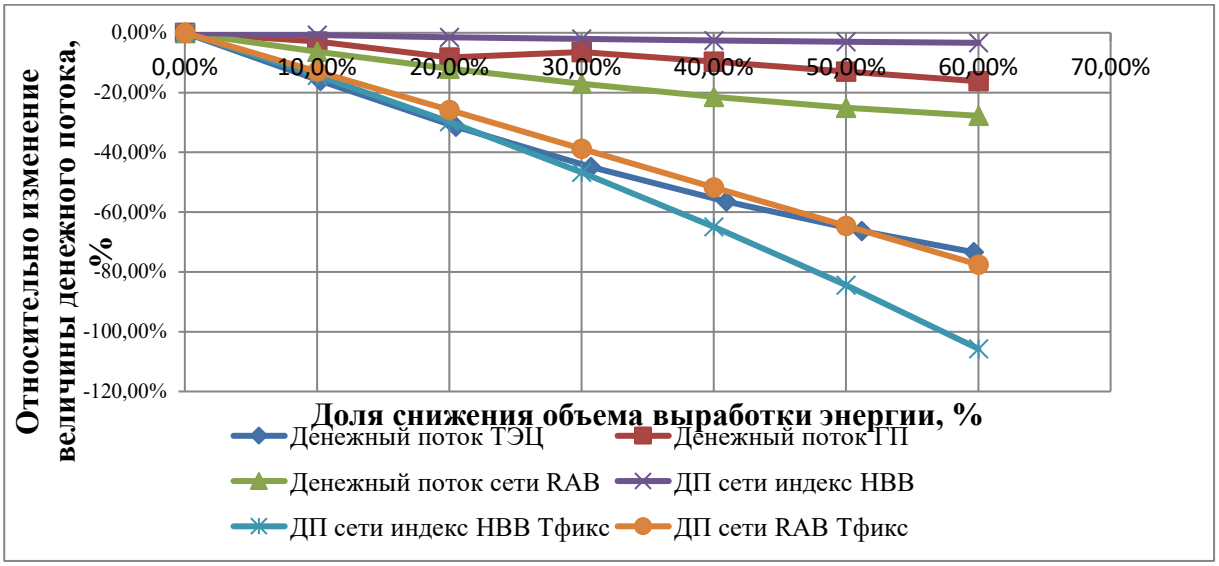


Рис.6. Денежные потоки цепочки генератор-сеть-ГП в различных сценариях

На графике представлены по две модели каждого метода тарифного регулирования сетевых организаций (доходность на инвестированный капитал и долгосрочная индексация НВВ). Рассмотрено два сценария, в одном случае при снижении количества передачи энергии по сетям тариф данной организации будет резко расти, в другом случае тариф зафиксирован при всех значения выпадающих объемов (расчеты проводились в базисных ценах, поэтому влияние инфляции не учитывалось). Видно, что при повышающемся тарифе (то есть повышение регулятором сверх инфляции) на услуги по передаче, денежные потоки обоих методов изменяются незначительно, так как это компенсируется ростом тарифов. Если этого не происходит, эффективность деятельности таких организаций снижается. Однако при выпадении объема передачи до 20%, денежные потоки всех участников, кроме ГП, снижаются на 30%, что

может говорить о допустимости выпадения такого количества объема энергопотребления в энергосистеме.

Денежный поток ГП напрямую зависит от группы масштаба деятельности. В модели ГП рассчитано, что вместе с выпадением потребления энергии, пропорционально снижается количество обслуживаемых договоров. Это означает, что при сценарии выпадения доли энергии в 30%, будет наблюдаться смена масштаба деятельности ГП, что отражается в скачке ДП, это дает немного стабилизировать деятельность компании, но дальше начинается закономерный спад, из-за продолжающегося снижения объема передачи и количества договоров.

Наибольшее влияния рассмотренная ситуация имеет на ТЭЦ и сетевую организацию в условиях отсутствия роста тарифа на услуги по передаче. На снижение денежных потоков (ДП) для сетевой организации может повлиять регулятор, при этом цена на электроэнергию на рынке для потребителей снизится (Рис.7), и компенсирует рост тарифа на услуги по передаче для потребителей. ТЭЦ при этом оказывается в крайне сложных условиях: у нее падают денежные потоки из-за снижения выручки (снижение цены, снижение объема производства) и растут издержки из-за ухудшения режимов работы оборудования, а следовательно, снижается его энергетическая эффективность. В расчетах учитывалось изменение удельных расходов топлива при снижении нагрузки оборудования ТЭЦ.

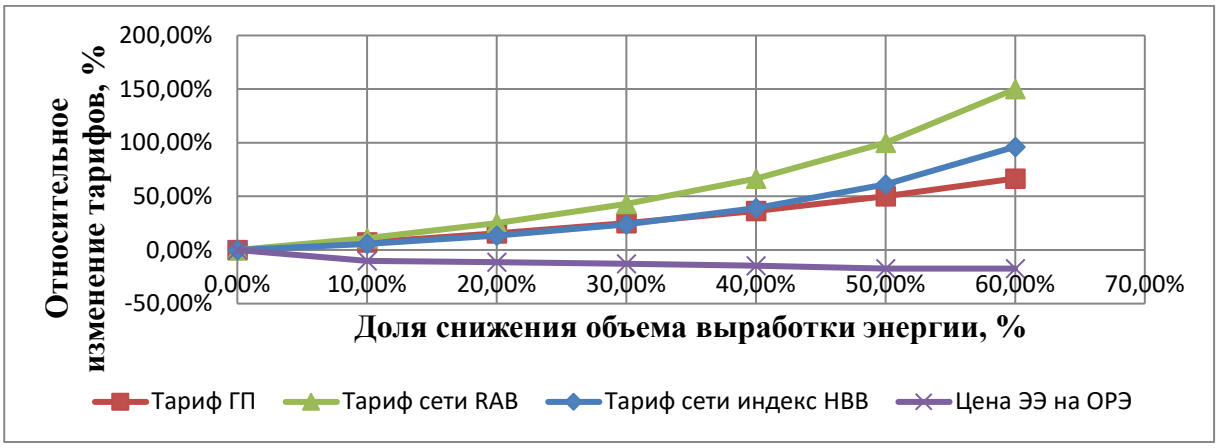


Рис. 7. Относительное изменение тарифов регулируемых организаций и цены рынка в различных сценариях

На представленном графике (Рис.7) показано, что рыночная цена, которую получает ТЭЦ за электроэнергию падает, в то время как тарифы регулируемых организаций повышаются. Рост тарифов сетевых и сбытовых организаций, обуславливается только снижением передачи энергии, их затраты и НВВ зависят во многом от постоянных издержек. Такой рост мог бы компенсировать выпадающие доходы компаний, но местный региональный регулятор, вероятно, не допустит резкого скачка тарифа, скорее всего, что повышение тарифа будет равномерно сглажено на последующие годы.

В рассмотренных сценариях рассчитывалась средневзвешенная цена у потребителя, которая складывается из всех составляющих без учета ценовых категорий потребителей, т.к. перераспределение платы между потребителями по ценовым категориям в целом не влияет на результаты исследований (Рис.8). Снижение объемов спроса на ОРЭ в диапазоне до 10% даже снижает конечную цену для потребителя, однако при большем объеме перехода потребителей в АЭК у потребителей энергосистемы начинает расти цена.

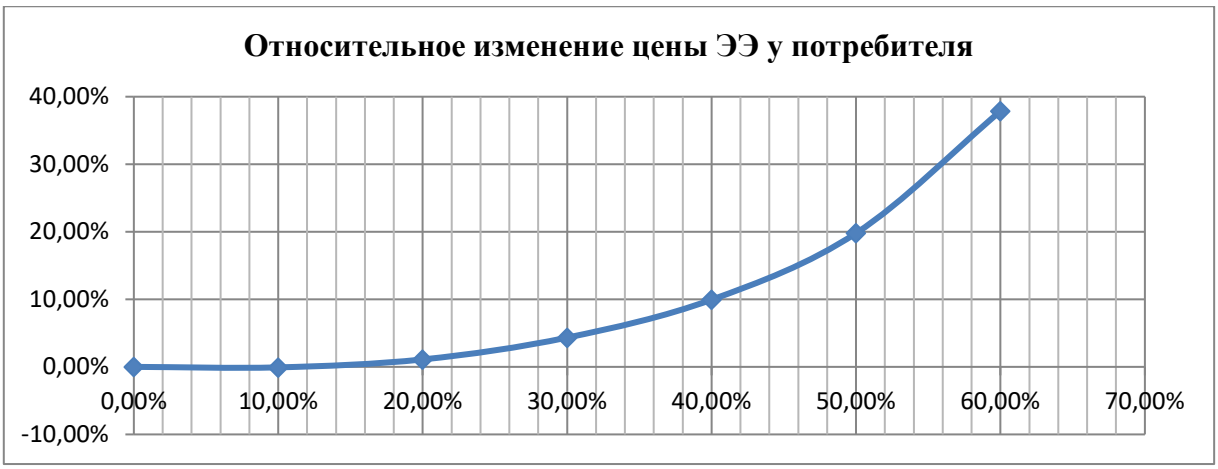


Рис. 8. Относительное изменение конечной цены на электроэнергию у потребителя при различных объемах выпадающего объема

До 20% выпадение объемов из энергосистемы повышает цену для оставшихся потребителей в пределах 5%, а для сетевой компании падение денежного потока – до 15% (при этом может быть реализован сценарий компенсации или изменен метод регулирования), для гарантирующего поставщика влияние – в пределах 10%. Наихудшим образом ситуация сказывается на ТЭЦ – падение денежных потоков до 30%. Для компенсации нужно будет увеличивать тариф на тепловую энергию или плату за мощность. Удельный расход топлива увеличится на 0,5%, а расход топлива на весь объем производимой продукции снизится на 9,7%.

Выводы.

Строительство распределенной генерации оплачивают потребители, которые в ней нуждаются, а не все потребители энергосистемы, следовательно снижается объем капитальных затрат в энергосистеме для остальных потребителей.

Построенные модели показывать приемлемую долю строительства АЭК в 20% без значительного ущерба экономике регулируемых и нерегулируемых энергетических компаний.

Расчеты показали, что если потребители создают собственную генерацию в объеме более, чем 20% от мощности единой энергосистемы, то такой объем может быть критической точкой для энергосистемы, при которой резко ухудшаются как показатели деятельности энергетических компаний, так положение оставшихся потребителей.

Следует отметить, что полученные выводы необходимо верифицировать на фактических данных других энергетических компаний и других регионов, по разным типам энергетического оборудования, при этом возможно использование примененных в данной работе моделей и методов.

Список литературы

1. **Холкин Д.В.** Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России / Д.В. Холкин – Инфраструктурный центр Энерджинет, 2020 – 58 с.
2. **Воропай, Н. И.** Централизованная и распределенная генерация - не альтернатива, а интеграция / Н. И. Воропай, В. А. Стенников // Инновационная электроэнергетика-21. – Москва: ООО "Издательско-аналитический центр Энергия", 2017. – С. 272-290. – EDN YUIVAD.
3. Исследование факторов эффективности создания АЭК / **А. С. Аникеева, Д. А. Бут, Е. Д. Терентьев, Д. А. Фрей** // Технологии будущего: IV Национальная научно-техническая конференция. Сборник тезисов докладов, Москва, 05–09 апреля 2021 года. – Москва: Издательство ФГБОУ ВПО "НИУ "МЭИ", 2021. – С. 29.

УДК 532.2

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Кырджагасова М.А., Бологова В.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: KyrjagasovaMA@mpei.ru, BologovaVV@mpei.ru

Аннотация.
Проведен анализ существующих проблем в области водоснабжения. Выявлены следующие причины низкой эффективности работы систем водоснабжения и водоотведения на примере Республики Саха (Якутия): высокие затраты на энергоресурсы, износ инфраструктуры и недостаточную автоматизацию процессов. В условиях сурового климата и удаленности региона особое внимание уделяется оптимизации процессов водоснабжения и очистки сточных вод, что является ключевым фактором для устойчивого развития.

Разработаны предложения по повышению эффективности: внедрение систем мониторинга и управления, а также модернизация очистных сооружений.

Результаты исследования показывают, что комплексный подход к модернизации систем водоснабжения и водоотведения может значительно снизить эксплуатационные расходы и повысить качество предоставляемых услуг. Предлагаемые мероприятия могут быть использованы для повышения эффективности управления водными ресурсами в Республике Саха (Якутия) и других регионах с аналогичными условиями.

Введение

В условиях глобальных изменений климата и растущих потребностей населения в чистой воде, повышение энергетической и экономической эффективности систем водоснабжения и водоотведения становится одной из ключевых задач для многих регионов, включая Республику Саха (РС(Я)). Якутия, обладая уникальным климатом и географическими особенностями, сталкивается с особыми вызовами в сфере управления водными ресурсами. Долгие зимы, значительные колебания температур и удаленность населенных пунктов от централизованных систем поставки воды создают уникальные условия для функционирования водоснабжающих систем.

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов в системах водоснабжения и водоотведения позволит снизить затраты, повысить надежность поставок воды и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Цель работы – анализ текущего состояния, выявление основных проблем и поиск путей повышения энергетической и экономической эффективности систем водоснабжения и водоотведения в РС(Я).

Данное исследование направлено на разработку рекомендаций по улучшению ситуации в сфере водоснабжения и водоотведения в Республике Саха, что, в свою очередь, будет способствовать улучшению качества жизни населения и устойчивому развитию региона.

Методы и материалы

АО «Водоканал» является одним из крупнейших предприятий в городе Якутске [1]. На берегу реки в северо-восточной части города, воду поднимают и очищают в комплексе водозаборных и водоочистных сооружений. Мощность комплекса 110 тысяч куб.м. в сутки, что на сегодня в два раза превышает фактические потребности города. С 2018 года для очистки воды перестали использовать жидкий хлор, заменив его более эффективным и менее вредным гипохлоритом натрия [2, 3]. Кроме того, очищенная вода проходит ультрафиолетовую

обработку. Для решения задачи сохранение экологического благополучия реки Лены используется Станция биологической очистки сточных вод мощностью 90 куб.м. в сутки [1].

Системы водоснабжения и водоотведения в Якутии сталкиваются с рядом проблем:

1. В некоторых районах наблюдаются проблемы с качеством питьевой воды, вызванные загрязнением источников и недостаточной очисткой.

2. Высокие энергетические затраты на электроэнергию для работы насосов и очистных сооружений (табл. 1) значительно увеличивают общие расходы на водоснабжение.

3. Многие элементы инфраструктуры требуют модернизации или замены из-за износа и недостаточного финансирования, что вызвано низкими тарифами.

4. В отдаленных районах сложность транспортировки материалов и оборудования затрудняет ремонт и обслуживание систем.

5. В условиях ограниченного бюджета многие муниципалитеты сталкиваются с трудностями в обеспечении необходимого уровня обслуживания и модернизации инфраструктуры.

Таблица 1. Текущая структура себестоимости воды [1]*

Элементы затрат	Стоимость, транспортировка и хранение химикатов	Ремонт и обслуживание оборудования	Электроэнергия	Заработная плата	Прочие
Величина	36%	15%	30-40%	10%	9-10%

* связано с устаревшими технологиями и неэффективным оборудованием, что приводит к высоким потерям как воды, так и энергии, значительные потери из-за аварий на трубопроводах и необходимость частого ремонта.

При разработке энергосберегающих мероприятий были учтены мировые тенденции по технологиям в области водоснабжения и водоотведения [2]: внедрение солнечных панелей и ветряков для обеспечения автономного электроснабжения насосных станций; современные технологии очистки применение мембранных технологий и биологической очистки для повышения качества воды [4]; внедрение автоматизированных систем мониторинга и управления для оптимизации работы инфраструктуры. В работе были рассмотрены несколько успешных примеров [5], в т.ч. опыт зарубежных компаний, которые могут послужить ориентиром для внедрения аналогичных решений в Якутии.

При выполнении работы были собраны данные отчетности АО «Водоканал» за период 2021-2023 гг.

Результаты.

1. Энергетический эффект. Снижение потребления электроэнергии [6]:

• внедрение умных насосных станций и автоматизированных систем управления позволяет оптимизировать режимы работы оборудования, что может привести к снижению потребления электроэнергии на 15-30%;

• применение энергоэффективных технологий, таких как насосы с переменной частотой, может дополнительно сократить затраты на электроэнергию на 10-20%.

2. Экологический эффект:

• снижение потребления энергии ведет к уменьшению выбросов CO_2, что способствует улучшению экологической ситуации в регионе. Стоит рассмотреть возможность использования зеленых облигаций для финансирования проектов по улучшению энергетической эффективности. Эти финансовые инструменты могут привлечь внимание инвесторов, заинтересованных в устойчивом развитии.

3. Экономический эффект. Снижение операционных затрат:

• оптимизация процессов управления водоснабжением и водоотведением может снизить операционные затраты на 20-30%. Это достигается за счет уменьшения потерь воды, снижения расходов на ремонт и обслуживание оборудования, а также повышения производительности труда;

• замена жидкого хлора на гипохлорит натрия, внедрение многоступенчатой очистки воды ведет не только к улучшению качества очистки, но и к снижению затрат на транспортировку и хранение химикатов, затрат на потребление электроэнергии на 8-10%;

• внедрение систем учета и мониторинга [5] позволяет более точно оценивать объемы потребления и, соответственно, повысить доходы от реализации услуг. Ожидаемое увеличение доходов может составить до 15-25%. Модернизация инфраструктуры требует не только финансовых вложений, но и комплексного подхода к управлению ресурсами. Возможности финансирования могут включать государственные субсидии, частные инвестиции и международные гранты. Одним из перспективных направлений является создание партнерств между государственными и частными организациями. Такие партнерства могут обеспечить доступ к современным технологиям и лучшим практикам управления. Например, опыт других регионов показывает, что совместные проекты по модернизации инфраструктуры приводят к снижению затрат и повышению качества услуг. Важным шагом на пути к улучшению ситуации является активное сотрудничество между государственными структурами, частным сектором и международными организациями. Это позволит создать устойчивую финансовую модель, способствующую модернизации инфраструктуры и повышению уровня жизни в регионе. Для повышения эффективности работы систем водоснабжения в СР (Я) государство должно поддерживать программы обучения для работников сферы водоснабжения и водоотведения, разработать и внедрить строгие нормативы по энергопотреблению и качеству услуг, создать благоприятные условия для привлечения частных инвестиций через гранты и субсидии для частных компаний и/или партнерство с частным сектором в рамках государственно-частного партнерства (ГЧП) [4];

и повышение инвестиционной привлекательности:

• оценка стоимости развития системы водоснабжения и водоотведения в РС(Я) показывает, что первоначальные инвестиции могут составить от 19 до 30 млн рублей, а срок окупаемости при оптимистичных расчетах — около 18 лет. Несмотря на длительный срок окупаемости, экономические и экологические выгоды от повышения эффективности могут значительно улучшить качество жизни населения и устойчивость системы в долгосрочной перспективе. Также в работе на основании данных отчетности были рассчитаны показатели рентабельности, финансовой устойчивости и платежеспособности, а также проведен анализ влияния реализации предлагаемых мероприятий на эти показатели. Ожидаемое увеличение общей рентабельности 12-14%.

На основе анализа успешных практик из других регионов было выделено несколько рекомендаций для повышения эффективности систем водоснабжения и водоотведения в Республике Саха (Якутия): инвестиции в модернизацию инфраструктуры; внедрение современных технологий; использование альтернативных источников энергии; разработка программ по повторному использованию ресурсов; обучение и подготовка кадров.

Выводы.

1. Срок службы насосных станций может быть продлен до 40 лет и более. Важно регулярно проводить техническое обслуживание и мониторинг состояния оборудования, чтобы минимизировать износ.
2. Повышение качества очистки и снижение затрат на ее проведение за счет изменения технологии очистки на 8-10%.
3. Интеграция систем мониторинга и управления в реальном времени помогает выявлять узкие места в работе инфраструктуры и оперативно реагировать на изменения, что приведет к снижению затрат на 20-30%.
4. Формирование тарифной политики играет важную роль в устойчивости систем, т.к. низкие тарифы приводят к недостаточному финансированию.
5. Срок окупаемости инвестиций в развитие системы водоснабжения составит около 18 лет.

6. Реализация предлагаемых в работе мероприятий позволит повысить рентабельность экономической деятельности систем водоснабжения СР (Я) (общая рентабельность вырастет на 12-14%).

Список литературы

1. **АО «Водоканал»,** официальный сайт https://vodokanal-ykt.ru/
2. **Копылов А. С., Лавыгин В.М., Очков В.Ф.** Водоподготовка в энергетике: учебное пособие/ – 3-е изд., стер. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2022. – 309 с.
3. **Министерство экологии Республики Саха (Якутия)** Доклад о состоянии и использовании водных ресурсов РС(Я), 2022.
4. **А. Н. Плотников** Инновационные технологии в системах водоснабжения и водоотведения: / ред. колл.: – Чебоксары: ИД «Среда», 2019. – 152 с.
5. **Аникин, Юрий Викторович**. Менеджмент систем водоснабжения и водоотведения: учебное пособие/ М-во науки и высш. образования РФ. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2023. — 114 с.
6. **Коноплев, Е.Н.** Основы проектирования и расчета систем водоснабжения и водоотведения населенных пунктов: учебное пособие/ Тверской государственный технический университет. – Тверь: ТвГТУ, 2022. - 124 с.

УДК 338.2

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИХ РАЗВИТИИ НА ОСНОВЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННО-ЧАСТНОГО ПАРТНЕРСТВА

Поташков Д.С., Бологова В.В.
Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия
e-mail: PotashkovDS@mpei.ru; BologovaVV@mpei.ru

Аннотация

Приведены результаты анализа энергетической эффективности систем теплоснабжения. Выявлены ключевые проблемы в развитии теплоэнергетики, включая ухудшение качества передачи тепла, недоинвестированность и финансовое неблагополучие отрасли, высокую изношенность инфраструктуры.

Сформулированы предложения по усовершенствованию механизма государственно-частного партнерства (ГЧП), в частности концессионных соглашений в отрасли теплоснабжения.

Разработаны предложения по повышению энергетической и экономической эффективности объектов теплоснабжения, связанные с изменением возможностей цифровизации отрасли теплоснабжения и привлечения финансовых ресурсов для ее развития.

Проведена оценка ожидаемых результатов при реализации механизма государственно-частного партнерства (ГЧП) и анализ этих результатов.

Введение

Одной из основных причин снижения эффективности работы систем теплоснабжения является ухудшения их состояния в результате высокой степени износа, что требует совершенствование механизмов развития по привлечению цифровых технологий и финансовых средств в отрасль.

В работе отмечена необходимость повышения качества реализации государственной программы РФ «Развитие энергетики» в части теплоснабжения. Сделан вывод о важности комплексного подхода к решению существующих проблем в отрасли для обеспечения стабильного и надежного теплоснабжения.

Предложено совершенствование механизма государственно-частного партнерства, в частности концессионных соглашений в отрасли теплоснабжения, для решения существующей проблемы. Оценка результатов его реализации с использованием разработанной авторами эконометрической модели показала повышение эффективности работы систем теплоснабжения, в т.ч. за счет снижение степени износа основных фондов.

Цель работы – усовершенствовать механизм государственно-частного партнерства (концессионных соглашений) для повышения возможностей по привлечению цифровых технологий и финансовых ресурсов для развития отрасли теплоснабжения.

Методы и материалы

Проблемы в теплоэнергетическом секторе Российской Федерации многочисленны и сложны. Одной из основных является низкая эффективность передачи тепловой энергии, что приводит к значительным потерям и увеличению затрат. За последние 15 лет средние годовые потери тепловой энергии увеличились на 5,5%, отпуск тепловой энергии снизился на 12,6% [1]. Кроме того, отрасль страдает от недоинвестированности и финансового неблагополучия, что затрудняет модернизацию и обновление устаревшего оборудования. В свою очередь,

изношенность инфраструктуры также играет ключевую роль в проблемах сектора, поскольку старые и неэффективные системы требуют постоянного ремонта и обслуживания, что дополнительно увеличивает операционные и инвестиционные расходы. Добавляется к этому низкое качество реализации государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики» [2, 3], которая не достигает своих целей по модернизации и оптимизации работы предприятий в данной сфере, а также не отражает решения реальных проблем в отрасли. Локализация производства и программного обеспечения также оказывает влияние на теплоэнергетический сектор. Отсутствие местного производства ключевых компонентов и технологий приводит к зависимости от импорта, что увеличивает стоимость проектов и делает планирование более сложным.

Были собраны и проанализированы данные по концессионным соглашениям в отрасли теплоснабжения (объем выборки: 1 651 соглашение; период данных: 2010-2022 гг. [4]), а также статистические показатели Росстата для ОКВЭД2 «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха» за аналогичный период [5].

Результаты

Основные положения разработанного и предлагаемого к реализации усовершенствованного механизма ГЧП, в частности концессионных соглашений с цифровизацией в отрасли теплоснабжения, представлены на рис. 1.

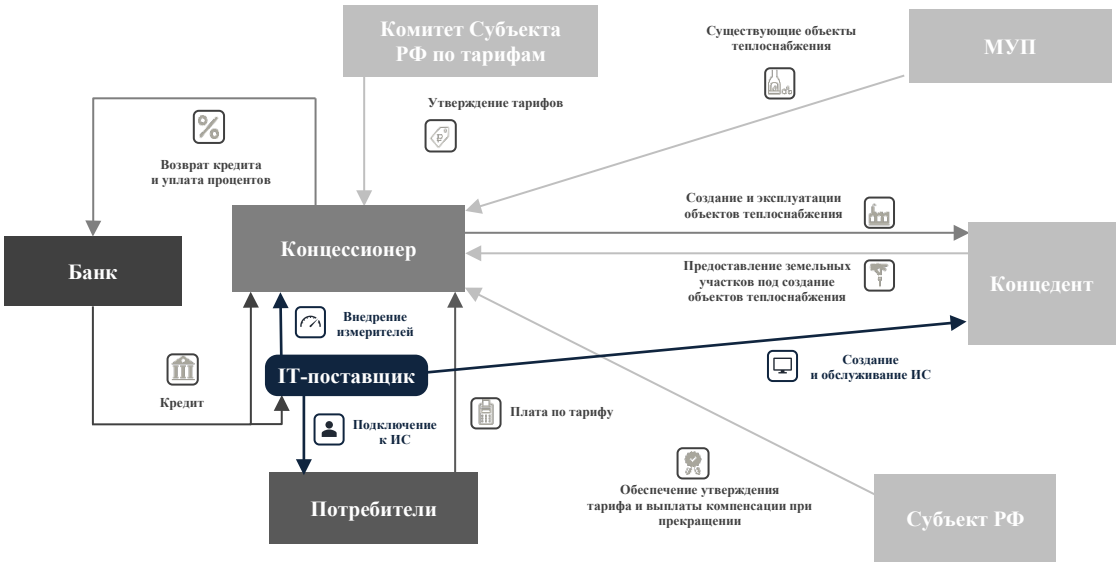


Рис.1. Теоретические положения усовершенствованного механизма ГЧП (концессионных соглашений)

Предлагается помимо основной деятельности концессионера по созданию / модернизации и эксплуатации объектов теплоснабжения в рамках соглашения с концедентом привлечь дополнительное лицо на стороне концессионера в виде «IT-поставщика», который отвечал бы за внедрение цифровых технологий на объектах теплоснабжения, создание и обслуживание работы информационной системы, включая подключение к этой системе потребителей тепловой энергии. Таким образом, привлекаемые в отрасль цифровые технологии, в т.ч. развитие «умных тепловых сетей», будут формироваться на основе трех составляющих [6]:

1. Внедрение на всех участках тепловых сетей интеллектуальных измерительных приборов с функцией съема и передачи данных в режиме реального времени.
2. Создание единой информационно-аналитической системы.
3. Возникновение новых цифровых продуктов на базе единой информационно-аналитической системы.

С целью оценки ожидаемых результатов от предложений по усовершенствованию

механизма ГЧП (концессионных соглашений) по привлечению цифровых технологий и финансовых средств в отрасль была построена эконометрическая модель по методу наименьших квадратов. Процесс моделирования включал тщательный подбор переменных, основанный на доступных данных по концессионным соглашениям в отрасли теплоснабжения и статистическим показателям Росстата. На первом этапе были рассмотрены различные комбинации потенциально значимых переменных, включая основные характеристики концессионных соглашений, состояние основных фондов, технологические изменения и другие структурные характеристики отрасли. В результате было построено несколько предварительных эконометрических моделей, где для каждой из них был проведен ряд статистических тестов с целью оценки их качества и надежности.

На основе результатов этих тестов была выбрана модель, показавшая наилучшие оценки по качеству, которая удовлетворяет всем критериям статистической значимости и стабильности, демонстрируя высокую объяснительную способность и надежность прогноза. В конечном итоге, разработанная эконометрическая модель по методу наименьших квадратов обладает следующей формулой:

$$Wear_assets = \beta_0 + \beta_1 \cdot Energy_cons + \beta_2 \cdot Avr_term + \beta_3 \cdot Priv_agr + \beta_4 \cdot Innov_use + \varepsilon,$$

где:

Wear_assets – степень износа основных фондов на конец года, %;

Energy_cons – конечное потребление тепловой энергии за год, млн Гкал;

Avr_term – средний срок заключаемых концессионных соглашений в отрасли теплоснабжения в соответствующем году, лет;

Priv_agr – доля концессионных соглашений, заключенных по частной инициативе, в соответствующем году, %;

Innov_use – инновационные товары, работы, услуги, вновь внедренные или подвергавшиеся значительным технологическим изменениям в течение последних трех лет, млрд руб.

На основе программного обеспечения «R Studio» были произведены необходимые расчеты. Результаты моделирования по методу наименьших квадратов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты эконометрического моделирования

Коэффициент	**Значение**	**P-value**
β0 (Константа)	26,35	0,007
β1(Energy_cons)	0,012	0,124
β2(Avr_term)	0,4618	0,0102
β3(Priv_agr)	0,0339	0,014
β4(Innov_use)	-0,0166	0,02045
Adjusted R^2	0,8943	0,00047

Эконометрическая модель обладает статистической значимостью. Результаты тестов качества модели представлены в таблице 2. Также были проведены оценки переменных по вопросу мультиколлинеарности при помощи коэффициента VIF, значение которого для каждой из переменных не превышает 3, что говорит об ее отсутствии.

Таблица 2. Результаты тестов качества модели

Тест	**Значение**	**P-value**	**Результат**
Jarque-Bera test for normality (residuals)	0,011052	0,9985	Остатки модели распределены по нормальному закону распределения

Тест	Значение	P-value	Результат
Breusch-Pagan test	3,6248	0,4592	Данные гомоскедостичны
Breusch-Godfrey test for serial correlation of order up to 1	1,6471	0,1994	Автокорреляция с лагом равным 1 отсутствует
Breusch-Godfrey test for serial correlation of order up to 2	2,899	0,2347	Автокорреляция с лагом равным 2 отсутствует
Breusch-Godfrey test for serial correlation of order up to 3	2,899	0,4075	Автокорреляция с лагом равным 3 отсутствует
RESET-test	0,62244	0,568	Текущая спецификация модели адекватна

Анализ результатов моделирования показывает, что влияние на степень износа основных фондов статистически значимо для величины среднего срока концессионного соглашения, доли заключенных соглашений по частной инициативе и объема расходов на внедрение инновационных технологических решений, включая цифровые технологии.

Положительное влияние среднего срока соглашений на степень износа основных фондов может являться объективным, поскольку при более долгих сроках эксплуатации объектов возрастает их износ к концу срока. Подобным образом может обстоять ситуация с долей соглашений заключенных по частной инициативе, поскольку как правило инициатива концессионера заключается именно в создании новых объектов, а не модернизации старых, что в свою очередь повышает количество «потенциальных объектов для износа» и не решает проблему с устаревшей инфраструктурой теплоснабжения.

Модель также показывает, что при наращивании расходов на значительные технологические изменения на оказание услуг в отрасли теплоснабжения (включая внедрение цифровых технологий), сокращается степень износа основных фондов. В то же время, для существенного изменения ситуации в лучшую сторону потребуются значительные вложения ресурсов.

Выводы

1. Проведен анализ существующий в настоящее время проблем в теплоэнергетическом секторе Российской Федерации.
2. Предложен усовершенствованный механизм ГЧП, в частности концессионных соглашений с цифровизацией в отрасли теплоснабжения.
3. Разработана эконометрическая модель по методу наименьших квадратов, которая включает в себя в качестве переменных основные характеристики концессионных соглашений и отрасли теплоснабжения в целом.
4. Проведен расчет с использованием разработанной модели, который показал что при реализации предлагаемого механизма ГЧП (концессионных соглашений) и использования тех возможностей, что он дает, снижается износ систем теплоснабжения, что приведет к повышению эффективности работы этих систем.

Список литературы

1. **Отчет о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации.** Официальный сайт Минэнерго России «minenergo.gov.ru».
2. **Постановление Правительства РФ** от 15 апреля 2014 г. N 321 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики" (с

изменениями и дополнениями). Информационно-правовой портал «Гарант.ру». URL: https://base.garant.ru/70644238/
3. **Заключение Счетной палаты Российской Федерации о реализации государственной программы «Развитие энергетики» в 2021 году**. Официальный сайт Счетной палаты Российской Федерации «ach.gov.ru». URL: https://ach.gov.ru/upload/iblock/2f6/2wq9lywavrne02enhozwh46146y29sgj.pdf?ysclid=lq1f7e0n8b13983838
4. **База проектов ГЧП**. Платформа поддержки инфраструктурных проектов «РОСИНФРА». URL: https://dpo.rosinfra.ru/base-projects
5. **Эффективность экономики России.** Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики «rosstat.gov.ru». URL: https://rosstat.gov.ru/folder/11186
6. **Н. Г. Верстина, Е. Г. Евсеев, О. Ф. Цуверкалова** Особенности управленческих технологий в условиях освоения теплоснабжающими организациями «умных тепловых сетей» (Smart Grid). // Научный журнал управленческий учет. 2021. №8. URL: https://uprav-uchet.ru/index.php/journal/article/view/1017/576