

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

КАЗАНСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
БЕЛОРУССКИЙ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

---

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы Международной  
научно-практической конференции

27 апреля 2023 года



**ПОЛИТЕХ-ПРЕСС**

Санкт-Петербургский  
политехнический университет  
Петра Великого

Санкт-Петербург

2023

ББК 65:31

С56

**Современные технологии и экономика в энергетике** : материалы Международной научно-практической конференции, 27 апреля 2023 г. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 184 с.

В сборнике опубликованы статьи ведущих ученых и преподавателей университетов России и Белоруссии, руководителей и специалистов отечественных и зарубежных промышленных и энергетических предприятий, студентов, аспирантов и молодых ученых университетов России и Белоруссии.

Конференция организована тремя крупнейшими университетами России и Белоруссии, реализующими подготовку специалистов в области энергетики и энергосбережения, а именно Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого, Казанским государственным энергетическим университетом и Белорусским национальным техническим университетом.

В материалах сборника рассмотрены актуальные проблемы экономики энергетики, энергосбережения, менеджмента в энергетике, современные технологии в энергетике, аспекты ядерной энергетики, а также цифровые технологии в энергетике и промышленности.

Ответственный за выпуск – канд. экон. наук, доц. *О. В. Новикова*

Редакторы: *Р. С. Киреев, С. С. Каюкова*

Печатается по решению  
Совета по издательской деятельности Ученого совета  
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

ISBN 978-5-7422-8194-8

© Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2023

## Содержание

<b>Экономика и менеджмент в энергетике .....</b>	<b>9</b>
<i>К.А. Акимова, Е.С. Дубровская</i>	
Особенности управления топливно-энергетическим комплексом в условиях санкций .....	9
<i>А.В. Тарасюк</i>	
Логистика в энергетике.....	11
<i>А.В. Напойкина, Р.Р. Бадретдинова, Е.С. Дубровская</i>	
Энергетический кризис и его влияние на экономику .....	14
<i>Л.Ф. Хатинова</i>	
Цифровая экономика в период глобализации: технология blockchain .....	16
<i>А.М. Баранова, Е.С. Дубровская</i>	
Роль энергетики в экономическом развитии России .....	19
<i>О.В. Минулина, А.И. Амирова, Е.А. Исаева</i>	
Особенности экономики и управления энергетическим комплексом Российской Федерации .....	21
<i>Г.А. Рудченко</i>	
Энергоэкономический подход к оценке уровня энергоэффективности производства .....	23
<i>К.И. Павлов, Л.Р. Уразбахтина</i>	
Барьеры цифровизации энергетики РФ в современных экономических условиях .....	25
<i>В.М. Барцевская</i>	
Влияние экологии на энергетическую безопасность страны .....	27
<i>Е.П. Корсак</i>	
Энергетическая безопасность: аспекты и оценки .....	30
<i>Т.О. Курбангалиева</i>	
Влияние электроэнергии на экономическое развитие: макроэкономическая перспектива .....	32
<i>А.Н. Ленских, Д.Д. Шарипов</i>	
Анализ стоимости урана с использованием модели ARIMA .....	34
<i>Т.Ф. Манцорова, Е.И. Тымуль</i>	
Использование Green controlling в энергетике .....	37

<i>М.О. Дубровская, Е.С. Дубровская</i>	
Прогнозирование использования возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии в Российской Федерации .....	39
<i>Д.С. Савельева</i>	
Изучение влияния использования зеленых технологий на экономику страны ..	41
<i>А.С. Стасевич</i>	
Эффективность применения целевого энергетического менеджмента на энергетическом предприятии .....	43
<i>И.П. Земнов, Д.С. Попова</i>	
Перспективы развития ветроэнергетики в Мурманской области .....	46
<i>А.И. Лимонов, А.В. Левковская</i>	
Об экономическом механизме поддержания оптимального уровня надежности электроснабжения .....	48
<i>Я.А. Фецюх, Э.А. Баглаева, О.В. Минулина</i>	
Зависимость изменения экономических показателей с увеличением доли АЭС в энергобалансе .....	50
<i>Н.А. Самосюк, А.А. Картик</i>	
Внедрение энергетического менеджмента в тепловых сетях .....	53
<i>Н.А. Самосюк, Е.А. Кравчук</i>	
Направления по повышению эффективности использования ресурсов в энергетике .....	55
<i>А.И. Валеев, О.В. Минулина</i>	
Углеродно-нейтральная экономика .....	57
<i>Н.А. Самосюк, И.Г. Акулёнок</i>	
Повышение эффективности работы теплоэлектростанции .....	59
<b>Современные аспекты тепловой и ядерной энергетики .....</b>	<b>62</b>
<i>А.Ю. Кротов, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко</i>	
Влияние числа ярусов горелок котла на генерацию оксидов азота .....	62
<i>В.А. Черников, Е.Ю. Семакина, Н.И. Фокин, А.Г. Михолицис</i>	
Моделирование крайних частичных режимов газовых турбин при помощи экспериментальной турбины “ЭТ4” .....	65
<i>А.И. Аржаев, А.А. Калюттик, В.О. Маханев, В.С. Модестов</i>	
Об уроках старения элементов АЭС .....	67

<i>А.Г. Полянский</i>	
Модифицированная схема ядерного ракетного двигателя с внешним тягово-охлаждающим контуром .....	70
<i>А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, А.А. Павловская</i>	
Общие подходы к нодализации реакторной установки в программном коде ATHLET .....	72
<i>А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, И.А. Евсеенко</i>	
Расчетный анализ возможного аварийного сценария неомогенного разбавления стояночной концентрации борной кислоты в реакторе ВВЭР-1200 .....	74
<i>И.Ю. Талабира, Н.А. Забелин</i>	
Особенности газодинамического расчёта цилиндров низкого давления влажнопаровых турбин .....	76
<i>В.В. Гаврилов, Я.А. Владимиров, У.Д.С. Гунасекара</i>	
Проблемы совместной работы открытой и закрытой систем централизованного теплоснабжения.....	79
<i>С.А. Лямин</i>	
Оптимизация горелочных устройств котла ТГМЕ-206П.....	81
<i>Д.Д. Шарипов, Д.В. Доронков, И.Л. Парамонова</i>	
Численное моделирование гидравлических процессов в ТВС РИТМ-200 для обнаружения источников неоднородности потока в активной зоне реактора ...	83
<i>Г.А. Ромахова</i>	
Анализ потерь энергии в ГТУ с охлаждаемой турбиной.....	85
<i>А.В. Кодоев, Д.И. Марковец, А.Д. Классен, В.А. Суханов</i>	
Расчетные исследования переходных процессов в электрогидравлической системе автоматического регулирования мощности турбины К-800-240 ЛМЗ при больших возмущениях в энергосистеме .....	88
<i>Э.А. Ярмухамедов, А.В. Ившин</i>	
Выбор материала транспортного контейнера для облученного графитового замедлителя ядерных реакторов типа РБМК-1000 .....	90
<i>С.В. Скулкин</i>	
Термический режим грунтов в Санкт-Петербурге для теплотехнических расчетов подземных сетей .....	92
<i>И.С. Вареница, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко</i>	
Прочность пароперегревательных ступеней энергетического котла.....	94

<i>Д.И. Марковец, А.В. Кодоев, А.М. Балакин, В.А. Суханов</i>	
Расчетные исследования устойчивости системы автоматического регулирования мощности паровых турбин.....	97
<i>U.J.S. Gunasekara, V.V. Gavrilov, B.M.D.N.S. Jayasinghe, V.G. Reeve</i>	
Feasibility of introducing the floating nuclear power plant concept with small modular reactor for Sri-Lankan energy sector .....	100
<i>Н.В. Монтан</i>	
Влияние изменения концентрации тяжелой воды на обогащение топлива при спектральном регулировании ВВЭР.....	102
<i>N.G. Kalanke, KH. Sadeghi, S.H. Ghazaie, E.A. Sokolova</i>	
Developing a steady state correlation for maximum fuel temperature in VVER-1000 reactor using gene expression programming and COBRA.....	104
<b>Энергоэффективные технологии.....</b>	<b>107</b>
<i>Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий</i>	
Пиковые резервные энергетические источники на базе газовых турбин и их роль в регулировании нагрузки энергосистемы Беларуси .....	107
<i>Д.Н. Романюк</i>	
Гидроэнергетический потенциал малых рек республики Беларусь.....	109
<i>А.В. Печников, А.П. Плотников</i>	
Электрическая прочность металлопленочных конденсаторов в зависимости от величины межслоевого давления .....	111
<i>Wang Junjie</i>	
Research on optimization method of power flow in microgrid .....	114
<i>Н.С. Елсуков, И.И. Ретин, И.Д. Аникина</i>	
Изучение влияния теплонасосной установки на летний режим работы ТЭЦ с прямоточной системой технического водоснабжения .....	116
<i>М.Р. Кадыров, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов</i>	
Температура газотопливных потоков по высоте топочной камеры котла с угловыми горелками .....	118
<i>Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов</i>	
Снижение выбросов оксидов азота методом рециркуляции .....	121
<i>Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов</i>	
Особенности работы шаровой барабанной мельницы системы пылеприготовления котла.....	124

*К.О. Потоцкая*

Потенциал использования биогазовых установок в республике Беларусь ..... 126

*Н.А. Вальченко, О.А. Кныш*

Рекуперация энергии вентиляционных выбросов в системах вентиляции административных зданий как способ энергосбережения ..... 129

*Н.А. Андреева, В.В. Чабан*

Сорбция углекислого газа катодным углеродом..... 131

*А.Ю. Салех, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко*

Оптимизация проточной части газомазутной горелки ГМВА2-20 ..... 133

*В.Г. Реев, П.Ф. Васильев*

Анализ внедрения тепловой насосной установки в систему теплоснабжения в условиях Арктики Республики Саха (Якутия) ..... 137

*В.Ч. Чу, В.А. Рассохин, В.В. Барсков, Ю.В. Матвеев, М. Басати Панах*

Снижение расхода топлива и выброса диоксида углерода в судовых малогабаритных газотурбинных установках с добавлением водорода к топливному газу ..... 139

*Н.А. Забелин, И.С. Клюквин, Г.А. Фокин*

Использование турбины ЛПИ в цикле производства сжиженного природного газа ..... 141

*Р.А. Шиховцов, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов*

Применение теплоизоляционных материалов из базальтового волокна на котле с газоплотными экранами ..... 144

*И.И. Ретин, Н.С. Елсуков*

Оценка мощности источников низкопотенциальной теплоты для применения теплонасосных установок на Василеостровской ТЭЦ-7..... 147

*А.В. Овсянник, В.П. Ключинский*

Экономические аспекты когенерационной, тригенерационной и полигенерационной утилизации вторичных энергетических ресурсов..... 149

**Водородная энергетика ..... 152**

*Д.Л. Колбанцева*

Алгоритм выбора площадки действующей ТЭС для интеграции комплекса по производству водорода методом газификации ТКО..... 152

<i>D. Behary, I.D. Anikina</i>	
A simulation of an integrated system of a CHP plant and a clean hydrogen production unit.....	154
<i>Ю.А. Колбанцев</i>	
Оценка перспективных объемов выработки водорода на Кольской АЭС.....	157
<i>К.С. Калмыков</i>	
Имитационное моделирование установки паровой конверсии метана в составе тригенерационной электростанции.....	159
<i>К.А. Наупак, КН. Sadeghi, S.H. Ghazaie, U.J.S. Gunasekara, E.A. Sokolova</i>	
Principle and perspectives of hydrogen production using fourth generation nuclear reactors .....	162
<i>О.В. Новикова, Я.В. Семёнов, Д.А. Сухарева, А.П. Молибог</i>	
Анализ модели развития водородной энергетики с использованием ГЭС.....	164
<i>А.В. Ившин, Я.В. Семёнов, Д.А. Сухарева, А.П. Молибог</i>	
Исследование потенциала ГЭС для установки электролизных установок.....	166
<i>А.В. Федюхин, А.Г. Гусенко, С.А. Дронов, Д.В. Семин</i>	
Разработка научных основ проектирования метано-водородных конденсационных водогрейных котлоагрегатов .....	168
<i>В.В. Безруких</i>	
Увеличение выхода водорода в процессе горновой газификации путем увеличения доли пара в составе газифицирующего агента .....	171
<b>IT-технологии в энергетике.....</b>	<b>174</b>
<i>Р.Н. Пигилова, К.А. Акимова</i>	
Современные технологии в энергообеспечении .....	174
<i>М.В. Афанасьев, Л.Р. Уразбахтина</i>	
IT-технологии в российской энергетике в условиях санкций .....	176
<i>Р.Р. Мухаметзянов, Э.А. Мухамедзянов, И.В. Токтаров, И.В. Черепенькин</i>	
Выявление и детектирование провисания и локализации обрыва провода ЛЭП .....	178
<i>А.И. Возиян</i>	
Автоматизация предиктивного анализа параметров энергетического оборудования в онлайн-режиме .....	181

## ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

*Введение.* В феврале 2022 года США, ЕС и другие страны ввели санкции против России в ответ на ее действия в Украине. Санкции затронули различные отрасли экономики, в том числе ТЭК (топливно-энергетический комплекс).

*Актуальность.* Топливо-энергетический комплекс является одной из ключевых отраслей экономики России. Санкции против России могут серьезно повлиять на добычу, транспортировку и экспорт нефти, газа и угля, а также на энергетическую безопасность страны. Поэтому важно изучить особенности управления ТЭК в условиях санкций.

*Цель исследования.* Целью настоящего исследования является анализ особенностей управления ТЭК России в условиях санкций и разработка рекомендаций по улучшению управления ресурсами.

Цели энергетической стратегии России до 2035 года направлены на обеспечение энергетической безопасности страны, развитие экспортного потенциала, повышение эффективности использования природных ресурсов и снижение вредных выбросов в атмосферу [1].

Ключевые направления развития топливно-энергетического комплекса в России включают в себя модернизацию производства, развитие новых нефтегазовых месторождений и технологий, увеличение доли использования возобновляемых источников энергии и транспортировку топлива через новые маршруты.

Топливо-энергетический комплекс является одной из важнейших отраслей экономики России, поскольку добыча и экспорт нефти, газа и угля составляют значительную часть экспорта страны и являются основным источником доходов бюджета [2].

В связи с санкциями против России в сфере топливно-энергетического комплекса, произошло значительное сокращение добычи природного газа и угля, а также снижение экспорта газа и нефти в Европу. В январе-сентябре 2022 года добыча природного газа сократилась на 10,3% и составила 502,8 млрд. кубометров, а поставки на экспорт сократились на 40,4% и составили 86,9 млрд. кубометров газа. Снижение добычи обусловлено как снижением объемов прокачки газа через территорию Украины, так и остановкой поставок по газопроводу "Северный поток".

Добыча угля в России также сократилась на 1,5% за первые девять месяцев 2022 года, составив 313 млн.т. Отказ стран ЕС от закупок отечественного угля привел к сокращению объемов экспорта на 9% за первые три квартала [3].

Поставки нефти в Европу через нефтепровод Дружба составляют значительную долю российского экспорта нефти, и на данный момент осуществляются в Польшу, Германию, Венгрию, Словакию и Чехию. Однако в декабре 2022 года Германия и Польша заявили о намерении отказаться от закупок российской нефти, что приведет к сокращению объемов прокачки на 65,5% [3].

В условиях санкций Россия переживает трудности в добыче и экспорте природных ресурсов, что может негативно повлиять на экономику страны. Однако ситуация также стимулирует поиск новых путей развития топливно-энергетического комплекса и поощряет внедрение инновационных технологий в отрасль [4].

Исходя из большего количества условностей, мы провели анализ и выделили несколько особенностей управления ТЭК:

Первоначально необходимо оценить эффективность действующей системы управления топливно-энергетическим комплексом. В связи с введением санкций, российским компаниям пришлось быстро адаптироваться к новым условиям. Важно оценить, насколько быстро и эффективно были приняты меры по перераспределению ресурсов, поиску новых рынков сбыта и замене импортных компонентов.

В связи с ограничениями в экспорте нефти и газа в ЕС, российским компаниям необходимо обратить внимание на диверсификацию экспортных маршрутов. Перспективными направлениями могут быть рынки Азии, которые являются крупными потребителями нефти и газа.

В условиях санкций особое внимание необходимо уделить развитию альтернативных источников энергии. Это может помочь сократить зависимость от импортных компонентов и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду.

Для улучшения конкурентоспособности на мировом рынке, необходимо снижение затрат на производство нефти и газа в России. Это может быть достигнуто путем оптимизации производственных процессов, повышения энергоэффективности и использования новых технологий.

Развитие внутреннего потребления может привести к устойчивому экономическому росту и уменьшению зависимости от внешнего спроса. Это может достигаться путем поддержки малого и среднего бизнеса, улучшения инфраструктуры, повышения качества образования и здравоохранения, а также увеличения доступности кредитования для населения.

Вложение в научные исследования и технологические разработки, улучшение качества образования и повышение уровня компетенции трудовых ресурсов.

Стимулирование экспорта с помощью налоговых льгот, развитие внешнеэкономических связей и увеличение конкурентоспособности продукции на мировом рынке.

Предоставление финансовых, налоговых и юридических условий для развития малого и среднего бизнеса, которые являются движущей силой экономики.

*Выводы.* В условиях санкций США и ЕС против России существенно сократилась добыча природного газа и угля, а также экспорт нефти и газа. Управление топливно-энергетическим комплексом в условиях санкций требует изменений в системе управления и развития альтернативных источников энергии.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Новая энергетическая стратегия России на период до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: [http://www.rsppvo.ru/attachments/Energ\\_strategi\\_Novak.pdf](http://www.rsppvo.ru/attachments/Energ_strategi_Novak.pdf) (дата обращения: 05.04.2023).
2. Производство электроэнергии и ее потребление в России. Основные показатели [Электронный ресурс]. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/185226> (дата обращения: 05.04.2023).
3. Центр энергетических и экономических стратегий. Энергетическая политика. № 2180. Март 2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2023/02/ep-%E2%84%962180-2023.pdf> (дата обращения: 05.04.2023).
4. Дубровская Е.С. Российская экономика в условиях санкций: текущее положение и перспективы инновационного развития // Креативная экономика. – 2022. – Том 16. – № 11. – С. 4553-4564.
5. Возиян, А. И. Комплексное решение задачи повышения надежности и экологичности энергоснабжения / А. И. Возиян // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 47-49.

УДК 338.4

А.В. Тарасюк

Белорусский национальный технический университет

#### ЛОГИСТИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

*Введение.* Одной из ключевых проблем энергетического комплекса является обеспечение бесперебойной работы энергетических объектов при минимальных затратах. Для этого необходимо своевременно и эффективно осуществлять поставки необходимых ресурсов, таких как топливо, горюче-смазочные материалы, запасные части, а также координировать техническое обслуживание и ремонт оборудования.

*Актуальность.* Логистика является одной из важнейших составляющих в энергетической индустрии. Эффективность и оптимизация логистических процессов в этой отрасли способствуют увеличению производительности, улучшению качества услуг и снижению затрат. Более того, с ростом производства и потребления энергии в мире, логистика становится все более важной и требует постоянного развития и совершенствования.

*Цель исследования.* Рассмотрение текущего состояния и перспектив развития логистики в энергетической индустрии позволяет понять главные тренды и вызовы, с которыми сталкиваются компании в этой области, и найти наиболее эффективные пути решения проблем.

Логистика в энергетике – это комплекс мероприятий, который решает данные проблемы так, как он направлен на обеспечение стабильной и результативной работы энергетических предприятий. Логистика в энергетике

включает в себя несколько этапов, каждый из которых является важным звеном в цепочке производства энергии. Основные этапы логистики в энергетике:

1. Этап подготовки: на этом этапе производится планирование, оценка необходимых ресурсов, разработка схем поставки, оценка рисков и прочие действия, необходимые для начала работ.

2. Этап доставки оборудования и материалов: на этом этапе логистика включает в себя организацию доставки необходимого оборудования, материалов и комплектующих на строительную площадку. Это может включать в себя координацию работы различных транспортных компаний и морских портов, а также организацию складирования и хранения материалов.

3. Этап монтажа и установки: на данном этапе требуется осуществлять согласование работы между несколькими подрядчиками, гарантировать соответствие установленным временным и финансовым рамкам, контролировать качество выполненных работ и обеспечивать безопасность на строительной площадке.

4. Этап запуска и эксплуатации: проводится проверка и запуск энергетического оборудования, подготавливаются все соответствующие документы, организовывается обучение сотрудников, а также разрабатываются и внедряются планы обслуживания и ремонта оборудования [1].

Каждый из этих этапов имеет свои особенности, но в целом они объединяются общей целью - обеспечить эффективную и безопасную работу энергетических объектов.

В сложное время логистика энергетических процессов становится особенно важной. Так, например, в 2020 году, несмотря на пандемию COVID-19, глобальный рынок электроэнергии вырос на 1,9%, а производство возобновляемой энергии — на 45%, по сравнению с предыдущим годом. Этот рост был возможен благодаря улучшению логистических решений, таких как увеличение мощностей ветряных электростанций и солнечных электростанций, улучшение транспортировки и хранения, а также оптимизация транспортировки и эксплуатации оборудования.

По данным компании Armstrong & Associates, Inc., которая является лидером в области исследований логистического рынка, в 2021 году крупнейшими поставщиками логистических услуг для энергетических компаний являются DHL, Kuehne + Nagel, DB Schenker, GEODIS и UPS Supply Chain Solutions [2].

Крупные развитые страны, такие как США, Канада, Германия, Япония и Китай, активно инвестируют в развитие логистики энергетике. Это связано с тем, что эти страны являются крупнейшими потребителями энергии и производителями энергетических ресурсов в мире. В то же время, развивающиеся страны, такие как Индия, Бразилия, Индонезия и Мексика, также стремятся улучшить логистику энергетике, из-за быстрого роста населения и экономики. Также планируется, что рынок логистики энергетике вырастет в период с 2021 по 2026 годы на 2,96% годовых, достигнув 1,26 триллиона долларов США в 2026 году [3].

В Беларуси логистика в энергетике развивается достаточно активно. Страна имеет свой сильный энергетический сектор, который включает в себя производство и транспортировку электроэнергии, нефти и газа. Одной из крупнейших компаний, занимающихся логистикой в энергетике в Беларуси, является "Белэнергосетьпроект". Компания занимается проектированием, строительством, реконструкцией и эксплуатацией объектов энергетической инфраструктуры. Она также обеспечивает логистические услуги для транспортировки нефти, газа и электроэнергии. Кроме того, в Беларуси есть множество компаний, занимающихся логистикой топлива и газа. Например, "Беларусьнефть" - крупнейшая компания по транспортировке нефти и нефтепродуктов в стране. Она управляет нефтепроводами, нефтебазами и железнодорожными терминалами. Также в Беларуси активно развивается альтернативная энергетика, включая производство и транспортировку биотоплива, солнечной и ветровой энергии. Это открывает новые возможности для развития логистики в энергетике в стране.

*Выводы.* Из вышеперечисленного можно сделать вывод, что логистика энергетике играет важную роль в обеспечении надёжного и эффективного функционирования энергетической отрасли. Крупные логистические компании активно развиваются в этой области, предоставляя высококачественные услуги по перевозке и хранению энергетических материалов и оборудования. в различных странах мира наблюдается рост интереса к развитию логистики в энергетике, особенно в свете увеличения доли возобновляемых источников энергии. Некоторые страны активно инвестируют в развитие инфраструктуры для транспортировки и хранения энергии. В то же время, развивающиеся страны сталкиваются с вызовами в области логистики энергетике, связанными с ограниченными ресурсами и отсутствием соответствующей инфраструктуры.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Different types of logistics // [Электронный ресурс]. URL: <https://dfreight.org/blog/different-types-of-logistics/> (дата обращения: 10.04.2023).
2. Exploring the impacts of the Covid-19 pandemic on global energy markets, energy resilience, and climate change // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/topics/covid-19> (дата обращения: 10.04.2023).
3. Consulting and market research // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.3plogistics.com/>.(дата обращения: 12.04.2023).
4. Киреев, Р. С. Оценка эффективности кластерного решения по борьбе с выбросами углекислого газа на примере объединения металлургических предприятий и добывающих компаний / Р. С. Киреев, А. И. Шмелева, О. В. Новикова // Развивая энергетическую повестку будущего : Сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК, Санкт-Петербург, 10–11 декабря 2021 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет "ЛЭТИ" им. В.И. Ульянова (Ленина), 2021. – С. 325-329.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КРИЗИС И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЭКОНОМИКУ

*Введение.* Энергетическая отрасль является основополагающим фактором развития производства и человечества в целом. На сегодняшний день цены на энергоносители как расходного материала определяет цены на все товары производства, а также влияет на оплату труда рабочих, производящих эти товары. Активное развитие промышленной области требует активного роста энергетических мощностей, в связи с этим последние четыре года наблюдается тенденция к опережению спроса на газ по сравнению с его предложением, из-за чего возникает его дефицит.

*Актуальность.* Возрастающая цена на энергоносители ведёт к торможению развития экономики Европы, и, как следствие, это наносит удар по населению этих стран, которые получают значительно меньше денежных средств для существования, за счёт сокращения доходов производств, на которых работает население. Но, не смотря на значительное снижение доходов населения, возникает рост цен на продукты первой необходимости, из-за чего возникает двойной удар по экономическому сектору.

*Цель исследования.* Проанализировать ситуацию на мировом рынке в условиях мирового энергетического кризиса 2020-2023 гг. Объектом исследования является мировой рынок, а предметом исследования является зависимость изменения цен на энергоносители на изменение цен на продукцию других секторов производства, а также на изменение общей картины рынка. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Обозначить причины возникновения энергетического кризиса, а также его последствия;
2. Привести численные данные по состоянию энергетического рынка.

Для выявления закономерности в изменениях рынка энергетических ресурсов предлагаем проанализировать объемы потребления энергетических ресурсов в зависимости от страны-экспортёра (рисунок 1), а также изменение цен на энергоносители (рисунок 2) за 2020-начало 2023 года.

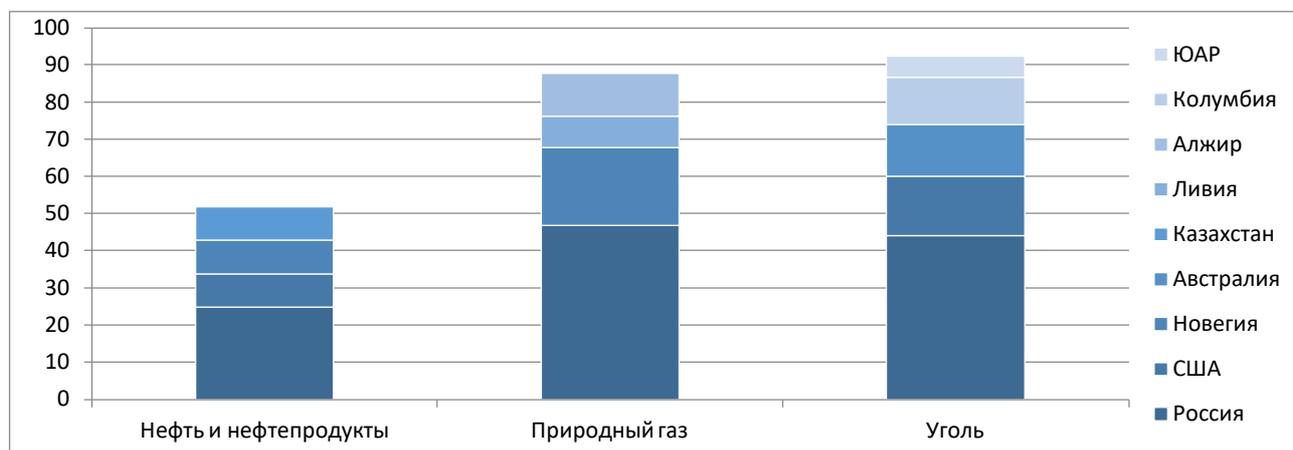


Рисунок 1 – Доля импорта энергоресурсов в страны Евросоюза стран-экспортёров.

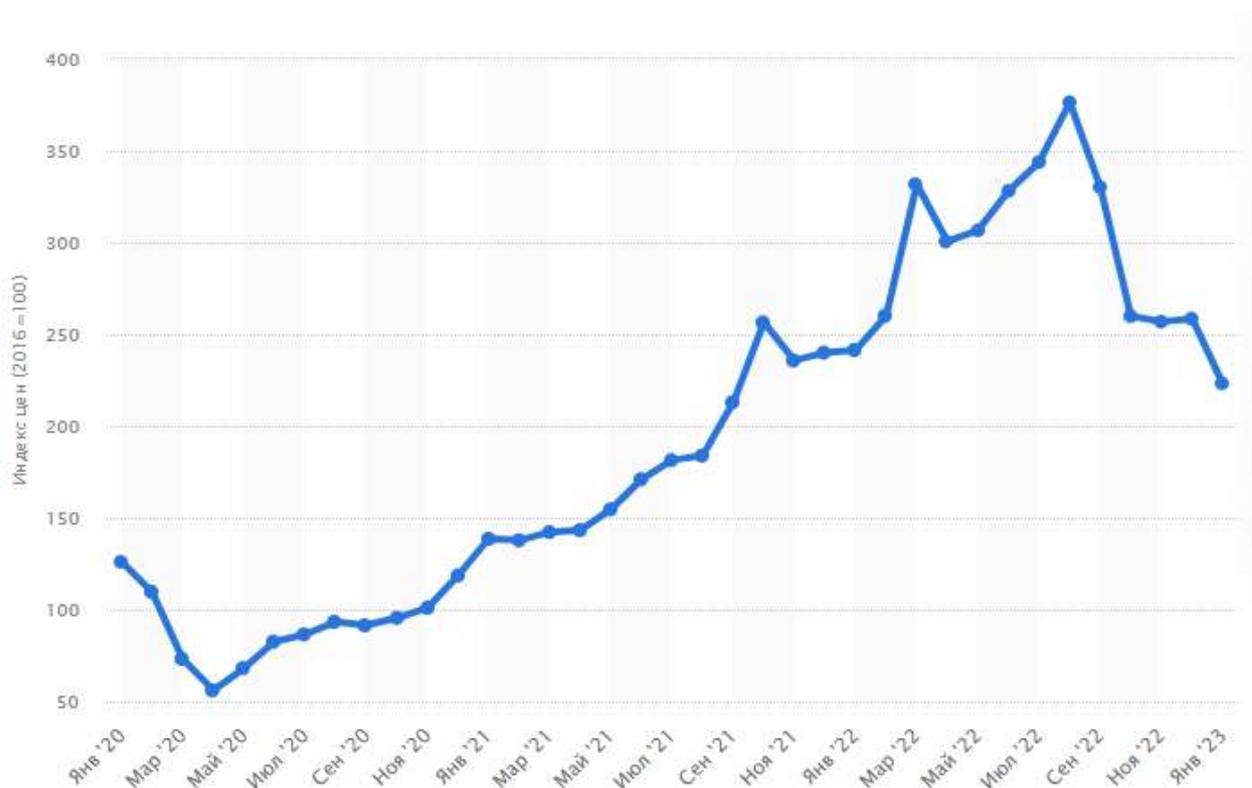


Рисунок 2 – Ежемесячный индекс цен на топливную энергию (нефть, природный газ, пропан, уголь) за 2020-2023 гг. [1].

Из приведённых данных можно сделать вывод о нескольких причинах возникновения кризиса, повлекшие за собой лавинообразный срыв экономики: в первую очередь на возросший спрос на энергетику стало послепандемийное время, когда экономика государств стала стремительно восстанавливаться, что привело к значительным просадкам по запасам энергоресурсов, что потребовало незамедлительных покупок новых запасов – к лавинообразному спросу на энергоресурсы рынок был не готов. Далее на ситуации сказалась холодная зима 2020-2021 годов, когда в Европе неожиданно возросло потребление энергии для отопления городов, что также привело к значительным потребностям в ресурсах. Третьим значительным фактором развивающегося кризиса стали события февраля 2022 года, когда Россия перестала экспортировать в Евросоюз природный газ.

Помимо этого статистика Евростата демонстрирует, что доля возобновляемых источников увеличилась до 35%, это также имеет важное значение при анализе причин возникновения энергетического кризиса [3].

Наиболее значительный рост наблюдается за самыми важными видами топлив, таких как природный газ (рост цен на 46,9%), уголь (рост цен на 93,1%), этанол (рост на 101,7%), а также нефть марки Brent (рост на 50,7%) [2].

*Выводы.* Возникший кризис нанёс серьёзный удар по производственному сектору Европы, в значительной степени задевший все остальные сферы человеческой деятельности. Важность рассматриваемого сектора экономики влияет на общемировое настроение, а также развитие экономики и науки, поэтому необходимым является регулирование кризиса на уровне государственного аппарата.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мировой месячный индекс цен на энергоносители 2023 | Статиста [Электронный ресурс] URL: <https://www.statista.com/statistics/1302801/monthly-fuel-energy-price-index-worldwide/> (Дата обращения 05.04.23)
2. Как выросли цены на энергоносители в 2021 году [Электронный ресурс] URL: <https://elements.visualcapitalist.com/how-energy-prices-performed-in-2021/> (Дата обращения 05.04.23)
3. Чернова, Е. Г. Энергетический кризис в ЕС: тренд на рынок продавца / Е. Г. Чернова, С. В. Разманова // Международный экономический симпозиум - 2022 : материалы международных научных конференций, Санкт-Петербург, 17–19 марта 2022 года. – Санкт-Петербург: ООО "Скифия-принт", 2022. – С. 130-135. – EDN GDATAC.
4. Ленских, А. Н. Проблема хранения водорода в энергетике / А. Н. Ленских, Р. Байдия, О. В. Новикова // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 125-127.

УДК 330.342.24

Л.Ф. Хатинова

Казанский государственный энергетический университет

## ЦИФРОВАЯ ЭКОНОМИКА В ПЕРИОД ГЛОБАЛИЗАЦИИ: ТЕХНОЛОГИЯ BLOCKCHAIN

*Введение.* В последние годы во многих странах активно вводится понятие «цифровая экономика», что представляется собой внедрение информационных технологий в промышленные и государственные учреждения. Освоение новых методов повышает эффективность в деятельности организаций за счет возможности быстрого взаимодействия между всеми участниками рынка. Одним из таких технологий является Blockchain – способ хранения информации, основанный на современных криптографических алгоритмах, сгенерированный таким образом, что несанкционированная модификация и удаление данных невозможны за счет того, что все операции и вычисления распределены по базам данных.

*Актуальность.* Главной особенностью Blockchain является прозрачность, т.е. у любого пользователя есть доступ к информации. Изменения, внесенные одним человеком, доступны для изучения всем владельцам цепочки блоков [1]. Это позволяет обезопасить информацию от внешних угроз и от внутренней коррупции, а также оптимизировать работу сотрудников в различных учреждениях, так как все необходимые им данные структурированы.

*Цель исследования.* Проведение анализа технологий, действующих в промышленных предприятиях и государственных учреждениях, составление статистики функционирования организаций, использующих Blockchain, и тех, что работают на базе других методов. Объектом исследования является экономический сектор, а предметом исследования – осуществление безопасности данных. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выявление рисков возникновения веб-уязвимостей в действующих технологиях, используемых организациями.

2. Анализ и сравнение качества деятельности финансовых отделов организаций, использующих технологию Blockchain и работающих на базе других методов.

3. Составление статистики сокращения угроз для данных, транзакции и финансовых отчетов в предприятиях с началом использования Blockchain.

По аналитическому отчету, проделанному экспертами Positive Technologies по анализу защищенности информационных систем, практически каждое веб-приложение имеет критически опасные уязвимости [2].

Проведем сравнительный анализ распространенных веб-приложений и технологии Blockchain по трем основным факторам, по которым информационные системы оцениваются при начале их использования в предприятиях.

Результаты данного анализа отобразим в виде гистограмм (см. рис. 1 и рис. 2).

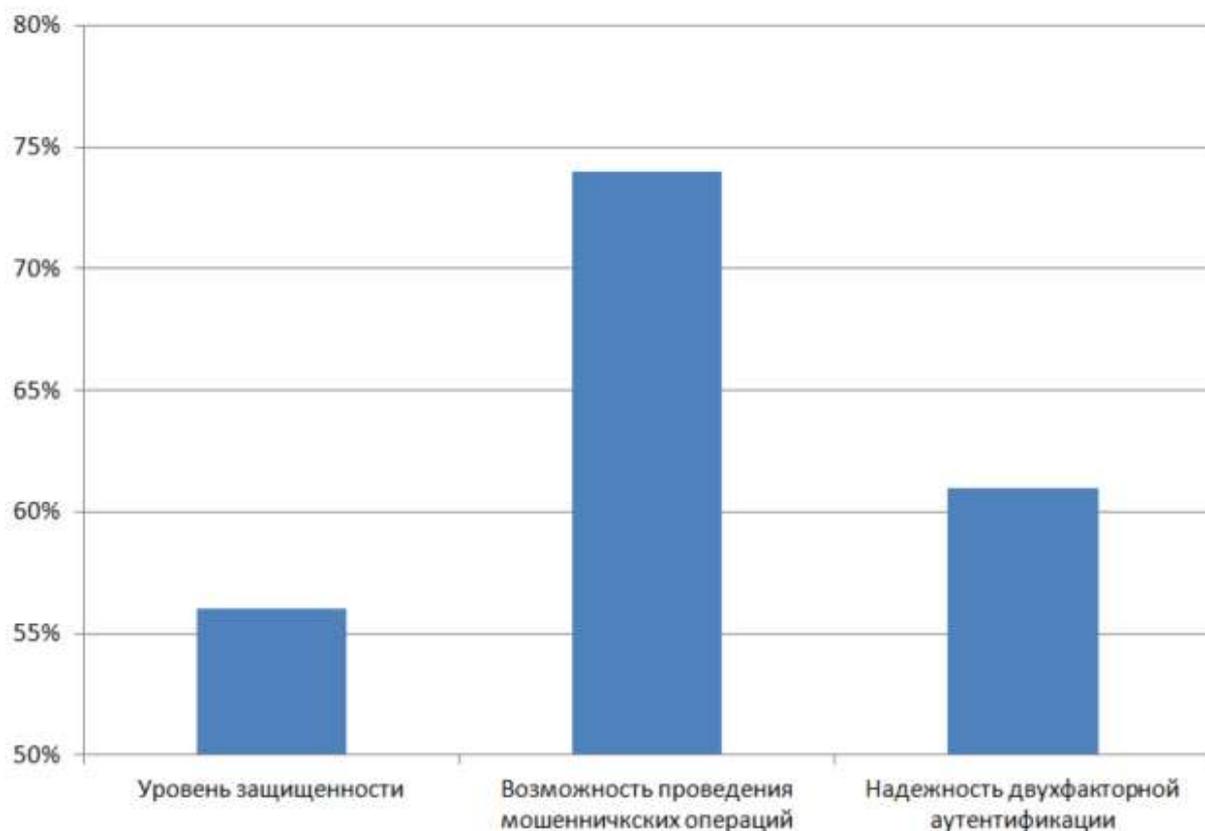


Рисунок 1 – Средние значения характеристик распространенных веб-приложений

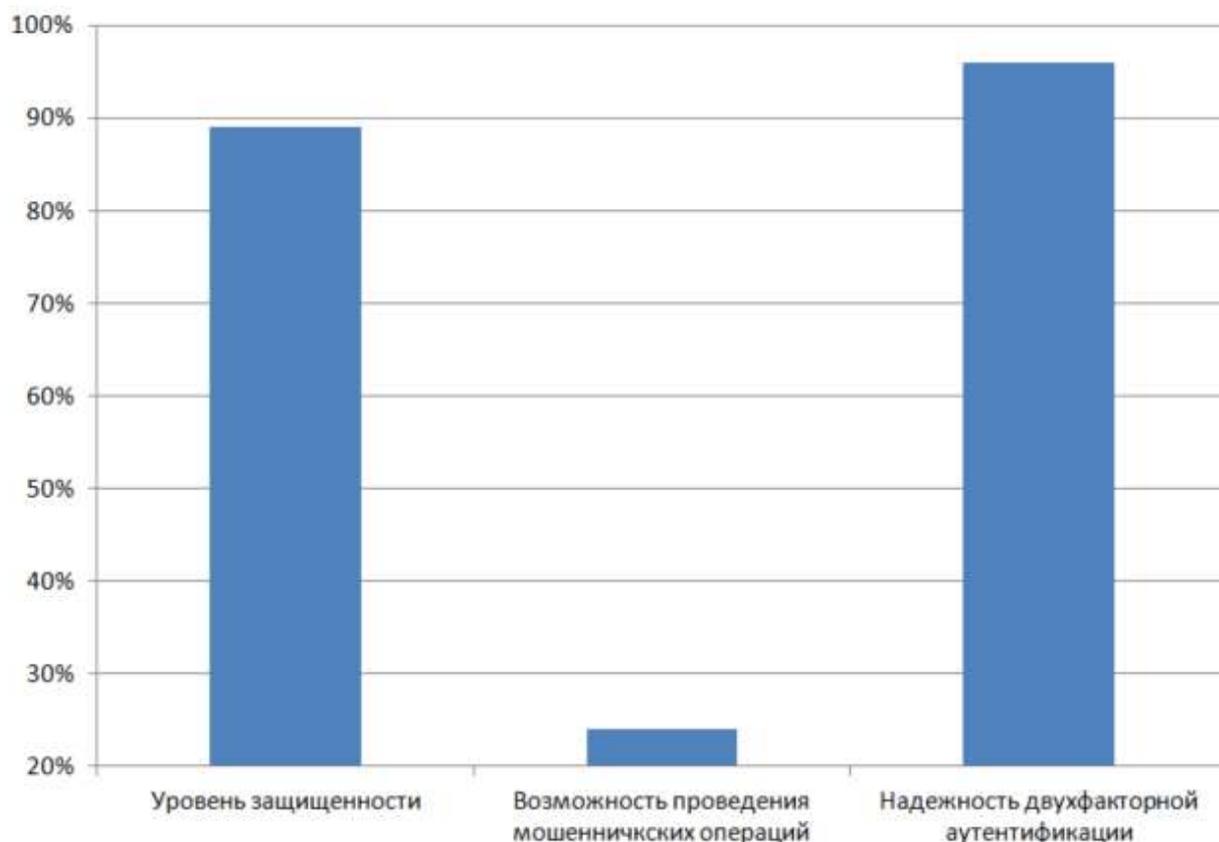


Рисунок 2 – Характеристика технологии Blockchain [3]

Проведенный анализ показал, что Blockchain является наиболее надежной технологией для предприятий экономической и финансовой сфер, так как она практически полностью решает проблему безопасности данных.

*Выводы:* Несмотря на свою новизну, с помощью Blockchain, были переосмыслены многие подходы к организации внутренних процессов предприятий и к обеспечению безопасности оборота данных. Благодаря данной технологии цифровая экономика перешла на новую ступень развития.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Что такое технология Blockchain? / Amazon [Электронный ресурс] URL: [https://aws.amazon.com/ru/?nc2=h\\_lg](https://aws.amazon.com/ru/?nc2=h_lg) (дата обращения: 11.03.2023)
2. Positive Technologies / Аналитика уязвимостей [Электронный ресурс] URL: <https://www.ptsecurity.com/ru-ru/research/analytics/vulnerabilities-rbo-2019> (дата обращения: 08.04.2023)
3. 101 Blockchains / Особенности Блокчейна [Электронный ресурс] URL: <https://101blockchains.com/ru> (дата обращения: 08.04.2023)
4. Казанцев, Н. К. Актуальные задачи и решения с применением ИОТ в энергетике / Н. К. Казанцев, А. М. Молоков // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 273-275.

## РОЛЬ ЭНЕРГЕТИКИ В ЭКОНОМИЧЕСКОМ РАЗВИТИИ РОССИИ

*Введение.* Энергетика – сложная технологическая отрасль, значение которой для жизни людей невозможно переоценить. В XX веке энергетика стала главным сектором экономики большинства стран и основой современной технологической и экономической цивилизации. Энергетическая сфера является инфраструктурой всех областей экономики и системой жизнеобеспечения страны.

*Актуальность.* Энергетический сектор, безусловно, играет важную роль, как в экономическом, так и в социальном развитии России. Потребление энергии напрямую связано с активностью и уровнем жизни граждан. Создание новых отраслей экономики, научно-технический прогресс и улучшение качества и условий жизни людей неосуществимы без надежного снабжения электрической энергией.

*Цель исследования.* Выявить значение энергетического сектора в экономическом развитии России. Объектом данного исследования является энергетический сектор Российской Федерации. Предметом исследования является экономические особенности в развитии энергетики России. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Раскрыть проблемы функционирования энергетического сектора России в современных условиях.
2. Провести анализ конкурентных отношений на рынке электроэнергии.
3. Определить влияние уровня развития энергетики на экономический рост страны.

В настоящее время энергетический сектор России переживает крупные структурные изменения, которые меняют не только место положение деятельности компании, но и функционирование их деятельности. Процедура преобразования энергетической отрасли в России представляет собой разделение конкурентной и монопольной деятельности в соответствии с установленными правовыми нормами. Возникновение условий для конкурентной деятельности в энергетике обусловило появление актуальных форм экономических отношений между субъектами [1]. В то же время эффективность, надежность и экономическая безопасность энергетической отрасли определяется ее функционированием в целом и установлением взаимовыгодных финансово-экономических отношений между субъектами системы.

Принимая во внимание большое значение энергетического сектора для особенности экономического роста, формирование рыночной среды для компаний энергосистемы не означает отклонения регулирования их деятельности со стороны государства. Роль государственного управления ограничивается контролем за деятельностью участников рынка и участием

в ценообразовании услуг государственных электроэнергетических компаний, являющихся монопольными предприятиями. С этой точки зрения, экономические отношения в условиях реформирования операторов электроэнергетических систем реализуются на основе сочетания государственного регулирования и инструментов конкурентного (рыночного) управления экономикой [2].

Стратегией преобразования энергетики является либерализация рынков электроэнергии, переход от закрытых и монопольных рынков к открытым и конкурентным рынкам энергии и мощности. Поэтому поддержание свободной конкуренции между производителями и продавцами электрической энергии считается фундаментальной предпосылкой для реализации двух наиболее важных целей реформирования [3]:

1. повышение коммерческой эффективности энергетических компаний, возложение на них ответственности за снижение затрат на производство и повышение качества обслуживания потребителей;

2. привлечение широкого круга инвесторов для строительства новых электростанций и технической модернизации существующих.

Стоит отметить, что, поскольку энергетика является отраслью технологического оборудования, эффективность производства определяется техническими решениями на прединвестиционной стадии, такими как проектирование оборудования станции, изготовление оборудования, строительство и монтаж. Можно сказать, что эффективность производства зависит от эффективности предыдущих капиталовложений, что приводит к ограниченным возможностям экономии затрат на существующих электростанциях. Поэтому в энергетическом секторе конкуренция как фактор повышения эффективности должна действовать в основном в области строительства новых электростанций с использованием передовых технологий.

Конкуренция считается более эффективной, когда производство и продажа (маркетинг) осуществляются одновременно. Потребители могут покупать электрическую энергию только из сети местной электrorаспределительной компании, но в принципе они могут покупать электроэнергию у любого продавца [4]. Это подразумевает отделение функции энергоснабжения (физического снабжения) от функции сбыта электроэнергии, чтобы все участники рынка имели свободный доступ к электрической сети.

*Выводы.* Подводя итог данной исследовательской работы можно сказать, что энергетический сектор Российской Федерации занимает особое место в эффективном экономическом развитии страны. Энергетика является базой для формирования производительных сил страны. Она предоставляет возможность для функционирования производства, сельского хозяйства и транспорта. Экономический рост России невозможен без постоянного развития энергетической отрасли страны.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Волков Л.В., Ходячих Е.В. Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы // Эффективное антикризисное управление. – 2010. – № 2 (61).

2. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / Под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИНЭИ РАН АЦ при Правительстве РФ. – 2016. – 200 с.
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. (редакция от 09.06.2020 г.) [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 03.04.2023).
4. Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен / Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2020. – 164 с.
5. Бразовская, В. В. Обоснование выбора технологии Smart Grid как инструмента развития отрасли электроэнергетики России / В. В. Бразовская, А. Е. Дементьева // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 10-12.

УДК 338.24

О.В. Минулина, А.И. Амирова, Е.А. Исаева  
Казанский государственный энергетический университет

## ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИКИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

*Введение:* в связи с особенностями развития экономики в Российской Федерации авторами проводится исследование сферы топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Рассматриваются существующие методы управления данной сферой экономики страны.

*Актуальность:* в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 г. №172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» [1] и Энергетической стратегией России до 2035 года необходимо обеспечивать точное стратегическое планирование в ТЭК, которое обеспечит гибкость экономики в условиях санкций и других ограничений со стороны как внешних, так и внутренних факторов.

*Цель исследования:* выявление направлений энергетической политики государства, способствующих экономическому росту энергетического сектора экономики. Объектом исследования является система ежегодного мониторинга выполнения Энергетической стратегии РФ до 2030 года. Важно выделить задачи исследования:

1. Выделить основные направления энергетики и топливно-энергетического комплекса;
2. Определены механизмы и меры стимулирования развития данных комплексов в РФ.

В ходе данного исследования применяется анализ существующих законов, нормативных актов, а также новостей с портала Правительства Российской Федерации.

Топливо-энергетический комплекс Российской Федерации на данный момент делится на две крупных отрасли: нефтегазохимическая отрасль, направленная на добычу и переработку углеводородов; энергетика, которая

включает в себя электроэнергетику, гидроэнергетику, теплоэнергетику, а также решает задачи транспортировки такого вида энергии к потребителю [2].

Рассмотрим несколько глобальных экономических кризисов, которые способствовали падению или росту экономики, ориентации на новые рынки и меры, направленные на выход из нестандартных ситуаций. Нужно выделить несколько механизмов осуществления государственной энергетической политики:

1. Создание благоприятной экономической среды для функционирования ТЭК (тарифное, налоговое, таможенное и другие регулирования);
2. Повышение уровня управления государственной собственностью в любой отрасли энергетики;
3. Стимулирование и поддержка стратегических инициатив субъектов в энергосберегающей, экологической, инвестиционной и других приоритетных сферах [3].

Главным инструментом реализации энергетической политики является экономическое регулирование ценового, налогового, антимонопольного и таможенного уровня.

Рассмотрим крупнейшие события, которые повлияли на энергетический комплекс Российской Федерации за последние три года.

Из-за пандемии COVID-19 деятельность ТЭК РФ за 2020 год снизилась. Добыча нефти снизилась на 8,6%, газа на 6,2%, добыча угля на 9,2%, генерация электричества на 3%. Также наблюдалось снижение экспорта электроэнергии на 36% и нефти на 12%. Для того, чтобы выйти из неприятного положения руководство Российской Федерации, а также страны «ОПЕК+» предприняли следующий шаг – сокращение добычи нефти. Данная мера имела достаточно высокую эффективность, так как это вызвало следующие последствия: снижение затрат на добычу и уменьшение объема нефти на рынке; рост цен на нефтепродукты из-за снижения объемов добываемой нефти.

На данный момент санкционные ограничения являются довольно существенным фактором сдерживания развития энергетики и экономики России в целом. Именно по этим причинам Правительство Российской Федерации начало адаптировать экономику на потребителей Востока – Китайская Народная Республика (КНР), Индия и другие страны. Авторы выделяют несколько мер, которые способствуют снижению стагнации российской энергетики.

Среди таких мер можно выделить:

1. Переориентация углеводородов на восточный рынок – строительство газопровода в КНР «Сила Сибири» и «Сила Сибири – 2»;
2. Продажа на теневом рынке сжиженного газа в Евросоюз;
3. Увеличение объемов перекачки нефти в Европу через нефтепровод «Дружба»;
4. Переход на национальные валюты с государствами-покупателями;
5. Заключение соглашения с Турцией на строительство газового хаба между Европой и Азией.

Также необходимо выделить успешную стратегию по поддержанию высоких цен на нефть: установление ограничения на объёмы добываемой сырой нефти в сутки странами «ОПЕК+».

*Выводы:* Подводя итоги, можно сказать, что ориентация экономики Российской Федерации на потребителей восточного рынка в перспективе благоприятно скажется на отношениях с новыми или уже существующими потребителями углеводородов, энергии и других продуктов. Авторами отмечается, что экономика России обладает достаточно высокой гибкостью и мобильностью к агрессивным внешнеэкономическим факторам.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 28 июня 2014 г. №172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации». URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/38630> (дата обращения: 30.03.2023)
2. Дынкин А., Телегина Е., Халова Г. Перспективы и вызовы международного экономического и энергетического сотрудничества после пандемии COVID-19 // Мировая экономика и международные отношения. 2021. Т. 65. № 3. С. 5–10.
3. Шуранова, А. А. Энергетический кризис 2021-2022 гг. в отношениях России и Европейского союза / А. А. Шуранова, Ю. Ю. Петрунин // Государственное управление. Электронный вестник. – 2022. – № 90. – С. 74-89. – DOI 10.24412/2070-1381-2022-90-74-89. – EDN TFQLGC.
4. Выбор инвестиционной стратегии развития коммунальной инфраструктуры муниципальных образований / А. С. Дьяченко, Ю. В. Юферев, А. К. Юдин, Я. А. Владимиров // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 42-44.

УДК 65.011

Г.А. Рудченко  
Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П.О. Сухого»

### ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ УРОВНЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

*Введение.* Достижение целей устойчивого развития во всех отраслях национальной экономики представляется возможным при рациональном использовании имеющихся ресурсов, в том числе топливно-энергетических. В этой связи объективно необходимым является получение информации об уровне энергопотребления и тенденциях его изменения, отслеживание происходящих процессов использования топливно-энергетических ресурсов в динамике, что может быть достигнуто посредством применения соответствующего методического аппарата.

*Актуальность.* Разработка научно-обоснованных методов оценки уровня энергоэффективности производства вызывает необходимость более глубокого изучения применяемого в современных условиях методического аппарата.

*Методы исследования.* При проведении исследования использованы общенаучные методы: анализ, синтез, обобщение, систематизация.

*Цель исследования.* Цель проводимого исследования заключалась в выявлении доминирующего подхода оценки энергоэффективности. Поставленная цель предопределила решение следующих задач: изучение имеющихся в литературных источниках подходов к оценке энергоэффективности, определение наиболее часто применяемого из них и систематизации его оценочных показателей.

*Основные результаты.* Выполненное исследование позволило заключить, что в настоящее время при проведении аналитических исследований наибольшее распространение получил энергоэкономический подход за счет возможности расчета оценочных показателей на всех иерархических уровнях управления национальной экономики. Суть энергоэкономического подхода заключается в отражении взаимосвязи расхода топливно-энергетических ресурсов с производственными ресурсами и конечными результатами производственно-хозяйственной деятельности при использовании системы относительных показателей. Доминирование энергоэкономического подхода подтверждается его активным использованием в государственной статистической отчетности. в ходе исследований была выполнена систематизация применяемых показателей для оценки уровня энергоэффективности в рамках указанного метода (таблица 1).

Таблица 1: Систематизация показателей оценки энергоэффективности в рамках энергоэкономического подхода [1-7]

Показатели	Измерительная система	Авторы
Энергоемкость	Натурально-стоимостные, натуральные, стоимостные единицы	Е.А. Воронкова [1], Е.Е. Можаяв, Е.Н. Закабунина, Н.А. Хаустова [2], И.А. Немцев, А.А. Немцев [3], А.В. Семёнов [4], Д.А. Тихомиров [5], Е.В. Чумаков [6], В.Г. Гусаков, Л.С. Герасимович [7] и др.
Энергоотдача	Стоимостно-натуральные, натуральные, стоимостные единицы	
Топливоемкость	Натурально-стоимостные и натуральные единицы	
Электроемкость		
Теплоемкость		
Удельный расход топливно-энергетических ресурсов на единицу продукции (работ, услуг)		
Прибыль в расчете на 1 кг у.т. и др.	Стоимостно-натуральные единицы	

*Выводы.* Преимущества энергоэкономического подхода, заключаются в том, что он позволяет: выполнить оценку уровня энергоэффективности, провести сравнительный анализ и составить рейтинг на уровне стран, регионов (областей) и субъектов хозяйствования; оценить и выявить существующие на уровне страны (региона, отрасли, хозяйствующего субъекта) тенденции по энергоэффективности; выявить резервы и определить меры по повышению энергоэффективности. Следует отметить, что рассматриваемый подход может

получить развитие путем разработки и включения в измерительную систему экологических и социальных оценочных показателей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Воронкова, Е.А. Управление энергоэффективностью в растениеводстве (на примере Оренбургской области) : автореф. дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Е. А. Воронкова; Саратов. гос. аграр. ун-т им. Н.И. Вавилова – Саратов, 2011. – 25 с.
2. Можаяев, Е. Е. Теоретические основы стратегического управления энергетической эффективностью в сельском хозяйстве.. / Е. Е. Можаяев, Е. Н. Закабунина, Н. А. Хаустова // Вестник Екатеринбургского института. – 2021. – № 4(56). – С. 86-93.
3. Немцев, И. А. Энергоемкость продукции как базовый индикатор устойчивого развития предприятий АПК / И. А. Немцев, А. А. Немцев // Science Time. – 2015. – № 6(18). – С. 380-384. – EDN UAGAYT.
4. Семёнов, А. В. Повышение энергетической эффективности производства сельскохозяйственной продукции : автореф. дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / А. В. Семёнов; Рос. гос. аграр. заоч. ун-т. - Москва, 2013. - 22 с.
5. Тихомиров, Д. А. Показатели энергоэффективности сельхозпроизводства и перспективные направления их роста / Д. А. Тихомиров // Техника и оборудование для села. – 2020. – № 5(275). – С. 32-37.
6. Чумаков, Е.В. Стратегическое управление энергоэффективностью промышленных : автореф. дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Е. В. Чумаков; Белгород. гос. технол. ун-т им. В.Г. Шухова. - Белгород, 2013. - 25 с.
7. Энергоэффективность аграрного производства / В. Г. Гусаков [и др.]; Нац. акад. наук Беларуси, Ин-т экономики; Ин-энергетики; под общ. ред. академиков В. Г. Гусакова и Л. С. Герасимовича. – Минск: Беларус. навука, 2011. –776 с.

УДК 338.24

К.И. Павлов, Л.Р. Уразбахтина  
Казанский государственный энергетический университет

### БАРЬЕРЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ РФ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Введение.* в настоящее время энергетическая отрасль России является одной из менее цифровизированных отраслей нашей экономики. Устаревшее оборудование, износы многих энергетических сетей препятствуют росту цифровизации в данной отрасли.

*Актуальность.* Россия имеет огромное количество ресурсов (энергетические ресурсы в том числе), развитие цифровизации энергетической отрасли позволит повысить конкурентоспособность российской экономики и увеличить доходы отрасли. Изношенность инфраструктуры ТЭК составляет примерно 60%, что значительно снижает эффективность многих энергетических установок. С помощью грамотного планирования развития данной отрасли будет возможно интенсивное строительство различных объектов энергетики, а также модернизация сетевой инфраструктуры [1].

*Цель исследования.* Определить возможности и перспективы цифровизации энергетической отрасли России. Объектом исследования является энергетический сектор РФ. Предметом исследования является процессы

цифровизации в энергетике. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

- 1) Определить степень влияния негативных факторов на темпы цифровизации в энергетическом секторе РФ;

- 2) Рассмотреть возможные пути решения выявленных угроз.

В ближайшие годы энергетика России будет сталкиваться с рядом вызовов и возможностей, связанных с цифровизацией отрасли. Одним из главных трендов станет массовое использование автономных гибридных энергоустановок, объединяющих традиционную и зеленую генерацию, запуск первых водородных проектов, а активная цифровизация отрасли будет осуществляться с помощью технологий искусственного интеллекта.

Однако основная проблема цифровизации энергетики России заключается в устаревшей инфраструктуре. Замена устаревших приборов учета является одним из первоочередных задач, что уже получило высокие результаты в 2022 году – установлено свыше 5,7 миллиона интеллектуальных приборов учета потребленного ресурса. На данный момент требуется модернизация электро- и теплосетей, передающих ресурс, – это различные приборы для замера передачи энергии по сетям. Внедрение цифровых технологий увеличит уровень стабильности энергообеспечения и поможет снизить дополнительные издержки на эксплуатацию оборудования, а также повысить безопасность снабжения энергией множества предприятий.

Несмотря на вышеупомянутую проблему, существуют более серьезные угрозы для цифровизации энергетики. Одной из них является отсутствие необходимых кадров. На возникновение данной проблемы повлияло в основном два фактора:

1. Малое количество ВУЗов, способных готовить квалифицированных специалистов по данному направлению;

2. Снижение количества молодежи на рынке труда.

По данным FinExpertiza, основанным на статистике Росстата, количество трудоспособной молодежи сократилось на 1,3 млн. человек, что также снизило уровень безработицы [2]. Убыль человеческого капитала является проблемой не только данной отрасли, поэтому для сохранения квалифицированных кадров государству нужно предпринять серьезные меры. Так же, для решения первой проблемы можно использовать сотрудничество с ВУЗами и создание собственных центров подготовки студентов к работе в энергокомпаниях. Необходимо увеличить количество льгот для IT-специалистов, так как в настоящее время имеющиеся льготные условия (низкая ипотечная ставка и т.д.) не имеют особого успеха.

Второй серьезной проблемой цифровизации энергетики является высокий уровень зависимости от импорта. Как уже стало понятно, полного импортозамещения в глобальном мире достичь невозможно, поэтому наше государство смогло переориентироваться на восток, а также достаточно эффективно поддерживает импортозамещение (к 2024 году ожидается создание производства собственных высокоэффективных газовых турбин). Это поможет

избежать снижения количества выручки с продажи газа европейским странам [3].

*Выводы.* За год атипичного кризиса в России удалось избежать существенного снижения темпов роста цифровизации энергетики. Высокие цены на энергоресурсы в 2022 году помогли заработать нашей стране большое количество денег, которое можно использовать на модернизацию и цифровизацию энергетической отрасли. Несмотря на данные возможности, существуют серьезные проблемы, связанные с демографией, отсутствие квалифицированных специалистов может в будущем негативно сказаться на темпах цифровизации энергетики, а также на развитии страны в целом. Поэтому в ближайшее время государству необходимо найти способ привлечения талантливых специалистов, способных ускорить развитие данной отрасли.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Олег Шевцов. Цифровизация энергетики и развитие IT-отрасли в России. Официальный сайт IT-World [Электронный ресурс]: <https://www.it-world.ru/news-company/releases/190699.html> (дата обращения: 13.04.2023).
2. Елена Трубникова. Численность молодых работников в России опустилась до исторического минимума. Официальный сайт FinExpertiza [Электронный ресурс]: <https://finexpertiza.ru/press-service/researches/2023/chisl-mol-rab-min/> (дата обращения: 13.04.2023).
3. А.Л. Текслер. ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ. Официальный сайт Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций [Электронный ресурс]: <https://digital.gov.ru/ru/ministry/common/> (дата обращения: 13.04.2023).
4. Конюшин, М. В. Влияние неопределенности параметров тепловой схемы АЭС в случае методики оценки ее показателей / М. В. Конюшин // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 148-150.

УДК 502.131

В.М. Барщевская  
Белорусский национальный технический университет

### ВЛИЯНИЕ ЭКОЛОГИИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ СТРАНЫ

*Введение.* Энергетика на протяжении всего периода своего существования являлась одним из крупных источников влияния на смежные сферы производства и на окружающую среду. Зачастую при рассмотрении взаимосвязи между экологией и энергетикой объектом исследования выступает экологическое состояние, а предметом – влияние энергетики на нее. Однако все чаще именно экология влияет устоявшиеся принципы работы и модернизирует производство.

*Актуальность.* Обеспечение энергетической безопасности призвано сделать государство независимым от импортеров энергоресурсов, использования одного доминирующего вида топлива, обеспечить наличие резерва мощности [1]. Выполнение приведенных ранее условий позволяет не оказаться в ситуации, где пришлось бы устанавливать экономически не выгодные связи с другими странами с целью обеспечения бесперебойности

энергоснабжения. При учете экологического следа, оставляемого энергетикой, определяется приоритетность использования определенных ТЭР, генерации энергии на станциях с наименьшим количеством выбросов в окружающую среду, снижения потерь энергии. Вследствие этого перед государством встает вопрос их взаимосвязи и влияния, определения экологических, экономических и социальных приоритетов и решения так называемой «Энергетической трилеммы».

*Цель исследования.* Определение уровня взаимосвязи факторов энергетической и экологической безопасности, влияния экологии на энергетику и их совместного влияния на экономику страны. Объект исследования является энергетическая безопасность страны, предметом исследования – изменение деятельности предприятий энергетики под влиянием состояния окружающей среды, принятия мер по его поддержанию и улучшению.

По данным Национального статистического комитета Республики Беларусь в стране наблюдается тенденция к снижению выбросов парниковых газов в окружающую среду (Таблица 1).

Таблица 1 – Выбросы парниковых газов по секторам (млн. т. CO<sub>2</sub>-эквивалента/год) [2]

	2018	2019	2020
<b>Всего, без учета землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства</b>	<b>92,0</b>	<b>92,2</b>	<b>88,8</b>
в том числе по секторам:			
<i>Энергетика</i>	<i>60,1</i>	<i>59,7</i>	<i>56,7</i>
Промышленные процессы и использование продуктов	5,7	6,2	5,9
Сельское хозяйство	20,5	20,4	20,4
Отходы	5,8	5,9	5,8
Абсорбция (поглощение) парниковых газов сектором «Землепользование, изменение землепользования и лесное хозяйство»	-39,9	-35,6	-38,2
<b>Всего, с учетом землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства</b>	<b>52,1</b>	<b>56,6</b>	<b>50,6</b>

По данным таблицы видим, что наибольшим источником выбросов в стране является энергетика, показатели которой значительно превышают другие отрасли. Однако стоит заметить стабильность снижения выбросов в данном секторе, что является следствием принятия соответствующих мер. Условно их можно разделить на краткосрочные и долгосрочные. Первая включает в себя повышение эффективности производства энергии, снижение выбросов на электростанциях, снижение потерь в ЛЭП, затрагивает не только энергетику, но и другие отрасли экономики необходимостью повышения энергоэффективности производства. Данная категория может быть реализована в более сжатые сроки, однако требует материальных затрат. Её реализация в краткосрочной перспективе способна снизить экологический след, однако при развитии производства и увеличении необходимости в энергии не станет решением проблемы. На данный момент внедрение данных мер применяется и в Республике Беларусь. На рисунке 1 отображена динамика энергоемкости ВВП в период с 2010 по 2020 гг.

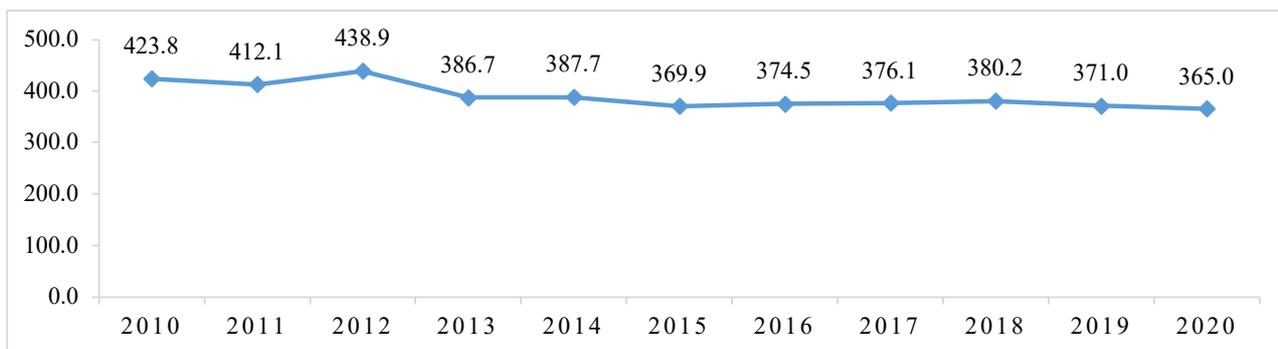


Рисунок 1 - Энергоемкость ВВП (ВВП в ценах 2005 года), кг у.т. / млн. руб. [3]

График отображает общее снижение необходимого количества энергии необходимого для производства продукции.

Использование долгосрочных мер несет в себе практически полную реорганизацию энергетики с переходом к возобновляемой и нетрадиционной энергетике. Для этого кроме денежных вложений необходимы затраты времени на поиск оптимальных вариантов для конкретного государства, создания необходимой инфраструктуры и решения дальнейшей судьбы традиционных станций после перехода на ВИЭ.

*Выводы.* На сегодняшний день наиболее рационально повышение энергетической эффективности с получением быстрого результата, который снизит негативное влияние на окружающую среду и позволит получить дополнительное время для разработки стратегии реализации долгосрочных мер.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Об утверждении Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь [Электронный ресурс] – Электронные данные – Режим доступа: <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C21501084> – Дата доступа: 10.04.2023.
2. В.3. Выбросы парниковых газов [Электронный ресурс] – Национальный статистический комитет Республики Беларусь – Режим доступа: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/makroekonomika-i-okruzhayushchaya-sreda/okruzhayushchaya-sreda/sovmestnaya-sistema-ekologicheskoi-informatsii2/b-izmenenie-klimata/b-3-vybrosy-parnikovyh-gazov/> – Дата доступа: 10.04.2023.
3. Цель 7.3. Повышение энергоэффективности [Электронный ресурс] – Национальный статистический комитет Республики Беларусь – Режим доступа: <https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/realny-sector-ekonomiki/energeticheskaya-statistika/sistema-pokazateley-energoeffektivnosti/tsel-7-3-povyshenie-energoeffektivnosti-/> – Дата доступа: 13.04.2023.
4. Энергия ветра и приливов как динамичное решение проблемы зависимости Шри-Ланки от тепловых электростанций / Б. М. Д. Н. С. Джайасингхе, У. Д. С. Гунасекара, В. В. Гаврилов, И. А. Лазарева // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 188-190.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ: АСПЕКТЫ И ОЦЕНКИ

*Введение.* В настоящее время многие страны работают над снижением потреблением энергии за счет развития новых технологий, повышения энергоэффективности, использования природных ресурсов и других подходов. Одним из способов контроля и управления является энергетическая триллема, концептуальная модель, которая описывает три основных вызова, стоящих перед мировой энергетикой: экономическая эффективность - ожидаемая доступная стоимость, чтобы обеспечить экономический рост и благосостояние населения; экологическая опасность - предотвращение возникновения очагов распространения газов и других загрязнений, чтобы предотвратить возникновение опасности для окружающей среды и здоровья людей; энергетическая безопасность - обеспечение надежности и устойчивости системы энергоснабжения, чтобы снизить уязвимость к геополитическим рискам.

*Актуальность.* Обобщенно понятие энергетической безопасности можно трактовать как концепцию, которая затрагивает вопросы обеспечения стабильности и безопасности энергетической системы страны или региона. Это включает в себя защиту собственного производства, транспортировки, распределения и потребления энергии от различных рисков. В рамках оценки уровня энергетической безопасности могут учитываться различные угрозы, такие как геополитические, экологические, технологические и научные. Например, энергетическая безопасность может быть нарушена из-за обнаружения нарушений, технологических сбоев, экологических катастроф или из-за нехватки ресурсов. Для обеспечения энергетической безопасности в разных странах используются различные стратегии, такие как развитие альтернативных источников энергии, повышение эффективности энергопотребления, повышение эффективности и диверсификация распределения ресурсов энергоресурсов. Одним из важных аспектов энергетической безопасности является обеспечение стабильности цен на энергоресурсы и защита потребителей от несправедливой ценовой политики со стороны поставщиков. Кроме того, энергетическая безопасность связана с гарантированным обеспечением населения и экономики необходимыми объемами энергии, что имеет важное значение для обеспечения экономического роста, социальной стабильности и благополучия населения.

В настоящее время энергетическая безопасность становится все более актуальной темой в свете изменения климата, увеличения потребления энергии и угроз кибербезопасности. Поэтому страны и международные организации продолжают активно работать над развитием и реализацией мер и стратегий, направленных на обеспечение энергетической безопасности на мировом и региональном уровнях. Для обеспечения энергетической безопасности

необходимо учитывать, как долгосрочные, так и краткосрочные факторы, которые могут повлиять на энергетическую систему.

*Цель исследования.* Рассмотреть различные методы оценки энергетической безопасности. Оценка энергетической безопасности позволяет определить уровень безопасности функционирования системы энергоснабжения, ее устойчивость к внешним и внутренним угрозам. Существует несколько методов оценки энергетической безопасности: *Метод экспертной оценки.* Этот метод основан на опросе экспертов в области энергетики и оценке их мнений по ряду критериев, определяющих уровень энергетической безопасности. Экспертная оценка позволяет получить общее представление о состоянии системы энергоснабжения, но не является научной методикой. *Метод статистического анализа.* Этот метод основан на анализе статистических данных, связанных с производством и потреблением энергии. Данные о производстве и потреблении энергии позволяют определить уровень безопасности системы энергоснабжения и выявить тенденции в ее развитии. *Метод моделирования.* Этот метод позволяет создать математическую модель системы энергоснабжения и произвести ее анализ с использованием компьютерных средств. Моделирование позволяет выявить уязвимые места системы, которые могут быть использованы злоумышленниками для атаки на систему энергоснабжения. *Метод анализа рисков.* Этот метод позволяет оценить вероятность возникновения угроз и последствий их реализации. Анализ рисков позволяет определить наиболее вероятные сценарии возникновения угроз и подготовить меры по их предотвращению. *Метод оценки уязвимости.* Этот метод позволяет выявить уязвимые места в системе энергоснабжения, которые могут быть использованы злоумышленниками для атаки. Оценка уязвимости позволяет определить меры по укреплению системы и защите от возможных атак.

Выбор метода оценки энергетической безопасности зависит от целей оценки, доступности данных и возможностей экспертов. Часто используется комплексный подход, который включает в себя использование нескольких методов оценки для получения более полной картины уровня энергетической безопасности системы энергоснабжения. Для оценки уровня энергетической безопасности системы энергоснабжения используются индикаторы энергетической безопасности, которые позволяют оценить степень устойчивости системы к различным угрозам и рискам и показывают, насколько система готова к изменениям в экономических, политических или технологических условиях.

Важно отметить, что оценка энергетической безопасности должна проводиться регулярно, так как угрозы и риски могут изменяться со временем. Для обеспечения энергетической безопасности важно сотрудничество между странами и международными организациями в области энергетики и включает в себя совместные проекты по производству и транспортировке энергоресурсов, обмен технологиями и опытом, а также разработку общих стандартов и регулирований.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Корсак, Е.П. Энергетическая безопасность национальной экономики: проблематика, результаты, перспективы / Е. П. Корсак // «Новая экономика». - Июнь 2019. - № 1(73). С.194-200.
2. Манцерава, Т.Ф. Основные подходы к оценке уровня энергетической безопасности странами ЕАЭС / Т.Ф. Манцерава, Е.П. Корсак // Современные технологии и экономика энергетики. Материалы Международной научно-практической конференции. Санкт-Петербург, 2021. С. 61-63.
3. Манцерава, Т.Ф. Теория устойчивого развития топливно-энергетического комплекса сквозь призму энергетической трилеммы / Т.Ф. Манцерава, Е.П. Корсак // Управление в социальных и экономических системах : м-лы ХХХ международной научно-практической конференции, г. Минск, 14 мая 2021 г. / редкол.: Н.В. Суша (предс.) и др. ; Минский инновационный ун-т. – Минск : Минский инновационный университет, 2021. – С. 38–39.
4. Корякина, Л. В. Некоторые аспекты развития рационального ТЭК с учетом уровня энергобезопасности / Л. В. Корякина, О. В. Новикова // Энергетические системы. – 2020. – № 1. – С. 19-27.

УДК 338.45

Т.О. Курбангалиева  
Казанский государственный энергетический университет

### ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ: МАКРОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПЕРСПЕКТИВА

*Введение.* Использование электроэнергии и доступ к ней сильно коррелируют с экономическим развитием, как и предполагает теория. Существует несколько методологически обоснованных исследований, которые устанавливают причинно-следственные связи на общеэкономической основе. Предполагаем, чтобы прошлые исследования были сосредоточены на выявлении причинно-следственных связей надежности электроснабжения, инфраструктуры и доступа к ним для экономического роста и углубление теоретического понимания того, как нехватка электроэнергии может сдерживать экономический рост.

*Актуальность.* Обеспечение эффективного и надежного энергоснабжения должно отражать фундаментальные принципы рыночной экономики, включая конкуренцию, прозрачность и свободный доступ к информации. Только таким образом можно обеспечить справедливое распределение ресурсов и предотвратить монополизацию рынка энергоресурсов. Данная задача является вызовом для всех стран и человечества в целом, и требует совместных усилий и инноваций в области энергетики.

*Цель исследования.* Анализ текущего состояния энергетической отрасли, выявление проблем и разработка рекомендаций по улучшению ситуации. *Объектом* исследования является экономическое развитие страны, а *предметом* исследования является влияние электроэнергии на экономику. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Проанализировать текущее состояние энергетики, выявить основные проблемы и оценить их влияние на экономику.

2. Разработать рекомендации по улучшению энергообеспеченности, основанные на анализе лучших практик.

Для достижения поставленных задач были использованы методы сравнительного анализа и экспертных оценок.

Энергетика была более важной движущей силой экономического роста в сегодняшних развитых экономиках, когда они имели более низкий уровень доходов. В доиндустриальной экономике дефицит энергии был сдерживающим фактором экономического роста. Это ограничение ослабилось благодаря развитию технологий использования ископаемого топлива, а затем и других современных источников энергии носителя.

Производство требует энергии для выполнения работ по преобразованию материалов в желаемые продукты и для транспортировки сырья, товаров. Закон энтропии подразумевает, что энергия не может быть использована повторно и существуют пределы тому, насколько можно повысить энергоэффективность. Эти пределы могут быть аппроксимированы производственной функцией с эластичностью замещения, значительно меньшей единицы. А метаанализ существующей эмпирической литературы показал, что эластичность замещения между капиталом и энергией действительно меньше единицы. В результате энергия является важным фактором производства, и для поддержания существующего уровня экономической активности необходимы непрерывные поставки энергии, а также для роста и развития экономики.

Макроэкономическая перспектива показывает, что доступность и стоимость электроэнергии имеют прямое влияние на производительность и конкурентоспособность национальной экономики. Международные организации активно привлекают внимание к необходимости увеличения доступности электроэнергии для более широкого круга населения, что может способствовать росту экономики. Например, производственные предприятия, зависящие от электроэнергии, могут существенно снизить свои затраты на производство, если им предоставляется дешевая и надежная электроэнергия. Это может привести к снижению стоимости конечной продукции и увеличению ее спроса на внутреннем и международном рынках. Кроме того, доступность электроэнергии также важна для развития инфраструктуры и услуг. Доступность и стоимость электроэнергии являются ключевыми факторами, влияющими на экономическое развитие страны, и необходимы для обеспечения конкурентоспособности национальной экономики и улучшения жизни населения.

Энергосбережение и увеличение эффективности использования энергии также могут значительно повысить экономическую эффективность. Развитие мало энергоёмких отраслей позволит снизить энергозатраты производства, а высокотехнологичная и наукоемкая продукция имеет большой экспортный потенциал, что может способствовать росту экономики [1, с. 5].

Энергоэффективность, замещение энергии другими видами ресурсов, структурные изменения и изменения в качестве энергии являются основными факторами, которые могут повлиять на энергоёмкость. В России отдается приоритет строительству новых генерирующих мощностей вместо реализации

проектов по повышению энергоэффективности [2, с. 129]. Хотя повышение энергоэффективности в производстве является более важным и для её регулирования используется широкий набор инструментов [3, с. 400]. Оно должно привести к сокращению потребления электроэнергии и увеличению ВВП, в то время как сокращение потребления электроэнергии из-за повышения цен должно привести к сокращению ВВП. Для распутывания этих последствий требуются структурные модели, а не подходы в сокращенной форме, которые на сегодняшний день характеризуют эту литературу.

*Выводы.* Электроэнергия является ключевым ресурсом для экономического развития. Для ускорения электроэнергетического потенциала страны необходимо проведение следующих мероприятий: повышение энергоэффективности, разработка и реализация программ модернизации и реконструкции объектов, подготовка кадров, развитие конкуренции на рынке, а также улучшение правовой базы. Реализация энергетической стратегии по вышеуказанным мероприятиям позволит создать эффективно функционирующие электроэнергетические системы.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Селищев В. Г. на пути к энергоэффективности российской экономики / В. Г. Селищев // Экономика природопользования. — М.: ВНИТИ, 2013. — № 4. — С. 45.
2. Энергоэффективность в России: скрытый резерв // [Электронный ресурс]. URL: [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org) (дата обращения: 09.04.2023)
3. Селищев В. Г. Анализ законодательного регулирования энергоэффективного развития стран большой восьмерки // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). — Вып. 2. — М.: Горное дело, 2012. — С. 397—402.
4. Управление резервами активной мощности в электроэнергетической системе / А. С. Герасимов, А. А. Гурьев, П. А. Карнаухова [и др.] // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 269-272.

УДК 621.039.003

А.Н. Ленских, Д.Д. Шарипов  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

#### АНАЛИЗ СТОИМОСТИ УРАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ ARIMA

*Введение.* Топливная составляющая в общей стоимости электроэнергии вырабатываемой АЭС составляет порядка 25%. Данный факт означает, что при различных ядерных топливных циклах требуется прогноз цены на отвалный уран. В условиях возрастающего интереса к реакторам на быстрых нейтронах и использованию переработанного ядерного топлива – фактор цены на сырой уран требуется учитывать при анализе потенциального строительства новых типов энергоблоков.

*Актуальность.* Для расчёта стоимости показателей нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) и скорректированной нормированной стоимости электроэнергии (VALCOE) любых новых проектов требуется получение данных о потенциальном изменении стоимости топливной

составляющей [1,2]. Для этого необходимо понимать, как будет меняться цена урана, которая и будет принята за объект исследования.

*Цель работы.* Анализ стоимости урана, прогноз до 2035 года, имитация развития объекта в условиях широкой неопределённости.

*Основная часть.* В данной работе используется метод анализа временных рядов, представляющий собой статистический метод, использующий прошлые данные (рисунок 1) для прогнозирования будущих цен на уран.

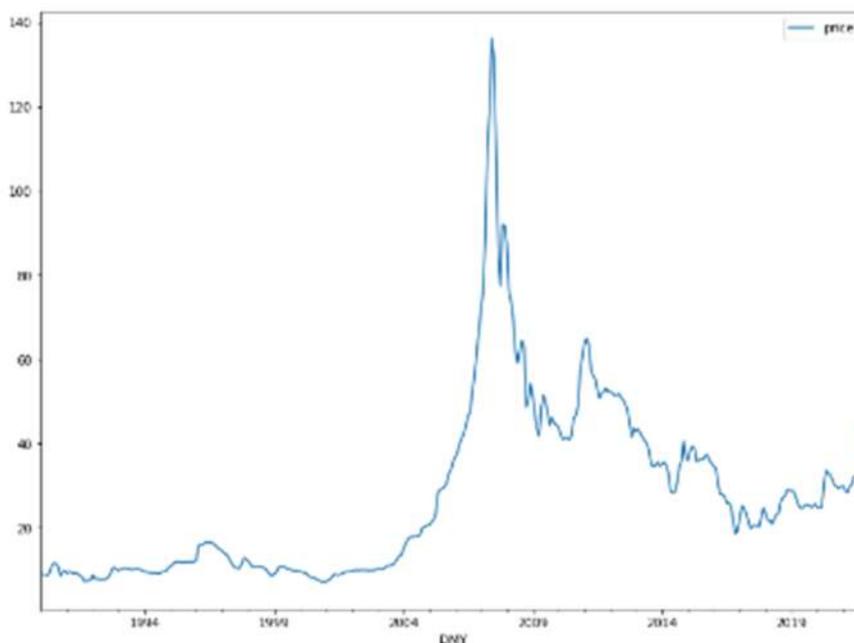


Рисунок 1 – Предыдущие значения цен на уран по фьючерсному контракту [3]

Данные были исследованы с шагом в 1 месяц.

Для дальнейшего использования модели ARIMA необходимо проведения доказательства стационарности распределения цены на отвалный уран. В рамках этого был проведён тест Дикки-Фуллера к оригинальному ряду и к разности оригинального ряда и ряда со смещением в один месяц (рисунок 2).

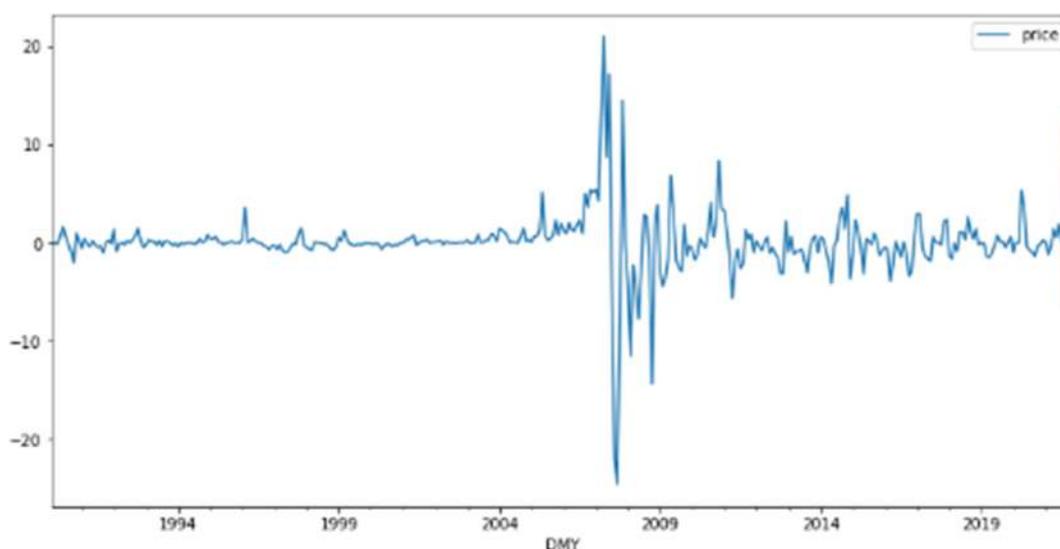


Рисунок 2 – Результаты теста Дикки [4]

Из рисунка 2 видно, что полученный ряд стационарен. Это позволяет вести дальнейшую работу с использованием регрессионного анализа. Для моделирования будем использовать модель ARIMA. Чтобы построить модель нам нужно знать ее 3 параметра:

p-порядок компонента модели авторегрессии AR

d=1-порядок интегрирования ряда

q-порядок компонента модели скользящего среднего MA

Используя коррелограммы и информационный критерий Акаике были получены автокорреляционные коэффициенты:  $p = 2$ ,  $d = 1$ ,  $q = 9$ .

Оставшиеся автокорреляционные коэффициенты были проверены на белый шум Q-тестом Льюнга. Данная гипотеза подтвердилась.

Исходя из представленных фактов была получена цена на уран моделью Arima (рисунок 3).

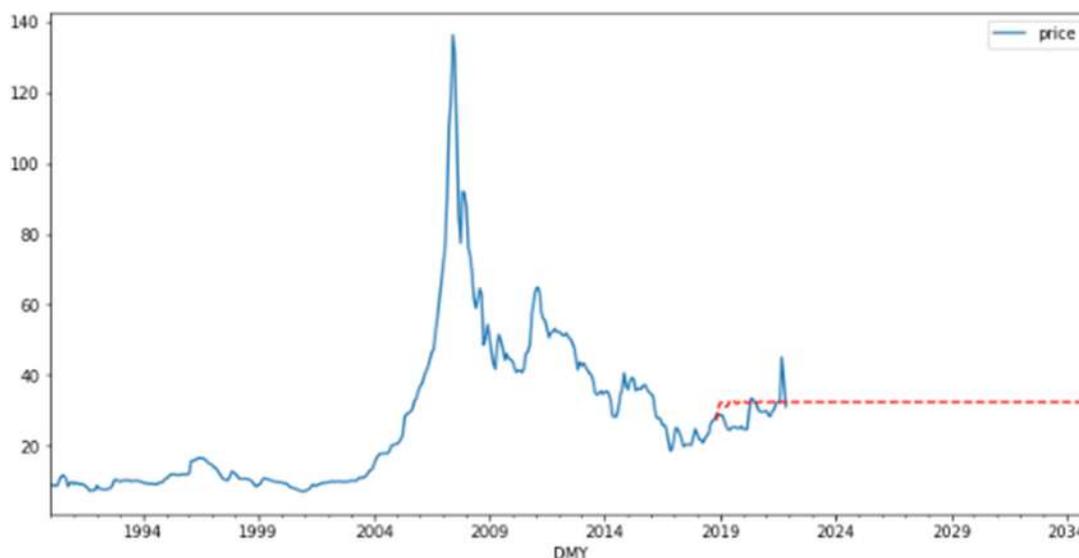


Рисунок 3 – Прогноз цены на отвалный уран

Также строится модель доверительного интервала (рисунок 4) стоимости фунта отвалного урана, а затем обрезается отрицательная его часть.

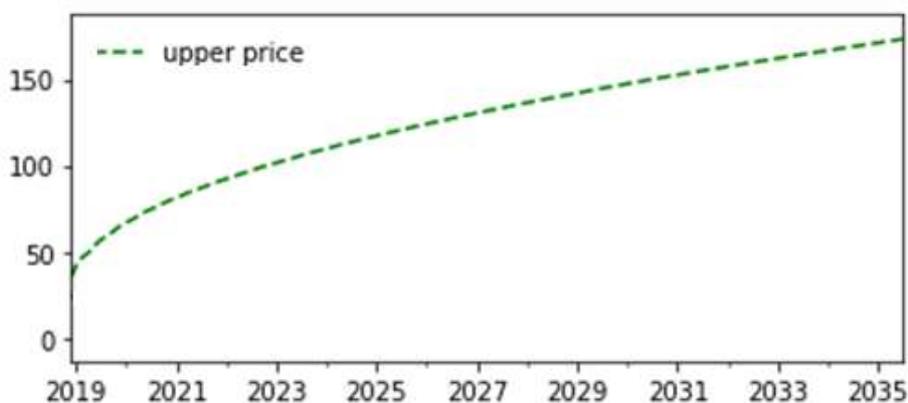


Рисунок 4 – Доверительный интервал цены на Уран до 2035 года

*Выводы.* Из представленной выше модели видно, что цена на уран крайне чувствительная величина к происходящим в мире событиям, а потому невозможно сделать достаточно достоверные прогнозы более чем на 2 месяца вперед с удовлетворяющим уровнем неопределенности. Результаты данной

работы можно использовать при проведении сценарного анализа развития экономики и ядерной энергетики, в частности, до 2035. Общемировые тренды позволяют говорить о перспективе роста цены на уран, что необходимо будет учитывать в расчётах технико-экономических показателей АЭС. Также это может оказать положительный эффект на проекты в области закрытия ядерного топливного цикла.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Харитонов В.В., Боков А.В., Костерин Н.Н. Эффективность и риск инвестиций в ядерную энергетику. — Атомная энергия, 2017, т. 122, № 6, с. 339—348.
2. Единые отраслевые методические рекомендации по определению показателя LCOE и предельной стоимости сооружения АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя LCOE. МУ\_УПС.93.01.01.: утверждён // URL: <https://base.garant.ru/404439560/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33/> (дата обращения: 07.03.2023). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
3. TRADINGECONOMICS // [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.tradingeconomics.com/commodity/uranium>. (дата обращения: 07.03.2023).
4. Тест Дики-Фуллера // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.helenkapatsa.ru/tiest-diki-fulliera> (дата обращения: 07.03.2023).

УДК 338.24

Т.Ф. Манцерова, Е.И. Тымуль  
Белорусский национальный технический университет

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ GREEN CONTROLLING В ЭНЕРГЕТИКЕ

*Введение.* Разработанная ООН Инициатива «Устойчивая энергетика для всех» определила три взаимосвязанные цели, обеспечивающие доступ к энергии, которые должны быть достигнуты странами мира к 2030 году и быть ориентирами для достижения в последующем (рис.1) [1].

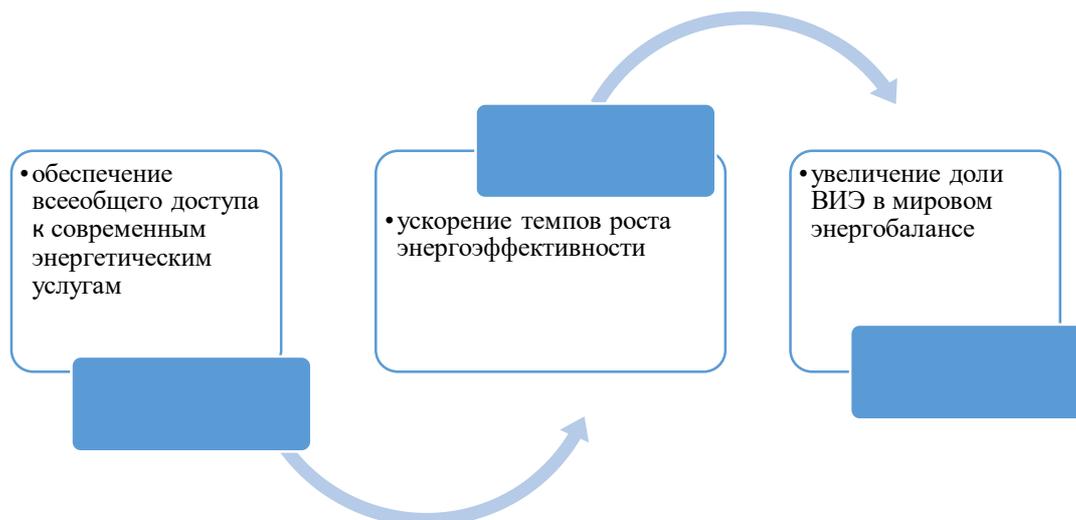


Рисунок 1 - Цели инициативы ООН «Устойчивая энергетика для всех»

Республика Беларусь, исходя из своего уровня развития электроэнергетики, имеющихся запасов топливно-энергетических ресурсов, текущей и перспективной мощности промышленного производства, уровня потребления

энергии всеми секторами экономики, разрабатывает краткосрочные и долгосрочные стратегии развития электроэнергетики страны [2].

*Актуальность.* Энергетика республики обеспечивает устойчивое функционирование, как предприятий реального сектора экономики, так и сферы услуг. Основные тренды в развитии – цифровизация, обеспечение углеродной нейтральности, развитие альтернативной энергетики.

*Цель исследования.* Энергопереход к углеродной нейтральности предполагает расширенный учет и анализ экологических последствий деятельности объектов генерации для последующего эффективного управления ими.

Переход к низкоуглеродной энергетике в Республике Беларусь может быть осуществлен за счет сокращения выбросов парниковых газов в атмосферный воздух от стационарных энергоисточников (экономия может быть достигнута ежегодно в размере 7 млн. тонн). Снижение доли природного газа в производстве тепловой и электрической энергии должна составить 50% в 2030 году при условии снижения на 10% к уровню 2025 года. Отсутствие собственных ТЭР требует развития возобновляемой энергетики в республике. Уже к 2030 году доля ВИЭ в общем объеме ТЭР должна составить 8%. Все эти мероприятия в целом могут обеспечить экономию ТЭР в республике около 310 тыс. т у.т. [3].

Особое значение придается экологическому фактору. Планируется, что до 2030 года объем выбросов в атмосферу объектами энергетики сократится до 28% и к 2035 году – до 35%. Такое существенное снижение вредных выбросов в атмосферу возможно за счет целенаправленного управления экологизацией, прежде всего, объектов генерации. Объекты генерации Белорусской энергосистемы представлены 68 энергоисточниками, 42 из которых – теплоэлектростанции. Для повышения эффективности управления экологическими аспектами деятельности ТЭС возможно использование концепции «green controlling» (экологический контроллинг), которая широко используется в ряде зарубежных компаний [4]. На наш взгляд, представляет интерес особенности реализации концепции «green controlling» на отдельных стадиях жизненного цикла ТЭС.

Жизненный цикл теплоэлектростанции можно разделить на пять основных стадий.

Стадия проектирования: проводятся опытно-конструкторские работы и проектирование станции.

Стадия строительства станции и монтажа оборудования: строительномонтажные работы по строительству площадки, зданий и помещений, монтаж оборудования.

Стадия ввода станции в эксплуатацию: пробные пуски оборудования, вывод станции на работу на полную мощность.

Стадия эксплуатации и ремонта станции: нормальная эксплуатация станции, проведение ремонта оборудования согласно графику планово-предупредительных ремонтов, а также аварийных ремонтов при необходимости.

Стадия вывода станции из эксплуатации и восстановление площадки: демонтаж оборудования, снос зданий и помещений, утилизация отходов,

подготовка площадки к повторному использованию, проверка отсутствия значимого загрязнения площадки [5].

Влияние экологического фактора становится существенным на стадиях ввода станции в эксплуатацию; эксплуатации и ремонта станции; стадия вывода станции из эксплуатации и восстановления площадки.

Выявления основных факторов, влияющих на экологическую составляющую деятельности ТЭС, возможно в ходе проведения энергетических аудитов. Так, в 2021 году в системе ГПО «Белэнерго» было обследовано 13 организаций и выявлен потенциал экономии ТЭР более 35 тыс. т у.т. Анализ полученной информации позволил предложить к реализации в следующем году уже 13 мероприятий с возможной экономией ТЭР более 6 тыс. т у.т.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Устойчивая энергетика для всех: библиографический список литературы / Нац. б-ка Чуваш. Респ.; сост. Н.А. Арсентьева. Вып. 1. Чебоксары, 2014. 13 с.
2. Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2030 года / НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь. Минск, 2015. 143 с.
3. Манцорова, Т. Ф., Корсак Е.П. Повышение энергетической безопасности как фактор устойчивого развития Республики Беларусь// Современное состояние экономических систем: управление, развитие, безопасность: сборник научных трудов III Международной научно-практической конференции, 20 декабря 2022 г., Тверь / под общ. ред. И.В. Вяжиной, Г.Г. Скворцовой. Тверь: Тверской государственный технический университет, 2023. С.52-59
4. Одинцова, Т.М. Роль контроллинга в обеспечении сбалансированного устойчивого развития предприятия / Т.М. Одинцова // Вестник ЖДТУ. — 2012. — № 1 (59). — с. 178–183.
5. Тымуль, Е. И. Методическое обеспечение управления рисками теплоэлектростанций Республики Беларусь : автореф. дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05 / Е.И.Тымуль ; Акад.упр-я при Президенте Респ.Беларусь- Минск, 2022. – 25 с.
6. Applying management theory to global climate management / A. Shadrin, O. Novikova, I. Babkin, G. Makhmudova // ACM International Conference Proceeding Series, Saint - Petersburg, 18–19 ноября 2020 года. – Saint - Petersburg, 2020. – DOI 10.1145/3446434.3446502.

УДК 338.4

М.О. Дубровская, Е.С. Дубровская  
Казанский государственный энергетический университет

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

*Введение.* Переход к устойчивому развитию подразумевает беспрепятственное развитие отрасли электроэнергетики. Электроэнергетика переживает период устойчивого роста для удовлетворения растущих энергетических потребностей страны. Инновации будут способствовать ожидаемому росту инфраструктуры по мере того, как к сети будут добавляться новые объекты возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и внедряться вместе с уже установленной базой.

*Актуальность.* Энергетическая отрасль является стратегически значимой для экономики РФ. Россия богата топливными ресурсами, однако этот запас истощается с геометрической прогрессией. В связи с этим необходимо готовить фундамент для перехода к возобновляемым источникам энергии.

*Цель исследования.* Построение прогноза распространения использования возобновляемых источников энергии. Объектом исследования являются ВИЭ, предметом исследования является процесс использования возобновляемых источников энергии в производстве электрической энергии. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

Проведение анализа инвестиционной и инновационной активности в энергетической отрасли.

Построение прогноза использования ВИЭ в РФ методами статистического анализа.

Проанализировав инвестиции и инновации в отрасль электрической энергии в Российской Федерации за 2018-2021 гг. (таблица 1), можно сделать вывод о существовании тенденции плавного развития использования ВИЭ в России, несмотря на высокий уровень инновационной активности организаций [1].

Таблица 1: Инвестиции и инновации в отрасль электрической энергии в Российской Федерации за 2018-2021 гг. [2]

Показатель/год	2018	2019	2020	2021
Индекс физического объема инвестиций в основной капитал, направленных на реконструкцию и модернизацию	108,6%	100,3%	103,1%	113,1%
Уровень инновационной активности организаций	6,9%	8,1%	9,9%	9,0%
Доля электрической энергии, производимой с использованием возобновляемых источников энергии	17,3%	17,5%	19,8%	19,0%

Для установления основной тенденции использования ВИЭ необходимо построить ряд динамики по имеющимся данным (таблица 2).

Таблица 2: Доля электрической энергии, производимой с использованием возобновляемых источников энергии в Российской Федерации за 2012-2021 гг.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
15,3	17,1	16,4	15,8	17	17	17,3	17,5	19,8	19

На основании составленного ряда динамики можно выявить уравнение основной тенденции использования ВИЭ в производстве электрической энергии:  $\hat{y}_t = 17,22 + 0,19 \cdot t$ . Данное уравнение показывает, что в течение исследуемого периода использование ВИЭ в производстве электрической энергии возрастал в среднем на 0,19% [3].

Результаты расчетов прогнозирования использования ВИЭ:

1. в 2024 году с вероятностью 95% доля использования ВИЭ составит от 18,3% до 21,8%.

2. в 2030 году с вероятностью 95 % доля использования ВИЭ составит от 20,5% до 24%.

*Выводы.* Развитие ВИЭ в электроэнергетике развивается планомерно, темпы прироста не превышают 2,3%, не опускаются ниже -0,8% за исследуемый период. В среднем использование ВИЭ возрастает на 0,19%. В течение ближайших десяти лет ожидается повышение доли использования возобновляемых источников энергии в производстве электрической энергии в РФ не менее чем до 20,5%.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. М. Ю. Сибикин, Ю. Д. Сибикин Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. : учеб. пособие. – Москва: КноРус, 2022. – 228 с.
2. Эффективность экономики России // Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11186#> (дата обращения 02.04.2023)
3. А.В. Дубынина, А.А. Якушев Основы аналитической статистики в экономических исследованиях : учеб. пособие. – Москва: КноРус, 2021. – 240 с.
4. Ри, М. А. Оценка потенциала геотермальной энергетики в России / М. А. Ри, Н. А. Забелин // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 135-137.

УДК 338.24

Д.С. Савельева  
Казанский Государственный Энергетический Университет

### ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЭКОНОМИКУ СТРАНЫ

*Введение.* В наше время экологическая проблематика является одной из наиболее актуальных тем во всем мире. Возросший уровень промышленного производства и потребления за счет наращивания производственных мощностей привел к нагрузке на природные ресурсы и окружающую среду. В результате этого возрос уровень загрязнения воздуха, воды и почвы, что привело к серьезным экологическим проблемам, которые негативно сказываются на экономике страны в целом.

*Актуальность.* В современной мировой экономике, одним из главных трендов является переход к зеленым технологиям. Это свидетельствует о том, что люди и организации все чаще ищут более эффективные и экологически безопасные способы производства. Одним из главных преимуществ зеленых технологий является то, что они могут уменьшить экологический ущерб и приносить экономические выгоды. Поэтому, изучение влияния использования зеленых технологий на экономику страны в целом, является важной задачей для изучения эффективности внедрения зеленых технологий.

*Цель исследования.* Целью данного исследования является оценка влияния использования зеленых технологий на экономику страны в целом. Для достижения данной цели стоят следующие задачи:

1. Исследовать зеленые технологии и их виды.

2. Раскрыть экономические аспекты использования зеленых технологий;

3. Проанализировать текущее состояние использования зеленых технологий в России;

*Методы исследования.* Для исследования был произведен анализ литературы по теме исследования.

Зеленые технологии представляют собой инновационные разработки, которые призваны уменьшать негативный экологический отпечаток человеческой деятельности. Данные технологии могут использоваться в разных отраслях экономики и сферах жизни человека: энергетика, промышленное производство, строительство, а также в повседневной жизни, например, возобновляемая энергия, отходы, снижение выбросов углекислого газа и других веществ, которые вредны для окружающей среды. Существуют различные виды зеленых технологий, ниже представлены некоторые из них: энергетические технологии (солнечная, ветряная, геотермальная и гидроэнергетическая энергия); технологии утилизации отходов (переработка пластиковых, стеклянных и металлических отходов для повторного использования); технологии экологически чистой транспортировки (электрические автомобили, велосипеды и общественный транспорт, с использованием биодизеля); технологии, используемые в зданиях (зеленые крыши, солнечные коллекторы для отопления воды, экологически чистые строительные материалы); технологии водоочистки и очистки воздуха [1].

Использование зеленых технологий имеет ряд экономических преимуществ. Во-первых, такие технологии позволяют снизить эксплуатационные расходы за счет эффективного использования ресурсов, например, за счет сокращения энергопотребления. Во-вторых, они могут способствовать уменьшению экологических рисков и повышению конкурентоспособности предприятий на мировом рынке. В-третьих, внедрение зеленых технологий может способствовать созданию новых рабочих мест в сфере исследований, разработок и производства экологически чистых технологий.

В России, как и во многих других странах, становится всё более актуальной темой экологическая ответственность. В последние годы в все больше внимания уделяется внедрению зеленых технологий в различных сферах. Одной из сфер, в которой используются зеленые технологии в России, является энергетика [2]. в стране внедряются все более энергоэффективные технологии и возобновляемые источники энергии, такие как солнечная, ветровая, гидроэнергетика и т.д. Также на территории строятся атомные электростанции с большей экологической безопасностью. Кроме того, активно внедряются зеленые технологии в сфере строительства. Новые здания строятся с использованием эффективных систем вентиляции, установкой солнечных батарей на крышах. Используются материалы, которые не загрязняют окружающую среду. Еще одной активно развивающейся сферой является машиностроение – разработка экологически чистых транспортных средств и развитие инфраструктуры для электромобилей. В России все больше компаний

начинает производство электрических автомобилей, а также строительство зарядных станций.

Несмотря на то, что Россия только начинает активно применять зеленые технологии, уже можно выделить определенные успехи в этой сфере. Внедрение этих технологий помогает России снижать негативное воздействие на окружающую среду и продвигать зеленое мышление в экономике и обществе.

Внедрение зеленых технологий в экономику страны ведет к снижению затрат на энергию и ресурсы, что, в свою очередь, увеличивает прибыль предприятий, а значит вносит вклад в эффективность экономики страны в целом.

В России, использование зеленых технологий все еще находится на ранней стадии развития, однако, уже сейчас данное направление является приоритетной для государства [3]. В рамках этого процесса проводится модернизация технологических процессов, улучшается экологическая обстановка и повышается энергоэффективность.

*Выводы.* Использование зеленых технологий – это не только экологически правильное, но и экономически эффективное решение. Разработка и внедрение таких технологий в настоящее время может стать ключевым фактором в сохранении экологической стабильности и роста экономической эффективности. Но чтобы добиться максимального результата, необходима тройная координированная работа правительства, научных работников и предпринимателей, чтобы обеспечить конкурентоспособность нашей экономики.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Рогатных Е.Б., Сердунь М.А. Зеленая экономика и ее влияние на экономическое развитие в XXI веке // Российский внешнеэкономический вестник. – 2022. – №3. – С. 18-22.
2. Егорова М.С. «Зеленая» экономика – решение проблем современной экономики России // Молодой ученый. – 2015. – № 8(88). – С. 523-528.
3. Иванова Н.И., Левченко Л.В. «Зеленая» экономика: сущность, принципы и перспективы // Вестник ОмГУ. Серия: Экономика. – 2017. – №2. – С. 19-28.
4. Зимин, А. М. Оптимизация параметров СЭС для питания футбольного стадиона / А. М. Зимин // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 224-226.

УДК 661

А.С. Стасевич

Белорусский национальный технический университет

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕЛЕВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПРЕДПРИЯТИИ

*Введение.* Энергоэффективность – залог успешной деятельности любого предприятия, в том числе и энергетического. Для достижения целей по энергоэффективности требуется тщательный анализ потребления и производства ресурсов, контроль за оптимизацией их использования и, как следствие, принятие решений с целью эффективного энергосбережения

на предприятии. Целевой энергетический менеджмент (ЦЭМ) подразумевает собой систему, позволяющую оптимизировать и использовать только необходимое количество ресурсов для корректной работы любого энергетического предприятия, использовать узконаправленные мероприятия для оптимизации работы, что существенно приблизит его к повышению энергоэффективности и по итогам анализа к разработке новых целей в количественном показателе энергопотребления.

*Актуальность.* С развитием научно-технологического прогресса значительно усложняется сама энергоструктура, так как внедрение цифровых технологий актуально для каждого энергетического предприятия и энергообъекта с целью повышения конкурентоспособности. Поэтому использование системы ЦЭМ можно назвать неотъемлемой частью корректной работы энергетического предприятия. Целевое управление — метод управленческой деятельности, предусматривающий предвидение возможных результатов деятельности и планирование путей их достижения.

*Цель исследования.* Выявление способов усовершенствования и грамотного применения системы ЦЭМ на энергетическом предприятии. Объектом исследования является целевой энергетический менеджмент, а предметом исследования — цифровые технологии в энергетических организациях, возможные по для их работы и автоматизированного учета энергетических ресурсов [1].

*Результаты расчетов.* Цифровая трансформация показывает, что без использования передовых технологий становится жизненной необходимостью для каждого конкурентоспособного предприятия, в том числе и энергетического. в современных условиях быстрорастущих цен на ресурсы, дефиците средств в государственном бюджете особую роль для организаций принимает система целевого менеджмента. Анализ и опыт показывают, что многие предприятия могут значительно снизить свои энергетические затраты с помощью системы ЦЭМ – примерно на 10-15% [2].

Измерение и учет входящих и выходящих параметров на протяжении промежутка времени с помощью массива анализаторов и системы ЦЭМ позволит выявить много закономерностей и «подтолкнуть» организацию к разработке мероприятий по улучшению полученных показателей. Именно поэтому эффективное использование системы ЦЭМ идет в «комплексе» с внедрением новых технологий на предприятии для контроля и анализа их применения, совершенствования энергетической безопасности и формирования «электронного доверия».

В организациях ГПО «Белэнерго» постоянно реализуются мероприятия и проекты по разработке и внедрению новых информационных систем, обеспечивается надежная эксплуатация действующих информационных систем как технологического управления (АСДУ, АСУ ТП, АСКУЭ), так и корпоративного управления (АСУ), развиваются информационные сети и сети связи.

Цифровые технологии все больше и глубже проникают во все структуры энергетической отрасли, вызывая необратимые изменения. На данный момент

организация ГПО «Белэнерго» создала автоматизированную информационную систему сквозной автоматизации бизнес-процессов по закупкам товаров и мониторинге складских запасов. Технология «Цифровая подстанция» введена в эксплуатацию уже в 4 городах страны – две из них в Гомеле, одна в Островце и еще одна в Могилеве, а реконструкция еще одной подстанции в Могилеве все еще ведется. В части цифровизации подстанций (элемент системы Smart Grid) отмечается, что в настоящее время 99% от общего количества подстанций напряжением 35–110 кВ оснащены телесигнализацией и 88% – телеуправлением. При этом все указанные подстанции оснащены средствами телемеханики. Ожидается создание единой для объединения геоинформационной системы (GIS) ЛЭП и подстанций с привязкой к системе технического обслуживания и ремонта оборудования. Индекс цифровизации, соответствующий доле энергоисточников, оснащенных автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), в среднем по системе равен 0,41.

Для корректной работы системы ЦЭМ необходимо использовать различные по для контроля и учета энергетических ресурсов. В части автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов отмечается, что в настоящее время в Республике Беларусь продолжается создание полномасштабной автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ), которая предназначена для сбора, обработки, хранения и визуализации информации о производстве, импорте, экспорте, передаче (распределении) и продаже (сбыту) электрической энергии (мощности). В связи с этим необходимо повышать компетенции сотрудников в использовании продвинутых технологий аналитики, так как, например, использование тех же «умных счетчиков» увеличивает количество данных по сравнению с привычным ручным способом, а подробный анализ не может быть успешно проведен с использованием стандартных программ и инструментом, таких как Excel-таблицы [3].

*Выводы.* Таким образом, новые методы обработки исходных данных учета энергоресурсов позволят более эффективно использовать метод целевого энергетического метода для повышения энергоэффективности и энергосбережения предприятия энергетики. В перспективе цифровая трансформация энергетики сможет увеличить доходы компании на 3—4% в год. Рост будет достигнут за счет анализа доступных данных и автоматизации бизнес-процессов путем системы энергетического менеджмента.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Целевой менеджмент [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studref.com/642435/menedzhment/tselevoe\\_menedzhment\\_tselevoe\\_upravlenie\\_upravlenie\\_tselyam](https://studref.com/642435/menedzhment/tselevoe_menedzhment_tselevoe_upravlenie_upravlenie_tselyam). – Дата доступа: 10.04.2023
2. Энергоменеджмент [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dzen.ru/media/isup/ot-energomenedzhmenta-k-cifrovomu-portretu-sistemy-elektrosnabjennia-5f7c3ee640416f1e5bc1a829>. – Дата доступа: 10.04.2023.
3. Государственная программа «Цифровое развитие Беларуси» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://scienceportal.org.by/news/programma-tsifr-razv-2021-2025-Feb21.html>. – Дата доступа: 11.04.2023.

4. Дмитриева, А. А. Участие генерирующих компаний России в развитии водородной энергетики / А. А. Дмитриева // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 69-71.

УДК 332.144

И.П. Земнов, Д.С. Попова

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

*Введение.* Использование объектов возобновляемой энергетики, в том числе ветроэлектростанций, является возможностью сокращения выбросов в атмосферу и получения более дешевой энергии. В дальнейшем ветроэнергетика может стать ключевым объектом для модернизации Единой энергетической системы России и развития Арктики.

*Актуальность.* В связи с целью по достижению углеродной нейтральности, существует необходимость в сокращении выбросов в атмосферу и переходе на экологически чистые источники энергии. К примеру, вопросы эффективности возобновляемой энергетики рассматривал Шпильрайн Э.Э. В работе «Проблемы и перспективы возобновляемой энергии в России» [1]. Климатические особенности Мурманской области позволяют эффективно использовать ветроэлектростанции, что подтверждается в статье «Оценка ветропотенциала Мурманской области и эффективности Кольской ветроэлектростанции» В.Ф. Белей, Г.В. Коцарь [2]. Рассмотрение различных возможностей эксплуатации ветряных установок является важной частью экономического развития региона, что говорит об актуальности исследования.

*Цель исследования.* Оценить перспективы развития ветроэнергетики в Мурманской области и выявить последствия реализации проектов на примере Кольской ВЭС. Для достижения поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Оценить ветропотенциал Мурманской области
2. Рассмотреть проект реализации Кольской ВЭС
3. Оценить перспективы использования ветроэлектростанций в Мурманской области.

*Методы исследования:* логика, анализ, систематизация, синтез.

В настоящее время отрасль возобновляемых источников энергии приобретает всё большую известность. Так, коэффициент полезного действия ветроэлектростанций может достигать 40%, что на 20% выше показателя солнечных станций. Активное развитие отрасли может стать главным фактором достижения углеродной нейтральности. Многие регионы Российской Федерации обладают климатическими условиями, которые могли бы обеспечить эффективное использование ветряных установок. Одним из таких регионов является Мурманская область.

Регион характеризуется высоким ветропотенциалом, поскольку Мурманская область окружена Баренцевым и Белым морями. Скорость ветра в этих районах достигает 4-7 и 5-10 метров в секунду соответственно [3,4]. Среднегодовая скорость ветра на суше на высоте 10 метров составляет 4,5-7,5 метров в секунду. На высоте 70 метров ветер значительно сильнее – скорость варьируется от 6,5 до 9,6 метров в секунду. При этом удельная энергия ветрового потока находится в интервале от 1,4 до 5,2 МВт·ч/м<sup>2</sup> и от 3,4 до 10,7 МВт·ч/м<sup>2</sup> соответственно [2]. Далее рассмотрим зависимость удельной энергии воздушного потока от скорости ветра, представленную на рисунке 1.

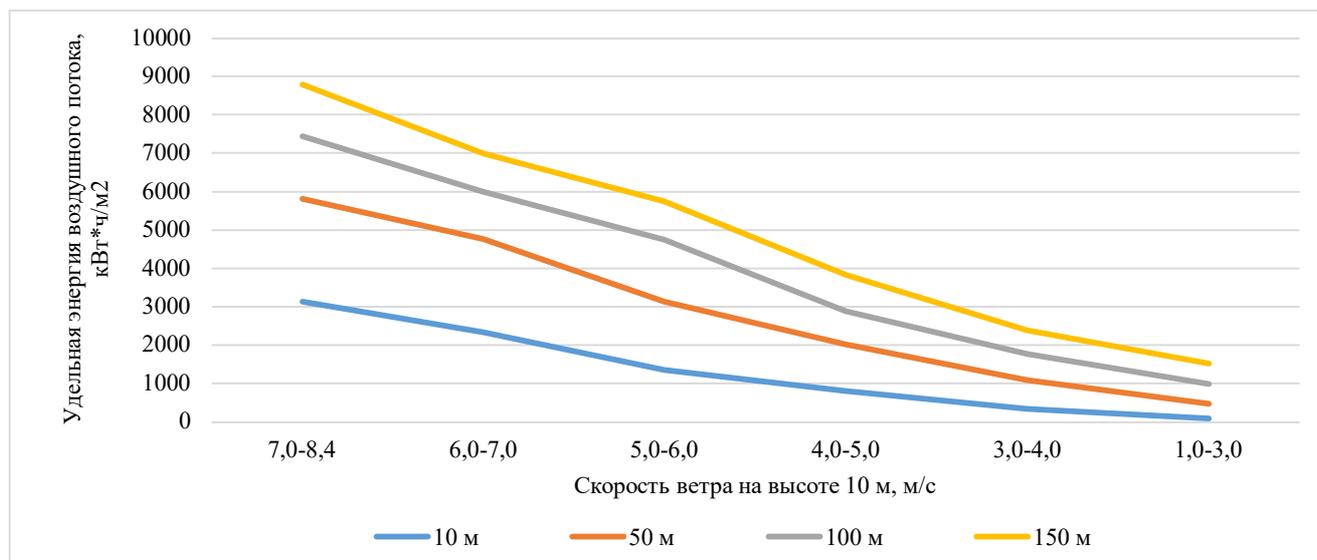


Рисунок 1 – Ветропотенциал Мурманской области на разных высотах

Следовательно, можно сделать вывод, что самыми эффективными являются установки, высотой более 100 метров.

Одним из реализованных проектов в ветроэнергетической сфере является Кольская ветроэлектростанция. Ветропарк состоит из 57 установок. Установленная мощность Кольской ВЭС составит 202,35 МВт. Ветропарк будет вырабатывать 760 ГВт·ч в год, сократив выбросы углекислого газа на 600 000 тонн в год. При этом в Мурманскую область поступили инвестиции в размере 22 млрд. рублей [5].

Одной из предпосылок для использования ветроэлектростанций в регионе является удешевление строительства и обслуживания установок. Так, с 2015 года цены на аукционах в России снизились на 87% и являются самыми низкими в мире. В то же время, средняя цена отбора проектов в ветроэнергетической отрасли составила 2,7 рублей за кВт·ч [6].

Стоит отметить, что проекты по созданию ветроэнергетических установок за полярным кругом имеют ценность для разработки нефтегазоносных месторождений, расположенных в Арктике. Это обуславливается тем, что арктический регион удалён от транспортной и энергетической инфраструктуры, в связи с чем электроэнергия и теплоэнергия имеют высокую стоимость. Опыт, полученный в ходе реализации проекта по строительству и эксплуатации Кольской ВЭС, позволит использовать ветроустановки в Арктике, которые будут приспособлены к климатическим особенностям региона.

*Выводы.* Таким образом, ветряные установки могут стать активно используемыми источниками энергии в Мурманской области. Во-первых, регион обладает высоким ветропотенциалом, который позволяет использовать не только наземные, но и морские, более эффективные, установки. Также, ветряные станции могут стать источниками энергии в Арктике, решив проблему электроснабжения региона. Во-вторых, использование ветроустановок позволит сократить вредные выбросы в атмосферу, что положительно скажется на экологической обстановке Мурманской области.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Шпильрайн Э.Э. «Проблемы и перспективы возобновляемой энергии в России» // Материалы пятого Международного Форума «Высокие технологии 21 века».
2. Белей В.Ф., Коцарь Г.В. Оценка ветропотенциала Мурманской области и эффективности Кольской ветроэлектростанции // Вестник МГТУ. - Мурманск: 2020. - С. 376–386.
3. Часть I. Метеорологический режим. 3. Ветер // Мурманск погода URL: <https://pogoda51.ru/3-veter> (дата обращения: 08.03.2023).
4. Белое море // География URL: <https://geographyofrussia.com/beloe-more-2/> (дата обращения: 27.03.2023).
5. Ветропарк "Кольская ВЭС" установленной мощностью 202,35 МВт // Мурманская область Инвестиционный портал URL: <https://invest.nashsever51.ru/registry/investment-projects/0be612c7-5c1a-4dcf9627-9b23a51c88dd> (дата обращения: 08.03.2023)
6. Цена на аукционе ветровой энергии в России оказалась самой низкой в мире // РБК URL: <https://www.rbc.ru/business/22/09/2021/614b12e89a794762e94db190> (дата обращения: 08.03.2023).

УДК 621.315.658.581

А.И. Лимонов, А.В. Левковская  
Белорусский национальный технический университет

### ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОМ МЕХАНИЗМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО УРОВНЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

*Введение.* Надежность электроснабжения является важнейшей качественной характеристикой электроэнергетики, для поддержания которой необходимо использовать соответствующие экономические инструменты.

*Актуальность.* Управление надежностью электроснабжения является важным моментом во время эксплуатации электрических сетей.

*Цель исследования.* Разработка подходов учета надежности электроснабжения, как в процессе эксплуатации электрических сетей, так и при формировании тарифов на электроэнергию [1].

Проблема управления надежностью электроснабжения в значительной степени основывается на разработке норм надежности и объективной оценке удельных ущербов от перерывов у потребителей. Нормы надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, основанные на алгоритмах [2], были разработаны, программно реализованы и в конце 80-х годов находились на стадии утверждения.

Объективная оценка удельных ущербов от перерывов электроснабжения у потребителей затруднена, а часто оценить ущерб в денежном выражении

вообще невозможно. В ряде случаев достаточно сохранить в работе 5–10 % токоприемников, чтобы практически без потерь и убытков пережить временный выход из строя основного источника электроснабжения. А в таких случаях возможно использование резервных локальных генерирующих установок, получивших в настоящее время широкое распространение. Поэтому вопрос, могут ли нормируемые удельные ущербы быть достаточно объективным экономическим показателем, остается открытым. Сложность еще и в том, что ущерб конкретных потребителей, как правило, не будет совпадать с нормированным, что может послужить основанием для возникновения конфликтных ситуаций.

Наиболее удобная форма регламентации хозрасчетных отношений между электросетевыми организациями и, например, сельскохозяйственными потребителями – система договорных обязательств. Электросетевые организации должны обеспечивать нормируемую надежность электроснабжения, которая заложена при проектировании сети. По согласованию с потребителем определяется величина штрафа за каждый киловатт-час, недоотпущенный ему сверх нормируемого уровня, который ему обязана выплатить электросетевая организация. Указанная потребителем величина штрафа должна использоваться и в качестве дополнительной оплаты потребителями за снижение сверх нормируемого уровня недоотпуска электроэнергии [3]. Одновременно может оговариваться и предельная величина дополнительной оплаты за надежность (ненадежность) электроснабжения. При этом электросетевая организация может, если позволяют схемные решения, предложить ряду потребителей более низкий уровень надежности электроснабжения. И, гарантируя выплату штрафов за сверхнормативный недоотпуск электроэнергии, понизить или даже отказаться от оплаты за снижение сверх договорного уровня недоотпуска электроэнергии.

Алгоритм расчета скидок-надбавок к тарифу в зависимости от потенциальной надежности каналов электроснабжения может быть следующим. Определяются удельные величины ущерба потребителей из-за недоотпуска электроэнергии. Учитывая неопределенность такой информации, а также возможность наличия заинтересованности в ее искажении, удельные ущербы могут рассчитываться по выражению:

$$Y_i = Ш_i \cdot \delta \mathcal{E}_i / \mathcal{E}_i, \quad i = \overline{1, N} \quad (1)$$

где  $Ш_i$  – величина штрафа, заявленная  $i$ -м потребителем для компенсации ему ущерба из-за недоотпуска 1 кВт.ч электроэнергии сверх установленного уровня;  $\delta \mathcal{E}_i$  – нормативная (или договорная) величина недоотпуска электроэнергии  $i$ -му потребителю, ожидаемая после оптимизации схемы электроснабжения;  $\mathcal{E}_i$  – электропотребление  $i$ -го потребителя.

Далее априорно устанавливается предельная величина скидки, равной, например, составляющей затрат в тарифе на передачу по сетям электроэнергии –  $\delta T$ . Тогда сумма перераспределяемых между потребителями средств составит:

$$\delta Z_{\Sigma} = \sum \delta T \cdot \mathcal{E}_i, \quad i = \overline{1, N} \quad (2)$$

где  $N$  – число потребителей электроэнергии.

А скидка-надбавка к тарифу на электроэнергию для  $i$ -го потребителя составит:

$$\delta T_i = (\delta Z_{\Sigma} \cdot y_i / \sum y_j \cdot \varepsilon_j) - \delta T, \quad j = \overline{1, N} \quad (3)$$

где  $y_i, y_j$  – вспомогательные расчетные величины, определяемые как

$$\begin{aligned} y_i &= (U_{\max} - U_i) / (U_{\max} - U_{\min}) \\ y_j &= (U_{\max} - U_j) / (U_{\max} - U_{\min}) \end{aligned} \quad (4)$$

где  $U_{\max}, U_{\min}$  – максимальные и минимальные удельные ущербы потребителей, определяемые по выражению (1).

*Выводы.* Предложенный подход исключает перераспределение средств между электросетевой организацией и потребителями. При этом надбавка к тарифу для отдельных потребителей может превысить величину  $\delta T$ . Если это недопустимо, то необходимо скорректировать величину  $\delta T$ , а расчет по выражениям (2)–(4) повторить заново.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Падалко, Л. П. Формирование современной тарифной политики на электрическую и тепловую энергию в Республике Беларусь / Л. П. Падалко, А. М. Заборовский // Экономический бюллетень НИЭИ Министерства экономики Республики Беларусь. – 2008. – № 4. – С. 41–53.
2. Прусс В. Л., Тисленко В. В. Повышение надежности сельских электрических сетей. – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1989. – 229 с.
3. Денисов, В. И. Задачи совершенствования тарифов при переходе к рыночным отношениям / В. И. Денисов // Электрические станции. – 1994. – № 6. – С. 2–8.
4. Возиян, А. И. Комплексное решение задачи повышения надежности и экологичности энергоснабжения / А. И. Возиян // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 47-49.

УДК 338

Я.А. Фецюх, Э.А. Баглаева, О.В. Минулина  
Казанский государственный энергетический университет

### ЗАВИСИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДОЛИ АЭС В ЭНЕРГОБАЛАНСЕ

*Введение.* Развитие энергетического сектора является одним из ключевых факторов устойчивого экономического роста страны. Одним из возможных направлений развития энергетики является увеличение доли атомной энергетики.

*Актуальность.* Атомная энергетика в настоящее время является наиболее экологически чистым и эффективным источником энергии. Доля выработки электроэнергии в мире, приходящейся на АЭС, составляет порядка 17%.

*Цель исследования.* Проанализировать ситуацию в атомной энергетике разных стран и выразить зависимость изменения экономических показателей

рассматриваемых стран с увеличением численности атомных станций. Объектом исследования является мировой рынок энергетического производства, а предметом исследования является зависимость показателя развития экономики. С учетом поставленной цели можно определить следующие задачи:

1. Обозначить причины повального отказа от атомной энергетики;
2. Определить причины актуальности атомных электростанций в современном мире;
3. Выявить тенденции экономического развития страны в зависимости от развития нетрадиционной энергетики, в частности, атомной энергетики.

Существует несколько причин, по которым многие страны отказываются от атомной энергетики или сокращают долю атомной энергии в энергетическом миксе:

- риски ядерных аварий;
- высокие затраты на строительство и эксплуатацию;
- проблемы с утилизацией радиоактивных отходов;
- развитие альтернативных источников энергии.

Однако, не смотря на рассмотренные причины, существует тенденция к развитию сектора атомной энергетики, поскольку атомная энергетика является третьей по популярности после угольной и гидроэнергетики.

Эксплуатация АЭС существенно влияет на экономику страны: создает рабочие места в отраслях, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией электростанций, а также с производством ядерного топлива и обработкой радиоактивных отходов. Из этого следует, что наличие электростанций в существенной мере может влиять на построение национальной экономики за счёт увеличения свободной энергии, которую можно использовать для новых проектов.

Известно, что по сравнению с 2020 годом в 2021 году выработка электроэнергии в ЕС, выработанной атомными станциями, возросла на 7%, что позволяет атому держать первенство в низкоуглеродных источниках энергии. Для более чёткой картины необходимо проанализировать данные по доле производимой энергии и имеющимся запасам (рисунок 1), а также количеству эксплуатируемых энергоблоков АЭС по странам (рисунок 2).

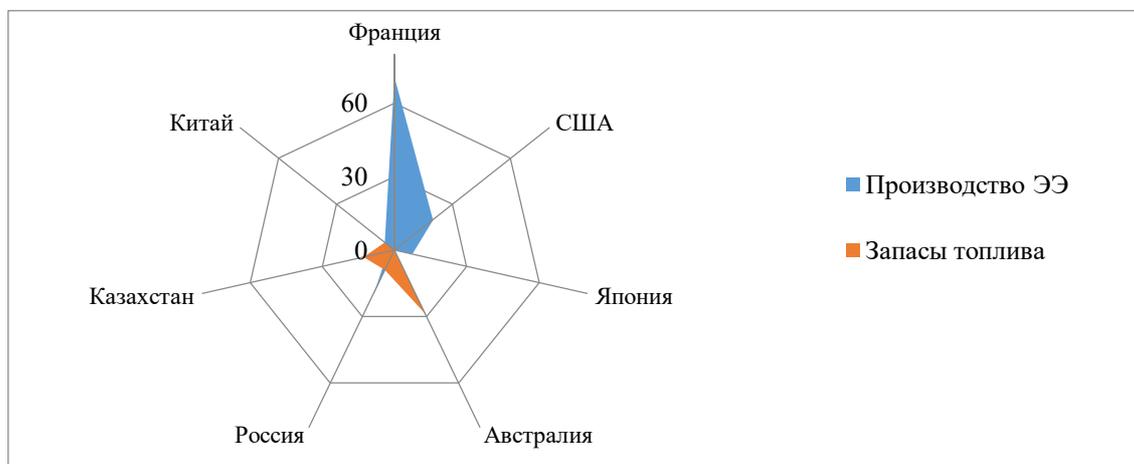


Рисунок 1 – Доля производимой электроэнергии АЭС и имеющиеся запасы ядерного топлива [1]

Как видно из приведённых графиков основной тенденцией является активное развитие атомной энергетики в тех государствах, не имеющих обширные запасы энергетических ресурсов, и использующих атомную энергетику как альтернативу традиционным видам топлива для преодоления барьера потребности в этом топливе (таким как уголь, природный газ, продукты переработки нефти), те же страны, что имеют значительные запасы ядерного топлива экспортируют его в другие страны, а взамен импортируют традиционное топливо.

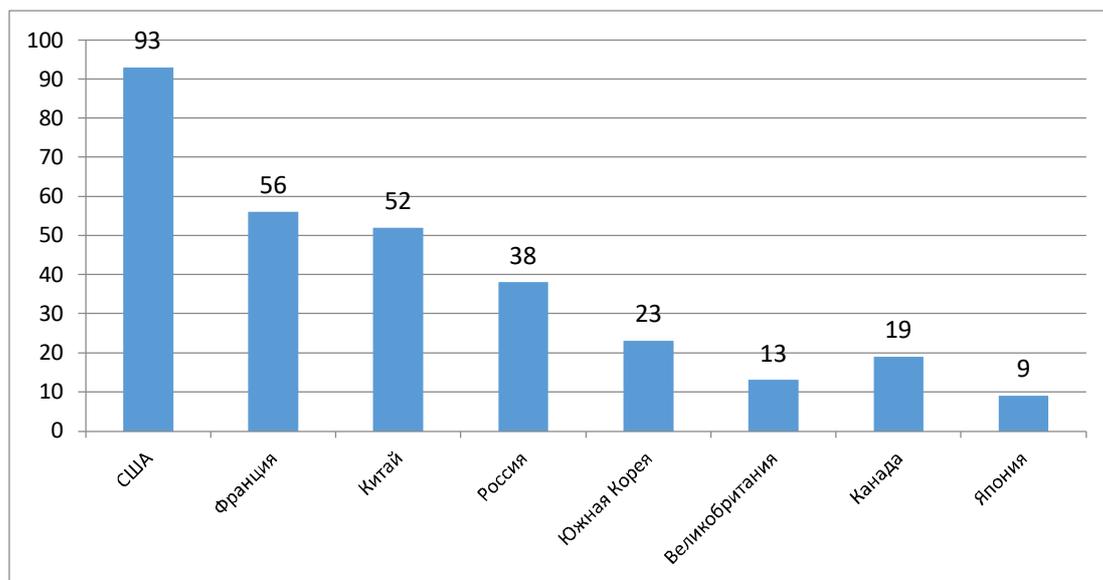


Рисунок 2 – Количество эксплуатируемых энергоблоков атомных станций по странам в 2021г., шт. [2] [3]

Направленность современного общества на развитие ВИЭ способствует резкому сокращению инвестиций в развитие атомной энергетики. Для восстановления данного сектора необходимо возникновения ситуации, когда эксплуатация АЭС станет выгоднее эксплуатации традиционных ТЭС.

*Выводы.* Увеличение числа АЭС может способствовать экономии бюджета государства путем уменьшения затрат на импорт топлива, снижения стоимости производства электроэнергии и создания новых рабочих мест и инвестиционных возможностей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Жучкова Т.А. Развитие атомной энергетики в мире // Инновации и инвестиции. 2018. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razvitie-atomnoy-energetiki-v-mire> (дата обращения: 14.04.2023).
2. Мировая атомная энергетика в 2021 году / Хабр [Электронный ресурс] URL: <https://habr.com/ru/articles/645793/> (дата обращения: 14.04.2023).
3. Мировые инвестиции в строительство новых АЭС в ближайшие два года составят более 90 миллиардов долларов [Электронный ресурс] URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2022/01/24/121242?ysclid=lgfjbwsw9o827999003> (дата обращения: 14.04.2023).
4. Федорович, Д. А. Температурное состояние твэла реактора Брест-од-300 во время незапланированного вывода стержней- поглотителей / Д. А. Федорович, И. Л. Парамонова // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 191-193.

ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА  
В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

*Введение.* В условиях недостаточного количества собственных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) для Республики Беларусь особенно важно их рациональное использование и энергосбережение.

*Актуальность.* Для контроля энергопотребления и оптимизации объемов энергозатрат на предприятии актуальным является внедрение энергетического менеджмента.

*Цель исследования.* Внедрение энергетического менеджмента в тепловых сетях. Объектом исследования является энергетическое предприятие. Предметом исследования является система организации учета и потребления ТЭР.

Инструментом, способствующим оптимизации расхода ТЭР на предприятии и как следствие снижению себестоимости продукции является энергетический менеджмент (рисунок 1).



Рисунок 1 – Этапы внедрения энергетического менеджмента

Руководством предприятия принимается решение о внедрении системы энергетического менеджмента и предлагается создание отдела энергетического менеджмента. Затем на предприятии необходимо осуществить обучение сотрудников. Дальнейшим этапом разработки системы энергетического менеджмента является исследование энергоэффективности предприятия.

Проводится сбор информации и анализ технико-экономических показателей предприятия (таблица 1) [1, 2, 3].

Таблица 1: Техничко-экономические показатели предприятия

Показатели	2021	2022	Откл. (+/-)
1. Выработка электроэнергии электростанциями, млн кВт·ч	34,755	37,498	2,743
2. Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	227,20	254,00	26,8
3. Удельные расходы условного топлива:			
3.1. На отпуск электроэнергии, г/кВт·ч	179,2	176,7	-2,5
3.2. На отпуск тепла, кг/Гкал	177,77	175,75	-2,02
4. Себестоимость 1 кВт·ч, коп./кВт·ч	9,45	8,95	- 0,5
5. Себестоимость 1 Гкал, руб./Гкал	96,99	96,46	-0,53
6. Энергосбережение, т у.т.	3 267	2 588	-679
7. Технологический расход энергии на транспорт в тепловых сетях, %	6,8	6,14	-0,66

По данным таблицы 1 можно отметить снижение удельного расхода топлива как на отпуск электроэнергии, так и тепловой энергии. Это привело к снижению себестоимости 1 кВт·ч и 1 Гкал. Однако в 2021 году по сравнению 2020 годом показатели по энергосбережению уменьшились на 679 т у.т.

На основании анализа данных разработан ряд мероприятий, которые позволят снизить потери ТЭР:

1. Использование средств обнаружения утечек из теплосетей и снижение их подпитки;
2. Реконструкция тепловых сетей с применением ПИ-труб;
3. Установка ЧРЭП на сетевой насос.

*Выводы.* В исследовании были рассмотрены этапы внедрения энергетического менеджмента на предприятии транспорта тепловой энергии.

Проведен энергетический аудит и предложена программа мероприятий, направленная на снижение расходов ТЭР. Реализация рассмотренных мероприятий позволит сэкономить 731 т у.т. или в денежном эквиваленте 153510 у.е. Это позволит оптимизировать потребление энергии и ресурсов на предприятии.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетический баланс Республики Беларусь, 2021 [Электронный ресурс] // Национальный статистический комитет Республики Беларусь. URL: [https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/publications/izdania/public\\_compilation/index\\_17874/](https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/publications/izdania/public_compilation/index_17874/) (дата обращения: 12.02.2023).
2. Самосюк, Н. А. Внедрение энергетического менеджмента на промышленных предприятиях Республики Беларусь / Н. А. Самосюк, Е. П. Чиж // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2017. – № 21. – С. 49-76.
3. Карпик, А. А. Направления повышения эффективности работы тепловых сетей / А. А. Карпик, К. А. Габибова ; науч. рук.: Н. А. Самосюк // Современные тенденции в развитии экономики энергетики : сборник материалов III Международной научно-практической конференции, 1 декабря 2022 г. / редкол.: Е. Г. Пономаренко (пред.) [и др.]. – Минск: БНТУ, 2023. – С. 177-179.

4. Сравнительный анализ применения стальных теплопроводов и гибких теплопроводов Касафлекс для реконструкции изношенных тепловых сетей / В. В. Гаврилов, Я. А. Владимиров, У. Д. С. Гунасекара, И. А. Лазарева // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 194-196

УДК 621.311

Н.А. Самосюк, Е.А. Кравчук  
Белорусский национальный технический университет

## НАПРАВЛЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

*Введение.* Значительная доля (25-30%) энергопотребления на предприятиях приходится на компрессорное оборудование. Причиной этого является эксплуатация старого оборудования.

*Актуальность.* Применение современных винтовых компрессоров позволит снизить энергозатраты предприятия.

*Цель исследования.* Определение мероприятий, направленных на повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при производстве энергии на ТЭЦ. Объектом исследования является ТЭЦ, предметом исследования – потребление топливно-энергетических ресурсов на ТЭЦ. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучены теоретические основы эффективности использования ТЭР в энергетике.
2. Проанализировано использование топливно-энергетических ресурсов на ТЭЦ.
3. Предложено мероприятие по экономии энергоресурсов при производстве энергии.

В целях экономии энергоресурсов на ТЭЦ взамен существующей системы обеспечения сжатым воздухом производственного процесса предлагается частичная локализация системы воздухообеспечения. Это позволит более рационально использовать электроэнергию, т.к. компрессорные агрегаты будут устанавливаться непосредственно в цеху с оборудованием. В целях оптимизации воздуходобывания будет проведена его децентрализация. Для этого предлагается внедрить новую компрессорную станцию из 3-х винтовых компрессоров взамен 4-х поршневых – 3-х ВП-3-20/8, 1-го 2ГМ-4-24/9. Винтовые компрессоры по техническим характеристикам имеют ряд преимуществ по отношению к существующим (рисунок 1).

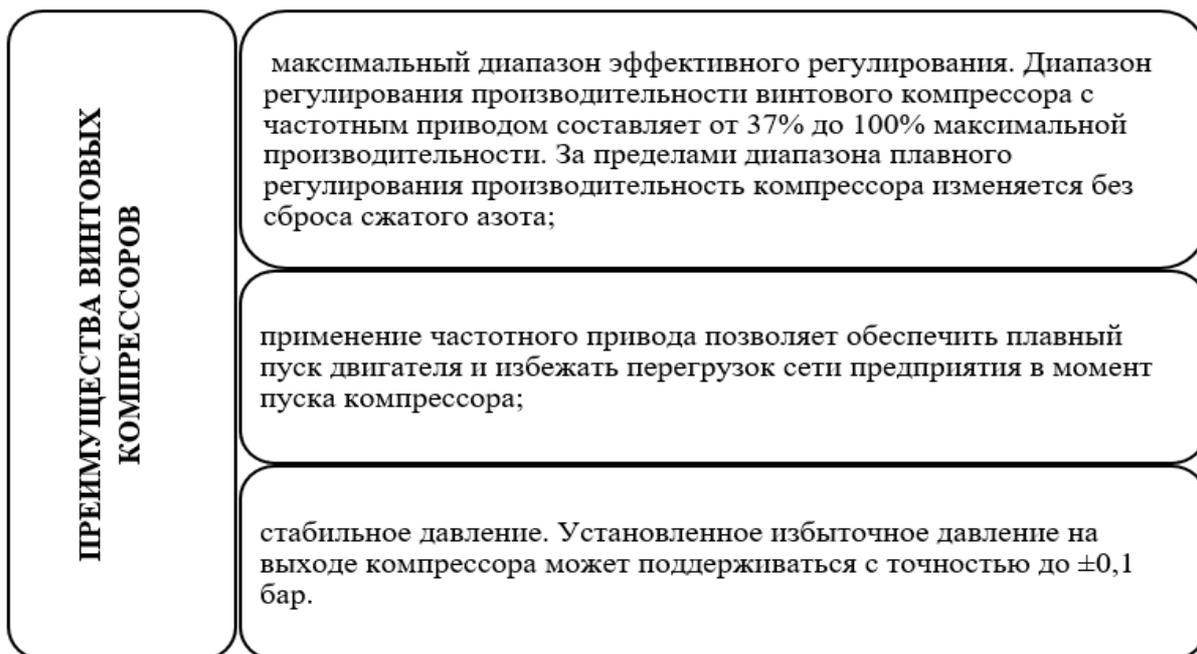


Рисунок 1 – Преимущества винтовых компрессоров

Экономический эффект достигается за счет: максимального приближения места выработки сжатого воздуха к потребителям и, соответственно, исключения потерь; замены морально и физически устаревшего компрессорного оборудования на современное энергоэффективное; снижения удельного расхода электроэнергии на выработку  $1\text{ м}^3$  сжатого воздуха; снижения установленной мощности оборудования при сохранении производительности по сжатому воздуху [1, 2]. Сравнительный анализ характеристик оборудования приведем в таблице 1.

Таблица 1: Сравнение характеристик винтовых и поршневых компрессоров

Показатель	Винтовые компрессоры СЕССАТО	Поршневые компрессоры 202ВП10/8	Отклонение, (+, -)
Производительность, $\text{м}^3/\text{мин}$	15,78	15,60	0,18
Суммарная мощность, потребляемая в номинальном режиме, кВт	99,50	150,00	-50,50
Суммарная мощность, потребляемая при разгрузке, кВт	20,00	75,00	-55,00
Коэффициент загрузки в течение рабочего часа	0,95	0,96	-0,01
Часы работы в год под нагрузкой	3952,00	3993,60	-41,60
Часы работы в год в режиме загрузки	208,00	166,40	41,60
Потребление электроэнергии в год, тыс. кВт/ч	397,384	611,520	214,136
Экономический эффект, тыс. руб.	18,180		
Капиталовложения в новое оборудование, тыс. руб.	-	50,000	-50,000

*Выводы.* Мероприятие по замене поршневых компрессоров на винтовые эффективно так как: чистый дисконтированный доход равен 52,721 тыс. руб., внутренняя норма доходности составит 34,51%, индекс доходности больше единицы (2,054), динамический срок окупаемости составит 3,55 года [3].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Самосюк, Н. А. Управление затратами при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии / Н. А. Самосюк. – Минск: БНТУ, 2022. – 173 с.
2. Кравчук, Е. А. Анализ развития энергетики на мега-, макро-, мезо- и микроуровне / Е. А. Кравчук // Современные тенденции в развитии экономики энергетики : сборник материалов III Международной научно-практической конференции, 1 декабря 2022 г. / редкол.: Е. Г. Пономаренко (пред.) [и др.]. – Минск: БНТУ, 2023. – С. 19-21
3. Экономика предприятия (энергетики): учебно-методическое пособие для студентов вузов специальности 1-27 01 01 «Экономика и организация производства (по направлениям)» по направлению специальности 1-27 01 01-10 «Экономика и организация производства (энергетика)»: в 3 ч. / В. Н. Нагорнов [и др.]; Белорусский национальный технический университет, Кафедра «Экономика и организация энергетики». – Минск: БНТУ, 2021. – Ч. 3. – 2021. – 62 с.
4. Корякина, Л. В. Некоторые аспекты развития рационального ТЭК с учетом уровня энергобезопасности / Л. В. Корякина, О. В. Новикова // Энергетические системы. – 2020. – № 1. – С. 19-27.

УДК 339

А.И. Валеев, О.В. Минулина  
ФГБОУ ВО «Казанский Государственный Энергетический Университет»

### УГЛЕРОДНО-НЕЙТРАЛЬНАЯ ЭКОНОМИКА

*Введение.* В статье рассматриваются проблемы курса на «озеленение» экономики и введение углеродного регулирования в странах ЕС и России. Проводятся исследования возможной помощи экологии планеты в виде введения углеродного налога и грамотной государственной политики.

*Актуальность.* С течением времени необходимость становления экономики более экологически чистой выражается все более явно. Население земли увеличивается очень быстрыми темпами, следовательно, увеличиваются производства, а следовательно выбросы и отходы от них. Рассмотренные в статье примеры решения вопросов экономики являются не только актуальными, но и трендовыми в наше время.

*Цель исследования.* Выявление путей для достижения минимального количества углеродных выбросов различных производств путем замещения их аналогами или полным отказом от них. Объектом исследования является экономика России и стран ЕС, а предметом исследования является углеродное регулирование экономик этих стран. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Определение факторов экономики, наиболее сильно влияющих на экологию.

2. Представление вариантов противодействия избытку выбросов углерода с использованием государственных сил, а также с использованием водорода в качестве источника энергии.

Если использовать человеческий потенциал по максимуму, глобальные выбросы должны снизиться до нуля в течение следующих нескольких десятилетий. Обязательства по чистому нулевому показателю являются прямым подтверждением того, привержена ли страна достижению своей доли целевых показателей температуры в области изменения климата, подписанных странами в рамках Парижского соглашения 2015 года. Две страны, Бутан и Суринам, уже вышли за пределы чистого нуля – они поглощают больше углекислого газа, чем выделяют [1].

Достижение чистого нуля выбросов потребует глубоких изменений в использовании энергии, но, как указано в недавнем отчете Комиссии по энергетическому переходу «Миссия выполнима» это, безусловно, достижимо с учетом технологий, которые уже разработаны. Авторы доклада приводят варианты полной декарбонизации при производстве цемента, стали, пластмасс, а также в грузовых перевозках, судоходстве и авиации. Вместе эти «грязные» отрасли отвечают сегодня за 30% выбросов энергии, а в перспективе это число может вырасти до 60% к середине столетия [2].

Безусловно, все возможные пути к низкоуглеродной экономике очень амбициозны и масштабны, они требуют значительного увеличения роли электричества, при этом доля электричества в конечном спросе на энергию вырастет с примерно 20% сегодня до примерно 60% к середине-концу века, а в целом мировое производство электроэнергии резко возрастает с сегодняшних 20 000 тераватт-часов (ТВтч) в год до 100 000 ТВтч.

Построение экономики с нулевым выбросом углерода потребует значительных инвестиций. по оценкам недавнего отчета МГЭИК (межправительственная группа экспертов по изменению климата), требуемые дополнительные глобальные инвестиции в период с 2015 по 2050 год могут составить 900 миллиардов долларов в год. Это может показаться поразительно высокой цифрой, но по сравнению с мировым ВВП, который сегодня составляет 100 триллионов долларов и который при 3% ежегодном росте может достичь 260 триллионов долларов к 2050 году, это означает, что миру необходимо инвестировать менее 0,6% нашего дохода в течение следующих четырех десятилетий, чтобы избежать потенциальной катастрофы [3].

«Зеленый водород», который использует возобновляемые источники энергии для производства водорода из воды, набирает обороты по всему миру. Некоторые считают, что это топливо может сыграть важную роль в обезуглероживании таких секторов экономики, как дальние грузовые перевозки, авиация и тяжелая промышленность.

Несмотря на большой потенциал нового вида энергии, широкое внедрение экологически чистых водородных технологий столкнулось с серьезными препятствиями, в первую очередь с тем, что водородное топливо требует возобновляемой энергии, чтобы быть экологичным, что требует массового расширения возобновляемой генерации для питания электролизных установок,

которые расщепляют воду на водород и кислород. «Зеленый водород» также трудно хранить и транспортировать без трубопровода [3].

Россия – самая уязвимая страна к введению углеродного регулирования среди крупных экономик мира. Главные отрасли, на которых отразится углеродный налог со стороны ЕС – черная и цветная металлургия, добыча угля и нефти, а также частично цементная промышленность. Доля европейского экспорта в международной торговле России составляет более 40%, что делает ЕС крупнейшим внешнеэкономическим партнером.

Надо отметить, что крупные мировые гиганты добывающей отрасли, не дожидаясь государственного регулирования, начали двигаться в сторону декарбонизации своих производств. Двенадцать компаний (в том числе BP, Total, Exxon Mobile, Shell), контролирующих 30% мировой добычи нефти и газа, присоединились к инициативе, по которой они должны инвестировать 7 млрд долларов ежегодно в решения по снижению эмиссии CO<sub>2</sub> [4]. К тренду на сокращение выбросов парниковых газов присоединилась и IT-индустрия. Корпорация Google обязалась прекратить разрабатывать программное обеспечение на основе искусственного интеллекта, которое может помочь добывающим компаниям разведывать новые месторождения ископаемого топлива.

*Выводы.* Текущее положение мировой экономики требует пристального внимания к проблемам экологии, в частности к выбросам углерода. В результате исследования были выявлены наиболее действенные методы борьбы с негативными факторами, в числе которых налоговое обложение на выбросы углерода и использование «зеленого водорода» в качестве альтернативного вида топлива.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ТАСС Парижское соглашение по климату [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://tass.ru/info/6917170>
2. Подосенова О. Миссия выполнима [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://bellona.ru/2019/01/16/mission-possible/>
3. Отчеты МГЭИК [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.ipcc.ch/reports/>
4. Jim Robbins Green Hydrogen: Could It Be Key to a Carbon-Free Economy? [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://e360.yale.edu/features/green-hydrogen-could-it-be-key-to-a-carbon-free-economy>
5. Чижова, К. А. Анализ экономического стимула по снижению экологического воздействия генерирующих компаний / К. А. Чижова // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 35-37.

УДК 621.311

Н.А. Самосюк, И.Г. Акулёнок  
Белорусский национальный технический университет

#### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

*Введение.* На сегодняшний день на теплоэлектростанциях общего пользования Республики Беларусь вырабатывается 17501 млн. кВт·ч

и 27961 тыс. Гкал, что составляет 47% и 48% соответственно от общего производства энергии в республике [1].

*Актуальность.* В настоящее время срок эксплуатации ТЭЦ республики превышает 40 лет. Для дальнейшего развития генерирующих мощностей и электрических сетей Республики Беларусь актуальным является обновление физически и морально изношенного оборудования и повышения эффективности работы ТЭЦ.

*Цель исследования.* Выявление наиболее перспективных мероприятий по повышению эффективности работы комбинированного производства. Объектом исследования является теплоэлектроцентраль, предметом исследования - процесс производства энергии на ТЭЦ. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Проанализированы основные технико-экономические показатели теплоэлектроцентрали.

2. Разработана программа мероприятий по повышению эффективности работы ТЭЦ.

3. Проведена оценка эффективности инвестиций в предложенные мероприятия.

Анализируя технико-экономические показатели ТЭЦ можно отметить, что выработка электрической энергии за период 2021-2022 гг. снизилась на 957,175 млн. кВт·ч при росте отпуска тепловой энергии от коллекторов на 14,605 тыс. Гкал. Сумма затрат на производство энергии уменьшилась на 123043,6 тыс. руб. за рассматриваемый период. Это привело к росту в 2021 году себестоимости электрической энергии на 43%, а тепловой энергии на 49%.

На рисунке 1 рассмотрим структуру затрат на производство энергии и структуру условно-постоянных затрат ТЭЦ. Согласно рисунку 1 можно отметить, что в структуре затрат на производство энергии наибольший удельный вес занимает топливо 57,7%, условно-постоянные затраты составляют 42,3%. Наибольшую долю среди условно постоянных затрат занимают затраты на амортизацию основных средств (57 %) [2].

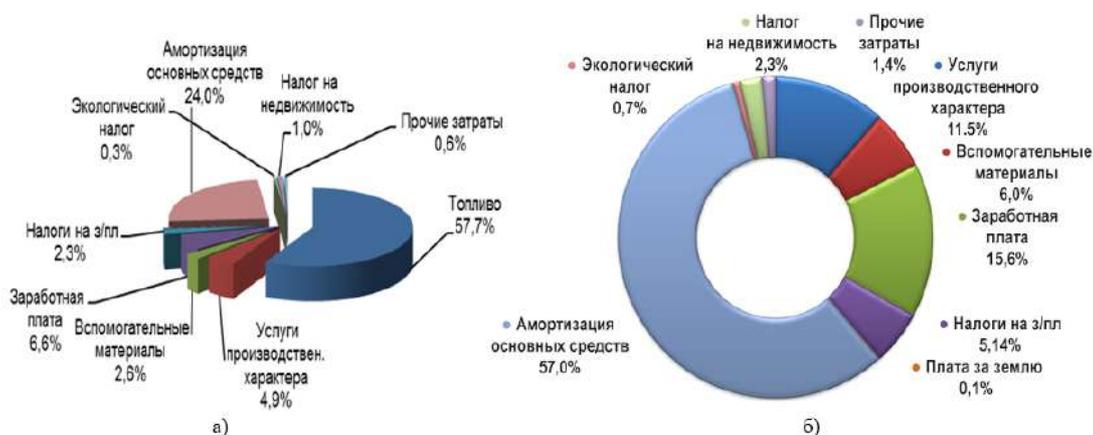


Рисунок 1 – Структура затрат, %  
 а) структура затрат на производство энергии на ТЭЦ  
 б) структура условно-постоянных затрат ТЭЦ

На основании проведенного анализа основного производства предложим программу по повышению эффективности работы ТЭЦ (рисунок 2) [3].

1.	• Установка частотно-регулируемого электропривода (ЧРЭП) на сетевом насосе СЭ 1250-140. Экономия от реализации мероприятия составит 95,9 т у.т.
2.	• Перевод котлов ГМ-50 и котла КВГМ-100 на сжигание природного газа. Экономия от реализации мероприятия составит 369,8 т у.т.
3.	• Комплексная диспетчеризация тепловых сетей (Внедрение АСДУ и АСУ ТП тепловых сетей). Экономия от реализации мероприятия составит 505,5 т у.т.
4.	• Установка системы регулирования отопления в производственных и хозяйственно-бытовых зданиях. Экономия от реализации мероприятия составит 78,2 т у.т.
5.	• Замена ламп на энергоэффективные (класса А). Экономия от реализации мероприятия составит 1050 т у.т.

Рисунок 2 – Программа мероприятий по повышению эффективности работы ТЭЦ

*Выводы.* По результатам расчетов было определено, что реализация предложенных на рисунке 2 направлений позволит получить экономию энергоресурсов в объеме 1075,2 т у.т. (476,507 тыс. руб.). Учитывая, что простой срок окупаемости мероприятий по установке системы регулирования отопления и замене ламп на энергоэффективные менее года то данные мероприятия считаются малозатратными и приемлемыми к реализации. Остальные мероприятия могут считаться приносящими сверхнормативный доход так как выполняется соотношение таких критериев как:

- чистый дисконтированный доход мероприятий положительный,
- индекс доходности больше единицы,
- внутренняя норма доходности превышает ставку рефинансирования,
- срок окупаемости меньше нормативного срока.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетический баланс Республики Беларусь, 2021 [Электронный ресурс] // Национальный статистический комитет Республики Беларусь. URL: [https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/publications/izdania/public\\_compilation/index\\_17874/](https://www.belstat.gov.by/ofitsialnaya-statistika/publications/izdania/public_compilation/index_17874/) (дата обращения: 12.02.2023).
2. Самосюк, Н. А. Управление затратами при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии / Н. А. Самосюк. – Минск: БНТУ, 2022. – 173 с.
3. Акуленок, И. Г. Направления повышения эффективности работы теплоэлектроцентрали / И. Г. Акуленок, А. С. Герасимович ; науч. рук.: Н. А. Самосюк // Современные тенденции в развитии экономики энергетики : сборник материалов III Международной научно-практической конференции, 1 декабря 2022 г. / редкол.: Е. Г. Пономаренко (пред.) [и др.]. – Минск: БНТУ, 2023. – С. 83-84.
4. Елсуков, Н. С. Применение теплонасосной установки для снижения нагрузки пикового водогрейного котла на ТЭЦ / Н. С. Елсуков, И. Д. Аникина, А. С. Алешина // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 244-247.

# Современные аспекты тепловой и ядерной энергетики

УДК 621.181

А.Ю. Кротов, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

## ВЛИЯНИЕ ЧИСЛА ЯРУСОВ ГОРЕЛОК КОТЛА НА ГЕНЕРАЦИЮ ОКСИДОВ АЗОТА

*Введение.* Реализация конструктивных методов снижения генерации газовых загрязнителей продуктов сгорания на стадии проектирования энергетического котла, имеет важное значение для достижения требуемых показателей по охране атмосферного воздуха городов и промышленных центров. Заложенные в проект и реализованные при строительстве технические решения, позволяют минимизировать выбросы одного из наиболее токсичных загрязнителей дымовых газов – оксидов азота [1].

*Актуальность работы.* Решение вопроса снижения выбросов вредных веществ в атмосферу для выполнения действующих нормативов природоохранного законодательства, является актуальной задачей.

*Цель исследования.* Оценка влияния числа ярусов горелок энергетического котла на генерацию оксидов азота при сжигании топлива.

В качестве объекта исследования рассматривается паровой котел Е-470-13,7-550 (рисунок 1), проект которого выполнен применительно к сжиганию барандатского бурого угля ( $W^r = 35\%$ ,  $A^r = 4,5\%$ ,  $S^r = 0,2\%$ ,  $N^r = 0,4\%$ ,  $Q_i^r = 13,45$  МДж/кг (3200 ккал/кг)). Котел барабанный, П-образной компоновки, с естественной циркуляцией, размеры топки (в плане) 16×8 м. Пылесистема котла включает четыре молотковые мельницы типа ММТ 1500/1910/735. Для подачи топлива в топку, на фронтальной стене котла установлены (в один ярус) восемь пылеугольных горелок (по две на каждую мельницу).

Угли Барандатского месторождения имеют низкое содержание серы, ввиду чего выбросы оксидов серы не превысят нормативного значения [2]. Для снижения выбросов оксидов азота, горелки котла возможно установить в несколько ярусов (рисунок 2). В этом случае увеличивается высота зоны активного горения (ЗАГ), что, в свою очередь, ведет к снижению максимума температуры. Оценка выбросов оксидов азота ( $NO_2$ ) с уходящими газами котла для случаев одного, двух и трех ярусов горелок выполнена с использованием методики [3], в которой результирующая величина выбросов  $NO_2$  складывается из топливной и воздушной составляющих (г/МДж):

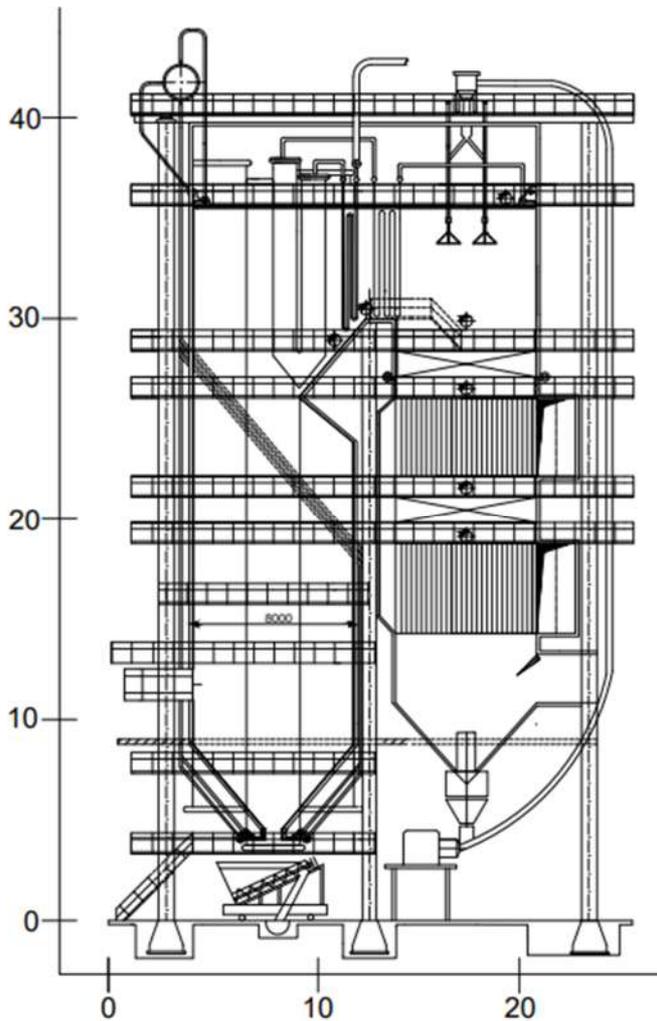


Рисунок 1 – Котел Е-470-13,7-550

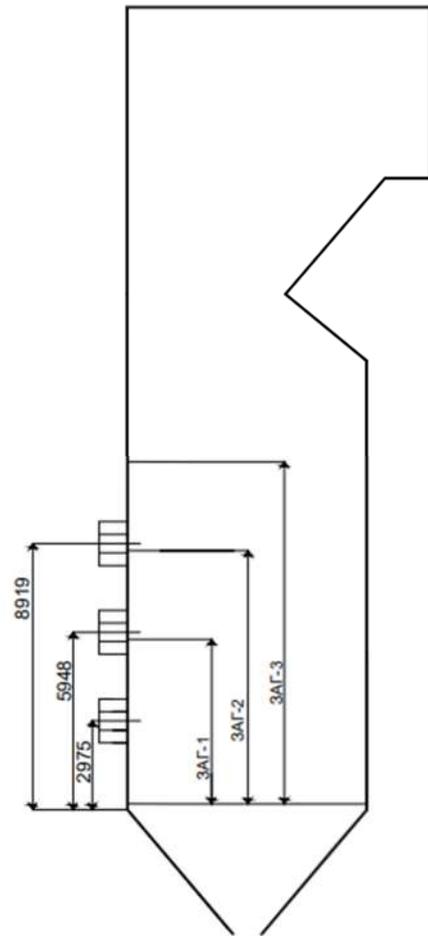


Рисунок 2 – Высота ЗАГ в зависимости от числа ярусов горелок

$$K_{\text{NO}_2} = K_{\text{NO}_2}^{\text{топл}} + K_{\text{NO}_2}^{\text{возд}}. \quad (1)$$

Величина  $K_{\text{NO}_2}^{\text{возд}}$  (г/МДж) определяется по зависимости, учитывающей уравнение Я.Б. Зельдовича:

$$K_{\text{NO}_2}^{\text{возд}} = \frac{1,54 \cdot 10^{16}}{\sqrt{T_{\text{ЗАГ}}''}} \sqrt{\frac{\alpha_{\text{ЗАГ}}'' - 1}{\alpha_{\text{ЗАГ}}''}} \cdot \exp\left(-\frac{67000}{T_{\text{ЗАГ}}''}\right), \quad (2)$$

где  $\alpha_{\text{ЗАГ}}''$  – коэффициент избытка воздуха в зоне активного горения;  $T_{\text{ЗАГ}}''$  – температура на выходе из зоны активного горения (К), рассчитывается в соответствии с тепловым расчетом котельного агрегата [4].

Величина  $K_{\text{NO}_2}^{\text{топл}}$  (г/МДж) определяется по зависимости:

$$K_{\text{NO}_2}^{\text{топл}} = 0,12 \xi_{\text{NO}_x} \beta_{\alpha_r} \beta_{\alpha_1} \beta_{\Gamma} \beta_{\nu} \beta_{\text{см}}. \quad (3)$$

Значения величин, входящих в (3) приводятся в [3].

Результаты расчетов для одного, двух и трех ярусов горелок представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Генерация NO<sub>2</sub> при различном числе ярусов горелок

Величина	Размерность	Результаты расчетов		
		1 ярус	2 яруса	3 яруса
Площадь поверхности ЗАГ, $S_{ЗАГ}$	м <sup>2</sup>	243,4	403,2	604,8
Объем ЗАГ, $V_{ЗАГ}$	м <sup>3</sup>	649	1075	1612
Температура на выходе из ЗАГ, $T'_{ЗАГ}$	К	1677	1617	1557
$K_{NO_2}^{возд}$	г/МДж	$2,88 \cdot 10^{-7}$	$3,82 \cdot 10^{-8}$	$2,45 \cdot 10^{-8}$
$K_{NO_2}^{топл}$	г/МДж	0,2671	0,2455	0,2238
$K_{NO_2}$	г/МДж	0,267	0,246	0,224

С увеличением числа ярусов горелок (таблица 1), увеличивается объем зоны активного горения, снижается температура на выходе из ЗАГ и максимум температуры в ЗАГ (не превышает 1800 К), в виду чего, влиянием на итоговое количество оксидов азота, термическими NO<sub>2</sub> можно пренебречь. Увеличение числа ярусов горелок потребует изменения количества горелок, устанавливаемых на котле и количества мельниц пылесистемы котла (таблица 2), а также высоты топочной камеры, что необходимо учитывать при ее тепловом расчете [4].

Таблица 2 – Количество горелок в ярусе и мельниц пылесистемы котла

Число ярусов горелок котла	Количество горелок в ярусе	Количество мельниц пылесистемы котла
1 ярус	8 шт.	4 шт. ММТ 1500/1910/735
2 яруса	12 шт. (по 6 в ярусе)	4шт. ММТ 1500/1910/735
3 яруса	15 шт. (по 5 в ярусе)	5шт. ММТ 1300/2030/735

*Выводы.* Увеличение числа ярусов горелок снижает генерацию оксидов азота при работе котла. Применительно к котлу Е-470-13,7-550, увеличение числа ярусов от одного до трех, приводит к снижению генерации оксидов азота, по результатам расчетов, на 16 %.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Шульман В.Л. Тепловые электрические станции в окружающей среде со-временного мира. Екатеринбург: ООО Изд-во "Сократ", 2010. – 376 с.
2. ГОСТ 55173-2012. Установки котельные. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2014. – 18 с.
3. Котлер В.Р., Енякин Ю.П., Усман Ю.М. и др. Методические рекомендации по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. ОАО "ВТИ" – ГОУВПО МЭИ. Минэнерго РФ (№ 286 от 30.06.2003).
4. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 295 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КРАЙНИХ ЧАСТИЧНЫХ РЕЖИМОВ ГАЗОВЫХ  
ТУРБИН ПРИ ПОМОЩИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ТУРБИНЫ «ЭТ4»

*Введение.* Расчетно-экспериментальные исследования аэродинамики системы «Ступень – Диффузор» («С – Д») в широком диапазоне режимов нагрузки проведены на стенде ЭТ4 лаборатории Турбиностроения СПбПУ. Полученные результаты показали адекватность осесимметричной численной модели вплоть до режимов, характеризующихся углом выхода потока из последней ступени  $\alpha_{2cp}=60^\circ$ . Дальнейшее снижение нагрузки приводит к значительным расхождениям расчета и эксперимента, как по интегральным характеристикам, так и по структуре потока во всех контрольных сечениях за исключением входа в диффузор. Следовательно, численное моделирование потока на частичных режимах с использованием инженерных осесимметричных расчетных моделей системы «С – Д» дает только приближенную картину течения в силу его срывного характера. Таким образом, единственно надежным инструментом для этих исследований является аэродинамический эксперимент.

*Актуальность.* Аэродинамические исследования трактов ГТУ, как правило, посвящены изучению характеристик на номинальных режимах, т.к. на них установка работает основное время. Однако на частичных режимах (в особенности – на режиме холостого хода ГТУ) существует опасность возникновения повышенных динамических нагрузок на лопатки последней ступени турбины и поверхности кольцевого диффузора. Эти нагрузки возникают в силу срывного характера течения в последней ступени и в выходном тракте. Даже при сравнительно малых длительностях работы близость частоты пульсаций давления [1] к собственной частоте обечаек кольцевого диффузора может привести к резонансу и разрушению конструкции.

*Цель исследования.* Приблизительная оценка величины  $\alpha_{2cp}$  для режима холостого хода ГТУ, полученная численной симуляцией потока в отсеке с полным набором ступеней, дает результат  $\alpha_{2cp \text{ ххГТУ}}=20^\circ$ . Моделирование потока в системе «С – Д» позволяет выйти только на режим холостого хода IV ступени, характеризуемый углом  $\alpha_{2cpIV} = \alpha_{1cpIV}=36^\circ$ . Поэтому цель работы – проектирование модельной системы для исследования аэродинамики выходного тракта турбины на режиме холостого хода ГТУ с помощью модельного эксперимента на стенде ЭТ4 [2].

*Экспериментальный стенд с моделью системы «С – Д».* Продольный разрез стенда ЭТ4 с модельной системой «С – Д» представлен на рисунке 1. Объектом исследования является модель выходного диффузора в составе модельного отсека, в котором последняя ступень обеспечивает граничные условия на входе в диффузор, соответствующие режиму холостого хода ГТУ.

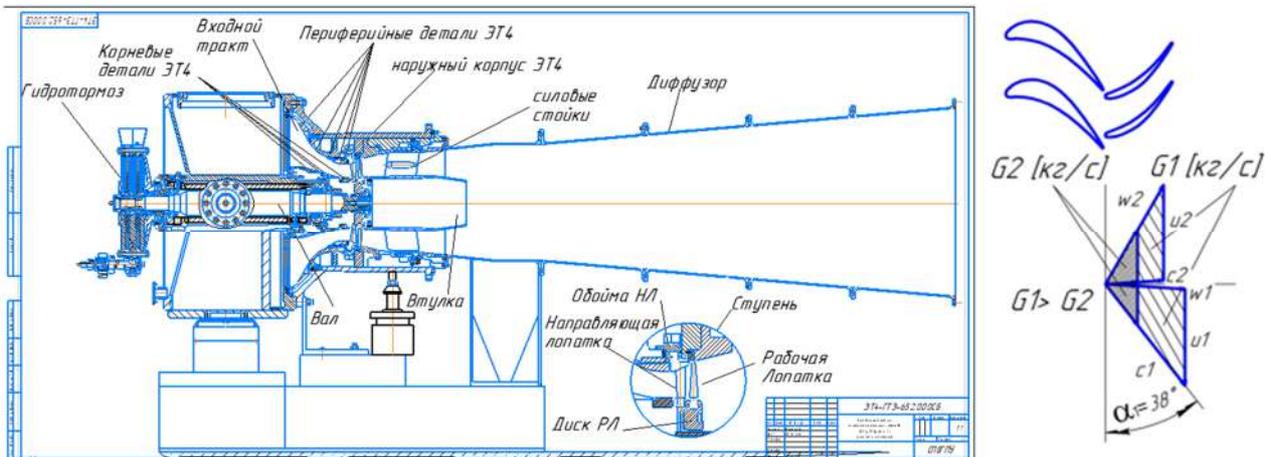


Рисунок 1 – Продольный разрез станда ЭТ4 с модельной системой «С – Д»

Для дальнейшего уменьшения угла  $\alpha_{2срIV}$  требуется подвод дополнительной энергии к IV ступени, т.к. на режиме холостого хода ГТУ в прикорневых областях последней ступени формируются обратные течения. Конструкция станда ЭТ4 позволяет установку дополнительной модельной ступени. Таким образом, модификация модельного отсека заключается в перепрофилировании подводящего тракта и дополнении отсека моделью III ступени. Вариант модели отсека «С – с – Д» представлен на рисунке 2а. Численное моделирование потока в системе «С – с – Д» показало, что при условии достижения желаемого угла выхода  $20^\circ$  суммарная мощность отсека равна отрицательной величине:  $N_{III+IV} = -17$  кВт. Дальнейшие расчеты привели к заключению, что для покрытия дефицита мощности, недостающей для достижения угла  $20^\circ$ , требуется увеличение расхода. Эта задача может быть решена с помощью проектирования специальной двухъярусной ступени [3] вместо модели III ступени натурной ГТУ. Двухъярусная ступень (рис.2б) позволит сохранить необходимый расход для модели IV ступени и вместе с тем выработать больше мощности за счет потока второго яруса. При проектировании такой модели в качестве нижнего яруса предлагается взять модель III ступени ГТУ, а верхний ярус профилировать из условия максимально возможной высоты проточной части.

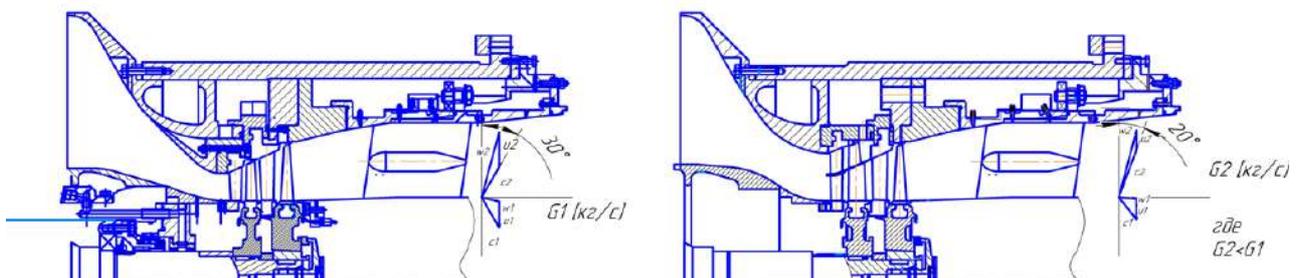


Рисунок 2 – а) ЭТ4 двухступенчатая б) ЭТ4 двухступенчатая, двухъярусная

Линий тока в диффузоре и распределения углов выхода за рабочим колесом IV ступени представлены на рисунке 3.

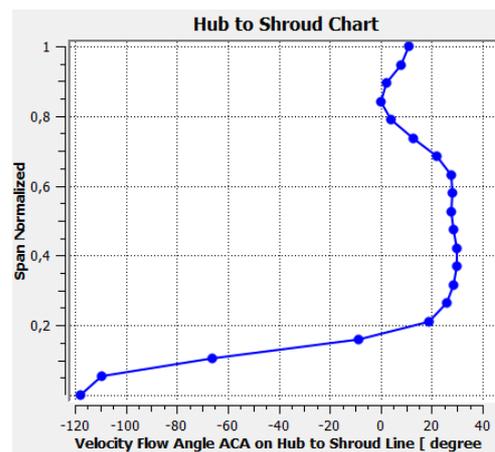
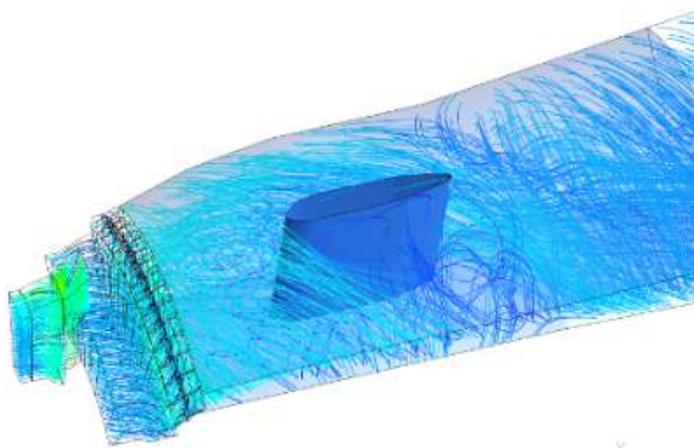


Рисунок 3 – Поток в диффузоре и углы выхода из РК IV ступени системы «С-С-Д»

*Выводы.*

1. Экспериментальные исследования аэродинамики системы «С – Д» показали наличие опасных пульсаций давления на поверхностях кольцевого диффузора при работе на режиме холостого хода последней ступени.
2. Для исследования аэродинамики выходного тракта на режиме холостого хода ГТУ модельную систему «С – Д» необходимо дополнить специальной двухъярусной модельной ступенью.
3. Эскизное проектирование и численное моделирование течения в системе «С – с - Д» показало возможность постановки такого эксперимента на стенде ЭТ4.

ЛИТЕРАТУРА

1. Е. Ю. Семакина, В.А.Черников, А. И. Суханов. Пульсации давления потока и вибрация деталей выходных трактов ГТУ // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. Т. 23. № 2. \_С. 28–40. DOI: 10.18721/JEST.230203
2. Лапшин К. Л. Математические модели проточных частей в проектировочных газодинамических расчётах осевых тепловых турбин на ЭВМ: Учебное пособие. Санкт-Петербург, изд. ЛПИ, 1989. - 68 с.
3. “Паровые и газовые турбины для электростанций”, А.Г.Костюк, В. В. Фролов А.Е. Булкин А. Д. Трухний, Москва, изд-во. МЭИ университета, 2016, 557с.

УДК 621.039

А.И. Аржаев<sup>2</sup>, А.А. Калютик<sup>1</sup>, В.О. Маханев<sup>2</sup>, В.С. Модестов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

<sup>2</sup> ООО «НПО «ДИАПРОК»

ОБ УРОКАХ СТАРЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ АЭС

*Введение.* По итогам 2022 года Франция впервые за десятилетия стала нетто-импортером, а Соединенное Королевство - нетто-экспортером электроэнергии [1]. Ключевой причиной такого изменения ситуации стали ремонты на АЭС, принадлежащих контролируемой государством компании Electricite de France (EDF), являющейся крупнейшей в мире эксплуатирующей организацией, имеющей в своем составе 56 энергоблоков АЭС. В конце 2021 года на нескольких блоках АЭС Франции было выявлено коррозионное

растрескивание под напряжением (КРН) на трубопроводах в зонах сварных соединений [2]. Согласно последней информации [3, 4] к ранее выявленным трещинам КРН добавились трещины термической усталости. Указанные повреждения можно рассматривать как процессы деградации вследствие старения, систематическим изучением которых МАГАТЭ занимается с 1990 года [5, 6]. Международный опыт учета старения и управления старением элементов АЭС за прошедший период времени опубликован в документах МАГАТЭ [7, 8].

*Актуальность.* Уроки событий на АЭС Франции – очередная демонстрация уязвимости так называемой «реактивной» технической политики в отношении процессов старения [9]. С 2009 года МАГАТЭ рекомендует переход на предупредительный (proactive) подход к управлению старением [10]. События на АЭС Франции актуальны и для российских АЭС в части опыта применения на них предупредительного подхода к управлению старением конструкций, систем и элементов.

После продления сроков эксплуатации (ПСЭ) блоков первого поколения АЭС [11-12] было начато массовое ПСЭ действующих блоков АЭС на дополнительный срок в 10-15 лет [13].

Достигнутые успехи позволили перейти к ПСЭ блоков АЭС на дополнительный срок в 25-30 лет [14, 15], в том числе, суммарно в рамках повторного ПСЭ согласно НП-017-18 [16].

В результате такой политики энергоблоки (1) с реакторной установкой (РУ) ВВЭР-1200 по проекту, (2) с РУ ВВЭР-1000 по результатам ПСЭ и (3) с РУ ВВЭР-440 по результатам повторного ПСЭ смогут находиться в эксплуатации до 60 календарных лет. Для блоков АЭС с РБМК-1000 второго поколения возможно повторное ПСЭ, которое обеспечит возможность эксплуатации на период до 50-55 лет. Таким образом, для подавляющего большинства АЭС России актуально применение системного подхода к управлению старением.

В федеральном законе N170-ФЗ [17] (Статья 26.1) предписано, что периодическая оценка безопасности (ПОБ) выполняется с учетом «старения оборудования».

В пункте 4.1.17 НП-001-15 [18] также в явном виде содержится требование об учете в рамках ПОБ «процессов старения элементов АС (в том числе оборудования, строительных конструкций)».

Однако учет старения элементов АЭС предписан в НП-096-15 [19] в рамках более общего процесса управления ресурсом (УР) трубопроводов и оборудования АЭС, где «оборудование» - это элементы блока АЭС, отнесенные к 1, 2 и 3 классам безопасности).

В процессы УР не включены элементы блока АЭС 4-го класса безопасности, даже если их отказы могут приводить к внеплановому останову блока АЭС или к недовыработке электроэнергии, что учтено в НП-071-18 [20]. Элементы 3-го класса безопасности согласно [19] в процессах УР учтены выборочно.

Поэтому в целом учет старения элементов АЭС в рамках процессов УР является лишь частичным и только по критериям безопасности, что, по-видимому, аналогично подходу EDF [19].

В то же самое время НП-096-15 [19], как и национальные стандарты по УР, разработанные в его поддержку, например, [20, 21], содержат требования не только об установлении механизмов старения, но и выделении доминирующих механизмов старения элементов АЭС.

Подобный набор общих требований, алгоритм выполнения которых не раскрыт ни в федеральных нормах и правилах, ни в документах по стандартизации, не позволяет эффективно выполнять требования Статьи 26.1 [17] и п. 4.1.17 [18] по учету старения. Это повышает потенциальную уязвимость элементов российских блоков АЭС в связи с недостаточно полным учетом возможных повреждений вследствие старения элементов российских АЭС на этапе эксплуатации.

*Выводы.* Представляется, что уроки повреждений вследствие старения на АЭС Франции следует учесть для атомной отрасли России в части скорейшего пересмотра НП-096-15 [19] с ориентацией на рекомендации МАГАТЭ по управлению старением элементов АЭС в условиях эксплуатации до 60 лет [22, 23] и выпуска документов по стандартизации, содержащих описание особенностей механизмов старения, характерных для специфических групп элементов АЭС.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. IEA. Electricity market report 2023 (executive-summary).
2. ФБУ НТИЦ ЯРБ. Дайджест №22, 04.02.2022 г.
3. ФБУ НТИЦ ЯРБ. Новости регуляторов, №4, март 2023.
4. IRSN (Франция). Информационная справка от 16.03.2023.
5. IAEA-TECDOC-540, 1990.
6. IAEA Safety Report Series No.82, 2015.
7. IAEA Safety Report Series No.82 (Rev. 1), 2020.
8. IAEA. Material degradation and related managerial issues at Nuclear Power Plants, 2006.
9. IAEA. Safety Report Series No.62, 2009.
10. Черкашов Ю.М. (ред.) Канальный ядерный энергетический реактор РБМК, 2006.
11. Медведев П.Г. Продление сроков эксплуатации энергоблоков АЭС // МНТК-2008 АО «Концерн Росэнергоатом», 2008.
12. Асмолов В.Г. [http://www.reamntk.ru/mediafiles/u/files/2014/Plenar/Asmolov\\_V.G..pdf](http://www.reamntk.ru/mediafiles/u/files/2014/Plenar/Asmolov_V.G..pdf)
13. Шутиков А.В. Роль АО ОКБ «Гидропресс» в решении основных задач АО «Концерн Росэнергоатом» // МНТК-2017 АО ОКБ «ГИДПРОПРЕСС», 16-19 мая 2017, Подольск, Россия.
14. Шутиков А.В. Ближнесрочные планы Концерна по реализации стратегии развития ядерной энергетики // МНТК-2018 АО «Концерн Росэнергоатом», 2018.
15. НП-017-18. [https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP\\_017\\_18/](https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_017_18/).
16. N170-ФЗ от 1 июля 2011 г. <https://base.garant.ru/12187349/>.
17. НП-001-15. [https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP\\_001\\_15/](https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_001_15/).
18. НП-096-15. [https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP\\_096\\_15/](https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_096_15/).
19. НП-071-18. [https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP\\_071\\_18/](https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_071_18/).
20. ГОСТ Р 58341.1-2019. <https://docs.cntd.ru/document/1200162232>.
21. ГОСТ Р 58341.4-2020. <https://docs.cntd.ru/document/1200177332>.
22. IAEA Safety Standards Series No.SSG-48, 2018.
23. IAEA Specific Safety Requirements No.SSR-2/1 (Rev.1), 2016.

МОДИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА ЯДЕРНОГО РАКЕТНОГО ДВИГАТЕЛЯ  
С ВНЕШНИМ ТЯГОВО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫМ КОНТУРОМ

*Введение.* Ядерные ракетные двигатели (ЯРД) отличаются от химических ракетных двигателей, прежде всего тем, что к рабочему телу теплота подводится не в процессе горения, а в ядерном реакторе [1]. Поэтому они обладают рядом преимуществ, а именно уменьшают массу топлива, снижают стоимость запуска материала с поверхности земли, обладают большим удельным импульсом.

*Актуальность.* Ведущие мировые компании, занимающиеся исследованием космического пространства, начинают работы по созданию и внедрению ЯРД в оборонные программы и программы по освоению космоса. Ниже изложен ряд примеров.

Китайская корпорация аэрокосмической науки и техники (CASC) опубликовала дорожную карту развития космической программы КНР на 2017-2045 годы. Она предусматривает создание многоразового корабля, работающего на ядерном ракетном двигателе

В марте 2019 года в США объявили о планах разработки нового ядерного ракетного двигателя под названием ROAR (Reactor On A Rocket). В следующем году программа получила дополнительное финансирование, и была переименована в DRACO (Demonstration Rocket for Agile Cislunar Operations).

Таким образом, в мире возникает интерес и потребность в ЯРД. В данной работе предлагается схема двигателя, благодаря которой можно улучшить существующую схему ЯРД.

*Цель исследования.* Целью данной работы являлось повышение термодинамической эффективности ЯРД традиционной схемы и обоснование перспективы использования ракетных двигателей на ядерной энергии.

Реализовать данное мероприятие предлагается с помощью введения второго контура, в котором будет реализовано течение, нагрев и расширение теплоносителя (Рисунок 1).

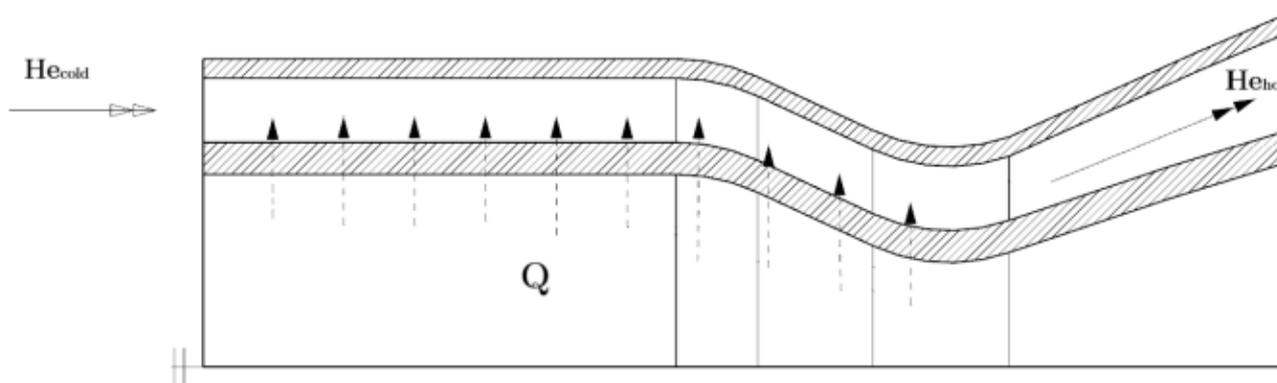


Рисунок 1- Схема организации рабочего процесса в двигателе

Гелий под давлением подается в кольцевой канал внешнего контура. Благодаря теплопередаче от ядерного реактора и от горячих газов основного контура ЯРД через стенку сопла происходит его нагрев. Таким образом создается дополнительная тяга двигателя

Так же гелий выполняет функцию охлаждения стенок реактора и сопла ЯРД.

Расчет основных термодинамических параметров ядерных ракетных двигателей классической и модифицированной схем осуществлен с помощью программного комплекса ANSYS Fluent [2,3]. По результатам расчета проведено сравнение значений силы реактивной тяги двигателей  $P_d$ , термического КПД  $\eta_t$ , удельного импульса  $I_{уд}$  [4,5]. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1: Параметры ядерных ракетных двигателей

Параметр	Классическая схема	Модифицированная схема	Изменение (относительно классической)
$P_d$ , МН	3,33	3,46	4%
$\eta_t$ , %	58,5	65	6,5%
$I_{уд}$ , м/с	8325	6920	-17%

*Выводы.* По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. При одинаковых входных граничных условиях, прирост силы реактивной тяги рассматриваемой схемы, относительно классической схемы двигателя, составил 4%.
2. Повышение термической эффективности исследуемого двигателя, относительно классической модели ядерного ракетного двигателя составило 6,5%.
3. Предложенная схема охлаждения позволяет переместить рабочий режим внутреннего контура ЯРД в интервал меньших рабочих температур.
4. Снижение удельного импульса предложенной схемы составило 17%.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Демянко Ю.Г., Конюхов Г.В., Коротеев А.С., Кузьмин Е.П., Павельев А.А., Ядерные ракетные двигатели, ООО «Норма-Информ» Москва, 2001г, 416 с.  
ANSYS Fluent Tutorial Guide Release 15.0, ANSYS, Inc., Canonsburg, p. 1162
2. Л.В.Быков, А.М. Молчанов, Д.С. Янышев, Основы вычислительного теплообмена и гидродинамики, МАИ, Москва 2019г, 194 с.
3. Алемасов В.Е., Дрегаллин А.Ф., Тишин А.Л. Теория ракетных двигателей, «Машиностроение» Москва, 1989 г, 535 с.
4. Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейдлин А.Е., Техническая термодинамика, «Энергоатомиздат» Москва, 1983, 414 с.

ОБЩИЕ ПОДХОДЫ К НОДАЛИЗАЦИИ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ  
В ПРОГРАММНОМ КОДЕ ATHLET

*Введение.* Одной из основных особенностей атомной электрической станции (далее – АЭС) в отличие от иных типов тепловых электрических станций является то, что принципы и общие требования к техническим и организационным мерам, реализуемым на АЭС, в первую очередь направлены на достижение безопасности её эксплуатации. Одним из организационно-технических принципов обеспечения безопасности АЭС является регулярное проведение анализа безопасности, в частности – детерминистического анализа безопасности (далее – ДАБ). ДАБ представляет собой анализ безопасности АЭС при заданных эксплуатационных состояниях АЭС, постулируемых исходных событиях и заданном состоянии систем и элементов, влияющих на пути протекания аварии, выполняемый с целью подтверждения соответствия АЭС установленным критериям безопасности и (или) проектным пределам [1].

*Актуальность.* Начало промышленной эксплуатации первого энергоблока Белорусской АЭС и энергетический пуск второго энергоблока как предоставляют Республике Беларусь новые возможности по диверсификации поставок энергоресурсов для республиканской энергосистемы, так и ставят новые задачи по обеспечению безопасной эксплуатации АЭС. Разработка математической модели реакторной установки (далее – РУ) первого энергоблока Белорусской АЭС для проведения ДАБ позволит подтвердить проектные характеристики реактора ВВЭР-1200 в интересах регулирующего органа.

*Цель исследования.* Определение общих подходов к разработке нодализационной схемы РУ первого энергоблока Белорусской АЭС с реактором типа ВВЭР-1200.

Исходя из процессов, происходящих внутри РУ, в моделируемых объектах выбирается та или иная схема нодализации. В связи с тем, что расчетный код ATHLET [2] является одномерным и между двумя узлами расчетной сетки могут идти процессы лишь в одном направлении (такие как перемещения газовой или паровой фазы), то некоторые элементы реакторной установки невозможно моделировать простыми элементами кода.

Реактор при нормальной эксплуатации имеет три основные важные особенности с точки зрения необходимости их повторения в модели:

1. Нужно реализовать независимость подвода теплоносителя из циркуляционных петель и его адекватное перемешивание в нижней камере смешения. Поэтому основным требованием является наличие 4 зависимых (со связями между собой) элементов опускного участка, присоединенных к петлям.

2. Отражение процессов съема тепла с элементов активной зоны, которые имеют собственный профиль энерговыделения. Для этого участки активной зоны необходимо делить по высоте. Необходимо разделить элемент на 10 частей

по высоте, так как при расчете топливного цикла чаще всего трехмерной кинетикой рассчитан именно такой профиль энерговыделения.

3. Увод теплоносителя из верхней камеры смешения в петли. Это достаточно просто реализовать в программном коде, так как основной вклад в увод теплоносителя будет играть перепад давления. В верхней камере смешения из-за перфорации наблюдается коллекторный эффект, и разделение на 4 части для задач данной работы избыточно. Следует отметить, что перепады давления на активной зоне и на реакторе являются основными показателями корректности при верификации расчетной модели.

Нодализационная схема реактора является наиболее важной по значимости в модели энергоблока, так как основным элементом, ради которого выполняется анализ безопасности, является оболочка топлива и само топливо. Однако необходимо сделать оговорку, что при анализе проектных аварий также важно моделировать и другие системы энергоблока, в частности, паропроводы свежего пара [3].

Однако именно активная зона и корректное моделирование процессов, протекающих в ней – самая важная составная часть будущей теплогидравлической модели. Подход для анализа проектных аварий предполагает выделение из активной зоны отдельного канала с наиболее горячей тепловыделяющей сборкой и в ней – наиболее горячего твэла. При доработке модели энергоблока основными процессами, которые стоит учитывать, является корректный подогрев теплоносителя в зависимости от мощности. Этот подогрев можно обеспечить, не выделяя отдельный канал.

Главные верификационные параметры – это перепад давления на активной зоне, способность моделировать профиль энерговыделения по высоте активной зоны, перепад давления на реакторе, соблюдение объема теплоносителя.

Модуль ректора будет верифицироваться на граничных условиях с подключением восьми времязависимых объемов, имитирующих петли главного циркуляционного коллектора, которые для разных случаев будут моделировать необходимые параметры подвода теплоносителя, такие как давление, постоянный расход, температуру. Активная зона будет моделироваться одним элементом с разделением по высоте на 10 частей. В модели реактора стоит также учесть протечки через выгородку и разделить верхнюю камеру смешения перфорацией от блока защитных труб, что фактически даст два расчетных объема.

Опускной участок должен обладать корректным гидравлическим сопротивлением, объемом, а также учитывать отвод тепла от теплоносителя через стенку корпуса реактора в окружающую среду.

*Выводы.* Вышеуказанные общие принципы разработки нодализации реакторной установки целесообразно использовать при разработке нодализационной схемы ядерного энергетического реактора типа ВВЭР-1200 в программном коде ATHLET в целях проведения ДАБ первого энергоблока Белорусской АЭС.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций» : утв. М-вом по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь 13.04.2020 № 15 : введ. 28.05.2020. – Минск, 2020. – 33 с.
2. Austregesilo, H. GRS – P - 1 : ATHLET Mod 2.1 Cycle A. Models and methods / H. Austregesilo, C.Bals, A.Hora, G.Lerchl, P.Romstedt. – Gesellschaft fur anlagen- und reactorsicherheit mbH, 2006. – Vol. 4. – 419 p.
3. Буров, А.Л. Доработка теплогидравлической модели первого энергоблока Белорусской АЭС в части моделирования паропроводов свежего пара / А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, А.А. Павловская // Современные тенденции в развитии экономики энергетики. Сборник материалов III Международной научно-практической конференции. — Минск: БНТУ, 2023. — С. 55-57.
4. Конюшин, М. В. Оптимизация параметров тепловых схем АЭС генетическим алгоритмом: анализ влияния давления в отборах турбины / М. В. Конюшин // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 87-89.

УДК 621.039

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, И.А. Евсеенко  
Белорусский национальный технический университет

### РАСЧЕТНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО АВАРИЙНОГО СЦЕНАРИЯ НЕГОМОГЕННОГО РАЗБАВЛЕНИЯ СТОЯНОЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ БОРНОЙ КИСЛОТЫ В РЕАКТОРЕ ВВЭР-1200

*Введение.* Энергетика как отрасль в целом имеет свои риски и угрозы. Но безопасности ядерной энергетики сегодня уделяется особое внимание благодаря строгим международным стандартам и правилам, а также постоянной работе по улучшению технологий и процессов производства энергии. Основными вопросами ядерной безопасности являются следование требованиям безопасности на этапах проектирования, строительства и эксплуатации; обращение с ядерным топливом и радиоактивными отходами; ответственный подход к подготовке персонала; следование международным стандартам. в целом, безопасность атомной энергетики – это сложный и многогранный процесс, который требует высокой квалификации и большой ответственности.

*Актуальность.* Детерминистический анализ безопасности атомной электрической станции (далее – АЭС) необходим для обеспечения надежности и эффективности работы энергоблоков. Такой анализ позволяет выявлять потенциальные уязвимости в системах безопасности и предотвращать возможные аварии [1].

*Цель исследования.* Расчетный анализ аварийных сценариев неравномерного разбавления теплоносителя первого контура реакторной установки типа ВВЭР-1200.

В настоящей работе рассматриваются нижеперечисленные сценарии негомогенного разбавления борной кислоты.

1. Процесс кипения-конденсации. При разрыве циркуляционной петли первого контура водо-водяного энергетического реактора (ВВЭР) и двустороннем истечении теплоносителя, давление первого контура быстро снижается. Это вызывает вторичное вскипание теплоносителя в реакторной установке. Попадая в парогенератор, где происходит теплоотвод со стороны второго контура, этот пар конденсируется. Образовавшийся конденсат, не содержащий борной кислоты, будет скапливаться в холодных нитках трубопроводов первого контура. При случайном пуске главных циркуляционных насосов этот конденсат попадает в активную зону реактора, где возможно возникновение местной критичности.

2. Течь из второго контура в первый. В случае образования течи из первого контура во второй происходит срабатывание аварийной защиты и останов реактора. Для предотвращения дальнейшего поступления радиоактивных веществ во второй контур давления между контурами выравниваются. В случае нарушения баланса давлений, когда давление второго контура становится выше, возможно попадание деборированной воды со стороны второго контура в главные циркуляционные трубопроводы, а оттуда в активную зону реактора. Данный процесс подробнее изложен в [2].

3. Заброс пробки чистого конденсата из трубопроводов гидроемкостей системы аварийного охлаждения активной зоны (далее – ГЕ САОЗ). Т.к. в конце топливной кампании концентрация борной кислоты в первом контуре менее 1 г/кг, а давление в ГЕ САОЗ на 10 МПа ниже, чем в первом контуре, то в случае протечки клапанов гидроемкостей участок трубопровода между реактором и ГЕ САОЗ может заполниться раствором борной кислоты низкой концентрации. Стояночная концентрация борной кислоты в реакторе поддерживается не менее 16 г/кг. Поэтому в случае срабатывания пассивной части САОЗ возможно попадание низко концентрированной борной кислоты в активную зону реактора, что также может вызвать местную критичность.

Для анализа аварий такого рода необходимым этапом является определение поведения пробки чистого конденсата при попадании в реактор.

Теплогидравлический расчет такого рода производился методом численного моделирования в среде Ansys CFX. В качестве исходной геометрии была принята геометрия реактора ВВЭР-1200. Плотность теплоносителя первого контура была принята равной  $818 \text{ кг/м}^3$ , что соответствует концентрации борной кислоты 18 г/кг. Моделировалась ситуация с забросом пробки чистого конденсата (плотностью  $911 \text{ кг/м}^3$ ) в активную зону реактора со стороны четвертой петли. Объем пробки принимался  $4 \text{ м}^3$ .

В результате расчета было получено статическое поле распределения скорости потока в реакторе. Это поле распределения скоростей, а также график распределения скорости потока по диаметру активной зоны показаны на рисунке 1.

Анализируя полученные результаты, становится очевидным, что скорость потока на входе в активную зону со стороны четвертой петли повышена. А в вертикальном сечении реактора увеличение скорости потока, проходящего

через активную зону, имеет смещение в сторону все той же четвертой петли, со стороны которой и происходит заброс деборированной воды.

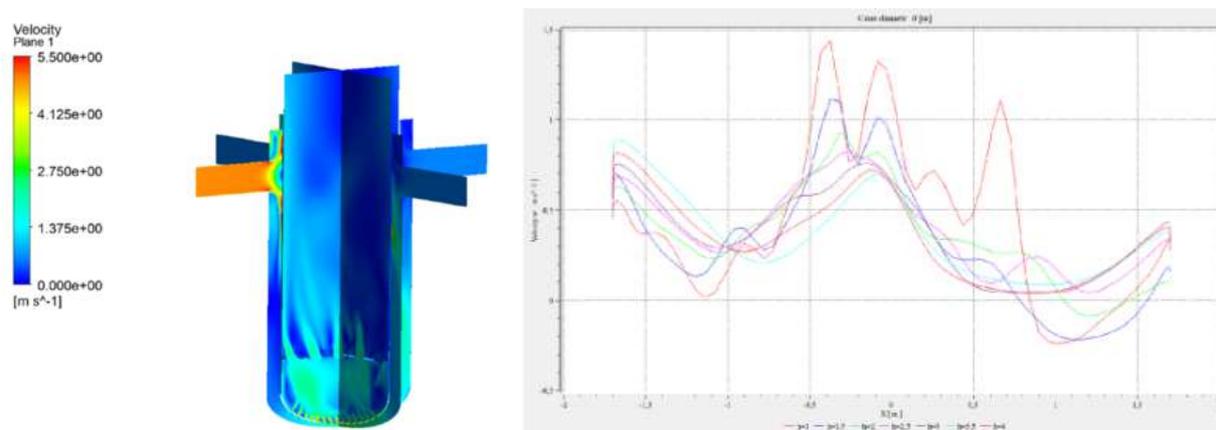


Рисунок 1 – Распределение скорости теплоносителя в реакторе

*Выводы.* Результаты расчетного исследования показали, что заброс пробки чистого конденсата в активную зону реактора типа ВВЭР-1200 является одной из возможных аварийных ситуаций. Деборированная вода поступает в активную зону реактора со значительной скоростью, не успевая перемешиваться с теплоносителем первого контура со стояночной концентрацией борной кислоты.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций»: утв. М-вом по чрезвычайным ситуациям Респ. Беларусь 13.04.2020 № 15 : введ. 28.05.2020. – Минск, 2020. – 33 с.
2. Буров, А. Л. Математическое моделирование процесса разбавления борной кислоты в реакторе ВВЭР-1200» / А. Л. Буров, А. Г. Герасимова, И. А. Евсеенко // Современные тенденции в развитии экономики энергетики [Электронный ресурс]: сборник материалов II Международной научно-практической конференции, 3 декабря 2021 г. / редкол.: Е. Г. Пономаренко (пред.) [и др.]. – Минск : БНТУ, 2022. – С. 58-60
3. Киреев, Р. С. Анализ системы разогрева моноблока реакторного в составе ру СВБР-100 / Р. С. Киреев, Н. А. Ширяев // Современные технологии и экономика в энергетике: Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 128-130.

УДК 621.165.51

И.Ю. Талабира, Н.А. Забелин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ОСОБЕННОСТИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЁТА ЦИЛИНДРОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ВЛАЖНОПАРОВЫХ ТУРБИН

*Введение.* Существенным фактором, влияющим на результаты газодинамического расчёта проточных частей влажнопаровых турбин, отсеков и цилиндров является изменение термодинамических свойств водяного пара [1]. В свою очередь это ведёт к изменению показателя изоэнтропы  $k$  и газовой

постоянной  $R$  влажного пара, значения которых играют решающую роль в расчёте паротурбинных установок.

*Актуальность.* Вопрос расчёта ступеней влажнопаровых турбин, становится особенно актуальным, когда ведущие турбиностроительные фирмы разрабатывают проточные части цилиндров низкого давления с предельно большими высотами рабочих лопаток последней ступени. Окружная скорость рабочих лопаток при этом более чем в два раза превышает скорость звука, что существенно увеличивает риск эрозионного износа лопаточных аппаратов.

*Цель исследования.* Сравнительная оценка результатов расчёта двух последних ступеней ЦНД, работающих в зоне влажного пара, при постоянных термодинамических параметрах сухого насыщенного пара, и параметров, определенных с учетом реальной влажности.

*Методы и результаты исследования.* Для достижения определенной цели решались следующие задачи:

Расчёт истинных термодинамических параметров пара –  $k$  и  $R$ , выполненный для квазистатического расширения, явление переохлаждения не учитывались.

Сравнение результатов газодинамического расчёта при постоянных и уточненных значениях  $k$  и  $R$ .

Исходя из зависимости показателя изоэнтропы от фазового состояния пароводяной смеси, можно определить его значение по следующему эмпирическому уравнению [2].

$$k = 1,035 + 0,1 \cdot (1 - \varphi) \quad (1)$$

где  $k$  — показатель изоэнтропы,  $\varphi$  — относительная влажность на выходе из ступени.

Газовая постоянная, так же, как и показатель изоэнтропы, уменьшается при расширении пара ниже линии насыщения и может быть рассчитана по следующей формуле [1].

$$R = \frac{H_0}{\frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T_0^* \left( 1 - \left( \frac{p_2}{p_0^*} \right)^{\frac{k}{k-1}} \right)} \quad (2)$$

где  $R$  — газовая постоянная влажного пара,  $H_0$  — изоэнтропийный перепад энтальпий на ступень,  $T_0^*$  — температура торможения на входе в ступень,  $p_2$  — давление на выходе из ступени,  $p_0^*$  — давление торможения на входе в ступень.

Газодинамического расчёт был выполнен в программе «ОРТИ», разработанной Н.А. Забелиным на основе методики К.Л. Лапшина [3]. Влияние скорости расширения пара на кинетику процесса конденсации не учитывалось, положение линий Вильсона не определялось. Выполненный расчет позволил определить газодинамические параметры и мощность каждой ступени турбины, в таблице 1 указаны результаты расчёта двух последних ступеней проточной части пятиступенчатого двухпоточного ЦНД мощной паровой турбины. Проточная часть выполнена с постоянным корневым диаметром 1800 мм, средний диаметр последней ступени 3000 мм, высота рабочей лопатки 1200 мм, что соответствует характеристикам проточных частей самых современных

цилиндров низкого давления, используемых в турбинах К-800-23,5; К-1200-6,8/50.

Таблица 1: Результаты расчета (СА – сопловой аппарат, РК – рабочее колесо)

Ступень	Величина	Единицы	При истинных значениях k и R	При значениях k и R для перегретого пара
4	Угол $\alpha_1$ выхода потока из СА	градусы	16,73	16,15
	Скорость $C_1$ на выходе из СА	м/с	384,5	388,6
	Скорость $C_2$ на выходе из РК	м/с	130,5	121,9
	Мощность $N_i$ ступени	МВт	14,13	14,32
5	Угол $\alpha_1$ выхода потока из СА	градусы	19,84	20,56
	Скорость $C_1$ на выходе из СА	м/с	363,1	370
	Скорость $C_2$ на выходе из РК	м/с	263,4	233
	Мощность $N_i$ ступени	МВт	15,04	15,26

Результаты проектировочного расчёта показывают, что при использовании постоянных k и R получены разные значения углов выхода потока из СА, что оказывает существенное влияние на профилирование лопаток. Помимо этого, занижаются скорости на выходе из СА и на выходе из РК, что напрямую влияет на величину Эйлеровой работы, вследствие занижения потерь с выходной кинетической энергией и завышения параметров на входе в РК.

*Выводы.* По мере увеличения влажности увеличивается удельная изобарная теплоёмкость парового потока, из-за наличия в нем сконденсировавшейся влаги, при этом теряется часть энергии, и внутренняя мощность ступени снижается. Видно, что неучёт изменения показателя изоэнтропии и поправки на газовую постоянную приводит к завышению мощности. Так, мощность для 4 ступени отличается на 1,36%, для 5 ступени отличие составляет 1,38%. Результаты расчета будут использованы при разработке конструкции рабочих лопаток последних ступеней ЦНД.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Талабира И. Ю. Расчет спектра капель в последних ступенях ЦНД паровых турбин / И. Ю. Талабира, Н. А. Забелин // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 180-183.
2. К.Л. Лапшин, Н.А. Забелин. Оптимизация проточных части осевой тепловой турбины в режиме диалога с ЭВМ: Методические указания к курсовому, дипломному проектированию и НИРС. — Л.:ЛПИ, 1990. —28 с.
3. К.Л. Лапшин. Проектирование проточных частей осевых тепловых турбин: учебное пособие / К. Л. Лапшин; Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, кафедра «Турбины, гидромашины и авиационные двигатели». – Санкт-Петербург, 2018. – 63 с.

ПРОБЛЕМЫ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ОТКРЫТОЙ И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМ  
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

*Введение.* Открытая система теплоснабжения широко распространена в ряде населенных пунктов нашей страны. В соответствии с [1] с 2013 года подключение потребителей к открытым системам ГВС путем отбора теплоносителя на нужды ГВС не допускается.

*Актуальность.* С 1 января 2022 года утратил силу пункт [1], согласно которому использование открытых систем ГВС путем отбора теплоносителя на нужды ГВС не допускается, однако подключение новых потребителей должно осуществляться по закрытой схеме. Следовательно, имеет место совместная работа открытых и закрытых систем теплоснабжения. В связи с этим стоит задача провести анализ проблем при переходе от открытой системы к «совместной».

*Цель исследования.* Анализ последствий возникновения «смешанных» систем теплоснабжения на примере работы энергоблока ПТ-30-8.8 при нижней срезке температурного графика.

Объекты исследования – энергоблок ПТ-30-8.8. Предмет исследования – удельные расходы условного топлива при работе энергоблока ПТ-30-8.8 на открытую и на «совместную» системы теплоснабжения.

*Задачи исследования:*

1. Анализ проблем совместной работы открытой и закрытой систем теплоснабжения.

2. Моделирования энергоблока ПТ-30-8.8 в САПР «United Cycle». Определение удельных расходов условного топлива энергоблока при работе на открытую и на «совместную» систему теплоснабжения при нижней срезке температурного графика. Анализ влияния «совместной» системы теплоснабжения на расход топлива на ТЭЦ.

В связи с необходимостью присоединения новых потребителей по закрытой схеме ГВС и отсутствием необходимости перевода всех тепловых сетей на закрытую схему, возникает совместная работа открытых и закрытых систем теплоснабжения, которая имеет следующие проблемы:

- При эксплуатации в теплые месяцы отопительного сезона для «совместной» системы теплоснабжения требуется более высокая температура сетевой воды, чем при работе с открытыми системами ГВС из-за температурного напора в подогревателях ГВС, который обычно принимают 5-10°C. Увеличение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе требует увеличения давления отборного пара ТЭЦ [2], что снижает мощность паровой турбины. Для обеспечения требуемой электрической мощности при работе на «совместной» системе потребуется увеличить расхода топлива на ТЭЦ.

• Также, повышение температуры в подающей линии приведет к повышению температуры в обратной линии теплосети и, соответственно, к необходимости отбирать пар более высокого давления на ТЭЦ для подогрева сетевой воды [3]. Одним из возможных решений является установка в зданиях дополнительных теплообменников для предварительного подогрева воды на 10–15 °С.

Сравнение открытой и «совместной» систем ГВС проводилось для теплых месяцев отопительного сезона с температурным графиком 65/40 для открытой системы и 70/45 для закрытой и «совместной» систем. Результаты расчетов часового расхода топлива и удельных расходов условного топлива (УРУТ) по физическому методу при работе энергоблока ПТ-30-8.8 на открытую, закрытую и «совместную» системы ГВС представлены в таблице 1.

Таблица 1: Результаты расчета УРУТ ПТ-30-8.8

Показатель	Тип системы теплоснабжения				
	1	2	3	4	5
Доля потребителей, подключенных по открытой схеме ГВС, %	100,0	75,0	50,0	25,0	0,0
Доля потребителей, подключенных по закрытой схеме ГВС, %	0,0	25,0	50,0	75,0	100,0
Электрическая мощность, МВт	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Тепловая мощность, МВт	87,24	87,31	87,20	87,21	87,24
УРУТ на отпуск электроэнергии, т у.т./(МВт·ч)	0,155	0,160	0,159	0,158	0,155
УРУТ на отпуск тепла, т у.т./(МВт·ч)	0,127	0,127	0,128	0,130	0,132
УРУТ на отпуск пара, т у.т./(МВт·ч)	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Часовой расход условного топлива, т у.т./час	15,68	15,85	15,86	15,87	15,88

Таким образом, если текущие потребители подключены по открытой схеме, то подключение четверти потребителей по закрытой схеме приведет к увеличению часового расхода топлива энергоблока ПТ-30-8.8 на 1,05%.

*Выводы.* Совместные системы теплоснабжения имеют множество недостатков: из-за необходимости повышения температурного графика, не только повышается аварийность тепловых сетей, но и повышается расход топлива на тепловых электростанциях. Кроме того, переход на работу тепловых сетей по совместной схеме требует значительных капитальных затрат на установку нового теплообменного оборудования и реконструкцию ИТП потребителей, подключенных по открытой схеме.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон РФ №190-ФЗ от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении».
2. Шарапов, В. И. Проблемы трансформации открытых систем теплоснабжения в закрытые / В. И. Шарапов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2019. – № 7(211). – С. 43-47.
3. Галанина, А. Е. Сравнение технических и экономических показателей по факту перевода с открытой системы теплоснабжения на закрытую в Г. Набержные Челны / А. Е. Галанина, Ю. Н. Звонарева // Тинчуринские чтения - 2021 "Энергетика и цифровая трансформация" : Материалы Международной молодежной научной конференции. – С. 94-96.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА ТГМЕ-206П

*Введение.* Процесс производства электрической и тепловой энергии на большинстве российских электростанций сопровождается выбросами вредных газообразных веществ в атмосферу. Одними из основных газообразных загрязнителей атмосферы являются оксиды азота -  $\text{NO}_x$  ( $\text{NO}$  и  $\text{NO}_2$ ). В 2021 году выбросы оксидов азота в России (в пересчёте на  $\text{NO}_2$ ) составили около 3 миллионов тонн, из них 1,2 миллиона тонн пришлось на выбросы от электростанций [1].

Массовое внедрение в России наиболее эффективных, но дорогостоящих методов очистки дымовых газов от  $\text{NO}_x$ , в настоящее время маловероятно. При текущем уровне ставки платы за выбросы  $\text{NO}_x$  в атмосферу, более актуальным является применение режимно-технологических методов борьбы с образованием  $\text{NO}_x$ .

В данной работе производится разработка улучшенной геометрии горелочных устройств котла ТГМЕ-206П, обеспечивающая снижение генерации  $\text{NO}_x$ . Моделирование топочного процесса в топке с улучшенной геометрией горелок производилось в программе ANSYS Fluent. Использование численного моделирования при проектировании котлоагрегатов является достаточно малозатратным и точным методом.

*Актуальность.* Снижение уровня выбросов оксидов азота является задачей, важной для повышения уровня жизни жителей России. По данным Росгидромета [2], в 2021 году в 41 из 251 городов, где проводилось измерения качества воздуха, среднегодовые концентрации  $\text{NO}_2$  превышали предельно допустимую.

Выбранный в качестве объекта исследования котёл ТГМЕ-206П Правобережной ТЭЦ Санкт-Петербурга является примером энергетического котла, чьи показатели выбросов  $\text{NO}_x$  уже не соответствуют соответствующим экологическим требованиям к котельным установкам в России. Изменения в геометрии горелок, предложенные в данной работе, могут быть использованы не только на Правобережной ТЭЦ, но и на других ТЭС России, эксплуатирующих топки аналогичной конструкции.

*Цель исследования.* Усовершенствование геометрии горелочных устройств энергетического котла ТГМЕ-206П для снижения генерации оксидов азота в топке. Объектом исследования данной работы является котёл ТГМЕ-206-П Правобережной ТЭЦ Санкт-Петербурга, а предметом исследования являются геометрические характеристики горелок, обеспечивающие снижение выбросов  $\text{NO}_x$ . С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выбор верифицированной математической модели горения газоздушнoй смеси, дающей адекватные результаты расчёта характеристик энергетических котлов.

2. Определение возможных путей улучшения геометрии горелочных устройств для снижения выбросов  $\text{NO}_x$ .

3. Проведение вариантных расчётов топочного процесса с горелками новой геометрии. Выбор лучшего варианта по совокупности характеристик.

Выбранная математическая модель топочного процесса включает в себя модели турбулентности, радиационного теплообмена, турбулентного сгорания топливовоздушной смеси, а также модель генерации термических и быстрых оксидов азота. Модель была верифицирована на основе экспериментальных данных Сейра (A. Sayre) и др. [3].

Исследуемый котёл работает в режиме ступенчатого сжигания газа. Часть воздуха ( $\alpha = 0,7$ ) подаётся через подовые и настенные каналы, расположенные соответственно в поду и на фронтальной стене топки. Остальной воздух подаётся через сопла вторичного дутья, расположенные выше каналов настенного воздуха, доводя избыток воздуха в топке до  $\alpha = 1,05$ . Горелки расположены на передней стене топки, ниже настенного канала подачи воздуха. Снижение генерации  $\text{NO}_x$  в топке возможно путём приведения угла наклона горелок к оптимальному. Угол наклона горелок в исследуемом котле определяет скорость смешения газа и воздуха, и влияет на основные факторы, от которых зависит генерация  $\text{NO}_x$  в топке. К ним относятся уровень температуры в топке, концентрация монооксида углерода, распределение кислорода в нижней части топки [4].

При значительном увеличении угла наклона горелок увеличивается угол атаки газовых струй по отношению к потоку воздуха из настенных каналов, при уменьшении – к потоку воздуха из подовых каналов. В обоих случаях смешение потоков топлива и окислителя ускоряется [5]. Были проведены вариантные расчёты для топки с горелками, наклонёнными на  $-5$ ,  $5$ ,  $15$  и  $25^\circ$ . Результаты вариантных расчёты для разных углов наклона горелок отображены в виде графика (рисунок 1).

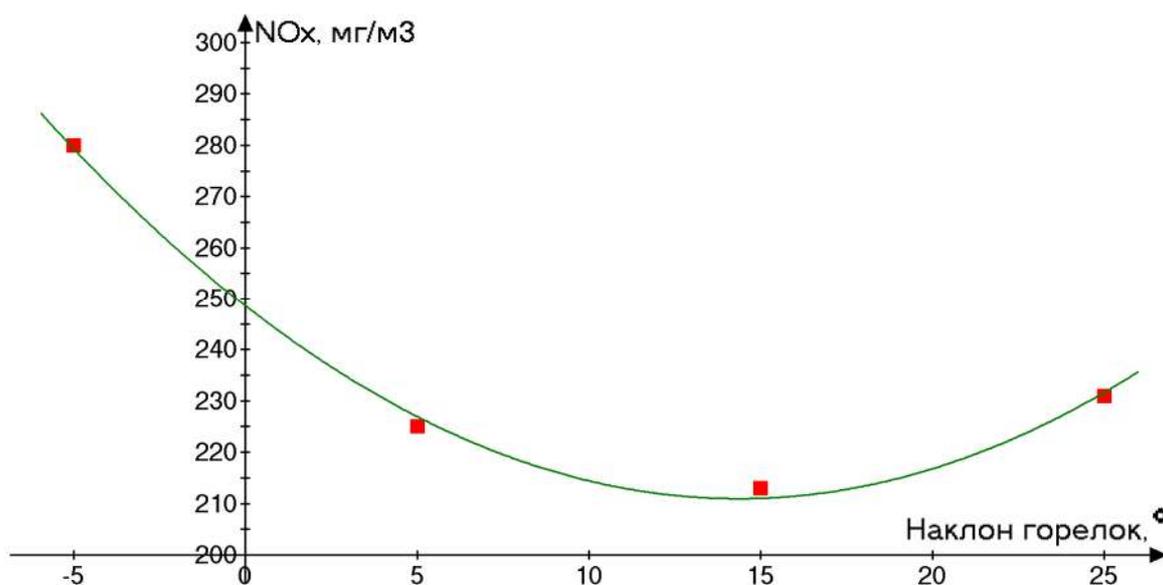


Рисунок 1 – Зависимость концентрации  $\text{NO}_x$  в уходящих газах (при  $\alpha=1,4$ ; в пересчёте на нормальные условия) от наклона горелок

Наименьшее образование  $\text{NO}_x$  достигается при наклоне горелок на  $15^\circ$ .

*Выводы.* С помощью численного моделирования в программном пакете ANSYS проведена оптимизация угла наклона горелочных устройств для котла ТГМЕ-206П. Применение результатов данного исследования на практике может быть осуществлено для снижения генерации оксидов азота в топке без значительных капитальных затрат.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Охрана окружающей среды в России. 2022: Статистический сборник. Росстат. Москва, 2022. – 115 с.
2. Обзор состояния и загрязнения окружающей среды в Российской Федерации за 2021 год. Росгидромет. Москва, 2022. – 220 с.
3. A. Sayre, N. Lallement, J. Dugu, and R. Weber. Scaling Characteristics of Aerodynamics and Low-NO<sub>x</sub> Properties of Industrial Natural Gas Burners, The SCALING 400 Study, Part IV: The 300 KW BERL Test Results. IFRF Doc No F40/y/11, International FlameResearch Foundation, Netherlands. 1994.
4. Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения / Ю.С. Ходаков. – 2-е изд., доп. – Москва: ООО "ЭСТ-М", 2001. – 432 с.
5. Основы практической теории горения: Учебное пособие для вузов. В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1986. – 312 с.

УДК 621.039

Д.Д. Шарипов<sup>1</sup>, Д.В. Доронков<sup>2</sup>, И.Л. Парамонова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

<sup>2</sup>Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ТВС РИТМ-200 ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОТОКА В АКТИВНОЙ ЗОНЕ РЕАКТОРА

*Введение.* Надежное функционирование северного морского пути обеспечивается эксплуатируемым в Российской Федерации атомным ледокольным флотом, в котором более 50 лет в качестве источники энергии применяются водно-водяные реакторные установки (РУ), зарекомендовавшие себя как надежные. Тем не менее большинство из них находятся на данный момент в состоянии продления их ресурса в связи с исчерпанием изначальных ресурсных характеристик, а на их замену строятся ледоколы серии ЛК-60Я с лучшими как техническими, так и экономическими показателями, что было достигнуто за счет повышения интенсивности использования ледокола за счет уменьшения простоев на ремонтные работы и работы по техническому обслуживанию. Высокие требуемые качества ледокола стали причиной разработки РУ РИТМ-200[1].

*Актуальность.* Данная реакторная установка обладает целым рядом технических особенностей. В частности можно выделить наличие активной зоны кассетного типа, которая располагает целым рядом конструктивных и структурных отличий тепловыделяющих сборок в отличие от ТВС водно-водяных реакторов наземного базирования. Данный факт обуславливает потребность в определении важных гидродинамических характеристик, таких как, например, коэффициенты гидравлического сопротивления различных

элементов и изучение влияния конструкции входного участка на распределение расхода теплоносителя на входе в пучок твэлов [2].

*Цель исследования.* Установление влияния конструктивных элементов ТВС на неоднородность потока в АЗ РУ РИТМ-200. Объектом исследования является гидродинамика во входном участке ТВС, а предметом исследования – создаваемая её элементами неравномерность распределения потока теплоносителя, которая приводит к неоднородному распределению температур. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выполнить численное моделирование гидродинамических процессов течения теплоносителя во фрагменте входного участка ТВС с помощью программного обеспечения Ansys Fluent.

2. Установить источники неравномерности потока.

3. Предложить меры по улучшению гидродинамических условий входа.

Расчетная модель ТВС представляет собой фрагмент входного участка до первой дистанционирующей решетки, рассеченная плоскостью вдоль центральной оси, относительно которой модель обладает симметрией. В состав модели входили: удлинитель, хвостовик, дроссельная шайба, диффузор, поглощающая решетка, вытеснитель и твэлы (представлены на рисунке 1).

Граничные условия соответствуют заявленному массовому расходу и давлению в первом контуре. В качестве модели турбулентности была выбрана модель Рейнольдсовых напряжений [3], так как сложность конструкции входного участка может вызвать анизотропию турбулентности, т. е. к турбулентности в потоке со сдвигом.

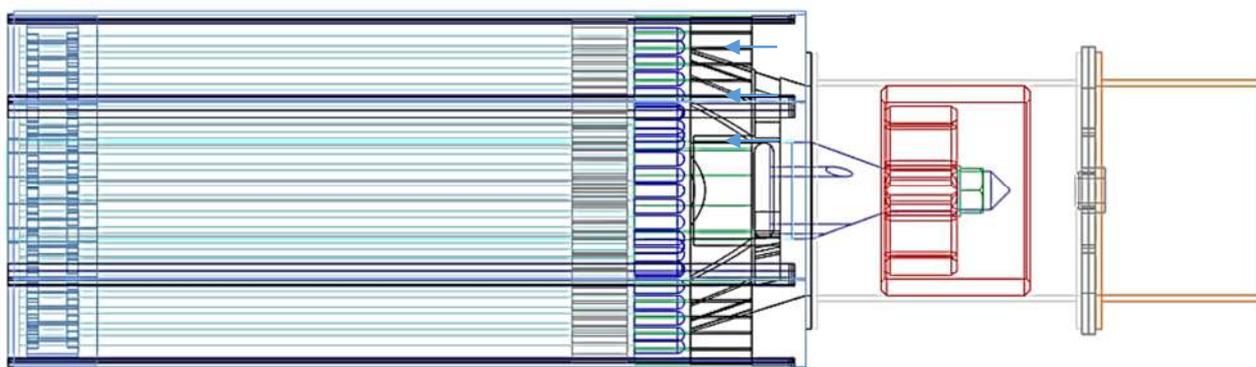


Рисунок 1 – Схема ТВС РИТМ-200

В результате численных исследований было смоделировано течение потока теплоносителя, а также получены данные для исследования поля проекций скорости на ось в различных сечениях модели. На рисунке 2 представлена визуализация движения потоков жидкости (вектора скорости построенные в случайных точках модели).

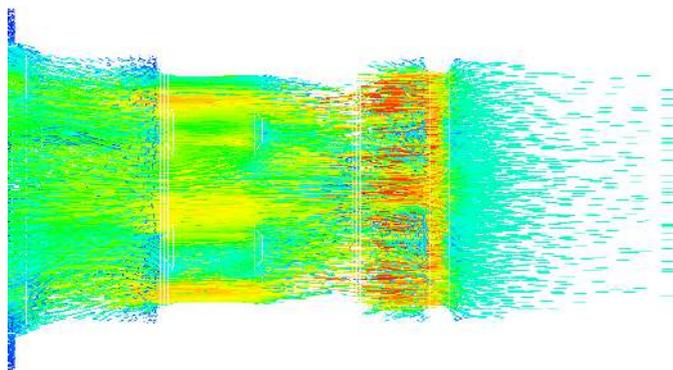


Рисунок 2 – Визуализация потоков жидкости в ТВС РИТМ-200

Проанализировав результаты вычислений, можно выделить следующие источники неравномерности:

1. Зона застоя жидкости при выходе из диффузора.
2. Большого зазора между центральным вытеснителем и поглощающей решеткой в ТВС.

*Выводы.* По предоставленным данным «ОКБМ Африкантов» было произведено конечно-элементарное моделирование течения теплоносителя во фрагменте входном участке тепловыделяющей сборки, исследовано поле скорости, а также были определены источники неравномерности потока. Результаты компьютерного моделирования, произведенного в данной работе, могут быть использованы для улучшения гидравлического условий входа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Вешняков, К.Б. Проектные решения реакторной установки РИТМ-200, предназначенной обеспечить экологически безопасную и экономически эффективную эксплуатацию универсального атомного ледокола на арктических трассах / К. Б. Вешняков [и др.] // Арктика: экология и экономика. – 2014. – №3(15). – С. 86–91.
2. Дмитриев С.М., Добров. А.А., Иксанова Г.Ш., Мартынова К.А., Хробостов А.Е. Расчётное исследование локальной гидродинамики потока теплоносителя во входном участке ТВС реакторной установки РИТМ-200. Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2017, № 1, с. 129-134.
3. Руководство пользователя ANSYS [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://ansys.com/support/> (дата обращения 14.02.2023).

УДК 621.438

Г.А. Ромахова

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ГТУ С ОХЛАЖДАЕМОЙ ТУРБИНОЙ

*Введение.* Парогазовые установки, созданные на базе высокотемпературных газовых турбин, заняли прочное место в структуре генерирующих мощностей как отечественной, так и мировой энергетики. Это является следствием их высокой экономичности, маневренности и хороших эксплуатационных качеств.

*Актуальность.* Известны два основных направления повышения эффективности энергетических газотурбинных и комбинированных установок. Первое из них связано с увеличением температуры газа после камеры сгорания, а второе — с уменьшением необратимых потерь в элементах установки. Первое,

основное направление обусловлено ростом термодинамической эффективности цикла по мере увеличения начальной температуры газа. При этом дополнительные потери, вызванные охлаждением газовой турбины, не должны компенсировать увеличение термодинамического эффекта от повышения температуры.

*Цели и задачи исследования.* Среди всех необратимых потерь в установке с охлаждаемой газовой турбиной наиболее сложными для аналитического описания, а следовательно, и для расчета, являются потери, вызванные охлаждением газовой турбины. Традиционно, эти потери выявляются путем сравнения охлаждаемого и неохлаждаемого вариантов газотурбинной установки. Это существенно усложняет процессы выбора и оптимизации параметров как газотурбинной, так и парогазовой установок. Целью работы является аналитическое описание потерь от охлаждения, позволяющее выявить их долю в общей структуре потерь.

*Метод исследования.* Процесс расширения рабочего тела в охлаждаемой турбине рассматривается как совокупность двух процессов, протекающих совместно: процесса расширения продуктов сгорания постоянной массы с отводом теплоты, и процесса расширения охладителя, который воспринимает теплоту, отведенную от продуктов сгорания и также совершает полезную работу [1].

Для каждого процесса может быть записан закон сохранения энергии в дифференциальной форме. Полученная система уравнений должна быть дополнена уравнениями состояния газа и охладителя, а также аналитической зависимостью, описывающей изменение требуемого расхода охладителя в зависимости от параметров процесса. Интегрирование полученной системы уравнений позволяет определить как конечные параметры процесса, так и приращение энтропии каждого рабочего тела.

Эксергетический баланс для продуктов сгорания имеет вид [2]:

$$E_{\text{топ}} + E_{\text{в0}} = E_q + L_{\text{г}} + E_{\text{ух г}} + \sum_i \Delta E_{\text{г}i},$$

где  $E_{\text{топ}}$  — эксергия топлива;  $E_{\text{в0}}$  — эксергия воздуха, поступающего в компрессор;  $E_q$  — эксергия теплового потока, отводимого от продуктов сгорания;  $E_{\text{ух г}}$  — эксергия продуктов сгорания при параметрах за турбиной;  $\sum_i \Delta E_{\text{г}i}$  включает потери эксергии при сжатии в компрессоре, в камере сгорания, в процессе расширения газа в турбине, а также потери, связанные с дросселированием в воздухозаборном и выходном трактах.

В процессе преобразования энергии теплового потока в работу охладителя  $L_{\text{охл}}$  возникают потери эксергии  $\sum_j \Delta E_{\text{охл}j}$ . Они вызваны необратимостью процессов сжатия в компрессоре  $\Delta E_{\text{к охл}}$ , дросселирования в охлаждающих каналах и трения в процессе расширения в турбине  $\Delta E_{\text{т охл}}$ , а также необратимостью теплообмена между газом и охладителем. В сумму потерь должны быть также включены

потери, связанные с дросселированием охладителя во входном и выходном трактах установки  $\Delta E_{\text{вх.охл}}$  и  $\Delta E_{\text{вых.охл}}$ .

Аналогично записывается баланс эксергии и для охладителя [2]:

$$E_q + E_{\text{охл0}} = L_{\text{охл}} + E_{\text{ух охл}} + \sum_j \Delta E_{\text{охл}j}$$

К потерям от охлаждения газовой турбины относятся все потери эксергии, связанные с преобразованием энергии теплового потока в работу  $L_{\text{охл}}$ , а также потери от смешения, обусловленные различным составом рабочих тел (продуктов сгорания и воздуха).

*Основные результаты.* В качестве примера в таблице 1 приведены результаты расчета потерь в установке ГТЭ-65 [3]. Данные про (4) х проработок были приняты в качестве исходных для расчета.

Таблица 1: Структура потерь в охлаждаемой ГТУ

	Потери эксергии	
	МВт	% к теплоте топлива
Продукты сгорания:		
компрессор	3,65	2,00
камера сгорания	54,73	29,93
турбина	3,42	1,87
Сумма потерь	61,80	33,80
Охладитель (потери от охлаждения):		
компрессор	0,88	0,48
турбина (плюс потери от смешения)	5,40	2,96
Сумма потерь	6,28	3,44
Потери, механические и в генераторе	1,73	0,94

*Выводы.*

1. Предложенный подход к термодинамическому анализу охлаждаемых газовых турбин позволяет аналитически описать и вычислить все потери, связанные с преобразованием энергии, в том числе и потери от охлаждения.

2. В зависимости от величины требуемого расхода охладителя, потери от охлаждения могут достигать 2,5—3,5% от количества теплоты, подведенной с топливом в установку. Потери от охлаждения являются второй по величине составляющей всех потерь в газотурбинной установке

3. Снижение потерь от охлаждения достигается увеличением эффективности внутреннего охлаждения лопаток и снижением требуемого расхода охладителя.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ромахова Г. А. Метод расчета процесса расширения в охлаждаемой турбине/ Энергетик. 2021. № 11. С. 44—46.
2. Ромахова Г. А. Метод расчета потерь от охлаждения газовой турбины/ Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. Том 23. № 3. 2017. С. 16—28
3. Проект энергетической газотурбинной установки ГТЭ-65/ А.С. Лебедев, Н. О. Симин, Ю. К. Петреня, В. Е. Михайлов. //Теплоэнергетика. 2008. № 1. С. 46-51.

РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ  
В ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО  
РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ К-800-240 ЛМЗ ПРИ БОЛЬШИХ  
ВОЗМУЩЕНИЯХ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

*Введение.* Важное место среди требований, предъявляемых к системам автоматического регулирования (САР) турбин, занимают требования, обусловленные работой турбоагрегата в составе энергосистемы. К ним, в частности, относятся требования, направленные на повышение запаса динамической устойчивости системы, под которой понимают устойчивость параллельной работы турбины с энергосистемой при больших возмущениях в последней.

*Актуальность.* Исходя из обзора и анализа научно-технических источников информации, можно сделать вывод о том, что перечень мероприятий, направленных на обеспечение динамической устойчивости, известен: регулирование возбуждения генератора, ограничение мощности турбины и кратковременная импульсная разгрузка турбины [1 – 3]. Однако сведения о сравнении эффективности применения данных мероприятий в направлении повышения запаса динамической устойчивости в данных работах отсутствуют. На основании изложенного можно заключить, что тема работы является актуальной.

*Цель исследования.* Сравнение эффективности способов обеспечения динамической устойчивости при параллельной работе турбогенератора с энергосистемой. Объектом исследования является САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ, а предметом исследования – запас динамической устойчивости. Для достижения сформулированной цели необходимо решение следующих задач:

1. Разработать S-модель САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ в Matlab Simulink, позволяющую имитировать использование указанных выше мероприятий.

2. Провести на разработанной модели комплекс исследований, направленных на оценку эффективности мероприятий по обеспечению динамической устойчивости.

На рисунке 1 представлена S-модель САР мощности паровой турбины К-800-240. Модель состоит из П-регулятора скорости, ПИ-регулятора мощности, блока аварийной импульсной разгрузки (АИР), электрогидравлического преобразователя-сумматора (ЭГП-С), паровой и механической частей турбины, электрогенератора, а также блока, имитирующего работу релейной защиты при возникновении короткого замыкания (КЗ) на линии электропередач (ЛЭП).

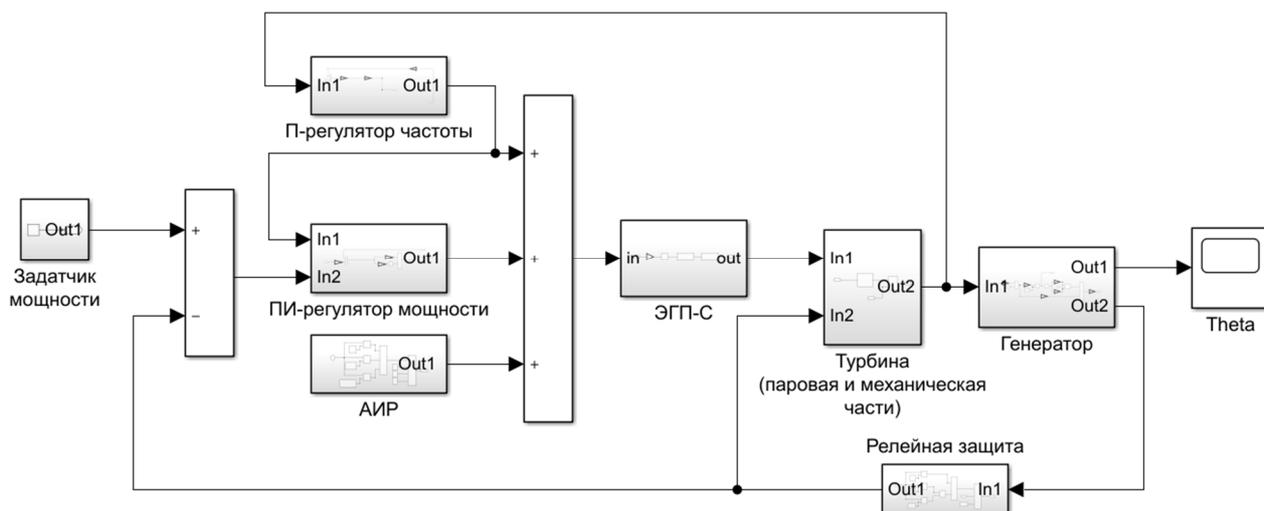


Рисунок 1 – S-модель САР мощности паровой турбины

Далее, на разработанной модели был проведен запланированный комплекс исследований. В рамках этого исследования было определено максимально допустимое с точки зрения сохранения динамической устойчивости время срабатывания релейной защиты при наибольшем снижении нагрузки на генераторе, соответствующем 90% от номинального значения. Это время принято постоянным и для меньших значений снижения нагрузки (80%, 70%, 60% и 50%). Затем, были получены значения запаса динамической устойчивости, под которым понимается  $\Delta\theta = \theta_{\text{крит}} - \theta_{\text{макс}}$ , где  $\theta_{\text{крит}}$ ,  $\theta_{\text{макс}}$  – критическое и максимальное значения угла между векторами ЭДС генератора и напряжения сети, для различных режимов КЗ и применяемых мероприятий. Полученные результаты представлены на рисунке 2 в виде графической зависимости  $\Delta\theta$  от снижения нагрузки при КЗ.

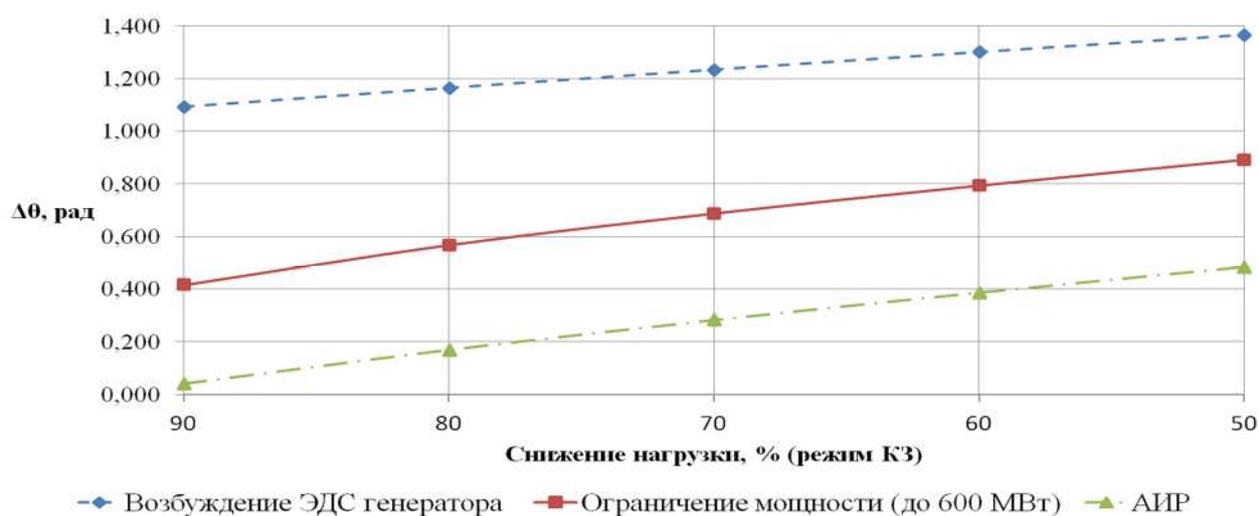


Рисунок 2 – Зависимость  $\Delta\theta$  от снижения нагрузки при КЗ

Из сравнительного анализа результатов исследований (см. рисунок 2) следует, что наибольший запас динамической устойчивости обеспечивается посредством форсировки возбуждения ЭДС генератора, значение которой превышает номинальное на 85%. Вместе с тем преимущество применения этого мероприятия снижается при меньших падениях нагрузки на генератор. Следует

также отметить, что относительно низкая эффективность применения АИР в данном случае может быть связана с воздействием только на регулирующие клапана части высокого давления.

*Выводы.* Разработана S-модель САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ, позволяющая имитировать использование различных мероприятий, направленных на обеспечение динамической устойчивости параллельной работы турбогенератора с энергосистемой. Результаты исследований, проведенных на данной модели, показали, что наиболее эффективным мероприятием, обеспечивающим максимальный запас динамической устойчивости, является форсировка возбуждения ЭДС генератора.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Булкин, А. Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учеб. пособие / А. Е. Булкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2017. – 507 с.: ил., граф.
2. Егоршин, В. П. Улучшение динамических характеристик систем автоматического регулирования мощных паровых турбин ЛМЗ: учеб. пособие / В. П. Егоршин, М. С. Фрагин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2013. – 256 с.: ил.
3. Фрагин, М. С. Регулирование и маслоснабжение паровых турбин. Вопросы проектирования, наладки и эксплуатации / М. С. Фрагин. – СПб.: ООО «Издательско-полиграфическая компания «Коста», 2011. – 400 с.: ил.

УДК 621.039.746

Э.А. Ярмухамедов, А.В. Ившин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ВЫБОР МАТЕРИАЛА ТРАНСПОРТНОГО КОНТЕЙНЕРА ДЛЯ ОБЛУЧЕННОГО ГРАФИТОВОГО ЗАМЕДЛИТЕЛЯ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ ТИПА РБМК-1000

*Введение.* Первым реактором, давшим большой толчок развитию ядерной энергетики, был уран-графитовый реактор (УГР) [1]. В настоящее время в России продолжают эксплуатироваться в режиме генерации энергии 8 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 3 реактора ЭГП-6 [2]. Энергоблоки №1 и №2 РБМК-1000 Ленинградской АЭС были остановлены в 2018 и 2020 году соответственно после 45 лет работы [2].

*Актуальность.* Основная проблема вывода из эксплуатации ядерных установок с УГР связана с необходимостью выбора оптимальных методов обращения с большими объемами отработавшего графита, который занимает особое место при обращении с накопленными радиоактивными отходами (РАО). Для обеспечения вывоза облученного графита необходимо создать контейнеры, которые гарантируют безопасность при дальнейшей транспортировке [3].

*Цель исследования.* Выявление наиболее подходящего материала транспортно-упаковочного комплекта (ТУК) для транспортировки и захоронения облученного графита. Объектом исследования является контейнер варьированного материала толщиной 80 мм с общим размером 420x420x420 мм, вмещающий в себя ровно один блок графитового замедлителя

размером 250x250x250 мм, а предметом исследования являются защитные характеристики и целесообразность изготовления большого парка контейнеров из выбранного материала. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Моделирование гамма-излучения в трёх контейнерах одинакового размера, но разного материала с применением программного пакета МСС-3D;
2. Расчёт защитных характеристик контейнеров;
3. Выбор одного из представленных материалов по совокупности таких факторов, как: качество защиты от ионизирующего излучения (ИИ) и целесообразность изготовления.

На начальном этапе были выбраны следующие материалы для контейнеров: высокопрочный чугун с шаровидным графитом (ВЧШГ), тяжелый армированный бетон и нержавеющая сталь марки 12Х18Н10Т.

В ходе исследования для каждого контейнера были созданы одинаковые условия: моноэнергетический поток гамма-квантов энергией 1000 кэВ; размеры графитового блока; размеры и толщина самого контейнера; детекторы, расположенные на крышке контейнера, а также на расстоянии 1 метр от него, количество событий -  $10^9$ .

Проанализировав полученные программой данные и рассчитав необходимые значения (таблица 1), можно сказать, что контейнер из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т является лучшим вариантом по фактору защиты от ИИ, а толщину бетона нужно значительно увеличить, чтобы получить схожие характеристики (см. последнюю строку).

Таблица 1: Защитные характеристики контейнеров

Материал	ВЧШГ		Бетон		12Х18Н10Т	
	поверхностный	на расстоянии 1 метр	поверхностный	на расстоянии 1 метр	поверхностный	на расстоянии 1 метр
Эквивалентная доза без защиты $H_0$ , Зв	$5,11 \cdot 10^{-7}$	$1,26 \cdot 10^{-8}$	$5,11 \cdot 10^{-7}$	$1,26 \cdot 10^{-8}$	$5,11 \cdot 10^{-7}$	$1,26 \cdot 10^{-8}$
Эквивалентная доза с защитой $H_d$ , Зв	$5,09 \cdot 10^{-8}$	$1,27 \cdot 10^{-9}$	$3,78 \cdot 10^{-7}$	$9,47 \cdot 10^{-9}$	$3,17 \cdot 10^{-8}$	$7,75 \cdot 10^{-10}$
Коэффициент ослабления $K_{осл}$	10,04	9,93	1,35	1,33	16,13	16,29

На данном этапе из-за неудовлетворительных защитных характеристик было решено прекратить рассмотрение бетона в качестве потенциального материала для изготовления ТУК.

Рассматривая нержавеющую сталь марки 12Х18Н10Т в качестве материала для транспортных перевозок, стоит учесть недостаточную хрупкую прочность стали в условиях низких температур, возможных на территории Российской Федерации, а также надобность в проведении сложных и многостадийных операций в процессе изготовления корпусов из этого материала. Контроль

сварных швов, изготовление кованных заготовок, а также надобность в станочной обработке делают нержавеющей сталь нецелесообразно дорогостоящим вариантом для наших целей [4]. В свою очередь ВЧШГ – материал, не склонный к хрупкому разрушению при ударных нагрузках и условиях низких температур, а время заливки десятилитрового корпуса толщиной 20 мм составляет согласно [5] всего 150 секунд.

*Выводы.* Проведя многоэтапный расчёт и проанализировав множество факторов, можно утверждать, что наиболее подходящий материал по совокупности критериев: защитные характеристики, надобность в большом парке контейнеров – высокопрочный чугун с шаровидным графитом.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Обращение с графитом при выводе из эксплуатации реакторов РМБК/ О. Бодров [и др.]. – Санкт-Петербург – Челябинск: Общественная сеть “Декомиссия”, 2019.
2. Генерация электроэнергии // Государственная корпорация “Росатом” URL: <https://rosatom.ru/production/generation/>
3. Расчёт биологической защиты транспортного контейнера для облучённого графитового замедлителя ядерных реакторов типа РБМК-1000/ Сидоров Н.М., Ившин А.В., Федорович Е.Д. Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. 2020. №1. С. 140-153.
4. Выбор конструкции транспортного контейнера для облученного графитового замедлителя ядерных реакторов типа РБМК-1000/ Федорович Е.Д., Калютник А.А., Ившин А.В., Ананьев А.Н., Пашкевич Д.С., Плетнев А.А., Капустин В.В. Технологии обеспечения жизненного цикла ядерных энергетических установок. 2019. №4 (18). С. 17-25.
5. Параметры техпроцесса получения ВЧШГ // Агентство Литье URL: <https://onv.com.ua/novosti/tehnologii-i-nauka/parametry-texprocessa-polucheniya-vchsh/>

УДК 662.998:551.582.2

С.В. Скулкин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ГРУНТОВ В САНКТ-ПЕТЕРБУРГЕ ДЛЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПОДЗЕМНЫХ СЕТЕЙ

*Введение.* Большая часть инженерных сетей в городах прокладывается подземным способом. Одним из важнейших параметров в теплотехнических расчетах этих сетей является термический режим грунтов.

*Актуальность.* Действующая нормативная документация, например, СП 61.13330.2012, СП 124.13330.2012 и др., требует учитывать среднюю температуру грунта на глубине заложения оси трубопровода. При этом сложилась парадоксальная ситуация – ни один действующий в России нормативный документ такую информацию не содержит, а наиболее поздние справочные данные, датированные 1988 г., дают сведения в усеченном, недостаточном для расчетов виде и могут быть устаревшими.

В приложении Г к действующему СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» даны среднесезонные экстремумы температуры на глубинах 0,8; 1,6 и 3,2 м в регионах РФ, но средние за какой-либо период температуры также отсутствуют.

*Цель исследования.* Для восполнения пробела автором были использованы сведения Государственного фонда Гидрометцентра [1], а именно – значения температуры, измеренной вытяжными термометрами метеостанции № 26063 (Пулково) за период 1971 – 2020 гг. По аналогии с методикой расчета климатических параметров СП 131.13330.2020 [2] принят непрерывный 50-летний интервал наблюдений. Статистическая обработка выполнена в компьютерной программе, написанной автором на языке Python 3.10 при помощи встроенного модуля statistics.

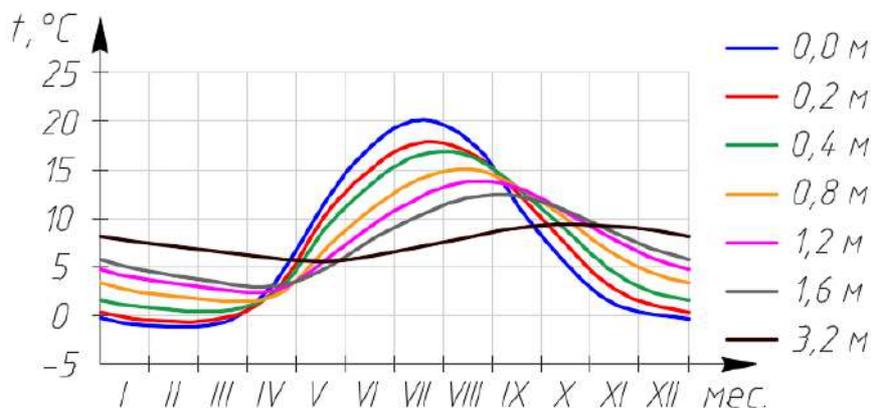
В таблице 1 представлены результаты – средние невозмущенные температуры грунта на различной глубине за год и за периоды, ограниченные среднесуточной температурой 0 °С, + 8 °С и + 10 °С.

Таблица 1: Средние температуры грунта в Санкт-Петербурге

Глубина, м	Средняя невозмущенная температура грунта, °С, за период			Год
	со среднесуточной температурой воздуха			
	≤ 0 °С	≤ 8 °С	≤ 10 °С	
0,0	-0,5	1,1	1,8	7,2
0,2	0,0	1,7	2,4	7,1
0,4	1,2	2,7	3,3	7,3
0,8	2,7	3,8	4,3	7,3
1,2	4,0	4,9	5,3	7,5
1,6	4,9	5,6	5,9	7,4
3,2	7,5	7,6	7,6	7,5

Глубины, фигурирующие в таблице 1, соответствуют фактическим глубинам установки вытяжных термометров. Температуры для промежуточных значений глубины следует вычислять интерполяцией. Полученные данные предназначены для теплотехнических расчетов сетей, работающих как круглогодично, так и в течение отопительного сезона. Информация о поверхностной температуре грунта (0,0 м) носит справочный характер.

На рисунке 1 представлен годовой ход температуры на различных глубинах, а на рисунке 2 – годовая амплитуда и некоторые месячные кривые температуры грунта. Сведения из графиков могут быть полезны при расчете систем, использующих грунт как среду для отвода или подвода теплоты.



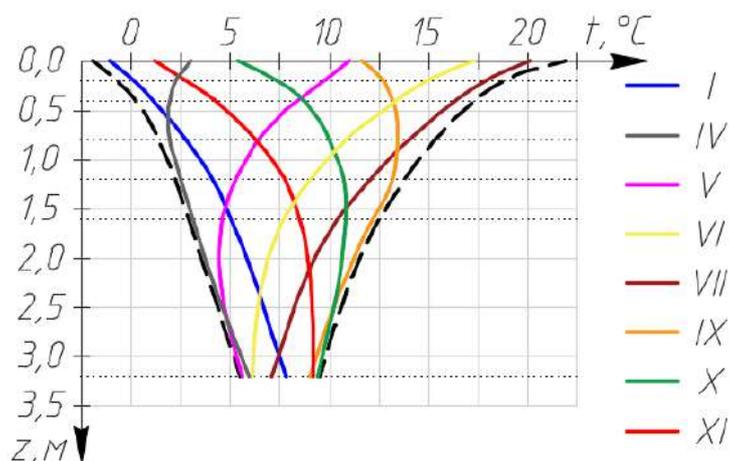


Рисунок 2 – Годовая амплитуда и месячные кривые температуры грунта на глубинах до 3,2 м

*Выводы.* Среднемесячные температуры на глубине 3,2 м были сверены с рассчитанными по модели Т. Kusuda, Р. Achenbach [3]. Стандартное отклонение расчетной температуры от фактической составило 0,16 °С, а максимальное отклонение не превысило 0,5 °С. Это позволяет рекомендовать модель [3] в дополнение к статистическим данным для глубин, превышающих 3,2 м.

Большинство инженерных сетей залегает на малой глубине. Чем ближе к поверхности, тем сильнее влияние местных метеорологических условий (снеговой покров, осадки, интенсивность солнечного излучения и т.д.) и тем больше расхождение статистических данных с расчетными. Наличие достоверной статистики позволяет рекомендовать руководствоваться статистическими данными для глубин до 3,2 м.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Государственные фонды Гидрометцентра – ФГБУ «ВНИИГМИ-МЦД» : [сайт] – URL: <http://meteo.ru/data> (дата обращения 02.11.2020) - Режим доступа: для авторизованных пользователей.
2. СП 131.13330.2020. Строительная климатология (с Изм. N 1) : Свод правил. – дата введения 2021-06-25 – Текст : электронный // ФАУ «ФЦС» : [сайт] – URL: <https://www.faufcc.ru/technical-regulation-in-construction/formulary-list/89005.pdf> (дата обращения 10.04.2023).
3. Kusuda T. and Achenbach P.R. Earth Temperature and Thermal Diffusivity at Selected Stations in United States. ASHRAE Transactions, 71, Part 1, 1965.

УДК 621.182

И.С. Вареница, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ПРОЧНОСТЬ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЬНЫХ СТУПЕНЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА

*Введение.* Температура рабочего тела на выходе из энергетического парового котла должна отвечать проектным параметрам с допуском отклонением на входе в турбину в диапазоне +5...–10 °С [1]. Обеспечение заданных параметров требует высокого значения температурного напора между

теплоносителем и рабочим телом, что, в свою очередь, вызывает необходимость обеспечения длительной надежной работы последних ступеней пароперегревательных поверхностей. Прочность пароперегревателей обеспечивается выбором соответствующего материала пакета и определением толщины металла труб.

*Актуальность.* Достоверное определение толщины металла пароперегревательных поверхностей является необходимым условием обеспечения длительной безаварийной работы энергетического котла и является важной и актуальной задачей при проектировании.

*Цель работы* – определение толщины металла последних ступеней пароперегревательных поверхностей энергетического котла.

В качестве объекта исследования рассматриваются пароперегревательные ступени (рисунок 1) парового котла Е-420-13,7-555, проект которого выполнен согласно указаниям [2] применительно к сжиганию каменного угля Нерюнгринского месторождения ( $W^r = 12\%$ ,  $A^r = 12,35\%$ ,  $Q_1^r = 24,18$  МДж/кг (5770 ккал/кг)).

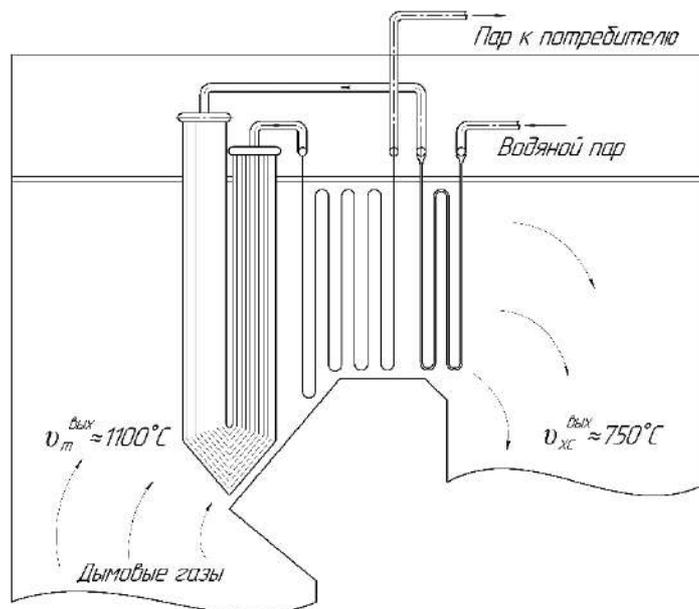


Рисунок 1 – Размещение пароперегревателей в горизонтальном газоходе котла Е-420-13,7-555

Котел барабанный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, паропроизводительностью 420 т/ч (116,67 кг/с) с параметрами перегретого пара  $p_{\text{пп}} = 13,7$  МПа ( $140$  кгс/см<sup>2</sup>),  $t_{\text{пп}} = 555$  °С (828 К). Для регулирования температуры пара, перед ширмами и горячей ступенью установлены пароохладители впрыскивающего типа. Задачей расчета является определение толщины металла стенки трубы пакета пароперегревателя в характерных точках (рисунки 2, 3).

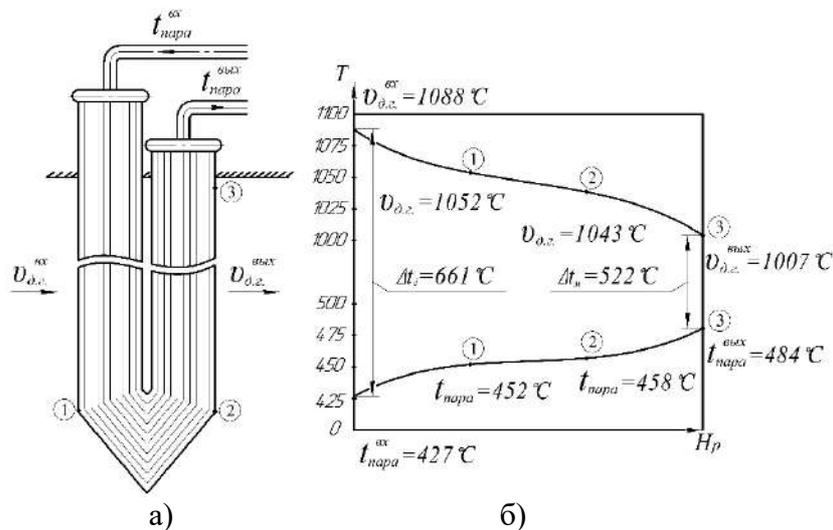


Рисунок 2 – Распределение температур в ширмовом пароперегревателе (ШПП):  
 а) – расчетная схема ШПП; б) – изменение температуры в ШПП

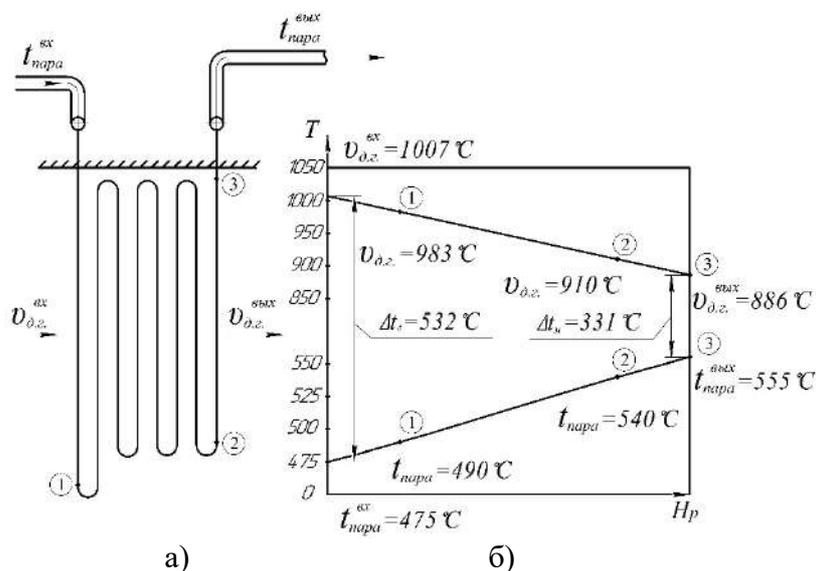


Рисунок 3 – Распределение температур в горячей ступени (ГС)  
 а) – расчетная схема ГС; б) – изменение температуры в ГС

Значения температур зависят от величины локальных тепловых потоков в каждом выбранном сечении, и могут быть найдены по зависимости [3]:

$$q_{\text{лок}} = \frac{\eta_M \eta_T (v_{\text{лок}} - t_{\text{лок}})}{\beta \mu \left( \frac{2\delta}{\lambda_M (1+\beta)} + \frac{1}{\alpha_2} \right) + \frac{1}{\alpha_1} + 0,25\varepsilon} \quad (1)$$

где  $\eta_M$  и  $\eta_T$  – коэффициенты неравномерности;  $v_{\text{лок}}$  и  $t_{\text{лок}}$  – локальные температуры дымовых газов и пара соответственно;  $\beta$  – отношение внешнего и внутреннего диаметров трубы;  $\mu$  – коэффициент растечки;  $\delta$  – толщина стенки трубы;  $\lambda_M$  – коэффициент теплопроводности металла трубы;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи от газа к стенке и от стенки к пару соответственно;  $\varepsilon$  – коэффициент загрязнения поверхностей теплообмена.

Температура внешней стенки трубы:

$$t_{ст} = t_{лок} + \Delta t + q_{лок} \beta \mu \left( \frac{\delta}{(1+\beta)\lambda_m} + \frac{1}{\alpha_2} \right), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (2)$$

где  $\Delta t$  ( $^\circ\text{C}$ ) – величина температурной разверки.

Конвективные и полурadiaционные поверхности нагрева изготавливаются из стали 12Х1МФ. Толщина стенки трубы ( $S_{ст}$ ) зависит от давления среды ( $p$ ), допускаемого напряжения  $[\sigma]$ , внутреннего диаметра ( $d_{вн}$ ) и коэффициента прочности (для бесшовных труб –  $\phi_w$ ) [3]:

$$S_{ст} = \frac{pd_{вн}}{2\phi_w[\sigma] + p}, \text{ мм} \quad (3)$$

Результаты расчета толщины металла стенки трубы в характерных точках последних ступеней перегрева пара (рисунки 2, 3), представлены в таблице 1.

Таблице 1 – Результаты прочностного расчета

Величина	Ширмовый пароперегреватель			Горячая ступень ПП		
	Номер точки			Номер точки		
	1	2	3	1	2	3
$P$ , МПа	144,5	144,5	143	142	140,5	140
$q_{лок}$ , ккал/(м <sup>2</sup> ·ч)	66452	64884	57906	45739	34283	30744
$t_{ст}$ , $^\circ\text{C}$	491,3	498,6	531,9	517,4	577,2	587,9
$S_{ст}$ , мм	2,07 (3,0)	2,24 (3,0)	3,03 (4,0)	2,87 (3,0)	5,18 (6,0)	5,90 (6,0)

**Выводы.** Требуемая толщина металла стенки трубы в самом опасном сечении (по условиям прочности) составила: для ширм 4 мм, а для горячей ступени пароперегревателя 6 мм (без учета прибавки к расчетной толщине).

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 3619–89. Котлы паровые стационарные.
2. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 295с.
3. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды / РД 10-249-98. Дата введение 01.09.2001.

УДК 621.165

Д.И. Марковец, А.В. Кодоев, А.М. Балакин, В.А. Суханов  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ПАРОВЫХ ТУРБИН

**Введение.** Важным техническим вопросом является обеспечение устойчивости электрогидравлических систем автоматического регулирования (САР) паровых турбин [1]. Известно, что в процессе эксплуатации параметры САР могут меняться, отличаясь от своих расчетных значений, что может привести к потере устойчивости этой системы. Избежать подобного можно путем выбора определенных запасов устойчивости САР.

**Актуальность.** Выполненный обзор и анализ научно-технических источников информации показал наличие рекомендаций по выбору запасов

устойчивости САР, полученных с помощью частотного критерия Найквиста, для различных технических объектов [2, 3]. Однако эта информация носит достаточно декларативный характер и не относится напрямую к САР паровых турбин. На основании изложенного можно заключить, что тема работы, безусловно, является актуальной.

*Цель исследования.* Определение рациональных запасов устойчивости САР мощности конденсационной турбины с ПИ-регулятором. Объектом исследования является САР мощности К-800-240 ЛМЗ, а предметом исследования — запасы устойчивости этой системы. Исследования проводились в программном пакете MATLAB Simulink. Указанная цель определила круг задач, решение которых необходимо для ее достижения, а именно:

1. Разработать имитационную модель электрогидравлической САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ в MATLAB Simulink.

2. Провести на разработанной модели расчетные исследования, направленные на определение необходимых запасов устойчивости САР мощности турбины, обеспечивающих ее стабильную работу. Дать рекомендации.

Разработанная в MATLAB Simulink имитационная модель электрогидравлической САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ, приведенная на рисунке 1, составлена из следующих элементов: П-регулятора скорости, ПИ-регулятора мощности, электрогидравлического преобразователя-сумматора (ЭГП-С), паровой и механической частей турбины, а также генератора электрического тока.

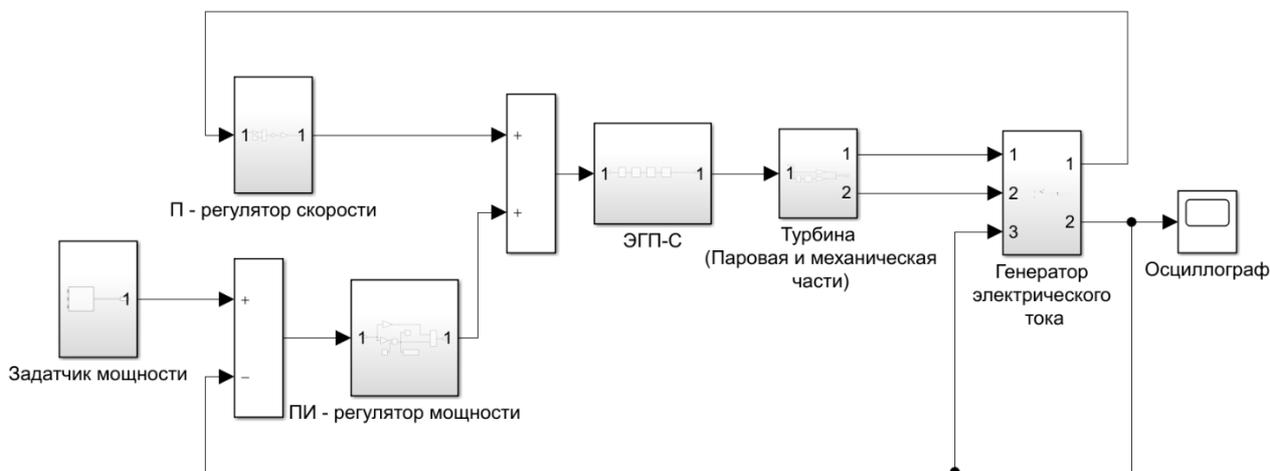


Рисунок 1 — Имитационная модель САР мощности паровой турбины

Далее, на разработанной модели были проведены расчетные исследования, соответствующие 108 комбинациям параметров ПИ-регулятора мощности. При этом значения этих параметров изменялись в следующих диапазонах: коэффициент передачи  $k$  — от 0,01 до 0,33; постоянная времени  $T_i$  — от 0,01 до 24 с. Нижние границы диапазонов были обусловлены пределами, обеспечивающими существование ПИ-регулятора, а верхняя граница по коэффициенту передачи — возможностью проведения линейного анализа в MATLAB Simulink. Затем для каждой комбинации параметров ПИ-регулятора были определены запасы устойчивости (по фазе и по амплитуде) посредством

частотного критерия Найквиста. Полученные результаты исследований представлены в виде диаграммы на рисунке 2.

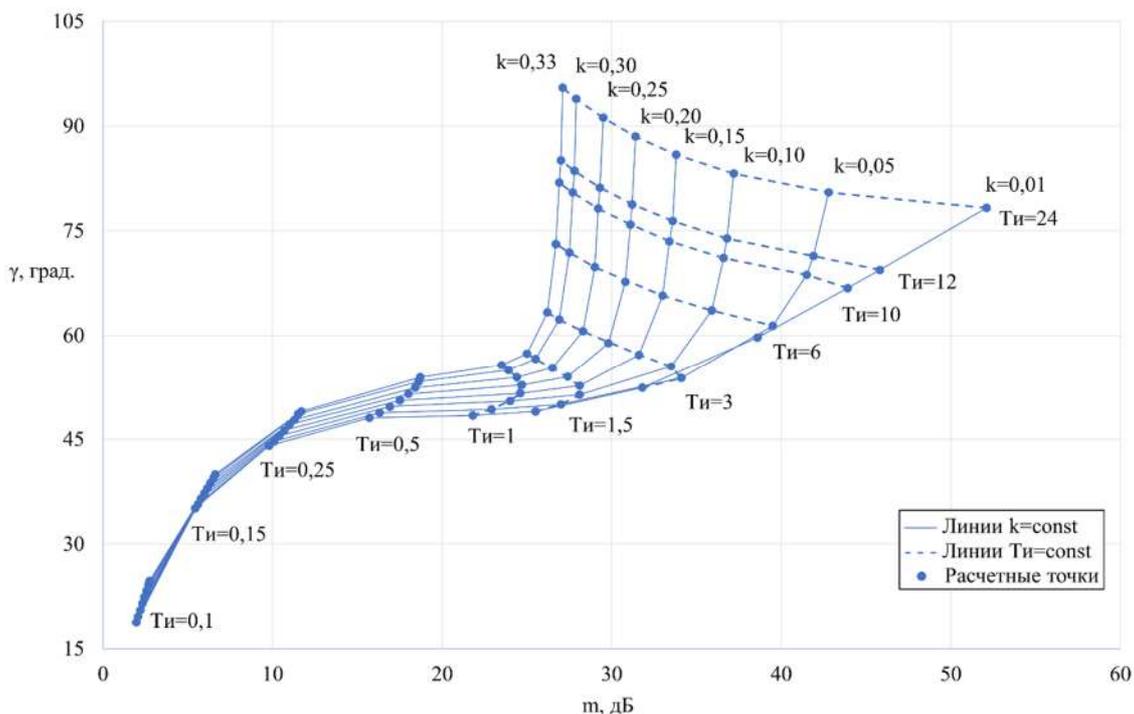


Рисунок 2 — Результаты исследований запасов устойчивости САР

Путем сравнительного анализа показателей качества графиков переходного процесса была определена область рациональных запасов устойчивости САР мощности турбины К-800-240 ЛМЗ, представленная на рисунке 3. Также на этом рисунке изображены линии, соответствующие минимальным значениям запасов устойчивости САР, приведенным в работах [2, 3].

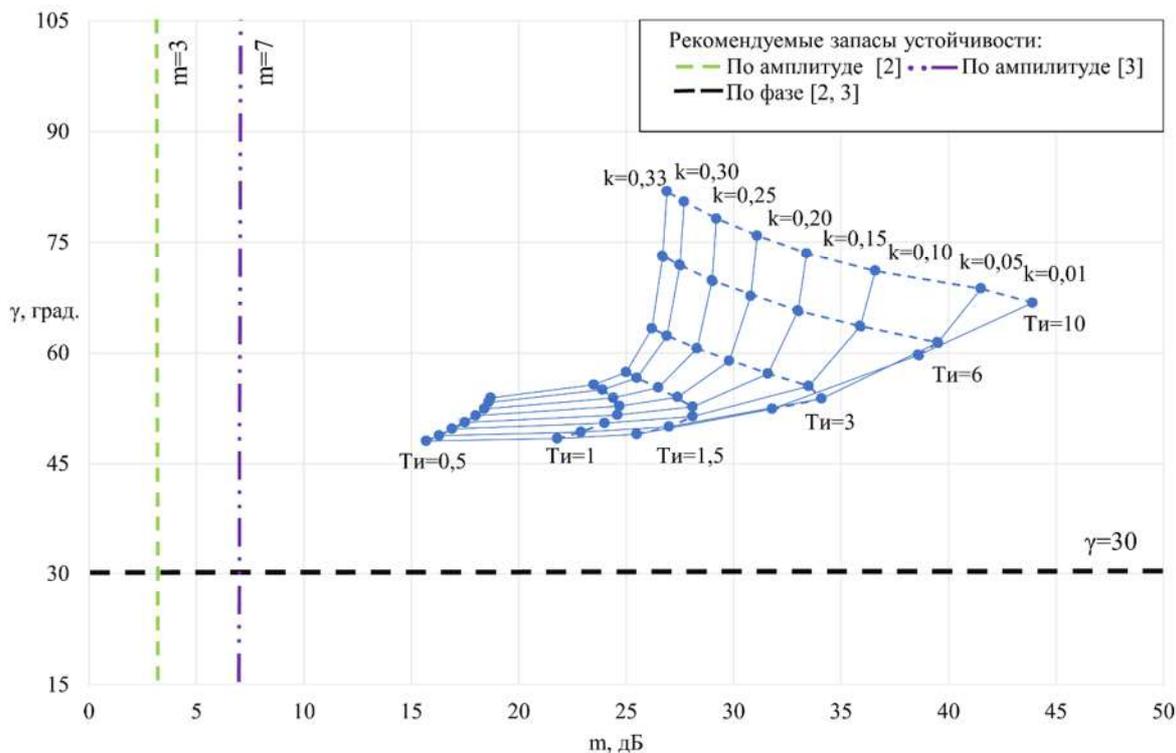


Рисунок 3 — Область рациональных запасов устойчивости САР

Полученные результаты (см. рисунок 3) позволяют обеспечить необходимые запасы устойчивости САР путем подбора комбинации параметров ПИ-регулятора.

*Выводы.* Решение поставленных задач позволило определить область рациональных значений запасов устойчивости: по фазе  $\gamma$  — от 48 до 81,9°; по амплитуде  $m$  — от 15,7 до 43,9 дБ. Приведенные в работе результаты могут быть использованы при настройке параметров ПИ-регуляторов САР паровых турбин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Егоршин, В. П. Улучшение динамических характеристик систем автоматического регулирования мощных паровых турбин ЛМЗ: учеб. пособие / В. П. Егоршин, М. С. Фрагин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2013. – 256 с.: ил.
2. Ломов, А. А. Введение в теорию управления: учеб. пособие / А. А. Ломов. – Новосибирск: Новосиб. гос. ун-т, 2013 – 175 с.
3. Бархоткин, В. А. Системы автоматического управления: учеб. пособие. Часть 1 / В. А. Бархоткин, Кочетков М. П. – М.: МИЭТ, 2004. – 172 с.

УДК 661.961

U.J.S. Gunasekara<sup>1</sup>, V.V. Gavrillov<sup>1</sup>, B.M.D.N.S. Jayasinghe<sup>1</sup>, V.G. Reev<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia  
<sup>2</sup>North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

#### FEASIBILITY OF INTRODUCING THE FLOATING NUCLEAR POWER PLANT CONCEPT WITH SMALL MODULAR REACTOR FOR SRI-LANKAN ENERGY SECTOR

*Abstract.* Sri Lanka's economy has been one of the fastest expanding in South Asia in recent years, however because of the Covid-19 pandemic scenario, there are challenges to the country's economic growth as well as the electricity energy sector. In 2022, fossil fuels provided 58% of the country's electricity. Coal-fired power accounts for 22.4% of this total. Due to the scarcity of natural resources, oil and coal are imported, which account for a significant portion of Sri Lanka's import costs. This study will explore the possibilities of the Sri Lankan Government to build a nuclear power facility. Due to the limited capacity of the existing power system, the concept of a small modular floating nuclear power plant (FNPP) can only be implemented. The preliminary feasibility assessment assessed the aligned unit costs of energy for nuclear power facilities and compared them to the coal generating alternative. Under present market circumstances, the nuclear option's power cost is somewhat cheaper than the coal option, according to the estimate [1].

*Key words.* Floating nuclear power plant, Small modular reactor, Economic evaluation, Sri-Lanka, Nuclear power

One of Russian state nuclear energy corporation ROSATOM's most innovative concepts was realized on 2020, when the globe's first FNPP "Academic Lomonosov" was completely commissioned in Russian Far East, Chukotka region. It is outfitted with two KLT-40S reactors, which give 300 MW of reactor thermal power, which is transformed into 70 MW electrical power (gross) in two turbo generating units [2]. With a three-year fuel cycle, the reactors use uranium that is low-enriched fuel with

an average enrichment of 14.1%. Because waste energy is collected, FNPP Academic Lomonosov may function as a cogeneration plant, supplying thermal energy of up to 60 MW through closed pipes for heating, with a peak thermal output of up to 170 MW and a loss in electrical power of up to 30 MW [3].

*The purpose of the study.* This economic case study is mainly aimed at implementing the concept of Rosatom's floating NPP with small modular reactors for Sri Lankan energy sector. Considering the criteria of economic study of energy plants, technical options to expanding capacity were studied. Table 1 shows the results of a cost-benefit study of coal power plant "Lakvijaya".

Table 1: Characteristics of electricity production at the "Lakvijaya" coal PP [4].

Installed capacity, MW	900
The period of economical operation, Years	30
Production of GWh	2200
Depreciation component of the cost price, (US cents)/kWh	1,77
Fuel component of the cost price, (US cents)/kWh	11,00
Maintenance costs in the cost structure, (US cents)/kWh	1,25
Emissions CO <sub>2</sub> , kg/kWh	0,915
Total environmental costs (US cents)/kWh	1,28

Levelized Energy Cost Per Unit is calculated according to the formula below.

$$\text{Levelized Energy Cost Per Unit} = \frac{\sum[(Kt+Lt+Mt) \cdot (1+N)^{-t}]}{\sum[Qt \cdot (1+N)^{-t}]} \quad (1)$$

where: Kt = investment costs per year (USD), Lt = operating costs per year (USD), Mt = fuel costs during the year (USD), Qt = electricity generation per year (MW), N = discount rate (%)

Table 2. Calculation of characteristics of coal and nuclear energy production technologies.  
(Compiled by the authors)

Power plant technology	A*	B*
Service life (years)	30	40
Discount rate, %	10	10
Installed capacity (MW)	900	70
Unit capital expenditure (USD/kW)	4560	4623
Number of hours of use of installed power (hours)	2445	8000
Average annual output by power plants (Gwh)	2200	4800
Total capital expenditures (million.USD)	2767,7	433,37
Unit fixed costs (USD/kW)	54,30	95,00
Total fixed costs (million.USD)	1058,85	399
The largest variable costs per year (	55,93	0,75
Unit variable costs (USD/MWh)	7,08	3,00

Continuation of table 2

Maximum variable costs per year (million.US dollars)	44,42	15,24
Annual CO <sub>2</sub> emissions payments (US cents)/kWh	0,90	0
Levelized Energy Cost Per Unit (US cents/kWh)	12,8	8,89

A\* - Coal with capturing CO<sub>2</sub> , B\* - Small modular reactor floating NPP

The authors have calculated results in Table 2 are demonstrated, the assessment was confined to capital, fixed, variable costs and levelized energy cost per unit.

*Conclusion.* Nuclear power is fast becoming a part of a worldwide low-carbon energy strategy. According to this study levelized energy cost per unit using FNPP 30,54% cheaper than the coal fired electricity and a way better option for Sri Lanka's national grid and there are numerous alternatives for supporting the country's impending nuclear energy program, one of which is collaboration with Russian state nuclear energy corporation ROSATOM to launch a floating nuclear power plants for the Sri Lankan energy sector.

#### REFERENCES

1. Gunasekara U.J.S., Nuclear Power as a Possible Direction of Developing the Energy Sector of Sri Lanka. Jayasinghe B.M.D.N.S., 2021 ELConRus., St. Petersburg, Russia. 2021. IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9396457>
2. Jayasinghe N., Gunasekara U. (2022) Floating Nuclear Power Plants for Energy Supply of the Maldives. In: Gupta O.H., Sood V.K., Malik O.P. (eds) Recent Advances in Power Systems. Lecture Notes in Electrical Engineering, vol 812. Springer, Singapore. [https://doi.org/10.1007/978-981-16-6970-5\\_44](https://doi.org/10.1007/978-981-16-6970-5_44)
3. Anisimova AI, Kopin MR, Allenykh MA (2018) The construction of floating nuclear power station in Pevek as innovation in the electricity market. KnE Eng 3(3), 189. <https://doi.org/10.18502/keg.v3i3.1619>
4. О. В. Новикова, У. Д. С. Гунасекара, Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе [и др.] Экономическая целесообразность атомной энергетики как допустимого направления развития энергетического сектора Шри-Ланки // Современные технологии и экономика энергетики: Материалы Международной научно-практической конференции. -2021. – ФГАОУ ВО СПбПУ.– С. 43-46. <https://elibrary.ru/item.asp?id=46341169>

УДК 621.039.516.2

Н.В. Монтак

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТЯЖЕЛОЙ ВОДЫ НА ОБОГАЩЕНИЕ ТОПЛИВА ПРИ СПЕКТРАЛЬНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ВВЭР

*Введение.* Одна из самых острых проблем современной ядерной энергетики: экономия ядерного топлива, а именно делящегося изотопа U-235. Снижение обогащения топлива в активной зоне реактора может облегчить ситуацию, однако для этого необходимо применять новые методы регулирования АЗ. Эту задачу можно решить внедрением спектрального регулирования тяжелой водой. Оно применимо, как и для реакторов текущего поколения, так и для разработки реакторов поколения IV [1].

*Актуальность.* Применение спектрального регулирования с помощью циркониевых вытеснителей в последнее время активно развивается. В свою очередь спектральное регулирование тяжелой водой практически не изучено.

*Цель исследования.* Возможность применения спектрального регулирования тяжелой водой; определение оптимальной концентрации тяжелой воды с целью уменьшения обогащения топлива. В данной работе исследуется водо-водяной энергетический реактор со спектральным регулированием на предмет его эффективного обогащения. Таким образом работа была разделена на два этапа:

1. Определение эффективного коэффициента размножения при постоянном значении обогащения топлива и различных значениях концентрации тяжелой воды.

2. Расчет эффективного обогащения при изменении концентрации тяжелой воды.

В первой части были проанализированы 3 значения обогащения топлива по изотопу U-235: 3%, 4%, 5% которые применяются в действующих реакторах и выбрана полугодовая кампания реактора с 3 перегрузками топлива, которая является одним из вариантов, применяемых для ВВЭР-1200 [2]. По результатам, представленным в таблице 1 видно, что при увеличении концентрации тяжелой воды увеличивается эффективный коэффициент размножения, следовательно, можно снижать обогащение топлива для достижения критического состояния ядерного реактора.

Таблица 1: Эффективный коэффициент размножения в зависимости от концентрации тяжелой воды.

Концентрация D <sub>2</sub> O, %	Обогащение, %		
	3	4	5
	<i>K<sub>эф</sub></i>		
0	0,850	0,963	1,039
10	0,879	0,985	1,054
20	0,916	1,011	1,072
30	0,966	1,044	1,094
40	1,036	1,088	1,124
45	1,085	1,118	1,144

В ходе кампании реактора, по мере выгорания топлива, содержание тяжелой воды снижается и постепенно становится равным 0. в таблице 2 и на рисунке 1 представлены результаты расчета для кампании длиной в 1 год до перегрузки топлива при  $K_{эф}=1$ . При этом расчет проводится при концентрации D<sub>2</sub>O ниже 45% [3], так как в этом диапазоне реактор работает как ВВЭР со спектральным регулированием. При повышении концентрации нужно изменять концепцию расчета и рассматривать полноценный тяжеловодный реактор.

Таблица 2: Обогащение топлива в зависимости от концентрации тяжелой воды

Концентрация D <sub>2</sub> O, %	Обогащение, %	Концентрация D <sub>2</sub> O, %	Обогащение, %
0	2,29	25	1,96
5	2,24	30	1,86
10	2,18	35	1,74
15	2,12	40	1,59
20	2,04	45	1,36

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод о том, что увеличение концентрации тяжелой воды позволяет более эффективно использовать запасы U-235, а также снизить затраты на обогащение топлива.

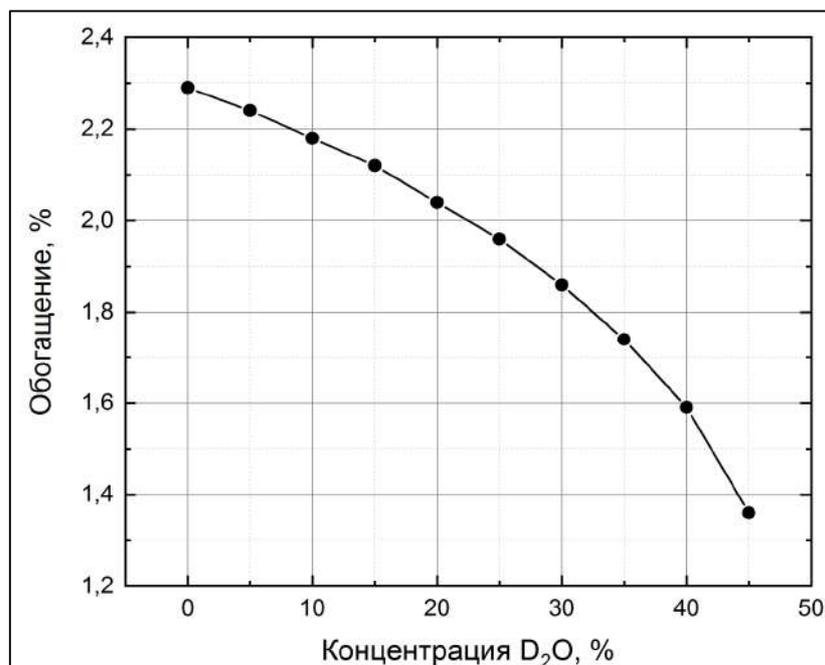


Рисунок 1 – Зависимость обогащения от концентрации D<sub>2</sub>O

*Выводы.* Спектральное регулирование реактора тяжелой водой может стать одним из самых перспективных направлений как для усовершенствования текущих реакторов, так и для создания принципиально новых.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Next Generation Nuclear Reactors: IAEA and GIF Call for Faster Deployment // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iaea.org/newscenter/news/next-generation-nuclear-reactors-iaea-and-gif-call-for-faster-deployment>. (дата обращения 05.04.2023).
2. Характеристики и особенности реакторной установки АЭС «Аккую» // [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/publication/publication2011/documents/013.pdf> (дата обращения 05.04.2023).
3. Вин Ту. Сравнительный анализ эффективности использования различных схем спектрального регулирования запаса реактивности на тепловых нейтронах: специальность 05.14.03 – ядерные энергетические установки, включая проектирование, эксплуатацию и вывод из эксплуатации : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Вин Ту. – Москва, 2013. – 20 с.

УДК 621.039

N.G. Kalanke, KH. Sadeghi, S.H. Ghazaie, E.A. Sokolova  
Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia

#### DEVELOPING A STEADY STATE CORRELATION FOR MAXIMUM FUEL TEMPERATURE IN VVER-1000 REACTOR USING GENE EXPRESSION PROGRAMMING AND COBRA

*Introduction.* Fuel centerline temperature is a crucial factor regarding the thermal behavior assessment as well as ensuring fuel integrity. This paper aims to show that a correlation to obtain the maximum temperature using artificial intelligence and steady-state simulation can be achieved.

*Relevance.* To ascertain if the maximum temperature could be predicted using machine learning thereby laying a foundation for the application of artificial

intelligence in nuclear engineering as it is ground-breaking technology and promises innovative techniques of problem-solving.

*Purpose of the study.* To prove the feasibility of the application of artificial intelligence in nuclear engineering, the objects of study were Gene Expression Programming(GEP) and COBRA while the subject of study was maximum temperature determination. The following tasks were solved, considering the set goal:

The steady-state simulation of VVER-1000 was carried out using Code System for Thermal-Hydraulic Transient Analysis of Light Water Reactor Fuel Assemblies and Cores (COBRA-EN) to establish the relation between input parameters and their significant effect on the centerline temperature of the fuel rod by sensitivity analysis [1].

Creation and non-dimensionalization of a dataset for GEP.

Developing a correlation for predicting the maximum temperature of the fuel.

In Figure 1 below, the tasks of the research are outlined in a flow chart for easy visualization and interpretation. By performing sensitivity analysis, it is possible to quantify the significance of input parameters on the maximum temperature of the fuel rod. With the assumption that geometry is constant, no changes were made to input parameters for instance inner & outer diameter of cladding. In accordance with steady-state simulation [2], it is worth noting that regarding the input parameter of inlet temperature, the deviation was kept to 5% as increasing it to 10% would have led to two-phase flows. The values generated from the deviations of reference values were used as the dataset for gene expression programming [3], simply put the target being the centerline temperature was obtained using the features which were the input parameters.

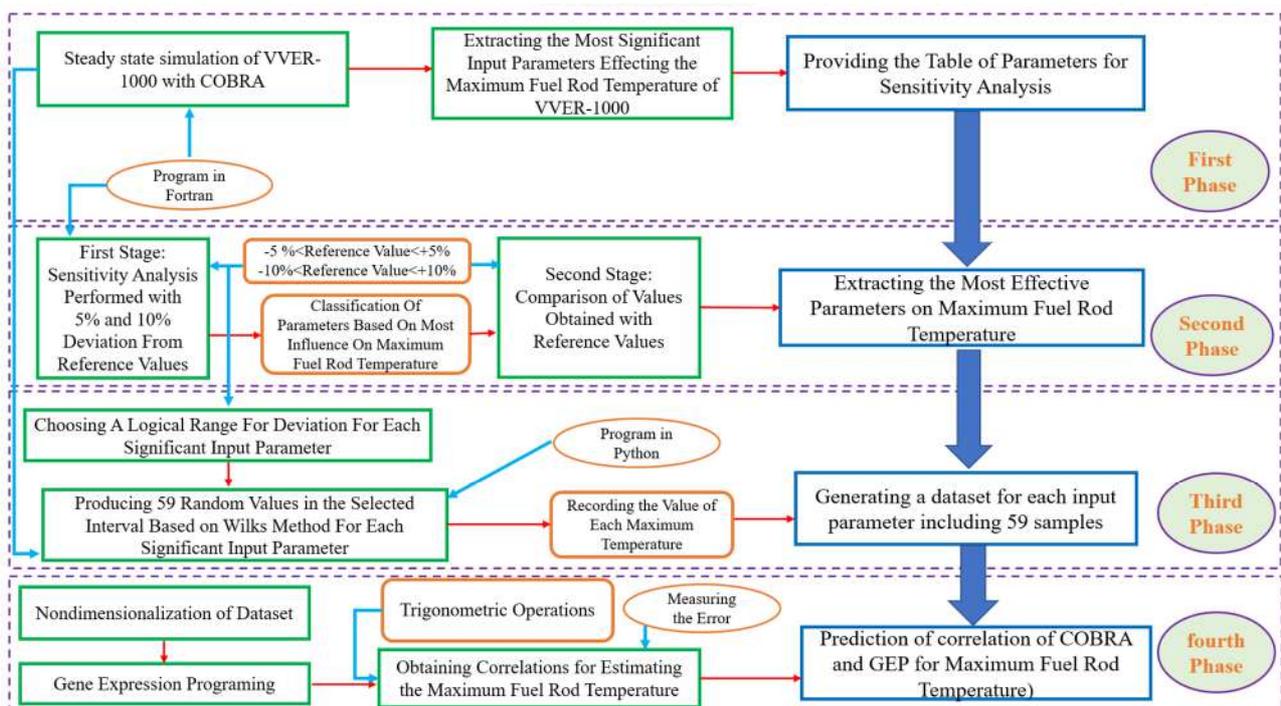


Figure 1 – An algorithm of the research work

*Results and discussion.* From the task of sensitivity analysis, it can be found that all the input parameters have a significant impact on the centerline temperature,

exclusive of clad density, fuel density, and pressure. Input parameters are quantifiable in terms of order of significance, that is, power is the most influential parameter on the centerline temperature with mass flux being the least influential parameter. By the application of artificial intelligence, in specific GEP, an algorithm was created by using the dataset obtained by the sensitivity analysis technique and extending the data with the last stage as non-dimensionalizing it in order to get an accurate input for GEP. A high correlation exists between the determination of maximum temperature using GEP and COBRA which is quantified by relative error, the coefficient of determination with a value of 0.9216 as well as the mean square error with a value of 2.0316E-004 which are illustrated in Figure 2 below.

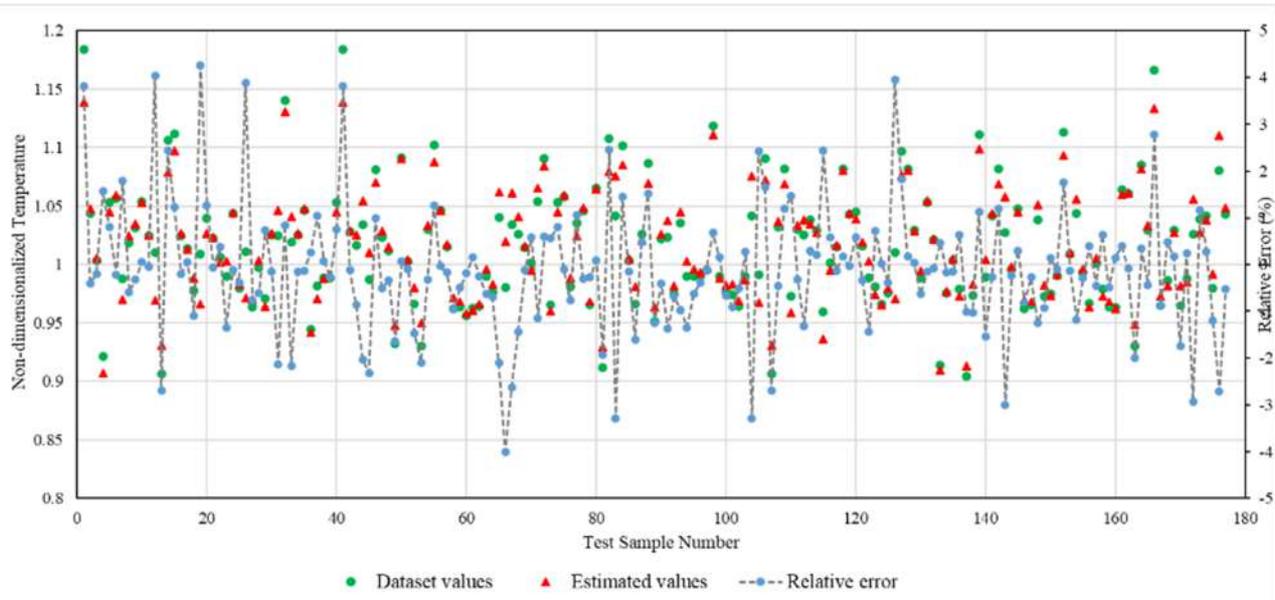


Figure 2 – Comparison of the estimated values of fuel temperatures by developed correlation from GEP with used dataset values

*Conclusion.* Artificial intelligence has proven itself to be excellent in the determination of maximum fuel temperature, with high precision that is supported by accurate and low statistical errors. All the tasks of the research work were achieved, indicating that multidisciplinary work in the application of artificial intelligence in nuclear engineering is a feasible initiative.

#### LITERATURE

1. Hot channel analysis of a 333 mwth civil nuclear marine core using the cobra-en code // [Electronic resource]. URL: <http://glc.ans.org/nureth-16/data/papers/12972.pdf>
2. Description of Kozloduy-6 VVER-1000 thermal-hydraulics models to be used within CAMIVVER WP7 // [Electronic resource]. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5e381a297&appId=PPGMS>
3. C. Ferreira, Gene Expression Programming: A New Adaptive Algorithm for Solving Problems // Complex Systems, Vol 13, (2001) issue 2:87-129, P19-21.

# Энергоэффективные технологии

УДК 621.438

Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий  
Белорусский национальный технический университет

## ПИКОВЫЕ РЕЗЕРВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ИСТОЧНИКИ НА БАЗЕ ГАЗОВЫХ ТУРБИН И ИХ РОЛЬ В РЕГУЛИРОВАНИИ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

*Введение.* В числе основных показателей, оценивающих эффективность Государственной программы «Энергосбережение» на 2021-2025 годы, приведена планируемая величина ввода мощностей пиково-резервных источников (Таблица 1).

Таблица 1: Прогнозные показатели по генерирующим источникам [1]

№ п/п	Наименование показателя	Ожидаемый результат
<b>1.</b>	<b>Генерирующие источники</b>	
1.1.	Отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме в 2025 году	194,8%
1.2.	Доля доминирующего ресурса (природного газа) в производстве тепловой и электрической энергии организациями ГПО «Белэнерго» в 2025 году	не более 65%
1.3.	Ввод ПРЭИ	800 МВт
1.4.	Ввод в эксплуатацию АЭС	2 400 МВт
1.5.	Модернизация оборудования на ТЭЦ: ввод в эксплуатацию вывод из эксплуатации	197,2 МВт 257 МВт
1.6.	Вывод из эксплуатации конденсационных генерирующих источников, в том числе: блоки № 3, 4 Березовской ГРЭС блоки № 5, 8 Лукомльской ГРЭС	1 030 МВт  430 МВт 600 МВт

Для интеграции Белорусской АЭС в энергосистему республики требуется оптимизация состава оборудования электрогенерирующих источников, которая будет осуществляться с учетом технических и экономических показателей как конкретных станций, так и энергосистемы в целом. На первый план выходит необходимость эффективного покрытия пиковой мощности суточного графика электрических нагрузок, а также проблема резервирования мощности.

*Актуальность.* Реальным шагом для интеграции атомной электростанции в энергосистему стала установка пиково-резервных энергоисточников на базе высокоманевренных газовых турбин, предназначенных для работы только в часы максимальных нагрузок, что позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций [2].

*Цель исследования.* Оценка возможностей эксплуатации ПРЭИ на базе ГТУ и их роли в регулировании нагрузки энергосистемы. Объектом исследования

является Белорусская энергосистема, предметом исследования – прогнозируемые режимы работы пиково-резервных энергоисточников. на основании поставленной цели в работе решались следующие задачи:

1. Анализ основных режимов работы пиково-резервных энергоисточников на базе газовых турбин типа SGT-800;

2. Оценка маневренности газотурбинных установок, расчет основных технико-экономические показатели работы.

Наличие атомной электростанции предъявляет специфические требования к режиму работы Белорусской энергосистемы. В первую очередь необходимо наличие резерва мощности, позволяющего при аварийном останове энергоблока АЭС за короткое время восстановить плановую величину генерации энергосистемы.

Кроме резервирования мощности, ввиду высоких маневренных характеристик ГТУ, предусматривается функция покрытия ими пиковых нагрузок. ПРЭИ запланировано ежедневно пускать в часы максимума графика электрических нагрузок. Число часов работы в пиковом режиме за год составит около 700 часов, т.е. в среднем за день энергоисточник отработает 2 часа преимущественно для покрытия пиков суточного графика нагрузки.

В энергосистеме республики на завершающем этапе находится реализация проектов по строительству ПРЭИ (Таблица 2).

Таблица 2: Строительство пиково-резервных энергоисточников

№ п/п	Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт
1.	Новополоцкая ТЭЦ	100 (2 SGT-800)
2.	Лукомльская ГРЭС	150 (3 SGT-800)
3.	Березовская ГРЭС	250 (5 SGT-800)
4.	ТЭЦ-5 РУП «Минскэнерго»	300 (6 SGT-800)

КПД «брутто» энергетических установок на базе SGT-800 превышает 39%. На рисунке приведен график изменения удельного расход тепла на выработку электроэнергии пиково-резервным энергоисточником, включающим шесть газовых турбин.

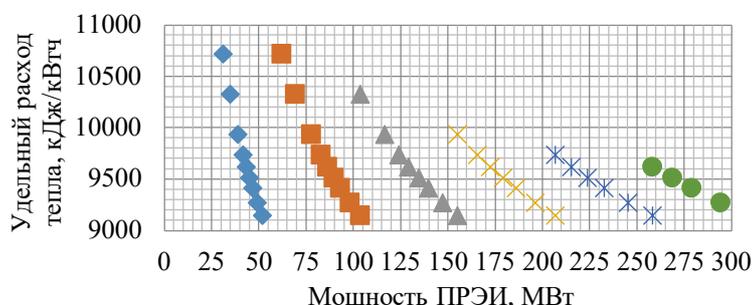


Рисунок 1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии

**Выводы.** Основные режимы работы ПРЭИ: режим простоя; базовый режим (режим готовности к пуску); режим эксплуатации. Нагрузка распределяется равномерно между работающими газовыми турбинами. Время набора номинальной нагрузки с момента пуска согласно проектным данным не

превышает 15 минут с учетом времени на синхронизацию с энергосистемой. Указанные газовые турбины обладают высокой маневренностью, высоким КПД и обеспечивают низкий уровень выбросов в атмосферу.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Государственная программа «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы. постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.02.2021 №103.
2. Богдан Е.В., Карницкий Н.Б. Прогнозируемые нагрузки электростанций Белорусской энергосистемы после ввода Белорусской АЭС. // Актуальные проблемы развития энерго- и ресурсосберегающих инновационных технологий: материалы Республиканской научно-практической конференции, 23-24 сентября 2022 г. – Республика Узбекистан, г.Карши. – Qarshi muhandislik-iqtisodiyot instituti, 2022. – 536-539 с.
3. Богдан Е.В.К вопросу регулирования суточного графика электрических нагрузок после ввода в эксплуатацию белорусской АЭС / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2021 [Электронный ресурс]: материалы Республиканской научно-практической конференции, 26 мая 2021 г. / сост. И. Н. Прокопеня. – Минск: БНТУ, 2021. – С. 175-180.
4. Ромахова, Г. А. Метод расчета показателей газотурбинной установки с охлаждаемой турбиной / Г. А. Ромахова // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 97-99.

УДК 620.92

Д.Н. Романюк

Белорусский национальный технический университет

### ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЛЫХ РЕК РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

*Введение.* Задача обеспечения энергетической независимости государства обусловлена стратегическим значением ТЭК в структуре национальной экономики. Неопределённость на мировом рынке энергоресурсов, увеличение цен повышают значимость этой проблемы.

*Актуальность.* Энергетика Республики Беларусь в виду отсутствия собственных запасов углеводородных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на 83,8 % зависит от импорта сырья. Одним из наиболее актуальных вариантов диверсификации ТЭР является вовлечение возобновляемых источников энергии, в т.ч. использование энергии водных потоков.

*Цель исследования.* Определение потенциала использования средних и малых рек Республики Беларусь для генерации электроэнергии.

На территории Республики Беларусь находится более 20,8 тыс. рек и ручьев протяженностью более 90,8 тыс. км, суммарный годовой сток которых в среднем составляет 58 км<sup>3</sup>. По результатам гидроэнергетического расчёта определена суммарная речного стока водотоков Республики Беларусь: потенциальная – 850 МВт, технически доступная – 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт. При максимальном количестве часов использования установленной

мощности оборудования 8760 ч. выработка электроэнергии будет составлять соответственно 7,5 млрд. кВт\*ч, 4,6 млрд. кВт\*ч и 2,19 млрд. кВт\*ч [2].

Строительство ГЭС на крупных водотоках ограничено из-за большого количества недостатков: негативное влияние на окружающую среду, высокая стоимость строительства и т.д. В связи с этим актуальность приобретает эксплуатация ГЭС малой мощности для использования энергии малых и средних рек. Нормативными актами Республики Беларусь определена следующая классификация ГЭС в зависимости от установленной мощности: крупные ГЭС – более 10 МВт, малые – от 1 до 10 МВт, мини-ГЭС – от 100 кВт до 1 МВт, микро-ГЭС – менее 100 кВт [2]. В таблице 1 представлен SWOT-анализ развития малой гидроэнергетики в Республике Беларусь.

Таблица 1: SWOT – анализ развития малой гидроэнергетики

<p style="text-align: center;"><b>Сильные стороны</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Минимальный вред для окружающей среды;</li> <li>2. Высокая эксплуатационная надёжность и устойчивость;</li> <li>3. Малые сроки окупаемости;</li> <li>4. Низкая себестоимость производства электроэнергии;</li> <li>5. Возможность работы в автоматическом режиме;</li> <li>6. СПИ – до 50 лет.</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b>Слабые стороны</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технологическая эффективность для некоторых водотоков;</li> <li>2. Квоты и сложности лицензирования;</li> <li>3. Потребность резервирования мощностей за счёт базовых станций;</li> <li>4. Сокращение водного стока в зимний период.</li> </ol>
<p style="text-align: center;"><b>Возможности</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение уровня энергоэффективности;</li> <li>2. Повышение устойчивости энергосистемы;</li> <li>3. Рационализация использования ресурсов;</li> <li>4. Повышение конкурентоспособности в условиях рыночной трансформации;</li> <li>5. Развитие инноваций;</li> </ol>	<p style="text-align: center;"><b>Угрозы</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Снижение скорости течения рек, замедление водообмена и самоочищения;</li> <li>2. Вред для флоры и фауны – снижение уровня растворённого кислорода, препятствия для миграции рыб;</li> </ol>

Наличие оптимальных гидроэнергетических ресурсов в Республике Беларусь обусловлено нахождением государства на водоразделе бассейнов рек Черного и Балтийского морей. Однако данное расположение также определяет тот факт, что большинство рек не достигают нормальных значений гидроэнергетического потенциала (ГЭП) на территории республики, что и повышает актуальность использования объектов малой гидроэнергетики. Анализ физико-географических особенностей показывает значительные отличия в гидрологических свойствах водотоков: наиболее эффективным считается размещение ГЭС на притоках рек Неман, Западная Двина, Днепр и Припять. Данные территории обладают значительной расчленённостью рельефа, что обуславливает наличие оптимального для функционирования объектов гидроэнергетики напора и стока [1].

В результате инвентаризации створов для размещения объектов гидроэнергетики было определено 1170 перспективных площадок на 267 малых реках республики с общим ГЭП 294,3 МВт (максимальная выработка ЭЭ – 2,58 млрд. кВт\*ч). В таблице 2 представлен ГЭП средних и малых рек Беларуси по бассейнам.

Таблица 2: ГЭП малых и средних рек Беларуси по бассейнам

Показатель	Днепр	Западная Двина	Неман	Припять
Количество площадок	382	324	247	187
Средний напор, м	4,75	4,27	4,17	3,79
Предварительно установленная мощность, МВт	124,1	71	53,6	41,2
Годовая выработка ЭЭ, МВт*ч	1087233,6	622951,1	469689,7	360640,5

\*составлено на основе [3]

*Вывод:* Проведённый анализ позволяет установить, что Республика Беларусь обладает значительным потенциалом для развития малой гидроэнергетики, что в значительной мере позволит рационализировать использование ресурсов и увеличить уровень энергетической безопасности государства.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Булак, И. А. Гидроэнергетический потенциал средних и малых рек Беларуси на примере бассейнов рек Западной Двины и Днепра / И. А. Булак, В. Н. Корнеев // Природопользование и экологические риски : материалы науч.-практ. конф., Минск, 5 июня 2019 г. – Минск : БГТУ, 2019. – С. 215-219.
2. Государственная программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь: постановление .Совета Министров Респ.Беларусь, 17 дек. 2010 г., №1838//ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь/Нац.центр правовой информ. Респ.Беларусь-Минск, 2010.
3. Общие характеристики перспективных площадок размещения ГЭС на средних и малых реках Беларуси. [Электронный ресурс] // РУП «ЦНИИКИВР». – Режим доступа: [http://www.cricuwr.by/catalog\\_hep/](http://www.cricuwr.by/catalog_hep/). – Дата доступа: 13.04.2023.
4. Prospects for the rational use of the resource potential of the Russian hydropower engineering / O. V. Novikova, L. L. Kamenik, A. S. Furtatova [et al.] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Kazan, 29 октября – 02 2018 года. Vol. 288. – Kazan: Institute of Physics Publishing, 2019. – P. 012066. – DOI 10.1088/1755-1315/288/1/012066.

УДК 621.319.42

А.В. Печников, А.П. Плотников

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОЧНОСТЬ МЕТАЛЛОПЛЕНОЧНЫХ КОНДЕНСАТОРОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИНЫ МЕЖСЛОЕВОГО ДАВЛЕНИЯ

*Введение.* Секции непропитанных металлопленочных конденсаторов (МПК), широко применяющихся в современных силовых преобразователях в электротранспорте и в источниках возобновляемой энергии, представляют собой, как правило, две металлизированные полимерные пленки, намотанные на оправку. В процессе намотки неизбежно появление воздушных зазоров между пленками, поскольку межслоевое давление распределено неравномерно по радиусу намотки: у оправки давление максимально, но по мере удаления от центра секции оно спадает [1], воздушный зазор же обратно пропорционален межслоевому давлению и составляет 0.1 – 1 мкм.

*Актуальность.* При приложении напряжения к секции напряженность электрического поля оказывается распределена между слоями диэлектрика, также напряженность перераспределяется по слоям в зависимости от их удельной электропроводности, диэлектрической проницаемости и толщины [2]. Напряженность электрического поля будет распределена неравномерно: внутренние слои секции нагружены сильнее, нежели наружные. Это важно учитывать при анализе причин отказов конструкций МПК, представленных на рис. 1, и статистических распределений электрической прочности.

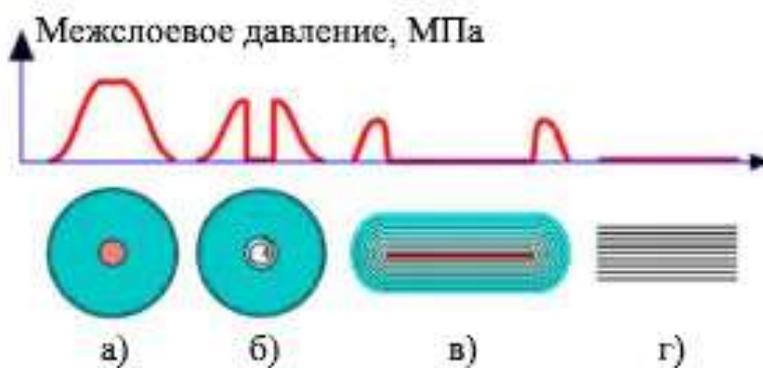


Рисунок 1 – Различные конструкции металлоплёночных конденсаторов и характер распределения в них межслоевого давления а) намотанная секция с оправкой б) намотанная секция без оправки в) прессованная секция г) чип-конденсатор [3]

*Цель исследования.* Изучить зависимость электрической прочности макетов МПК от величины межслоевого давления (в диапазоне от 0.2 до 2 МПа).

*Метод исследования.* В качестве образцов были использованы металлизированные полипропиленовые плёнки с цинковой металлизацией. Макеты МПК из двух металлизированных плёнок помещались в лабораторный гидравлический пресс. Электрическая схема для измерения пробивного напряжения и тока приведена на рис. 2. Напряжение повышалось вручную со скоростью около  $200 \text{ В} \cdot \text{с}^{-1}$ . Макет конденсатора изображён в виде ёмкости  $C_1$ . Напряжение на  $C_1$  измерялось высоковольтным пробником с коэффициентом деления  $K_d = 1000$ , по каналу CH1. На каждом межслоевом давлении было получено не менее 30 пробоев для достоверного определения электрической прочности.

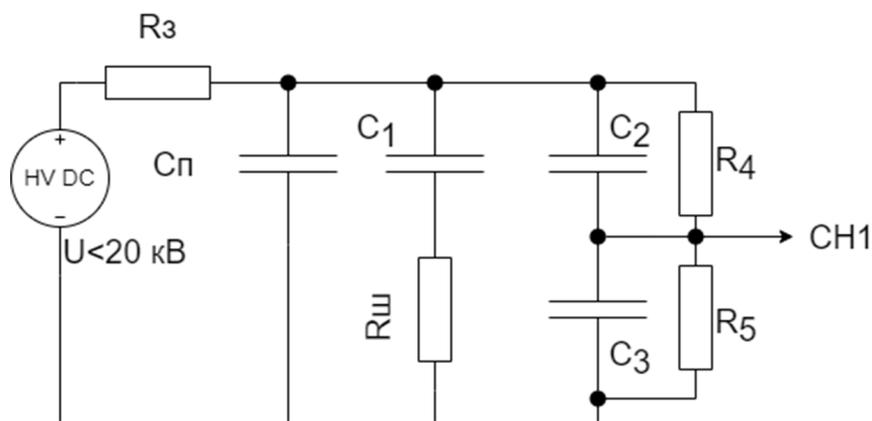


Рисунок 2 – Электрическая схема для измерения пробивного напряжения и тока

*Результаты.* В результате обработки экспериментально полученных данных была рассчитана средняя электрическая прочность по формуле  $E_{пр} = U_{пр}/d_{п}$ , а также рассчитано стандартное отклонение (рис. 3). Значения  $E_{пр}$  соответствуют известным данным для полипропилена  $E_{пр}^{III} \sim 600$  кВ/мм. Между тем затруднительно объяснить снижение  $E_{пр}$  при столь умеренных давлениях, например, нарушением механической целостности образца. Объяснить данный факт возможно, если учесть то, что на полимерную пленку при наличии воздушного зазора приходится лишь часть напряжения, определяющаяся соотношением толщин и диэлектрических проницаемостей слоев. Легко показать, что при меняющемся во времени (растущем) напряжении доля напряжения на слое полимера  $k_{п} = (1 + \epsilon_{п}d_{в}/\epsilon_{в}d_{п})^{-1}$ , где  $\epsilon_{п}$ ,  $\epsilon_{в}$  – диэлектрическая проницаемость полимера и воздуха, соответственно,  $d_{п}$ ,  $d_{в}$  толщина слоев полимера и воздуха, соответственно. Таким образом, при уменьшении межслоевого давления и увеличении величины воздушного зазора на полимер приходится меньшее напряжение, чем на двухслойную систему полимер-воздушный зазор в целом, и его  $E_{пр}$  некорректно рассчитывать по формуле  $E_{пр}^{III} = U_{пр}/d_{п}$ .

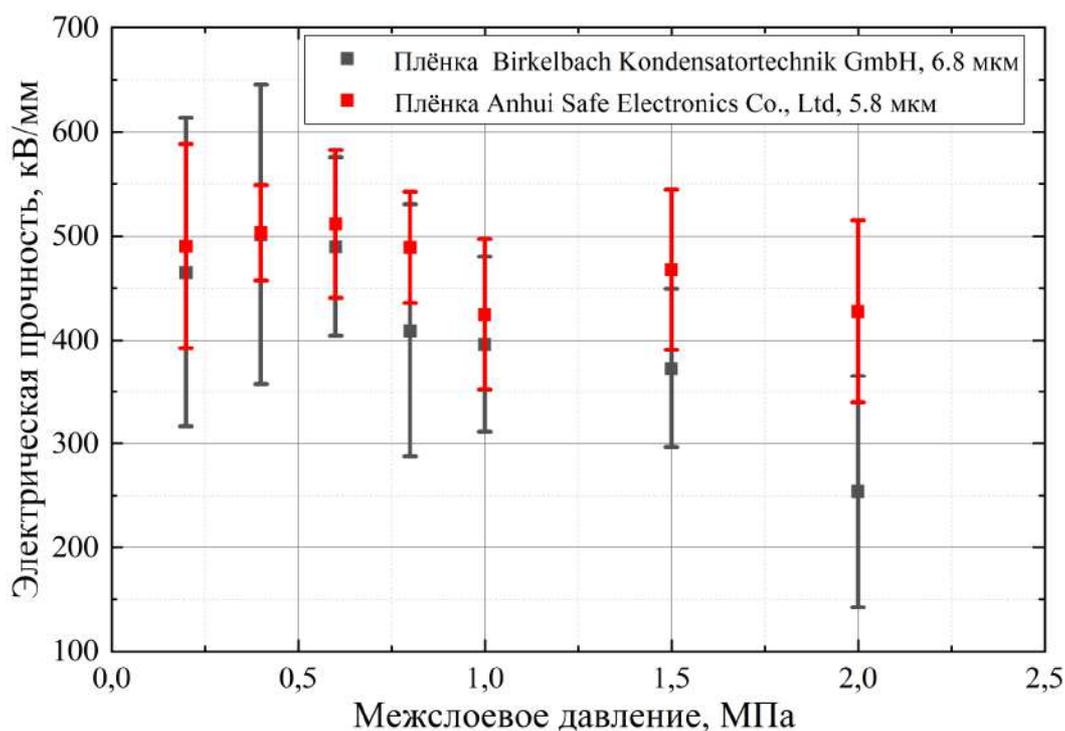


Рисунок 3 – Зависимость электрической прочности от межслоевого давления

*Вывод.* Показано, что пробивное напряжение макетов МКП определяется также величиной воздушного зазора, и в общем случае превышает пробивное напряжение собственно полимерной пленки. Данный факт необходимо учитывать при интерпретации статистических данных электрической прочности различных конденсаторных конструкций с протяженными электродами для получения корректного представления об электрической прочности и дефектности полимерных пленок.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Li Z., Li H., Lin F., Liu D., Wang B., Dai L., Li H., Zhang Q., & Chen Y. (2013). Lifetime Improvement of Metallized Film Capacitors by Inner Pressure Strengthening. *IEEE Transactions on Plasma Science*, 41(10), 3063–3068.
2. Сканави Г. И. Физика диэлектриков: (Область слабых полей) / Г. И. Сканави. М.: Гостехизд, 1949; Л. 500 с.
3. Интернет-ресурс. <https://passive-components.eu/capacitors-electrostatic-constructional-solutions/>

UDC 620.9

Wang Junjie  
Euphrosyne Polotskaya State University of Polotsk

## RESEARCH ON OPTIMIZATION METHOD OF POWER FLOW IN MICROGRID

*Introduction.* The microgrid power flow optimization problem is to reasonably arrange the output of distributed power sources under various equality constraints and inequality constraints, so as to minimize the operating cost or optimize other objectives. In recent years, many intelligent algorithms have been used to solve economic optimization problems in power flow optimization. The solution directly obtained by optimizing the intelligent algorithm is more representative and practical. Compared with other algorithms, the intelligent algorithm has better results due to the shortcomings of insufficient solution accuracy and long solution time. It has the advantages of good global convergence and algorithm robustness, and has good adaptability to microgrid power flow optimization [1]. In this study, the particle swarm optimization algorithm in the intelligent algorithm is used to optimize the power flow of the microgrid with multiple objective functions, and the optimization effect of the improved algorithm is verified to be better

*Relevance.* Particle Swarm Optimization (PSO) was inspired by bird migration and predation. It was first summarized and proposed by two doctors in the United States, so PSO is also known as the bird flock foraging algorithm. The PSO algorithm imitates that when birds are looking for food, each bird in the population will know the distance to the food, but not the specific location. If you want to know where the food is, start by finding the bird closest to the food. Then arrange all the birds to forage around this bird, so that food can be found quickly [2].

*Purpose of the research.* Optimization of power flow in electrical networks. The object of research is electrical networks, and the subject of research is the power flow in electrical networks. Taking into account the set goal, the following tasks were solved in the study:

1. When searching for the optimal solution in the allowable area, analyze the criteria of position, speed and adaptability to represent the characteristics of the particles.
2. During the movement of each particle, use an adaptive function to determine the optimal solution.

3. When using the particle swarm optimization algorithm to find the optimal solution, it is necessary to set the number of state variables and the number of particles in the population size.

The core idea of the PSO algorithm is that birds are looking for food. When looking for the optimal solution in the feasible region, three criteria of position, velocity and adaptability are used to represent the characteristics of particles. During the motion of each particle, an adaptive function is used to determine whether it is closer to the optimal solution. The optimal position of these random particles when searching for the optimal solution during the running process will be recorded, and the optimal position that the entire population can search for can be determined by the intersection of the optimal solutions recorded by the population [3].

The vector of spatial dimension D is composed of the I particle of the particle, and its expression is:

$$X_i = (X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{iD}), i = 1, 2, \dots, N \quad (1.1)$$

The velocity of the particles in the D vector can be expressed as:

$$V_i = (V_{i1}, V_{i2}, \dots, V_{iD}), i = 1, 2, \dots, N \quad (1.2)$$

The optimal position of the particle when looking for the optimal solution in the running process is:

$$P_{ibest} = (P_{i1}, P_{i2}, \dots, P_{iD}), i = 1, 2, \dots, N \quad (1.3)$$

The best position that the whole group can search for is:

$$G_{best} = (g_1, g_2, \dots, g_D) \quad (1.4)$$

Since the best position that the whole group can search is obtained by the intersection of the individual optimal positions, so it does not reflect the difference between each particle. From this, it can be obtained that the best position that the group can search has only one group optimal value whose dimension is the particle dimension D. The particle velocity and position update formulas are as follows:

$$v_{ij}(t + 1) = \omega v_{ij}(t) + c_1 r_1 (P_{ijbest}(t) - x_{ij}(t)) + c_2 r_2 (G_{bestj}(t) - x_{ij}(t)) \quad (1.5)$$

$$x_{ij}(t + 1) = x_{ij}(t) + v_{ij}(t + 1) \quad (1.6)$$

In the above formula, i is the number of particles in the group; j is the dimension of particles in the group; t is the number of iterations;  $c_1$  is the individual optimal learning factor;  $c_2$  is the group optimal learning factor;  $\omega$  is the inertia weight; v is the flight speed of the particles; r is a random function ranging from 0 to 1;  $x_{ij}(t)$  is the j-th dimension component of the position of the i-th particle in the t-th iteration;  $v_{ij}(t)$  is the j-th-dimensional component of the i-th particle's velocity in the t-th iteration;  $P_{ijbest}(t)$  is the j-th dimension component of the i-th individual optimal value of the t-th iteration;  $G_{ijbest}(t)$  is the j-th-dimensional component of the overall optimal value of the t-th iteration.

*Conclusion.* This study introduces the basic principles of the basic particle swarm optimization algorithm, discusses how the particles in the group use their own position

and the position of the population to search for the optimal solution, and also discusses the shortcomings of the particles in the optimization process. The performance of the improved particle swarm is better than that before the improvement, which can avoid the shortcoming of falling into the local optimum before the improvement, so that it can find the local optimum and the optimum within the overall range.

#### REFERENCE

1. Yang Yi, Lei Xia, Ye Tao, Li Ting, Xu Guiyang. Optimal scheduling of microgrid electric energy considering safety and reliability[J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2014,34(19):3080-3088.
2. Wang Yue. Microgrid operation optimization based on improved PSO algorithm and hardware-in-the-loop platform implementation [D]. Yanshan University, 2019.
3. Zhou Lijuan. Citrus Image Segmentation Based on Genetic Algorithm [D]. Changsha University of Science and Technology, 2021.

УДК 620.424.1

Н.С. Елсуков, И.И. Репин, И.Д. Аникина  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ НА ЛЕТНИЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ТЭЦ С ПРЯМОТОЧНОЙ СИСТЕМОЙ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

*Введение.* Одним из ключевых направлений развития ТЭЦ является улучшение технико-экономических показателей (ТЭП) объекта. Одним из эффективных способов улучшения ТЭП ТЭЦ является применение теплоутилизационных установок, например тепловых насосов (ТН). В рамках работы рассмотрим применение ТН для нужд теплофикации при утилизации низкопотенциальной теплоты на ТЭЦ в летнем режиме работы.

*Актуальность.* Парокомпрессионный ТН как объект генерации теплоты прочно закрепился в коммунально-бытовом секторе в развитых странах [1]. Применение простейших схем парокомпрессионных ТН на промышленных объектах ограничено невысоким потенциалом теплового потока, генерируемого с помощью ТН. Одним из способов увеличения параметров является усложнение схемы. Рассмотрим каскадную теплонасосную установку (ТНУ) [2], которая представляет собой две последовательно соединенных ТН с общим теплообменником. Преимуществом каскадной ТНУ является возможность повысить показатели эффективности за счет использования двух разных рабочих тел в верхнем и нижнем циклах, недостатками являются увеличение металлоемкости и появление дополнительной необратимости в промежуточном теплообменнике.

*Методы исследования.* Расчет характеристик каскадной ТНУ будет проводиться в программе «CoolPack» [3], в функционал которой входит калькулятор хладагентов, а также создание расчетных математических моделей ТНУ.

Граничные условия расчета соответствуют статистическим данным Василеостровской ТЭЦ-7 ПАО «ТГК-1» в летнем режиме работы. Рассмотрим два летних режима работы ТЭЦ: 1 режим при работающей паротурбинной установке (ПТУ) и 2 режим при остановленной ПТУ (безгенераторный режим). в испарителе ТНУ утилизируется низкопотенциальный тепловой поток: в 1 режиме охлаждающей воды на выходе из конденсатора турбины, и сырой воды при 2 режиме, соответственно. В конденсаторе ТНУ теплота высокого потенциала отводится к сетевой воде. Схемы включения ТНУ в состав ТЭЦ представлены на рисунке 1:

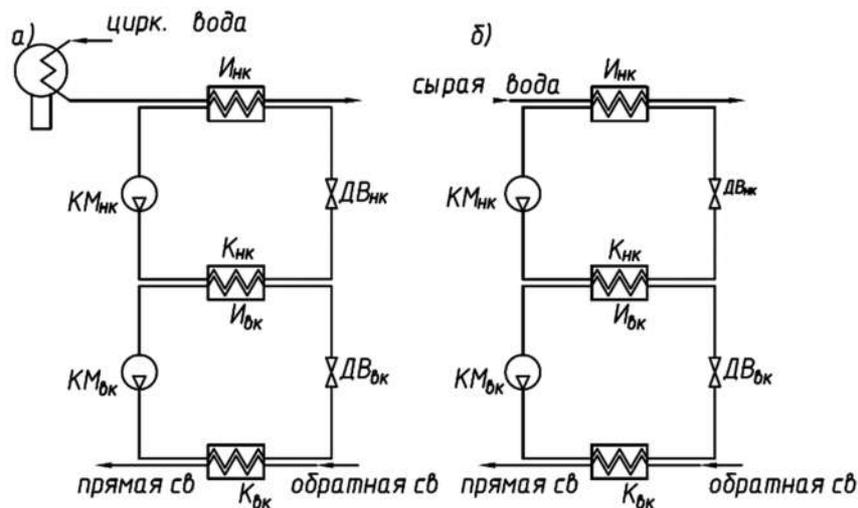


Рисунок 1 – Схема включения каскадной ТНУ в состав ТЭЦ: а) при работающей ПТУ; б) при остановленной ПТУ. на рис.: и – испаритель; КМ – компрессор; К – конденсатор; ДВ – дроссельный вентиль; индекс «нк» – нижний каскад; индекс «вк» - верхний каскад.

*Цели и задачи работы.* Произвести анализ экономичности применения тепловых насосов на ТЭЦ с прямоточной системой технического водоснабжения при работе в летнем режиме.

Для анализа эффективности применения ТНУ было произведено сравнение расходов условного топлива при производстве теплоты с помощью ТНУ и энергетического котла. Расход условного топлива на энергетический котел для отпуска теплоты:

$$B_{ЭК} = \frac{Q \cdot 3,6}{Q_n^p \cdot \eta_{ЭК}}, \text{ т у. т./ч,} \quad (1)$$

где  $Q$  – тепловой поток, отводимый в систему теплоснабжения, МВт;  
 $Q_n^p$  – теплота сгорания условного топлива, МДж/кг у.т.;  
 $\eta_{ЭК}$  – КПД котла.

Расход условного топлива на привод компрессора ТНУ:

$$B_{ТНУ} = \frac{b_{ут} \cdot Q}{COP}, \text{ т у. т./ч,} \quad (2)$$

где  $b_{ут}$  – удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч, кг у.т./кВт·ч; COP – коэффициент преобразования энергии ТНУ.

*Результаты расчетов.* В таблице 1 представлен результат теплового расчета каскадных схем ТНУ и расходов условного топлива для генерации теплового потока 70 МВт с помощью котла и ТНУ:

Таблица 1: Результат расчета каскадной ТНУ и энергетического котла

месяц	ТНУ при работающей ПТУ		ТНУ в безгенераторном режиме		Энергетический котел
	COP	$B, \text{ т у.т./ч}$	COP	$B, \text{ т у.т./ч}$	$B, \text{ т у.т./ч}$
май	3,07	6,84	2,71	7,74	9,29
июнь	3,29	6,38	2,93	7,16	
июль	3,59	5,85	3,26	6,45	
август	3,39	6,20	3,11	6,75	
сентябрь	3,20	6,55	2,82	7,45	

*Выводы.* в результате теплового расчета каскадной ТНУ в летнем режиме при генерации теплового потока 70 МВт средний COP составил 3,31 при работающей ПТУ и 2,97 в безгенераторном режиме. Экономия удельных расходов топлива при использовании ТНУ по сравнению с энергетическим котлом составляет от 17 до 37%.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ЕНРА - European Heat Pump outlook 2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: [https://www.ehpa.org/2022/06/12/ehpa\\_news/the-european-heat-pump-outlook-2021-2-million-heat-pumps-within-reach/](https://www.ehpa.org/2022/06/12/ehpa_news/the-european-heat-pump-outlook-2021-2-million-heat-pumps-within-reach/)
2. Аникина И.Д., Трещева М.А., Скулкин С.В., Киселев В.Г. Применение тепловых насосов для энерго- и ресурсосбережения на ТЭС, 2021 – 118 с.
3. “CoolPack” Software for designing, dimensioning, analyzing and optimizing refrigeration systems. Department of Mechanical Engineering (МЕК), Section of Thermal Energy (ТЭС) at the Technical University of Denmark.

УДК 621.181

М.Р. Кадыров<sup>1</sup>, А.А. Тринченко<sup>2</sup>, А.П. Парамонов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Научно-техническое объединение "Галакс"

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ТЕМПЕРАТУРА ГАЗОТОПЛИВНЫХ ПОТОКОВ ПО ВЫСОТЕ ТОПОЧНОЙ КАМЕРЫ КОТЛА С УГЛОВЫМИ ГОРЕЛКАМИ

*Введение.* Энергетическое оборудование тепловых электрических станций должно отвечать современным требованиям надежности, экономичности и высоким экологическим требованиям законодательства в области охраны окружающей среды [1]. Проектирование котельных агрегатов должно подтверждаться высокими технико-экономическими показателями работы котлов, что, в первую очередь, связано с полнотой выгорания топлива и, как следствие, высоким коэффициентом полезного действия котла. Одной из тепловых потерь, сопутствующих процессу горения, является потеря с механической неполнотой сгорания ( $q_4$ ), величина которой зависит от множества факторов, таких как технология сжигания, геометрия топки, вид топлива, концентрации реагирующих компонентов и др. Кроме того, полнота выгорания топлива будет зависеть от величин констант скорости химического

реагирования горючих компонентов и определяться температурным уровнем протекания процесса горения [2].

*Актуальность* работы подтверждается необходимостью обеспечения современных требований, предъявляемых к надежности, экономичности и экологическим показателям котельно-топочного оборудования.

*Цель работы* – определение температурного уровня газо-топливных потоков по высоте топочной камеры котла с угловым расположением горелок.

В качестве объекта исследования рассматривается паровой котел ПК-24 ( $D_{\text{шт}} = 270 \text{ т/ч}$  ( $75 \text{ кг/с}$ );  $p_{\text{шт}} = 13,8 \text{ МПа}$ ;  $T_{\text{шт}} = 818 \text{ К}$ ), оборудованный 8 угловыми поворотными горелками ЗиО, расположенными в два яруса по высоте топки (по 4 в ярусе) – рисунок 1. Распределение температуры газотопливных потоков по высоте топочной камеры котла может быть получено с использованием позонного метода расчета температуры. Для проведения расчета, согласно рекомендациям [3], топочная камера разбивается на несколько зон по высоте (рисунок 2а). Температура газов в каждой зоне рассчитывается с учетом тепловыделения в зоне, изменения энтальпий продуктов сгорания и теплоотвода из зоны.

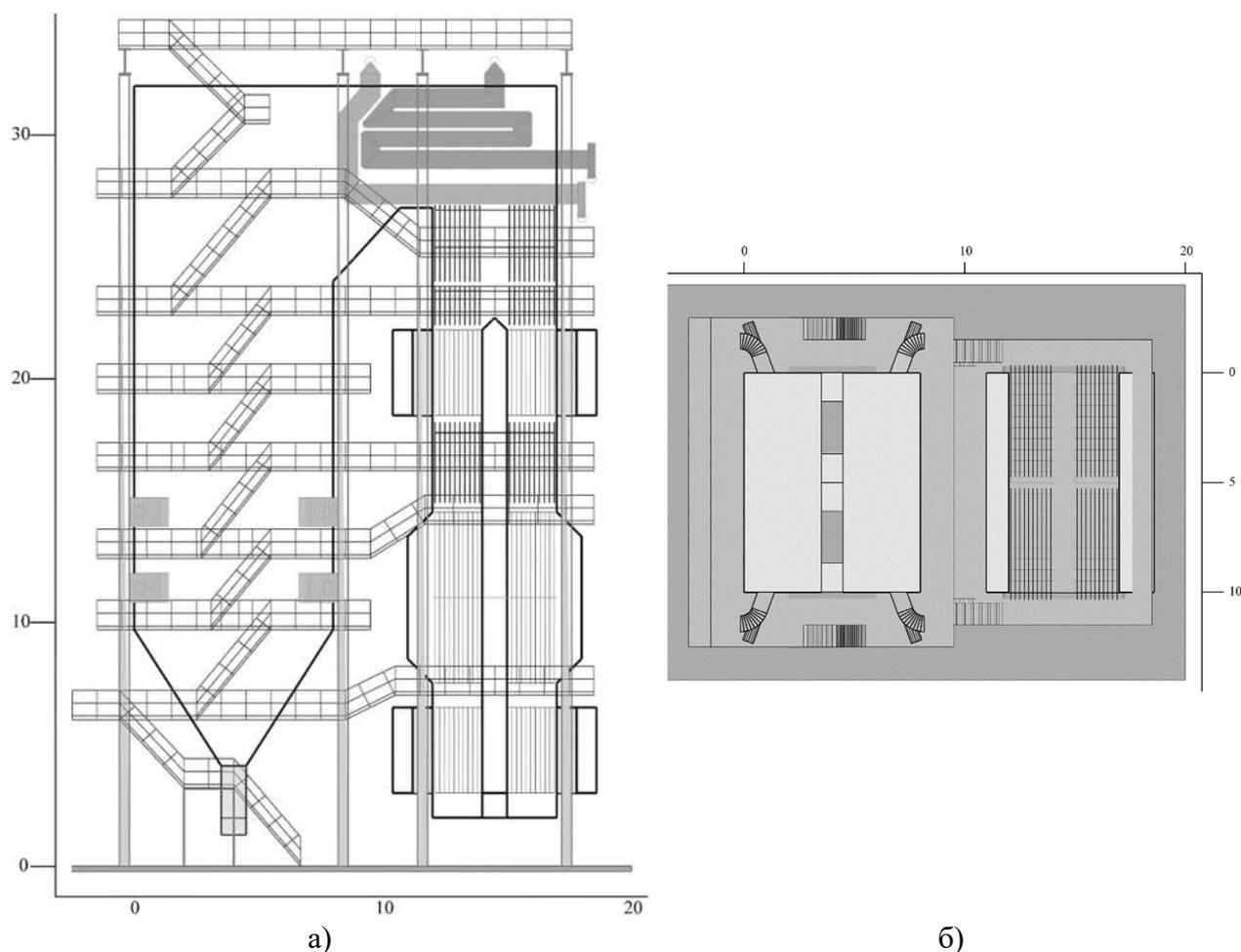


Рисунок 1 – Котел ПК-24:

а) – продольный разрез; б) – вид (в плане) на горелки и "хвост" котла на отметке 16 м

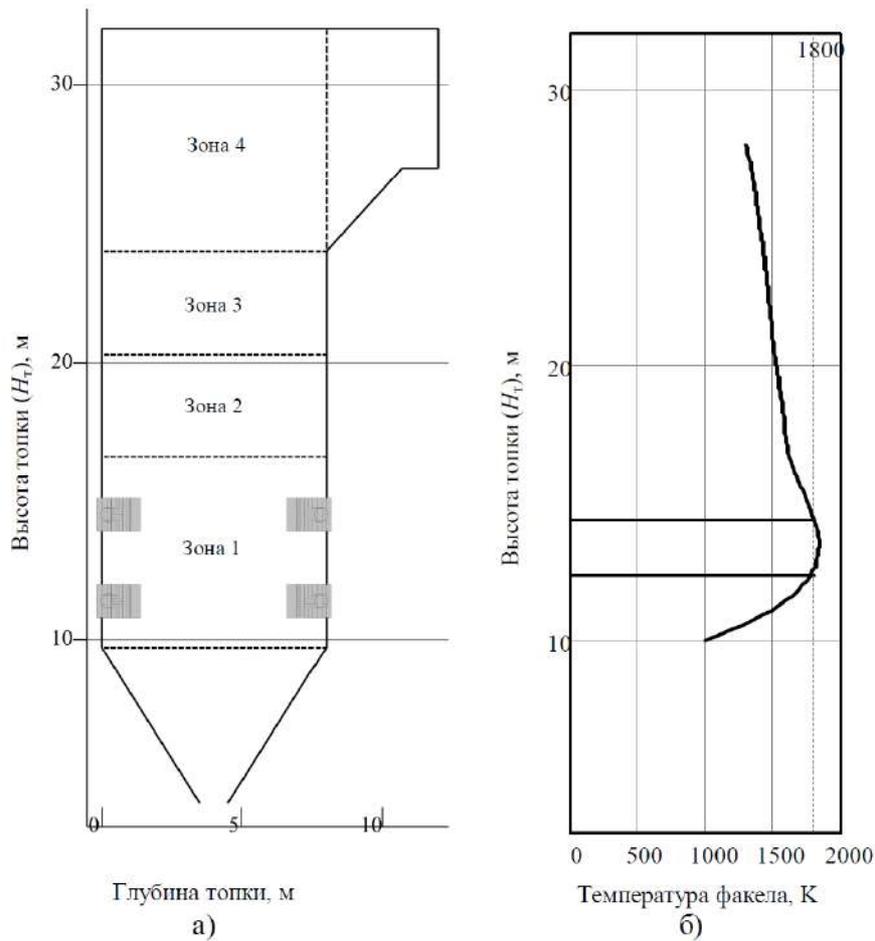


Рисунок 2 – Результаты позонного расчета топочной камеры котла ПК-24:  
 а) – зоны топки котла ПК-24 для позонного расчета; б) – температура факела, К

Температура (°C) на выходе из зоны максимального тепловыделения (1-ая зона) рассчитывается по зависимости:

$$g'' = \frac{100}{100 - q_4} \frac{\beta_{cr} Q_i^r + Q_v + i_{tl} + rI_{г.отб} - Q_{бшл}}{Vc''} - \frac{4,9 \cdot 10^{-8} a_T T''^4}{B_p Vc''} \psi F, \quad (1)$$

а температура (°C) на выходе из последующих зон – по зависимости:

$$g'' = \frac{\Delta \beta_{cr} Q_i^r}{Vc''} + \frac{c'}{c''} g' - \left[ 1 + \left( \frac{T''}{T'} \right)^4 \right] \frac{4,9 \cdot 10^{-8} a_T T''^4 [F_{с.ср} (\psi'' - \psi')] + \psi_{ср} F_{ст}}{2B_p Vc''}. \quad (2)$$

Значения величин, входящих в (1) и (2) приводятся в [3].

С использованием изложенного подхода определены значения температур в характерных точках (на входе в зону, на выходе из зоны и средняя в зоне), на основании которых построен результирующий профиль температуры по высоте топочной камеры (рисунок 2б). Анализ полученных результатов показал следующее:

– наибольшая температура факела достигается в первой зоне (зоне максимального тепловыделения) и составляет 1850 К;

– на рисунке 2б обозначена часть топки (по высоте), где максимальные температуры превышают 1800 К, что указывает на возможность интенсивного образования оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) и необходимость принятия мер для борьбы с ними;

– температура на выходе из топки хорошо согласуется с результатами расчета суммарного теплообмена в топочной камере котла ПК-24.

*Выводы.* С использованием полученных результатов построен профиль температуры в топке котла с угловым расположением горелок. Расчетная кривая может использоваться для определения температуры в интересующем сечении топочной камеры для вычисления констант скорости химических реакций реагирующих компонентов, расчетов процесса горения, а также генерации и преобразования токсичных загрязнителей продуктов сгорания.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 55173-2012. Установки котельные. Общие технические требования. – М.: Стандартиформ, 2014. – 18 с.
2. Основы практической теории горения: Учебное пособие для вузов / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др.; Под ред. В.В. Померанцева. 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 312 с.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1973. – 295 с.

УДК 621.181

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА МЕТОДОМ РЕЦИРКУЛЯЦИИ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

*Введение.* Для современной энергетики острой является проблема защиты атмосферного воздуха от загрязняющих веществ, образующихся при сжигании топлива. Одним из таких загрязнителей является диоксид азота  $\text{NO}_2$ , представляющий серьезную опасность для дыхательных органов человека [1]. Кроме того, оксиды азота соединяясь с водяными парами в воздухе, способны образовывать агрессивные кислоты, а также являются активным компонентом смога [2].

*Актуальность.* Снижение выбросов оксидов азота до нормативных значений при сжигании органического топлива в котельных установках является актуальной задачей, в то же время тепловые станции являются концентрированным источником загрязнения атмосферного воздуха, вследствие вывода дымовых газов от нескольких котлоагрегатов в атмосферу через единую дымовую трубу.

*Цель работы* – обеспечение нормативных значений выбросов оксидов азота от котла Е-420-13,7-550 работающего на тощем угле Подгородненского месторождения с применением рециркуляции отработавших продуктов сгорания.

Котельный агрегат Е-420-13,7-550 (рисунок 1), паропроизводительностью 420 т/ч, барабанный, П-образной компоновки, с естественной циркуляцией и уравновешенной тягой, тип шлакоудаления – твёрдое. На фронте котла в 2 яруса расположены 8 горелочных устройств. Проектное топливо котла – тощий уголь Подгородненского месторождения. Расчетные характеристики котлоагрегата и используемого топлива представлены в таблице 1.

Необходимо оценить концентрацию оксидов азота в уходящих газах котла и рассмотреть возможность снижения последней до нормативного уровня, указанного в [3], путём рециркуляции отработавших продуктов сгорания.

Секундный выброс оксидов азота в атмосферу может быть оценён по следующей зависимости, г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034\beta_1 k B_p Q_i^f (1 - q_4/100)(1 - \beta_2 r) \beta_3 \quad (1)$$

где  $\beta_1$  – коэффициент, учитывающий влияние качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления. Согласно рекомендациям [3],  $\beta_1$  рассчитывается по формуле:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N_2 \quad (2)$$

$\beta_2$  – коэффициент, учитывающий условия подачи рециркулирующих продуктов сгорания в топочную камеру котла (при подаче в первичную аэросмесь  $\beta_2 = 0,005$ );  $r = 25$  – степень рециркуляции, %;  $\beta_3 = 0,85$  – для прямоточных горелок,  $k$  – характеризует выход оксидов азота на тонну условного топлива, может быть рассчитан по формуле (3), кг/т:

$$k = 12D / (200 + D_n), \quad (3)$$

где  $D$  и  $D_n$  – действительная и номинальная нагрузка котлоагрегата (при  $D = D_n$ ,  $k = 8,13$  кг/т).

Таблица 1 – Характеристики котла Е-420-13,7-550, работающего на тощем угле Подгородненского месторождения

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Величина
Расчетный расход топлива	$B_p$	кг/с	18,3
Рабочая масса $N_2$	$N_2$	%	1,19
Низшая теплота сгорания	$Q_i^f$	МДж/кг	17,73
Потери тепла от механического недожога	$q_4$	%	2
Объём сухих дымовых газов при нормальных условиях и коэффициенте избытка воздуха 1,28	$V_{\text{сух}}^{\alpha_{\text{yx}}=1,28}$	нм <sup>3</sup> /кг	5,95
Объём сухих дымовых газов при нормальных условиях и коэффициенте избытка воздуха 1,4	$V_{\text{сух}}^{\alpha=1,4}$	нм <sup>3</sup> /кг	6,51

Используя значение секундного выброса оксидов азота, рассчитанное по формуле (1), становится возможной оценка концентрации  $\text{NO}_2$  в 1 м<sup>3</sup> уходящих газов (при  $\alpha_{\text{yx}} = 1,28$  для сухих газов), мг/м<sup>3</sup>:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{M_{\text{NO}_2} \cdot 10^3}{V_{\text{сух}}^{\alpha_{\text{yx}}=1,28} B_p} \cdot \frac{V_{\text{сух}}^{\alpha_{\text{yx}}=1,28}}{V_{\text{сух}}^{\alpha=1,4}}, \quad (4)$$

Где  $V_{\text{сух}}^{\alpha_{\text{yx}}=1,28}, V_{\text{сух}}^{\alpha=1,4}$  – объём сухих дымовых газов при нормальных условиях и коэффициенте избытка воздуха 1,28 и 1,4, соответственно.

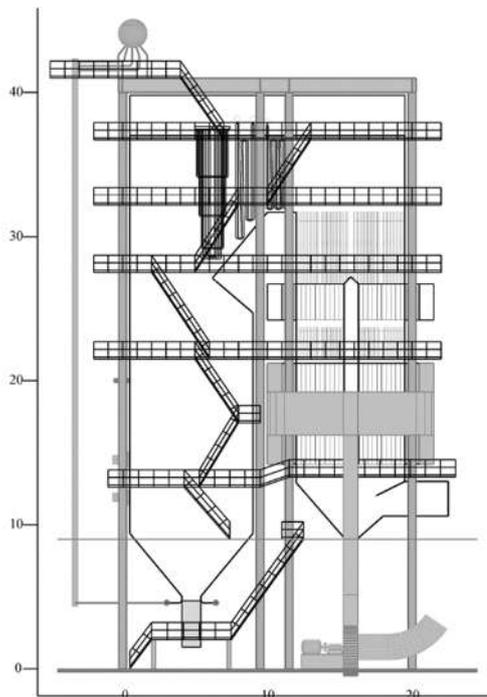


Рисунок 1 – Котельный агрегат Е-420-13,7-550

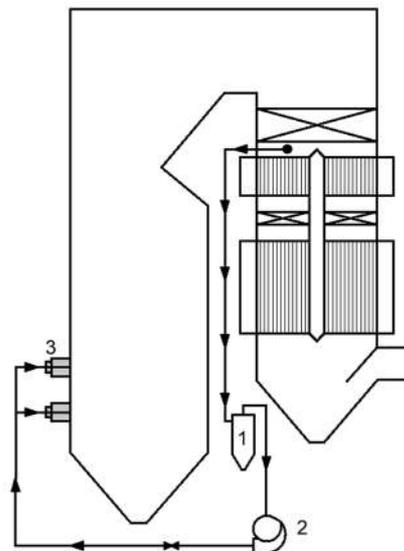


Рисунок 2 – Схема рециркуляции дымовых газов на котле Е-420-13,7-550: 1 – золоуловитель, 2 – дымосос рециркуляции, 3 – горелки котла

Результаты расчёта по зависимостям (1)...(4) сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета концентраций  $\text{NO}_2$  в дымовых газах котла

Наименование величины	Размерность	Величина	Допустимая концентрация, $\text{мг}/\text{м}^3$ [4]
Концентрация $\text{NO}_2$ (без рециркуляции)	$\text{мг}/\text{м}^3$	462,0	350
Концентрация $\text{NO}_2$ (с рециркуляцией)	$\text{мг}/\text{м}^3$	346,5	

**Выводы.** Анализ полученных результатов показал, что без применения дополнительных мер по снижению выбросов оксидов азота, их концентрация в уходящих газах превышает нормативную величину. Применение рециркуляции отработавших продуктов сгорания в количестве ~25 %, снижает концентрацию ниже нормативной [4], что подтверждает применимость данного метода к рассматриваемому котлу для работы на угле с высоким содержанием азота в рабочей массе.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Росляков П.В., Ионкин И.Л., Егорова Л.Е. Система непрерывного мониторинга и контроля вредных выбросов ТЭС в атмосферу. – М.: МЭИ, 2000. – 158 с.

2. Шульман В.Л. Тепловые электрические станции в окружающей среде современного мира. Екатеринбург: ООО Изд-во "Сократ", 2010. – 376 с.
3. Котлер В.Р., Енякин Ю.П., Усман Ю.М. и др. Методические рекомендации по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. ОАО "ВТИ" – ГОУВПО МЭИ. Минэнерго РФ (№ 286 от 30.06.2003).
4. ГОСТ Р 50831–95 "Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования".

УДК 621.181

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

## ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ШАРОВОЙ БАРАБАННОЙ МЕЛЬНИЦЫ СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ КОТЛА

*Введение.* На современных угольных электростанциях значительную долю собственных нужд составляют затраты электроэнергии на размол топлива [1]. Как правило, для размола трудно размалываемых топлив ( $K_{\text{ло}} < 1$ ), таких как антрациты, полуантрациты и каменные угли, используются шаровые барабанные мельницы (ШБМ). Кроме того, ШБМ обеспечивают наиболее тонкий помол [2], что необходимо при сжигании низкорекреационных углей.

*Актуальность.* Снижение удельных затрат электроэнергии на размол угольного топлива является актуальной задачей, так как уменьшение собственных нужд положительно сказывается на эффективности станции в целом.

*Цель исследования.* Выявление зависимости удельного расхода электроэнергии на размол от расхода тощего угля Подгородненского месторождения для определения режима работы ШБМ 340/650 пылесистемы котла Е-420-13,7-550 (рисунок 1), обеспечивающего наиболее экономичную работу электростанции.

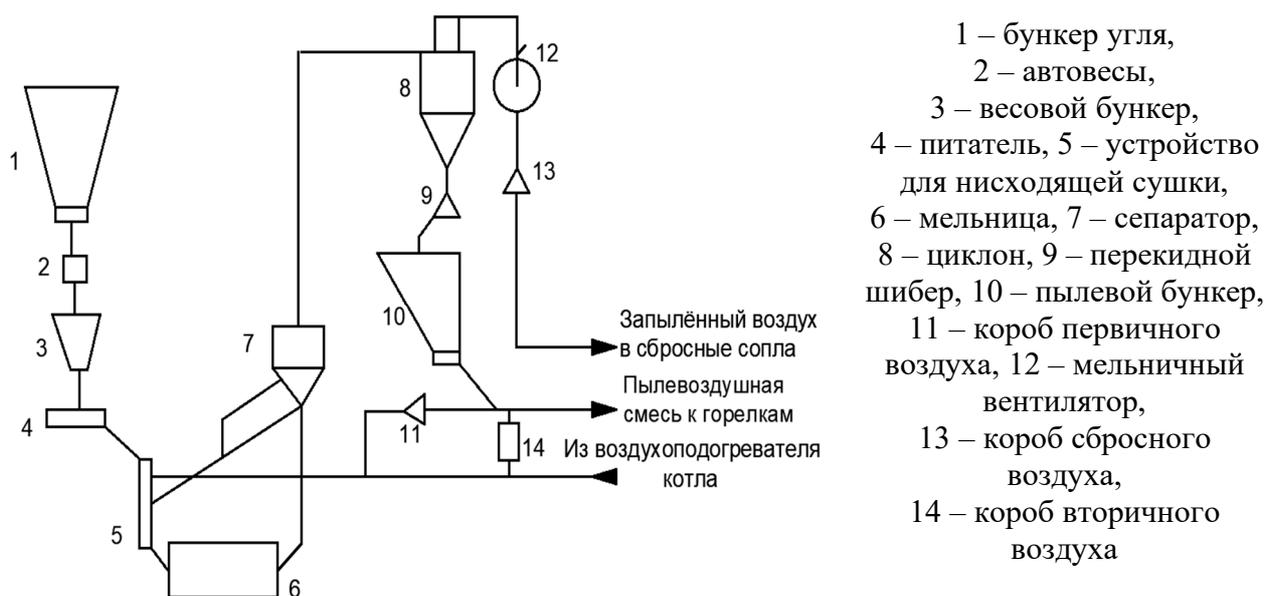


Рисунок 1 – Пылесистема котла Е-420-13,7-550 с промежуточным пылевым бункером

Пылесистема котла Е-420-13,7-550, сжигающего тощий уголь Подгородненского месторождения, обладает следующими характеристиками, являющимися исходными для расчёта (таблица 1).

Таблица 1 – Характеристики топлива и пылесистемы котла Е-420-13,7-550

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Значение
Расход топлива (полный)	$B_k$	т/ч (кг/с)	66 (18,3)
Количество мельниц на котел	$z_m$	шт.	2
<i>Характеристики тощего угля Подгородненского месторождения</i>			
Рабочая влажность топлива	$W^r$	%	7
Влажность пыли	$W^{пл}$	%	1
Влажность топлива перед мельницей	$W^m$	%	7
Выход летучих	$V^r$	%	16
Гигроскопическая влажность	$W^{гн}$	%	1,2
Крупность дробления угля	$R_5$	%	20
Тонкость пыли	$R_{90}$	%	12
Коэффициент размолоспособности	$K_{ло}$	–	1,4
<i>Характеристики ШБМ 340/650</i>			
Диаметр барабана	$D_6$	м	3,4
Длина барабана	$L_6$	м	6,5
Скорость вращения барабана	$n_6$	об/мин.	17,2
Сечение барабана	$f_6$	м <sup>2</sup>	9,08
Объем барабана	$V_6$	м <sup>3</sup>	59,2
Толщина стенки барабана	$S_6$	м	0,078
К.П.Д. электродвигателя	$\eta_{прв}$	–	0,885
Расчётная производительность мельницы	$B_p$	т/ч (кг/с)	36,3 (10,1)

Основными, в мельницах данного типа, являются затраты электроэнергии на вращение бронированного барабана, загруженного стальными шарами. Масса такой мельницы достигает нескольких десятков тонн (масса ШБМ 340/650 (без электрооборудования и шаров) составляет 154 тонны; масса шаров – 56 тонн). При этом масса размалываемого топлива, находящегося в ШБМ, во много раз меньше массы барабана с шарами.

Мощность на валу двигателя ШБМ рассчитывается по зависимости [3]:

$$N_{в.дв} = \frac{0,122 D_6^3 L_6 n_6 \gamma_{ш.нас} \psi_6^{0,9} K_{бр} K_{тл} + 1,86 D_6 L_6 n_6 S_6}{\eta_{прв}}, \quad \text{кВт}, \quad (1)$$

где  $\gamma_{ш.нас} = 4,9$  – насыпной удельный вес шаров (т/м<sup>3</sup>);  $\psi_6 = 0,146$  – степень заполнения барабана шарами (рассчитывается согласно рекомендациям [3] для 100 %-ной нагрузки котлоагрегата и является неизменной величиной при частичных нагрузках);  $K_{бр} = 1$  – коэффициент, учитывающий форму брони;  $K_{тл}$  – коэффициент, учитывающий свойства размалываемого топлива (принимается из графика [3]: для тощего угля Подгородненского месторождения  $K_{тл} = 1,06$ ). Остальные величины зависимости (1) приведены в таблице 1.

Удельный расход электроэнергии на размол топлива рассчитывается по зависимости:

$$\mathcal{E}_{\text{рзм}} = \frac{N_{\text{в.дв}}}{\eta_{\text{эл}} B_{\text{р}}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}} \quad (2)$$

Вычисления удельного расхода электроэнергии шаровой барабанной мельницы ШБМ 340/650 в зависимости от нагрузки, позволили получить графическое представление формулы 2 (рисунок 2).

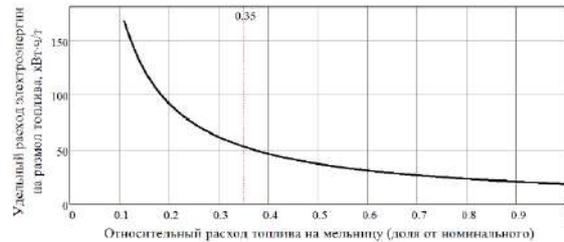


Рисунок 2 – Зависимость удельного расхода электроэнергии на размол топлива от нагрузки шаровой барабанной мельницы ШБМ 340/650

Графическая зависимость демонстрирует, что удельные затраты электрической энергии на размол значительно снижаются с ростом нагрузки мельницы до ~35 %, а в диапазоне нагрузок 35...100 % интенсивность снижения заметно уменьшается. В свою очередь минимум удельных затрат имеется при 100 %-ной нагрузке мельницы.

*Выводы.* Решение задачи экономичного размола топлива мельницами типа ШБМ сводится к использованию последних только на нагрузках, близких к номинальной. На практике, такие режимы работы могут быть реализованы применением пылесистемы с промежуточным бункером, которая, несмотря на удорожание установки, позволяет использовать аккумулирующую способность бункера.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Шульман В.Л. Тепловые электрические станции в окружающей среде современного мира. Екатеринбург: ООО Изд-во “Сократ”, 2010. – 376 с.
2. Сименчук Р.В., Тринченко А.А., Парамонов А.П. Определение гранулометрического состава пыли сбросного воздуха пылесистемы с промежуточным бункером / Современные технологии и экономика в энергетике: мат-лы межд. науч.-практич. конф., 27 апреля 2022 г. – СПб: Политех-Пресс, 2022. С. 221–224.
3. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов (Нормативные материалы). ЦКТИ-ВТИ, Ленинград, 1971. – 310 с.

УДК 620

К.О. Потоцкая  
Белорусский национальный технический университет

## ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

*Введение.* На сегодняшний день получение биогаза связано с переработкой отходов пищевой и коммунально-бытовой промышленности, животноводства и птицеводства, растениеводства и других органических отходов. За счет своих

особенностей, биогаз не только удобен в получении и использовании, а также является дешевым и безвредным для экологии сырьем.

*Актуальность.* Возобновляемые источники с каждым годом приобретают большую популярность как в Республике Беларусь, так и за рубежом. Они являются хорошей альтернативой традиционным источникам энергии, количество которых снижается с каждым годом, а также оказывают гораздо меньшее влияние на экологию.

*Цель исследования.* Утилизация отходов жизнедеятельности животноводства с целью извлечения максимальной пользы и получения экономического эффекта путем использования их в качестве топлива для биогазовых установок, а также улучшение экологии и стимулирование использования природных ресурсов.

Биогазовые установки в Республике Беларусь берут начало своего развития с 2009 года. Они обеспечивают не только получение экологически чистых удобрений и повышение урожайности, но и устойчивое производство электрической энергии, которое способно покрывать пиковые нагрузки в энергосистеме страны. Биогазовые установки по праву можно считать наиболее перспективным для Беларуси направлением в развитии возобновляемых источников, так как получение энергии с помощью биогазовых технологий является самым устойчивым в силу того, что не зависит от погодных условий, в отличие от солнечной энергии или энергии ветра. Республика Беларусь – страна с развитым сельским хозяйством, с достаточным уровнем источников добычи биотоплива. Так, потенциальными площадками для строительства биогазовых установок являются, в первую очередь, животноводческие фермы, которых в стране насчитывается более двух тысяч, количество отходов в которых ежегодно составляет более 70 млн тонн. Возможно использование отходов сельскохозяйственной промышленности: отходы от выращивания зерновых и зернобобовых культур. Также, перспективными источниками получения сырья для производства биогаза являются полигоны твердых коммунальных отходов (далее – ТКО), количество которых на сегодняшний день превышает 150. По оценкам экспертов, потенциальная энергия ТКО при переработке в биогаз будет равна примерно 120 тыс. тонн условного топлива [1].

Наиболее популярные биогазовые установки:

1. BioMash-20, масса перерабатываемого топлива – 300-700 кг/сут: переработка отходов влажности менее 90%, изготовлен из полиэтилена и не требует ремонта и обслуживания, полный комплект оборудования.

2. Серия «БИО», масса перерабатываемого топлива – 10000-350000 кг/сут: невысокая цена, изготовлен из нержавеющей стали и полимеров, не требует ремонта и обслуживания, минимальный набор оборудования.

3. Серия «СБГ», масса перерабатываемого топлива – 100-1000 кг/сут: изготовление под индивидуальные условия, полный комплект оборудования [2].

По состоянию на 1 января 2021 года в Республике Беларусь насчитывается 38 биогазовых установок общей мощностью 47,88 МВт.

Для того, чтобы оценить сильные и слабые стороны, перспективы развития, влияние внутренних и внешних факторов целесообразно провести SWOT-анализ биогазовых установок. в таблице 1 представлена матрица SWOT-анализа.

Таблица 1 – SWOT-анализ биогазовых установок

<p><b>Сильные стороны</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Большое количество доступного сырья (топлива);</li> <li>2. Простота монтажа и обслуживания;</li> <li>3. Независимость и бесперебойной энергообеспечения;</li> <li>4. Современность оборудования;</li> <li>5. Отсутствие вредного воздействия для экологии.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Длительность подготовки топлива;</li> <li>2. Невысокое выделение биогаза;</li> <li>3. Дороговизна оборудования;</li> <li>4. Привязка к одному потребителю;</li> </ol>
<p><b>Возможности</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расширение площадей производства;</li> <li>2. Продажа электроэнергии стороннему потребителю;</li> <li>3. Привлечение инвестиций;</li> <li>4. Использование местных ресурсов;</li> <li>5. Применение инновационных технологий.</li> </ol>	<p><b>Угрозы</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Появление иного спроса на отходы;</li> <li>2. Снижение цен на электроэнергию;</li> <li>3. Возникновение альтернативных единиц, использующих такой вид топлива для генерации энергии;</li> <li>4. Сложности модернизации в связи с недостаточным развитием;</li> <li>5. Слабо развитая нормативно-правовая база.</li> </ol>

*Выводы:* Биогазовые установки по праву можно считать наиболее приоритетной отраслью в развитии возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь за счет ограниченности в использовании других видов «зеленой» энергии. Использование таких установок способно улучшить экологическую обстановку в стране, а также выровнять график нагрузок путем заполнения дневных и ночных провалов. Однако, имея ряд преимуществ, на данном этапе развития биогазовых установок невозможно в полной мере говорить об их эффективности, так как за счет довольно низкого освоения данного вида производства энергии могут возникнуть сложности в ремонте, модернизации, что влечет за собой серьезные материальные затраты. Поэтому необходимо уделять большое внимание развитию и техническому совершенствованию данного рода установок.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Производство биогаза: недорого и экологично// [Электронный ресурс]. URL: <https://zviazda.by/ru/news/20211213/1639379230-proizvodstvo-biogaza-nedorogo-i-ekologichno> (дата обращения: 10.04.2023).
2. Биореактор и другое оборудование для переработки навоза в биогаз: виды, принцип работы, популярные модели// [Электронный ресурс]. URL: <https://rcycle.net/navoz/oborudovanie-navoz/bioreaktor-i-drugie-ustanovki-dlya-pererabotki-v-biogaz> (дата обращения: 10.04.2023).
3. Novikova, O. Expansion of the fuel and energy balance structure in russia through the development of a closed-loop recycling / O. Novikova, I. Vladimirov, T. Bugaeva // Sustainability. – 2021. – Vol. 13, No. 9. – DOI 10.3390/su13094965.

## РЕКУПЕРАЦИЯ ЭНЕРГИИ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ ВЫБРОСОВ В СИСТЕМАХ ВЕНТИЛЯЦИИ АДМИНИСТРАТИВНЫХ ЗДАНИЙ КАК СПОСОБ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

*Введение.* Традиционные системы вентиляции и кондиционирования воздуха являются основными потребителями энергии в системах инженерного обеспечения административных, общественных и офисных зданий. Если сопоставить эксплуатационные характеристики инженерных систем с теоретической потребностью их функционирования по фактическому количеству и времени пребывания сотрудников на рабочих местах, перерасход энергетических ресурсов может составить 50-70%. Среди всех энергопотребляющих инженерных систем зданий системы вентиляции и кондиционирования относятся к самым энергоемким – на их долю приходится до 60-75% общего эксплуатационного энергопотребления административных, общественных и офисных зданий.

*Актуальность.* Перспективным энергосберегающим мероприятием с высоким потенциалом экономии тепловой энергии является применение утилизаторов тепловой энергии вытяжного воздуха в системах приточно-вытяжной вентиляции зданий.

*Цель исследования.* Выбор наиболее энергоэффективного типа энергосберегающего оборудования для рекуперации тепловой энергии вентиляционных выбросов в системе приточно-вытяжной вентиляции бизнес-центра. Объектом исследования являются теплоутилизационные и теплонасосные установки осуществляющие рекуперацию тепловой энергии систем вентиляции зданий.

Теплоснабжение здания бизнес-центра централизованное, осуществляется от городских тепловых сетей. Здание пятиэтажное, наружный объём здания 24118 м<sup>3</sup>. Численность работающих – 300 человек. Расчётный годовой расход тепловой энергии на отопление – 297 Гкал/год, на вентиляцию – 560,2 Гкал/год. Фактическая производительность вытяжной вентиляции – 14321 м<sup>3</sup>/ч. Для подогрева наружного воздуха в системе вентиляции в тепловом пункте здания установлен калорифер, обогреваемый сетевой водой. Он же и будет использоваться для догрева воздуха после системы рекуперации до требуемой температуры.

С учетом поставленной цели в исследовании рассматривались следующие задачи:

1. Применение утилизаторов тепловой энергии вытяжного воздуха как перспективное энергосберегающее оборудование

2. Оценка эффективности применения теплоутилизационного устройства и теплонасосной установки в системе вентиляции административного здания

3. Реализация и анализ способов рекуперации тепловой энергии с понижением температуры вытяжного воздуха от 24 до 8 °С.

Таблица 1: Результаты расчётов теплоутилизационной и теплонасосной установки [1][2]

Параметр	Оборудование	
	Теплоутилизационная установка	Теплонасосная установка
Тепловая мощность, Гкал/ч	0,088	0,085
Общее количество сэкономленной тепловой энергии, Гкал/год	57,44	57,44
Затраты электрической энергии, тыс. кВт·ч/год	5,62	8,58
Экономия условного топлива в результате внедрения энергосберегающего мероприятия, т у.т./год	8,72	7,81
Капиталовложения в мероприятие, рос.руб.	703902,5	726427,4
Статический срок окупаемости мероприятия, лет	5,76	6,64
Динамический срок окупаемости мероприятия, лет	7,92	9,69

Проведя анализ результаты расчётов (таблица 1), можно утверждать, что теплоутилизационная установка обеспечивает наименьшие затраты электрической энергии, наибольшую экономию топлива за счёт большого выделения в воздух тепла от компьютеров, серверов, работающего персонала бизнес-центра, большого количества людей, занимающихся в тренажёрных залах и посещающих объекты розничной торговли бизнес-центра.

Все сравниваемое оборудование является энергоэффективным и экономически эффективным. В результате проведенной работы в бизнес-центре была рекомендована установка производства фирмы «Вега-Г» – Верса-300-058-00-50-У3, которая в результате внедрения позволит сэкономить топлива на 11,7% больше, нежели чем теплонасосная установка, при этом срок окупаемости теплоутилизационной установки на 18,3% меньше, чем у теплонасосной установки. Несомненно это связано и с тем, что затраты электрической энергии теплонасосной установки на 52,7% выше, чем у теплоутилизационной установки.

*Выводы.* Проведена сравнительная оценка энергетической и экономической эффективности применения теплоутилизационного устройства и теплонасосной установки для рекуперации тепловой энергии в системе приточно-вытяжной вентиляции бизнес-центра.

Капитальные вложения этих двух вариантов соизмеримы.

Все сравниваемое оборудование является энергоэффективным и экономически эффективным.

Вариант использования теплоутилизационной установки, с промежуточным теплоносителем, представляется предпочтительнее,

поскольку ее энергосберегающий эффект на 11,7% выше, а срок окупаемости на 18,3% меньше, чем у теплонасосной установки.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. И.С. Жидович, Применение тепловых насосов для экономии топливно-энергетических ресурсов при эксплуатации жилых зданий в Республике Беларусь и за рубежом / И.С.Жидович // Повышение энергетической эффективности жилых зданий в Республике Беларусь. – 2013. – 23 с.
2. Володин В.С., Здитовецкая С.В., Исследование эффективности утилизации теплоты в системах приточно-вытяжной вентиляции/ Володин В.С., Здитовецкая С.В.// Энергетика. – 2013. – С.91-96.

УДК 541.138/.138.3

Н.А. Андреева<sup>1</sup>, В.В. Чабан<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

<sup>2</sup>Ереванский Государственный Университет

### СОРБЦИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА КАТОДНЫМ УГЛЕРОДОМ

*Введение.* В настоящее время человечество потребляет огромное количество энергии. CO<sub>2</sub> представляет собой неизбежный побочный продукт в технологиях производства энергии. В частности, CO<sub>2</sub> выделяется при сжигании ископаемого топлива. Поскольку концентрация CO<sub>2</sub> в атмосфере Земли усиливает глобальное потепление и плохо влияет на предсказуемые колебания климата, исследователи во всем мире стремятся разработать способы улавливания и увеличения объемов использования CO<sub>2</sub> [1].

*Актуальность.* Наиболее распространенными сорбентами для связывания CO<sub>2</sub> являются водные растворы аминов. Они имеют ряд недостатков таких как летучесть, низкий процент повторного использования, неэкологичность, способность вызывать коррозию металлов. Исследовательские группы во всем мире занимаются поиском новых, эффективных и безопасных сорбентов диоксида углерода [2-4].

*Цель исследования.* Изучение сорбционных и десорбционных свойств нового, экологически чистого, безопасного сорбента CO<sub>2</sub> на основе отрицательно заряженного углерода.

*Методология.* Энергетические профили реакции хемосорбции CO<sub>2</sub> графеновой квантовой точкой (ГКТ) были записаны вычисляя долю поверхности потенциальной энергии (PES) в рамках гибридной теории функционала плотности (HDFT). Равновесные электронные структуры, распределения плотности заряда и молекулярные геометрии реагентов, продуктов и переходных состояний были получены с помощью обменно-корреляционного функционала M11 [5]. Современный HDFT, который мы решили использовать, неявно включает эмпирические поправочные параметры для точного воспроизведения применимых слабых дальнедействующих сил притяжения (лондонских).

Смоделированные реакции исследовали путем принудительного перемещения выбранной координаты реакции в нужном направлении с шагом

0,005 нм. Начальное и конечное состояния представляют собой локальные минимальные стационарные точки. Седловые точки представляют собой максимумы энергии, расположенные между начальным и конечным состояниями. Разница потенциальной энергии между начальным состоянием и седловой точкой представляет собой высоту активационного барьера. Разница потенциальной энергии между начальным состоянием и самым глубоким минимальным состоянием представляет собой энергетический эффект реакции.

*Хемосорбция отрицательно заряженным углеродом*

Профили реакции, соответствующие взаимодействию  $\text{CO}_2$  с ГКТ, представлены на рисунке 1.

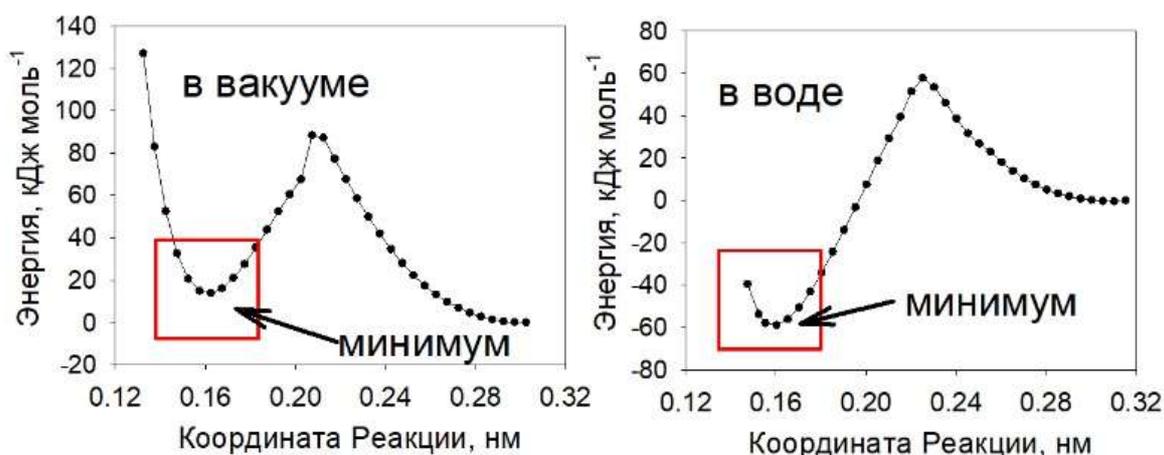


Рисунок 1 – Профили реакции соответствуют реакции  $\text{CO}_2$  с ГКТ с зарядом -2 в вакууме (слева) и в воде (справа). Выбранная координата реакции представляет собой расстояние углерод (ГКТ)-углерод ( $\text{CO}_2$ ).

Энергетический эффект хемосорбции  $\text{CO}_2$  катодной ГКТ в вакууме составляет +15 кДж/моль, тогда как в воде он равен -55 кДж/моль. Барьер активации также меньше в воде, 60 кДж/моль, по сравнению с вакуумом, 90 кДж/моль. Седловые точки расположены при координатах реакции 0,21-0,22 нм, что указывает на одинаковый механизм реакции в обоих случаях. В свою очередь координаты минимума, соответствующего карбоксилированному продукту, оказываются близкими к 0,16 нм. Указанное расстояние находится в пределах ожидаемого для карбоксильной группы, выходящей на поверхность графена. Поскольку валентная зона ГКТ получает дополнительные электроны,  $e/8$  на атом углерода, нуклеофильность всех атомов углерода, принадлежащих ГКТ, увеличивается. В результате становится возможным проведение реакции, аналогичной карбоксамированию, с достаточно конкурентоспособными термодинамическими параметрами. Ранее нами были описаны реакции хемосорбции  $\text{CO}_2$  фосфониевыми, сульфониевыми и гипотетическими илидами аммония, в которых карбоксилированный атом углерода также проявляет заведомо повышенную нуклеофильность [6].

*Выводы.* Мы представили идею сорбции  $\text{CO}_2$  отрицательно заряженными различными видами углерода, такими как графит, графен, нанотрубки, активированный уголь и т.д. При приложении напряжения катодный углерод приобретает необходимую нуклеофильность и вступает в реакцию с  $\text{CO}_2$

с образованием карбоксилированных ГКТ. Барьер активации такой хемосорбции оказывается неожиданно низким, тогда как энергетический эффект более благоприятен, по сравнению с алкиламинами. Гидратация системы стабилизирует карбоксилсодержащий продукт, так как он более полярен, чем реагенты. Наше моделирование HDFT электронной структуры однозначно доказывает возможность улавливания CO<sub>2</sub> на катоде, содержащем наноразмерные или макроразмерные углероды.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Chaban, V. V.; Andreeva, N. A., Combating Global Warming: Moderating Carbon Dioxide Concentration in the Earth's Atmosphere through Robust Design of Novel Scavengers. LAP LAMBERT Academic Publishing: 2018; p 164.
2. Vitaly V Chaban, Nadezhda A Andreeva, How Triazole Rings Capture Carbon Dioxide: Energy Effects and Activation Barriers. J Mol Liq, 2023, Volume 378, 121623.
3. Vitaly V Chaban, Nadezhda Andreeva, Franciele Bernard, Leonardo Moreira dos Santos, Sandra Einloft, Chemical Similarity of Dialkyl Carbonates and Carbon Dioxide Opens an Avenue for Novel Greenhouse Gas Scavengers: Cheap Recycling and Low Volatility via Experiments and Simulations. Physical Chemistry Chemical Physics, 2023.
4. Vitaly V Chaban, Carbon Dioxide Chemisorption by Ammonium and Phosphonium Ionic Liquids: Quantum Chemistry Calculations. The Journal of Physical Chemistry B, 2022, 126 (29), 5497-5506.
5. Peverati, R.; Truhlar, D. G., Performance of the M11 and M11-L density functionals for calculations of electronic excitation energies by adiabatic time-dependent density functional theory. Physical Chemistry Chemical Physics 2012, 14 (32), 11363-11370.
6. Chaban, V. V.; Andreeva, N. A.; Voroshylova, I. V., Ammonium-, phosphonium- and sulfonium-based 2-цианопирролидине ionic liquids for carbon dioxide fixation. Physical Chemistry Chemical Physics, 2022, 24 (16), 9659-9672.

УДК 621.181

А.Ю. Салех, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГАЗОМАЗУТНОЙ ГОРЕЛКИ ГМВА2-20

*Введение.* Снижение затрат на собственные нужды является одним из основных способов повышения эффективности энергоблоков тепловых электрических станций и дает возможность значительной экономии топлива. Одной из статей затрат на собственные нужды является расход электроэнергии на привод тягодутьевых машин котла [1]. Сопротивление воздушного тракта в значительной мере определяется его протяженностью и сложностью трассировки [2], а также сопротивлением горелочных устройств (горелок) [3].

*Актуальность.* Снижение сопротивления горелок проходу через них топлива и окислителя в топочную камеру, является важной и актуальной задачей оптимизации работы воздушного такта котла.

*Цель исследования* – оптимизация проточной части горелочного устройства для снижения затрат собственных нужд.

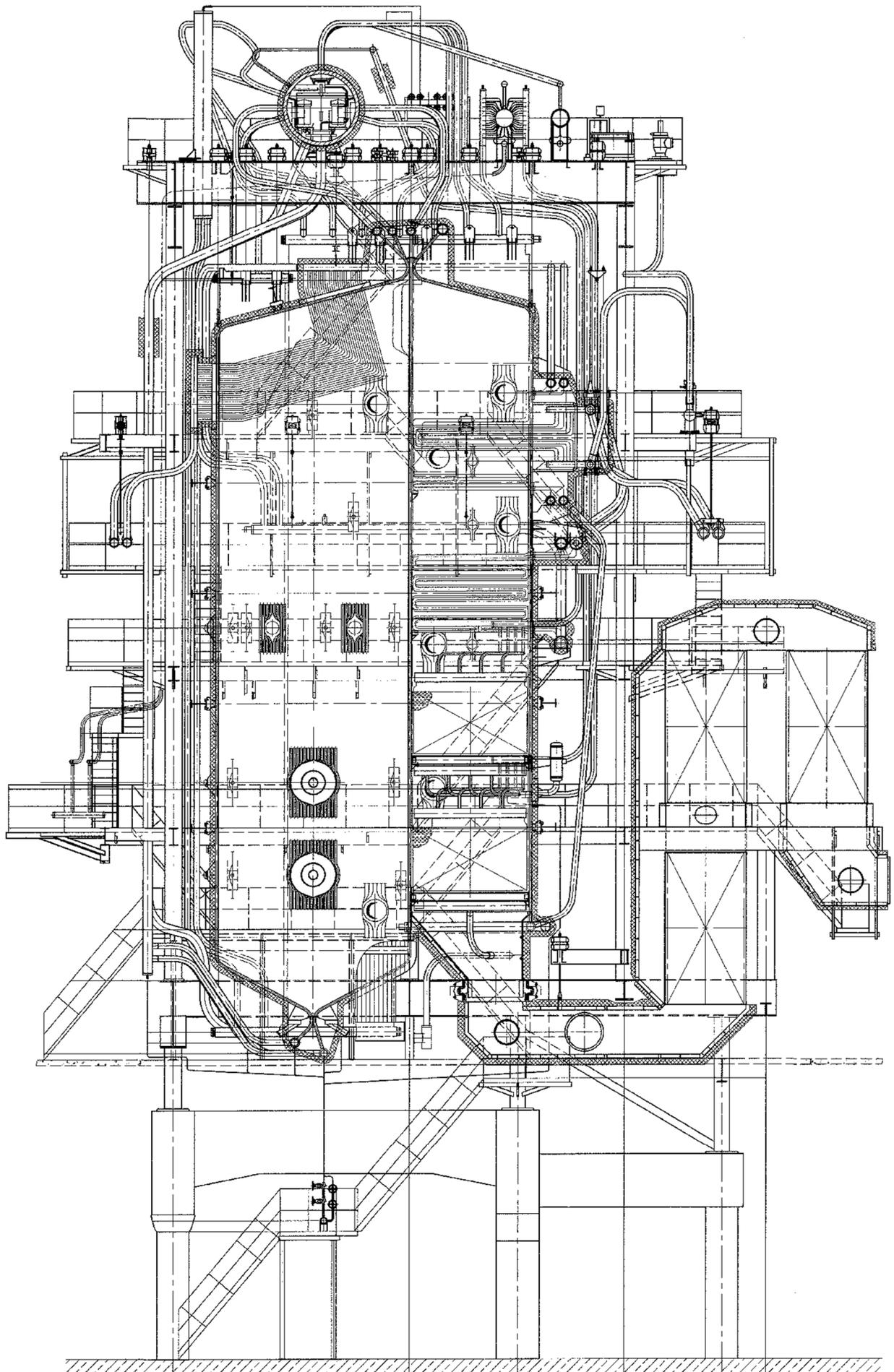


Рисунок 1 – Газомасляный котел E-160-9,8-540 ГМ

В качестве объекта исследования рассматривается паровой котел Е-160-9,8-540 ГМ (рисунок 1), изготовленный Барнаульским котельным заводом (ПО “Сибэнегротомаш-БКЗ”). Котел барабанный, с естественной циркуляцией, сомкнутой компоновки, предназначен для сжигания природного газа или мазута. Для подачи топлива в топку, на боковых стенах котла, встречно, в два яруса, установлены четыре газомазутных горелки ГМВА2-20 (по две с каждой стороны). Газомазутная горелка ГМВА2-20 (рисунок 2), оборудована трубчатым раздающим аппаратом (для ввода топлива) и тремя рядами лопаток (центральный, средним и крайним) – для подачи окислителя. Воздух (или его смесь с газами рециркуляции) подводится во внешний короб горелки, делится на две части и направляется к лопаточным аппаратам.

Оптимизация проточной части горелки ГМВА2-20 потребовала решения следующих задач:

- разработка расчетной модели горелки;
- подготовка вариантов расчета и соответствующих им исходных данных (расходов воздуха, топлива, расчетных температур и др.);
- моделирование рабочего процесса с определением сопротивления проточной части горелки.

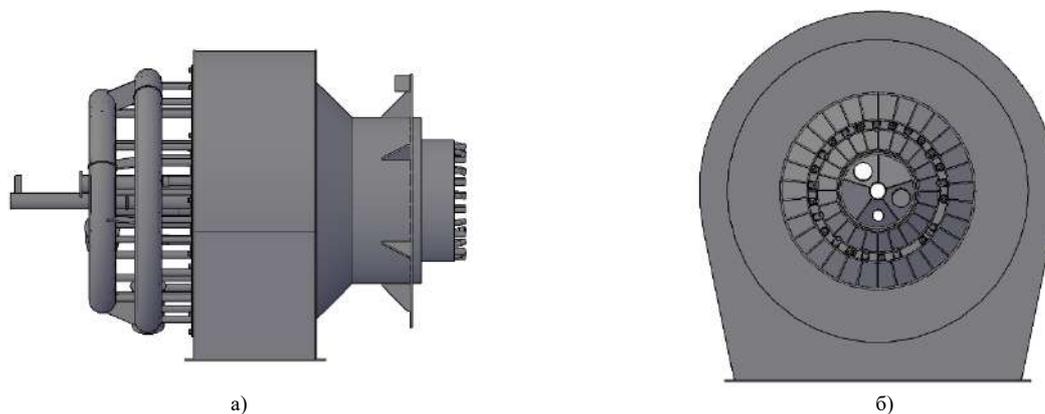


Рисунок 2 – Газомазутная горелка ГМВА2-20:  
а) - продольный вид; б) - вид из топки

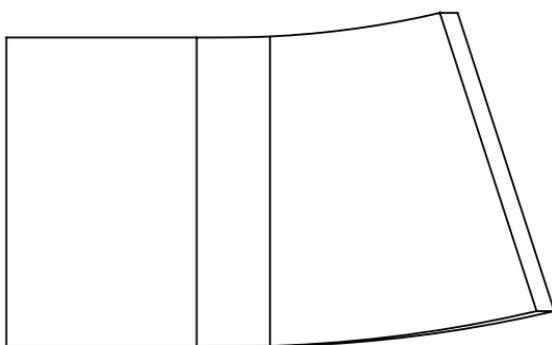


Рисунок 3 – Лопатка среднего ряда подачи воздуха горелки ГМВА2-20

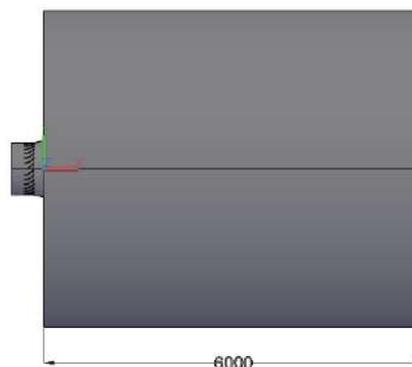


Рисунок 4 – Присоединение горелки ГМВА2-20 к топочному объему

Оптимизационные расчеты выполнялись для лопаток среднего ряда направляющего аппарата (рисунок 3) с определением сопротивления проточной

части горелки при моделировании выхода расчетного расхода смеси в топочный объем. В качестве модели топочного объема принят цилиндр (рисунок 4), число ячеек расчетной сетки которого (Ansys-Fluent) составило от 3 до 4 млн. в зависимости от варианта).

Исходная конструкция лопаток среднего ряда (рисунок 5а), подверглась вариантам оптимизации, показанным на рисунках 5б–5г.

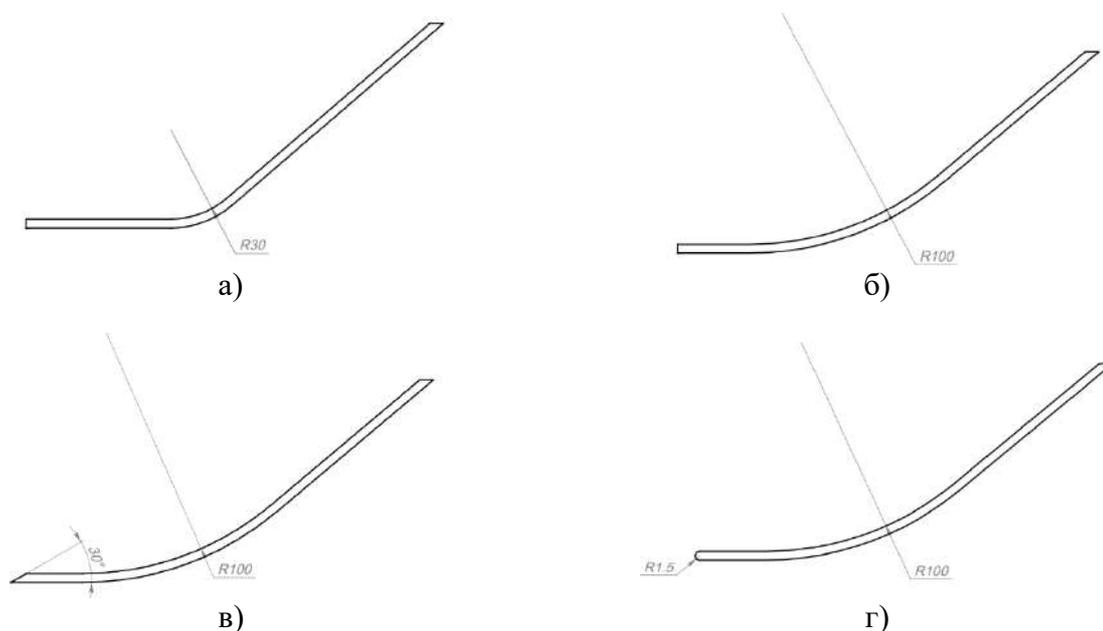


Рисунок 5 – Варианты оптимизации центральной лопатки горелки ГМВА2-20:

- а) – исходный вариант; б) – увеличение радиусагиба до 100 мм;
- в) – увеличение радиусагиба до 100 мм и заострение входной кромки (угол 30 градусов);
- г) – увеличение радиусагиба до 100 мм и скругление входной кромки

Вариантные расчеты среднего ряда лопаток конструкции рисунка 5 показали результаты, представленные в таблице 1. Максимальное сопротивление проточной части получено для исходного варианта (рисунок 5а), которое, для наглядности, принято за 100 %.

Таблица 1: Результаты расчетов оптимизации проточной части горелки

Вариант	а	б	в	г
Сопротивление проточной части (%), в сравнении с исходным вариантом	100	94,8	94,0	93,2

Наибольшее снижение сопротивления проточной части горелки (~ 7 %), обеспечивает конструкция с увеличением радиусагиба лопатки до 100 мм и скруглением входной кромки.

**Выводы.** Оптимизация конструкции лопаток направляющего аппарата горелки ГМВА2-20 позволила на ~ 7 % снизить сопротивление ее проточной части, а представленный подход может быть использован для оптимизации работы газо-воздушного тракта котла.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
2. Бойко Е.А. Паровые котлы. – Красноярск: Изд-во КГТУ, 2005. – 135 с.
3. Аэродинамический расчет котельных агрегатов. – Л.: Энергия, 1977. – 256 с.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ В СИСТЕМУ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА  
(ЯКУТИЯ)

*Введение.* В 2022 году Президент Российской Федерации издал указ «О стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» в котором четко обозначены задачи по модернизации инфраструктуры арктических территорий и обеспечению национальной безопасности населения.

Общая площадь арктической территории Республики Саха (Якутия) равна 1,6 млн км<sup>2</sup>, при плотности населения всего 0,04 чел/ км<sup>2</sup>. В связи с обширными территориями и отсутствием круглогодичных автомагистралей остро стоит проблема транспортировки горюче-смазочных материалов в отдаленные населенные пункты в Арктике. Стоимость топлива для нужд генерации энергии с учетом доставки может возрастать до 2,5 раз [1], при сроках доставки, достигающих до 2,5 лет [2].

Тепловые насосные установки получили широкое применение в таких странах как Австралия, Канада, Дания, Швеция и в др. По прогнозу Мирового энергетического агентства (IEA) к 2030 году в Европе выработка тепловой энергии тепловыми насосами займет долю в 50 % [1].

*Актуальность.* Вопрос внедрения новых ресурсосберегающих технологий, в частности тепловой насосной установки, на территории Арктики имеет актуальность.

*Цель исследования.* Анализ целесообразности внедрения тепловой насосной установки в систему теплоснабжения в условиях Арктики Республики Саха (Якутия). С учетом поставленной цели в исследованиях решались следующие задачи:

1. Расчет цикла парокомпрессионной тепловой насосной установки с низкопотенциальным источником тепла грунта с учетом отопительного температурного графика.

2. Анализ зависимости коэффициента преобразования электроэнергии (COP) тепловой насосной установки от температуры наружного воздуха.

Для проведения расчетов принимались следующие исходные данные: температура низкопотенциального источника тепла грунта -8 °С [3], температура сетевой воды для нужд отопления принималась согласно отопительному графику [4], температурный перепад в теплообменных устройствах 5 °С. в качестве рабочего тела тепловой насосной установки выбран озонобезопасный фреон марки R134a.

Основным показателем эффективности тепловой насосной установки является коэффициент преобразования электроэнергии, который рассчитывается согласно формуле [5]:

$$\mu_3 = \frac{q_{TH}}{W}, \quad (1)$$

где  $q_{TH}$  – теплота, переданная горячему теплоносителю;  $W$  – электрическая энергия, затраченная на двигатель компрессора.

Расчеты были выполнены с помощью вычислительного пакета Mathcad. Для расчета термодинамических свойств фреона использовалась программа Coolpack.

На рис. 1 представлен график зависимости коэффициента преобразования электроэнергии (COP) от температуры наружного воздуха с учетом отопительного температурного графика.

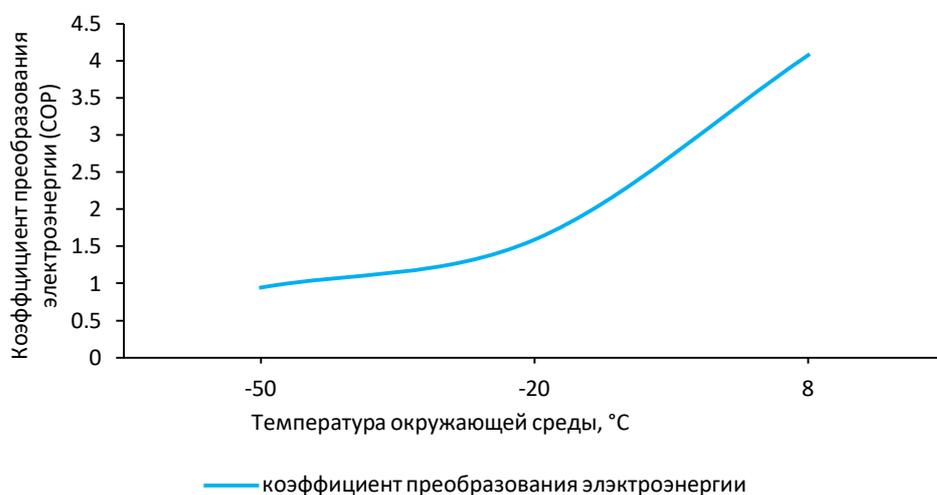


Рисунок 1 – График зависимости коэффициента преобразования электроэнергии (COP) тепловой насосной установки от температуры наружного воздуха

В результате расчета коэффициента преобразования электроэнергии выявлено, что за весь отопительный период при температуре наружного воздуха равной в промежутке от -50 до 8 °C коэффициент преобразования электроэнергии изменяется от 0,9 до 4,1. Так же наблюдается ускоренная динамика приращения коэффициента преобразования электроэнергии в промежутке температур наружного воздуха от -20 до 8 °C, из этого можно сделать вывод, что использование тепловой насосной установки в весенние и осенние периоды представляют высокую эффективность.

В зимний период отопительного сезона предлагается установка пиковых водогрейных котлов в целях повышения надежности системы теплоснабжения.

*Выводы.* Внедрение тепловой насосной установки с источником низкопотенциального тепла грунта в системы теплоснабжения арктических районов Республики Саха (Якутия) имеет целесообразность в осенний и весенний период. Для работы теплоснабжения в зимний период необходим дополнительный источник тепловой энергии (пиковый водогрейный котел), так

как при температуре  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , режим работы тепловой насосной установки является неэффективным.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гритчин, Р. Д. Воздушный тепловой насос как эффективный источник тепла для жилого дома / Р. Д. Гритчин, Д. И. Иванков // Молодой ученый. — 2016. — № 8 (112). — С. 199-202.
2. Местников, Н.П., Нуруллин Э.Г. Исследование и моделирование процесса генерации ветровой и солнечной электростанции мощностью 650 Вт/ Н.П. Местников, Э.Г. Нуруллин // Сб.: Инновационные машиностроительные технологии, оборудование и материалы: Материалы X Международной науч.-техн. конф. – Казань: Акционерное общество «Казанский научно-исследовательский институт авиационных технологий», 2019. - Ч. 2. - С. 436–439.
3. Мучина А.В., Николаев А.А. Анализ температуры грунтов и мощности деятельного слоя Якутии // Успехи современного естествознания. – 2021. – № 10. – С. 95-99;
4. Схема теплоснабжения городского округа «город Якутск» до 2032года. URL: <https://yakutskcity.ru/administration/dokumenty/129695/>
5. Трубаев, П.А., Гришко, Б.М. Тепловые насосы. Белгород: Изд-во БГТУ, 2010. -143 с.

УДК 621.444.4

В.Ч. Чу, В.А. Рассохин, В.В. Барсков, Ю.В. Матвеев, М. Басати Панах  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ТОПЛИВА И ВЫБРОСА ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В СУДОВЫХ МАЛОГАБАРИТНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ С ДОБАВЛЕНИЕМ ВОДОРОДА К ТОПЛИВНОМУ ГАЗУ

*Введение.* В связи с текущими проблемами защиты окружающей среды и энергетической безопасности были проведены исследования альтернативных видов топлива для двигателей внутреннего сгорания, в том числе и для малогабаритных газотурбинных установок (МГТУ). Водород является лучшим альтернативным топливом среди доступных вариантов для использования в МГТУ [1-3]. Более того, свойства водорода делают его идеальным топливом для добавки к обычным углеводородам с целью улучшения их свойств горения [2].

*Актуальность.* Для сжигания чистого водорода в судовых МГТУ, а также снижения выбросов вредных веществ в атмосферу в МГТУ на альтернативных видах топлива необходимо выполнить реконструкцию малоэмиссионных камер сгорания. Для того, чтобы использовать традиционные камеры сгорания, то есть не изменять конструкцию камеры сгорания, рассмотрен способ добавления небольших количеств водорода к топливному природному газу.

*Цель исследования.* Выявить зависимость основных показателей современной типовой МГТУ мощностью 30 кВт при сжигании топлива различных по составу смесей с водородом. Объектом исследования является МГТУ, а предметом исследования является влияние разных смесей топлива с водородом на её экономичность. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Рассчитать топливной характеристики разных смесей традиционного топлива с водородом.

2. Выполнить расчет тепловой схемы судовой МГТУ мощностью 30 кВт (при наличии рекуператора) работающей на разные топлива с водородом

3. Выполнить сравнительный расчет полученных основных показателей судовой МГТУ, работающей на природном газе и его смесях с водородом.

В ходе данной работы исследовался последовательный ряд вариантов топливной смеси от чистого природного газа (ПГ) [2] и пять вариантов его смеси с водородом (до 50% по объему смеси). Данные объемного содержания составляющих топлива:  $[CH_4] = 92\%$ ;  $[C_2H_6] = 3,7\%$ ;  $[C_3H_8] = 1\%$ ;  $[C_4H_{10}] = 0,25\%$ ;  $[CO_2] = 0,15\%$ ;  $[N_2] = 2,9\%$ .

В рисунке 1 видно, что по росту процентного содержания водорода в составе смешанного топлива увеличиваются стехиометрическое количество воздуха и низшая теплота сгорания топлива, отнесенная к единице массы (кДж/кг), а такая же величина, отнесенная к единице объема (кДж/м<sup>3</sup>) уменьшается.

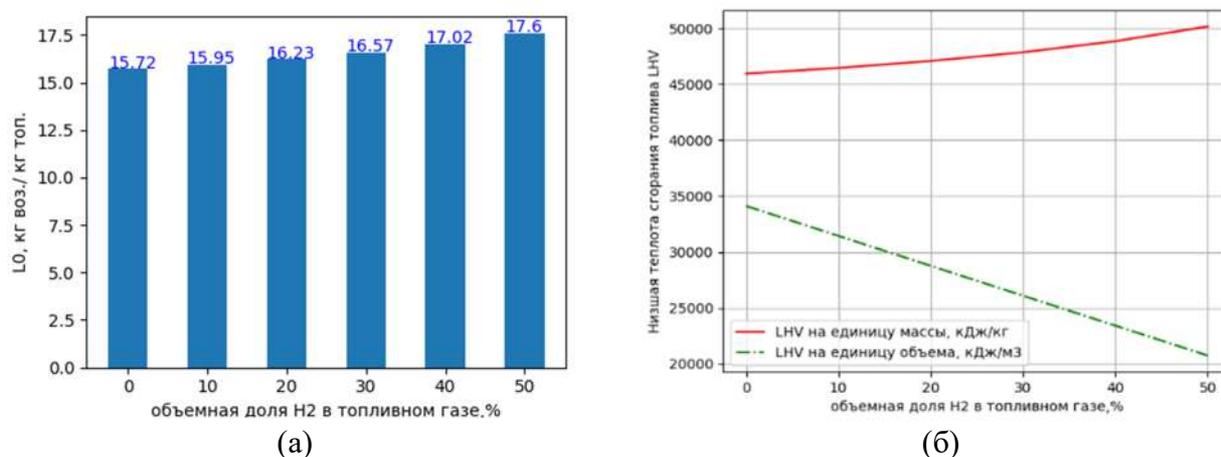


Рисунок 1 – Результаты расчетов характеристики различных видов природного газа с добавлением до 50 % по объему водорода: (а) – изменение отношения массы воздуха к массе топлива в стехиометрической смеси; (б) – изменение величины низшей теплоты сгорания топлива к единице массы и к единице объема

Главные результаты исследования представлены на рисунке 2, где зависимости расхода топлива (а) и объемная доля  $CO_2$  (б) для очень широкого спектра режимных параметров МГТУ 30 кВт. В качестве режимного параметра выбрана начальная температура газов перед турбиной  $T_3^*$ . Для одинаковых режимов  $T_3^* = 1100$  К (таблица 1) в двух вариантах топлива: чистый природный газ и смесь его с 20% водорода, эффективный КПД не изменился и остался равным 0,325. А расход топлива в установке с водородом снизился на 2,37% и выброс  $CO_2$  также снизился на 5,17%.

В качестве иллюстрации результатов исследования в таблице 1 приведена цифровая расшифровка графиков 2а и 2б для режимов МГТУ 30 кВт с начальной температурой газов перед турбиной  $T_3^* = 1072$  К и на чистом природном газе с режимом  $T_3^* = 1122$  К и топливе с 20% добавкой водорода.

Выброс  $CO_2$  не изменился при добавке в топливо 20% водорода, расход топлива снизился на 7,65%, а эффективный КПД установки повысился на 6,05%.

Таблица 1: Результат расчет показателей рассмотренной МГТУ

Параметры	100% ПГ		80%ПГ+20%Н <sub>2</sub>	
	T <sub>3</sub> *=1072 К	T <sub>3</sub> *=1100 К	T <sub>3</sub> *=1100 К	T <sub>3</sub> *=1122 К
[CO <sub>2</sub> ], %V	1,200	1,236	1,172	1,200
G <sub>Топ</sub> , кг/ч	7,466	7,145	6,976	6,895
Эфф. КПД	0,314	0,325	0,325	0,333

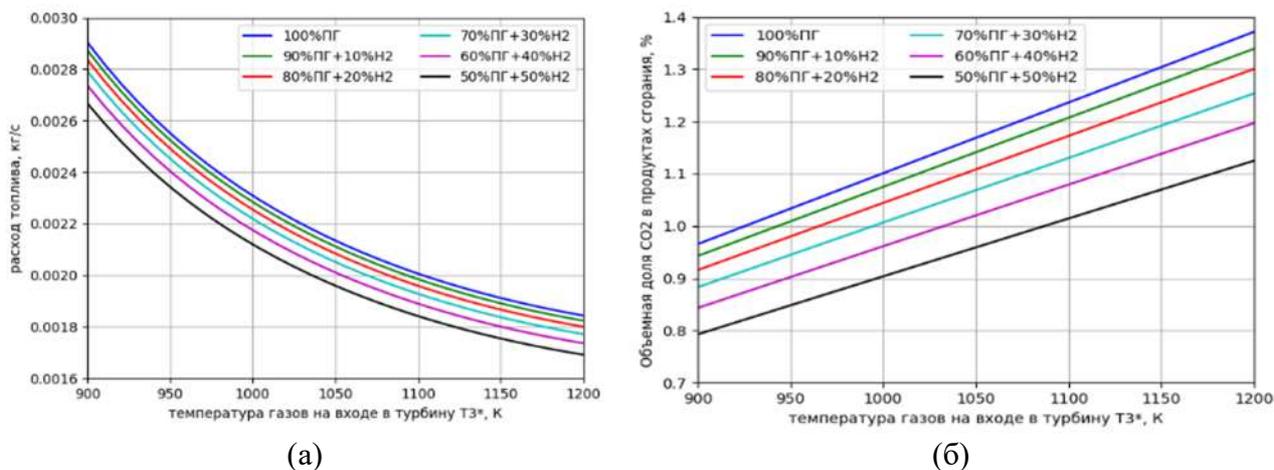


Рисунок 2 – График зависимостей: (а) – расход топлива (кг/с) и (б) – процентное содержание CO<sub>2</sub> в составе продуктов сгорания (%V) при сжигании 1 м<sup>3</sup> топливного газа от разных начальных температур газов перед турбиной МГТУ

**Выводы.** Полученные результаты исследования подтверждают целесообразность использования добавок чистого водорода к топливному газу с целью повышения энергетических характеристик и снижения выброса CO<sub>2</sub> в судовых МГТУ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ma, F., Wang, Y., Wang, J., Zhao, S., Yin, Y., Cheng, W., & Zhou, M. (2008). Development and validation of an on-line hydrogen-natural gas mixing system for internal combustion engine testing. SAE paper, 1, 1580.
2. Meziane, S., Bentebliche, A. Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine // International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 29, 2019. – Pp. 15610-15621. ISSN 0360-3199.
3. Переплетчикова, Ю. А., Лунегов, Н. А., Рассохин, В. А. Исследование эффективности установки, работающей на водородном и смешанных с водородом топливах // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 2021. – С. 123-126.

УДК 621.486

Н.А. Забелин, И.С. Клюквин, Г.А. Фокин  
Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТУРБИНЫ ЛПИ В ЦИКЛЕ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

**Введение.** Рассмотрена возможность использования турбины конструкции ЛПИ, как турбодетандера, в технологическом процессе производства сжиженного природного газа (СПГ). Из-за большой степени понижения давления  $p_T$ , в подобном турбодетандере происходит интенсивное охлаждение

рабочего тела, на конечную температуру которого влияет температура природного газа, поступающего из магистрального трубопровода.

*Актуальность.* Россия является одним из мировых лидеров по добыче и транспортировке природного газа, в основном по системе магистральных газопроводов общей протяженностью более 178 тыс. км. Газопроводы обеспечивают большую часть производственных и бытовых потребителей, однако не позволяют доставлять газ в отдаленные локальные районы, в островные государства. Это требует поиска альтернативных способов, одним из которых является развитие технологии сжиженного природного газа (СПГ).

*Цель работы.* Определение места турбин ЛПИ в технологических процессах производства СПГ, для чего рассчитаны температуры рабочего тела (природного газа) на выходе из турбин ЛПИ, с учетом сезонных колебаний температуры окружающей среды.

*Технологии производства СПГ.* Отметим, что градация производства СПГ в основном делится на мало- (<1 млн т./год), средне- (1-5 млн т./год) и крупнотоннажное (>5 млн т./год) [2]. Из существующих технологических схем производства СПГ, можно отметить – APCI C<sub>3</sub>MR (до 4,8 – 5,2 млн т. / год), APCI AP-X (<10 млн т. / год), LINDE-STATOIL MFC (<12,0 млн т. / год) и DMR Liquefin (<7,8 млн т. / год).

Рассмотрим их основные особенности:

APCI C<sub>3</sub>MR, использует трехуровневое предварительное охлаждение пропаном. Основной цикл – дроссельный на смешанном хладагенте.

APCI AP-X отличается от вышеупомянутой тем, что использует в своём процессе детандерно – дроссельный цикл;

LINDE-STATOIL MFC – процесс с трехуровневым отдельным охлаждением смешанных хладагентов;

DMR Liquefin, этот процесс на двухуровневом смешанном хладагенте, на первом использующий предварительное трехуровневое охлаждение, а на втором применяется на основном дроссельном цикле [3,4].

*Постановка задачи.* В работе, с использованием программы RefProp (окно Specific state point, Рисунок 1), выполнен расчет конечной температуры  $T_{2г}$  природного газа с содержанием метана не менее 98,5 %, в конце процесса расширения в турбине ЛПИ с внутренним относительным к.п.д.  $\eta_{oi}=0,75\%$ .

REFPROP (methane) - NIST Reference Fluid Properties

File Edit Options Substance Calculate Plot Window Help Cautions

1: methane: Specified state points

	Temperature (K)	Pressure (MPa)	Density (kg/m <sup>3</sup> )	Enthalpy (kJ/kg)	Entropy (kJ/kg-K)
1	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
2	196,82	1,2000	12,841	668,30	4,4202
3	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
4	191,87	1,0500	11,464	660,26	4,4424
5	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
6	186,42	0,89995	10,054	651,29	4,4688
7	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
8	180,30	0,74996	8,6055	641,09	4,5010
9	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
10	173,28	0,60003	7,1101	629,19	4,5419
11	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795
12	164,91	0,44999	5,5533	614,74	4,5972
13	285,00	7,0001	54,763	803,52	4,1795

Рисунок 1 – Пример расчета в Specific state point в программе RefProp

При расчетах учитывалось влияние сезонов года на начальную температуру газа, поступающего в турбину из магистрального газопровода,  $T_{1Г} = 12^{\circ}\text{C}$ ,  $7^{\circ}\text{C}$  и  $2^{\circ}\text{C}$  (соответственно – лето, межсезонье, зима), при начальном давлении  $P_{1Г} = 7$  МПа [5] и изменении конечного давления  $P_{2Г}$  в диапазоне  $0,3 \dots 1,2$  М=МПа.

*Анализ полученных расчетов.* По результатам расчета построен график зависимости конечной температуры газа  $T_{2Г}$  от конечного давления  $P_{2Г}$ , рисунок 2.

Видно, что изменение  $T_{1Г}$  влияет на поведение  $T_{2Г}$  при неизменном давлении  $P_{1Г} = 7$  МПа. В среднем сезонное изменение температуры  $T_{2Г}$  достигает примерно 2%, что требует учета этого влияния при расчетах режимов рабочего процесса. Существенное влияние оказывает конечное давление  $P_{2Г}$  – при его росте в рабочем диапазоне температура повышается от  $146 \dots 152$  К до  $188 \dots 196$  К. Наименьшая температура  $T_{2Г} = 146,77$  К получена для зимнего сезона при  $T_{1Г} = 2^{\circ}\text{C}$ .

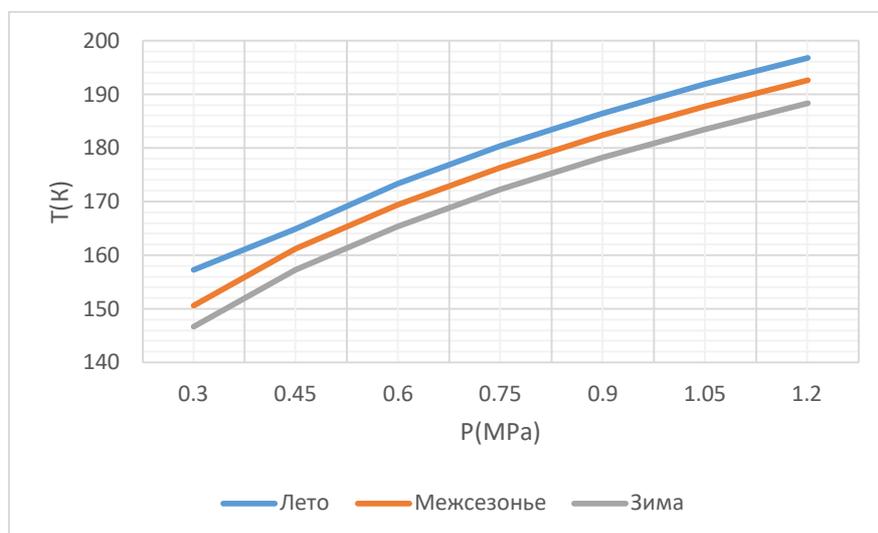


Рисунок 2 – Зависимость конечной температуры природного газа от конечного давления, в разные сезоны года

*Выводы.* Полученные результаты показывают, что наиболее существенное влияние на  $T_{2r}$  оказывает давление за турбиной – следует выбирать его минимальные значения, определяющиеся газовым потребителем. Полученный уровень температур позволяет использовать турбину ЛПИ с высокими степенями расширения в цикле производства СПГ, чему будут посвящены дальнейшие исследования.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Единая Система Газоснабжения России [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/...> (дата обращения: 07.04.2023).
2. Анализ технологий получения СПГ [Электронный ресурс]. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/...> (дата обращения: 30.03.2023).
3. Перспективы развития технологий сжижения природного газа на плавучих средствах [Электронный ресурс]. URL: <https://earchive.tpu.ru/...> (дата обращения: 08.04.2023)
4. Анализ технологий получения сжиженного природного газа в условиях арктического климата [Электронный ресурс]. URL: <https://elibrary.ru/...> (дата обращения: 30.03.2023)
5. Строительная климатология СНиП 23-01—99, М., Стандартинформ, 2019.

УДК 621.181.126.1

Р.А. Шиховцов, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ БАЗАЛЬТОВОГО ВОЛОКНА НА КОТЛЕ С ГАЗОПЛОТНЫМИ ЭКРАНАМИ

*Введение.* Топочная камера и газоходы котла отделяются от окружающей среды слоем тепловой изоляции [1]. Связано это с значительным тепловыделением от наружной поверхности стен топочной камеры и позволяет снизить потери в окружающую среду ( $q_5$ ). На практике, большинство современных котлов имеют натрубную облегченную тепловую изоляцию, которая значительно проще и удобнее в эксплуатации, чем накаркасная или щитовая.

*Актуальность.* При использовании газоплотных экранов, температура внешней стороны труб топочной камеры котла с естественной циркуляцией не превышает 300...400 °С и отсутствует их контакт с газовой средой [2]. Это дает возможность использовать ограждения, изготовленные только из тепловой изоляции, выбор которой играет значительную роль в величине капитальных затрат при сооружении энергетического котла. Базальтовое волокно (базальтовая вата) – один из таких эффективных и относительно дешевых материалов, монтируемых в виде прошивных матов, покрываемых с внешней стороны штукатурным покрытием или тонким металлическим листом.

*Цель работы* – определение толщины и объема материалов, необходимого для теплоизоляции топочной камеры котла.

*В процессе работы решены следующие задачи:*

– с использованием величины заданной температуры на внешней поверхности тепловой изоляции, рассчитана толщина базальтового волокна,

обеспечивающая минимизацию тепловых потерь, а так же безопасную и комфортную температуру для работы персонала;

– получено количество теплоизоляционного материала (объем).

Паровой котел Е-570-13,8-560 вертикально-водотрубный, однопарабанный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, спроектирован для работы на буром угле Харанорского месторождения. Расчетные параметры котла представлены в таблице 1, а эскиз котла – на рисунке 1. Топочная камера выполнена из панелей, изготовленных из труб  $\varnothing 60 \times 5$  мм с шагом между трубами 80 мм.

Таблица 1 – Расчетные параметры котла Е-570-13,8-560

Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
Паропроизводительность котла	$D$	кг/с (т/ч)	158,3 (570)
Параметры перегретого пара: – давление – температура	$p_{пп}$ $t_{пп}$	МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) К (°С)	13,8 (140) 833 (560)
Параметры питательной воды: – давление – температура	$p_{пв}$ $t_{пв}$	МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) К (°С)	15,7 (160) 483 (210)
Температура уходящих газов	$T_{ух}$	К (°С)	413 (140)

Конструкция натрубной тепловой изоляции газоплотных экранов котла Е-570-13,8-560 представлена на рисунке 2. Базальтовое волокно ( $S_1$ ), сшитое в виде матов, прилегает к наружной поверхности экранов, надето на металлические штыри и прижимается к экранам металлической сеткой, на которую накладывается слой штукатурки ( $S_2$ ).

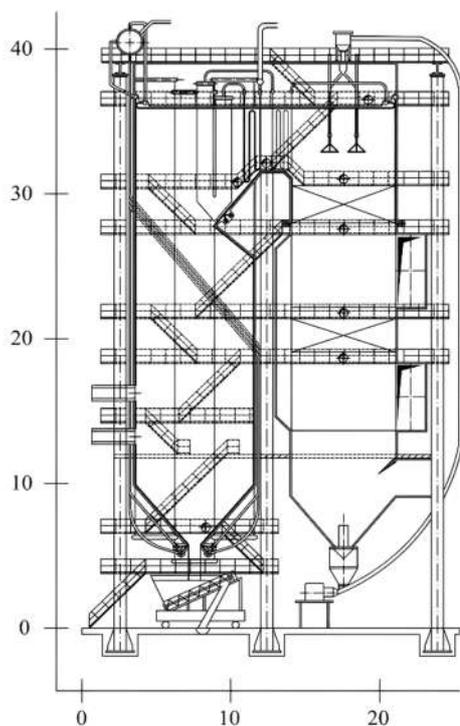


Рисунок 1 – Котел Е-570-13,8-560

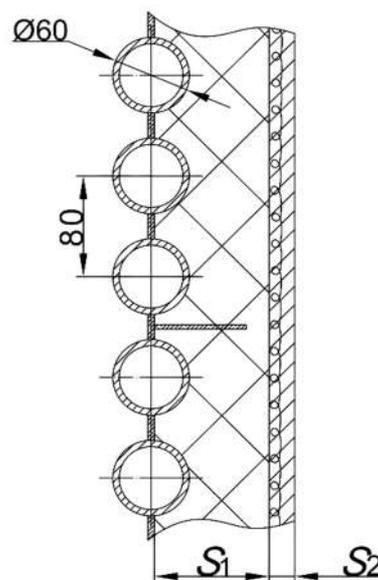


Рисунок 2 – Конструкция натрубной тепловой изоляции газоплотных экранов котла Е-570-13,8-560

Допустимая температура наружной поверхности тепловой изоляции (штукатурного слоя) –  $t_{\text{нар}}$ , согласно условиям безопасной работы персонала [3], не должна превышать  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , при температуре окружающего воздуха ( $t_{\text{в}}$ )  $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Температура на внутренней поверхности базальтового волокна определяется по зависимости [3]:

$$t_{\text{вн}} = \frac{t_{\text{ст}}(S - d) + t_{\text{ср}}d}{S}, \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (1)$$

где  $t_{\text{ст}} = t_{\text{ср}} + 60$ ,  $^{\circ}\text{C}$  – расчетная температура стенки [4];  $S$  и  $d$  – шаг и диаметр экранной трубы, м;  $t_{\text{ср}}$  – температура среды ( $^{\circ}\text{C}$ ), равная температуре насыщения при расчетном давлении в циркуляционном контуре котла ( $p = 15,1$  МПа ( $154$  кгс/см<sup>2</sup>)). Величина  $t_{\text{вн}}$  составила  $358\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

С учетом зависимости теплопроводности базальтового волокна от температуры, определяемой как среднее значение температур наружной и внутренней поверхностей  $\bar{t}$ , произвести ее вычисление можно по следующей эмпирической зависимости [3]:

$$\lambda_1 = 0,038 + 0,00013\bar{t}, \text{ ккал}/(\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^{\circ}\text{C}). \quad (2)$$

Толщина изоляции  $S_1$  (м), вычисляется через термическое сопротивление для теплового потока (при граничных условиях третьего рода):

$$\frac{S_1}{\lambda_1} = \frac{R_{\text{в}}(t_{\text{вн}} - t_{\text{в}})}{t_{\text{нар}} - t_{\text{в}}} - R_2 - R_{\text{в}}, \quad (3)$$

где  $R_{\text{в}}$  и  $R_2$  – термические сопротивления воздуха и штукатурки [3].

С использованием зависимостей (1)...(3) определена толщина тепловой изоляции (составила 90 мм), которая обеспечивает (с учетом штукатурного слоя) заданную температуру на ее поверхности. Для изоляции топочной камеры котла Е-570 потребуется  $\sim 185$  м<sup>3</sup> базальтовой ваты,  $\sim 2050$  м<sup>2</sup> сетки и  $\sim 45$  м<sup>3</sup> штукатурки. Размеры одного мата из базальтового волокна (при известной толщине) определяются удобством монтажа и, как правило, составляют  $\sim 1,0 \times (1,5 \dots 2)$  м.

*Выводы.* Выполнен расчет толщины, а также определено количество изоляционного материала, необходимого для теплоизоляции топочной камеры котла Е-570-13,8-560. Полученные значения позволяют произвести оценку капитальных затрат при сооружении котельной установки на закупку изоляционного материала.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Бойко Е.А. Паровые котлы. – Красноярск: Изд-во КГТУ, 2005. – 135 с.
2. Резников М.И. Парогенераторные установки электростанций. – М.: "Энергия", 1974. – 360 с.
3. Залкинд Е.М., Козлов Ю.В. Проектирование ограждений паровых котлов. – М.: «Энергия», 1980. – 288 с.
4. РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. – Рук. док-ты Госгортехнадзора России, 2001.

ОЦЕНКА МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНОЙ  
ТЕПЛОТЫ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК  
НА ВАСИЛЕОСТРОВСКОЙ ТЭЦ-7

*Введение.* Производство электрической и тепловой энергии неотъемлемо связано с выделением вторичных источников низкопотенциальной теплоты (ИНТ), которые зачастую никак не используются и просто выбрасываются в окружающую среду, чем оказывают негативное воздействие на экологию. Поэтому для снижения выбросов ИНТ на действующей ТЭЦ предлагается определить такие источники и оценить их потенциал при утилизации в цикле ТНУ.

*Актуальность.* Центральной идеей Энергетической стратегии России на период до 2035 является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию топливно-энергетического комплекса [1]. Одним из способов утилизации низкопотенциальной теплоты является применение тепловых насосов (ТНУ) [2]. Оценка мощности ИНТ позволит двигаться в направлении внедрения теплоутилизационных технологий для снижения экологического ущерба для окружающей среды и повышения энергоэффективности ТЭЦ.

*Методы исследования.* В работе использовался метод статистического анализа режимов работы Василеостровской ТЭЦ-7 по фактическим данным за 2021-2022 гг. Так как исследование проводится на основе статистических данных, то степень их достоверности определяется многими факторами (погрешностью приборов систем АСУ ТП, частотой измерений параметров и т.д.) [3].

*Цели и задачи работы.* Оценить мощность ИНТ Василеостровской ТЭЦ-7 для возможности применения ТНУ. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать технологическую схему и характерные режимы работы ТЭЦ-7 для определения ИНТ;

2. Оценить потенциал и температурные уровни этих источников по статистическим данным и характеристикам оборудования;

3. Предложить оптимальные ИНТ для использования в испарителе ТНУ.

Потенциал ИНТ определяется по формуле 1:

$$Q_{\text{ИНТ}} = \sum_{i=1}^n G_{\text{ИНТ}_i} C_p (T_{\text{вых}_i} - T_{\text{вх}_i}), \text{ МВт, где} \quad (1)$$

где  $G_{\text{ИНТ}_i}$  – расход ИНТ, кг/с;

$C_p$  – теплоемкость ИНТ, кДж/кг\*°С;

$T_{\text{вых}_i}$  – температура ИНТ на выходе из источника, кДж/кг;

$T_{\text{вх}_i}$  – температура ИНТ на входе в источник, кДж/кг.

Объектом исследования в работе выступала действующая Василеостровская ТЭЦ-7. Располагаемая электрическая мощность составляет 135 МВт, а тепловая – 1033 Гкал/ч. ТЭЦ с поперечными связями и прямоточной системой технического водоснабжения.

*Результаты расчетов.* В результате анализа технологической схемы, режимов работы основного и вспомогательного оборудования были выявлены следующие источники низкопотенциальной теплоты: вода прямоточной системы охлаждения основного оборудования (конденсаторов турбин) и вспомогательного, к которому можно отнести маслоохладители (МО) и газоохладители (ГО) турбин.

На рисунке 1 приведены расходы воды на охлаждение основного и вспомогательного оборудования и температурные уровни ИНТ. На рисунке 2 представлен график мощности ИНТ в разрезе года.

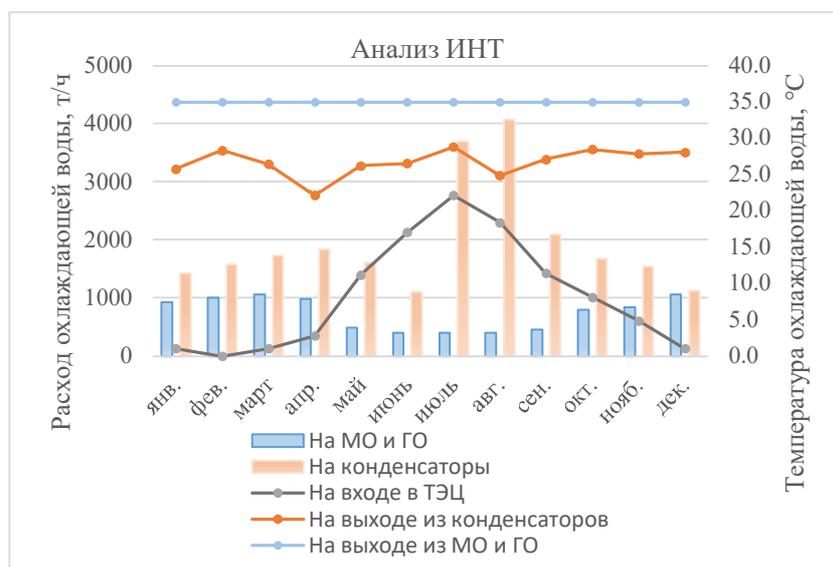


Рисунок 1 – Расходы и температурные уровни ИНТ.

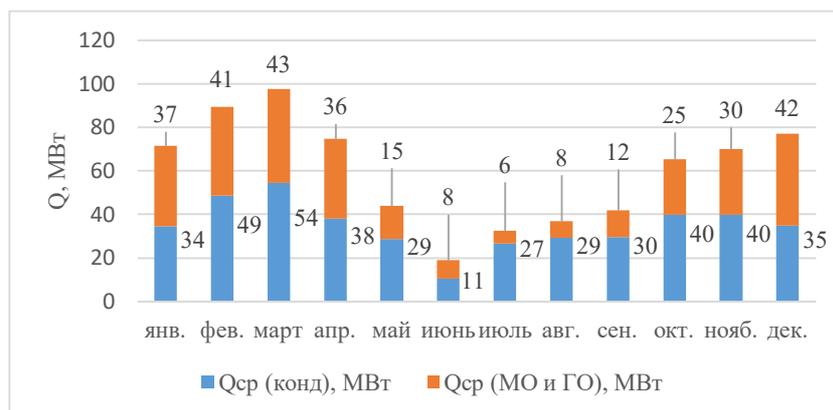


Рисунок 2 – Мощность ИНТ.

Из анализа графика на рисунке 1 видно, что температурный уровень определенных ИНТ стабильный в течение года, расход среды имеет зависимость от режима работы ТЭЦ, что может накладывать ограничения по мощности ТНУ.

*Выводы.* Были определены оптимальные ИНТ со стабильным температурным уровнем. Была произведена оценка мощности ИНТ (рисунок 2) для установки ТНУ. Средний потенциал воды после конденсаторов за год равен

35 МВт, а после МО и ГО – 25 МВт. Результаты исследования могут быть рекомендованы для дальнейших расчетов в части применения ТНУ на Василеостровской ТЭЦ-7.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения) [Электронный ресурс]. URL: <https://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf#:~:text=Энергетическая%20Стратегия%20России%20на%20период,позиции%20в%20мировой%20атомной%20энергетике>
2. Аникина И.Д., Трещева М.А., Скулкин С.В., Киселев В.Г. Применение тепловых насосов для энерго- и ресурсосбережения на ТЭС, 2021 – 118 с.
3. Аникина И.Д. Использование тепловых насосов в технологических схемах ТЭЦ с учетом особенностей режимов производства и потребления теплоты // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2016.

УДК 658.261:621.56

А.В. Овсянник, В.П. Ключинский  
Гомельский государственный технический университет  
им. П.О. Сухого

### ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ, ТРИГЕНЕРАЦИОННОЙ И ПОЛИГЕНЕРАЦИОННОЙ УТИЛИЗАЦИИ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

*Введение.* Вторичные энергетические ресурсы в больших количествах присутствуют на промышленных предприятиях в виде топлив с низкой теплотворной способностью и тепловых отходов. Для утилизации таких отходов все более широкое применение в малой энергетике находят схемы на органическом цикле Ренкина (ОЦР) [1].

*Актуальность.* Помимо электрической и тепловой энергии зачастую предприятия нуждаются в холоде и углекислоте. К ним относятся предприятия фармацевтической, горнодобывающей, химической, целлюлозно-бумажной и др. промышленности. Для удовлетворения потребностей предприятий в электрической и тепловой энергии, холоде и углекислоте разработаны схемы когенерационной, тригенерационной и полигенерационной утилизации вторичных энергетических ресурсов (ВЭР).

*Цель исследования.* Сравнить когенерационный, тригенерационный и полигенерационный способы утилизации ВЭР. Объектом исследования являются схемы утилизации ВЭР на основе низкокипящих рабочих тел, а предметом исследования является оценка экономической эффективности исследуемых вариантов утилизации ВЭР. С учетом поставленной цели в исследовании решалась задача оценки эффективности способов утилизации ВЭР.

Для утилизации вторичных энергетических ресурсов предприятий, которые нуждаются в электрической энергии, теплоте, холоде и углекислоте, разработана схема полигенерационной установки (рисунок 1), которая объединяет в себе ОЦР установку и установки по производству углекислоты и холода. На рисунке

1 представлены следующие элементы: 1,13,16,6т – теплообменный аппарат; 2 – абсорбер; 3 – десорбер; 4 – брызгоотделитель; 5 – осушитель; 6 – инжектор; 7 – ресивер; 8 – компрессор; 9 – конденсатор; 10,14 – регулирующий клапан; 11,15 – сепаратор; 12,5т – насос; 1ка – котлоагрегат; 1т – котел-утилизатор; 2т – турбина на НКРТ; 3т – генератор; 4т – конденсатор.

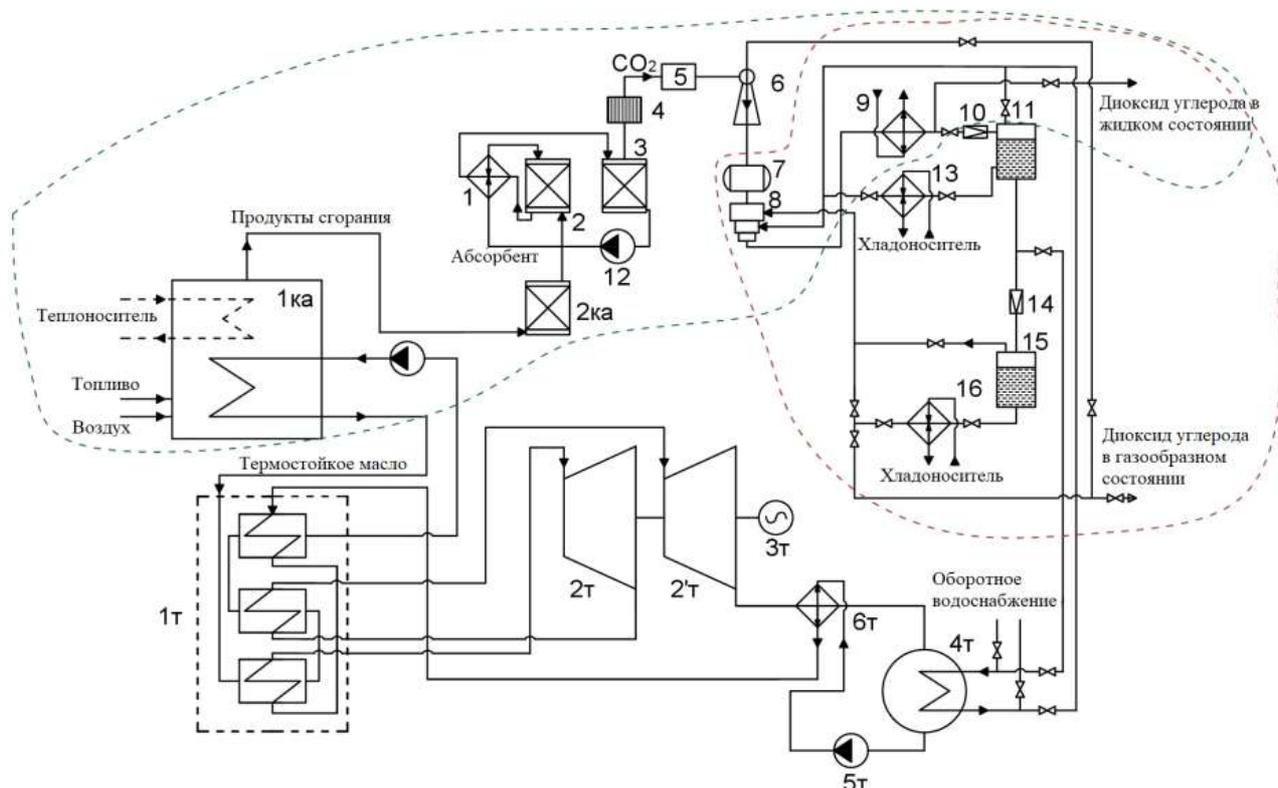


Рисунок 1 – Полигенерационная турбоустановка на ВЭР [2]

Расчет исследуемых вариантов схем проводился при помощи созданной специализированной программы [3] и разработанной методики расчета экономических показателей схем [4]. Полученные результаты представлены в таблице 1. Из таблицы 1 следует, что все варианты схем утилизации вторичных энергетических ресурсов обладают приемлемыми технико-экономическими показателями и могут быть использованы на предприятиях. Наименьшей эффективностью обладает когенерационная паросиловая установка на водяном паре (Var.1) с динамическим сроком окупаемости 7,1 года при ставке дисконтирования 10 %. Тригенерационная установка на ОЦР с промежуточным перегревом и сверхкритическими параметрами рабочего тела (Var.2) позволяет увеличить количество производимой в установке электрической энергии и положительно сказывается на сроке окупаемости установки (динамический срок окупаемости снижается с 7,1 года до 4,5 года). Наилучшими показателями обладает полигенерационная установка на диоксиде углерода (Var.3). Несмотря на снижение количества отпускаемой электрической энергии такая компоновка схемы позволяет производить углекислоту в жидком и газообразном состоянии в объеме 4,2 тысяч тон в год, что положительно сказывается на экологической безопасности предприятия и улучшает его экономические показатели,

а динамическим сроком окупаемости установки снижается с 4,5 года (для тригенерации) до 3,2 года.

Таблица 1: Оценка эффективности утилизации ВЭР

Показатель	Способ утилизации ВЭР		
	Вар.1	Вар.2	Вар.3
Отпуск электроэнергии, $\times 10^3$ МВт·ч/год	11,3	13,7	11,8
Отпуск тепловой энергии, $\times 10^3$ МВт·ч/год	7,4	7,4	7,4
Отпуск холод, $\times 10^3$ МВт·ч/год	-	3,7	3,7
Отпуск CO <sub>2</sub> , $\times 10^3$ т/год	-	-	4,2
Экономический эффект, $\times 10^6$ \$/год	1,3	1,6	2,2
Стоимость установки, $\times 10^6$ \$	2,3	2,5	3,3
Расходы на эксплуатацию, $\times 10^6$ \$/год	0,2	0,2	0,3
Статический срок окупаемости, лет	4,9	3,5	2,6
Внутр. норма доходности, %	19,7	28,5	37,9
Дин. срок окупаемости, лет	7,1	4,5	3,2
Чистый дисконтированный доход, $\times 10^6$ \$	1,6	3,7	7,3

*Выводы.* Разработанная схема полигенерации является наилучшим из предлагаемых вариантов утилизации вторичных энергетических ресурсов, которая не только обладает хорошими экономическими показателями эффективности (динамический срок окупаемости – 3,2 года), но и позволяет полезно использовать производимую углекислоту, тем самым снижая углеродный след предприятия.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Но, Т. Comparison of the Organic Flash Cycle to other advanced vapor cycles for intermediate and high temperature waste heat reclamation and solar thermal energy / Т. Но etc. // Energy. 2012. Vol. 42. P. 213-223.
2. Овсянник А. В. Тригенерационные турбоустановки на основе низкокипящих рабочих тел./ А.В. Овсянник, В. П. Ключинский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2022. – № 3 (65). – С. 263–275.
3. Овсянник, А.В. Разработка компьютерной программы для оптимизации параметров низкокипящего рабочего тела в турбодетандерной установке / А. В. Овсянник, В. П. Ключинский // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2020. – № 3/4. – С. 108–115.
4. Ключинский, В. П. Термодинамический и технико-экономический анализ тригенерационных установок на органическом цикле Ренкина / В. П. Ключинский, А. В. Овсянник // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2022. – № 1. – С. 80–89.

# Водородная энергетика

УДК 620.92

Д.Л. Колбанцева

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

## АЛГОРИТМ ВЫБОРА ПЛОЩАДКИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЭС ДЛЯ ИНТЕГРАЦИИ КОМПЛЕКСА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВОДОРОДА МЕТОДОМ ГАЗИФИКАЦИИ ТКО

*Введение.* Утилизация и переработка твердых коммунальных отходов (ТКО) – актуальная задача для Российской Федерации. Наиболее распространённым методом в настоящее время является способ захоронения ТКО на полигонах без переработки, однако исследования показывают, что газификация ТКО является наиболее эффективным способом переработки отходов [1]. Кроме того, из генерируемого в процессе газификации синтез-газа возможно выделение водорода – альтернативного экологически чистого топлива [2].

*Актуальность.* При интеграции такого комплекса по производству водорода из ТКО методом газификации в тепловую схему действующей ТЭС возможно добиться комплексного эффекта: снижения капитальных затрат в установку за счет использования существующей инфраструктуры электростанции, решение экологической мусорной проблемы, а также использование генерируемого водорода в качестве топлива на ТЭС, снижая тем самым экологическую нагрузку электростанций на окружающую среду и повышая эффективность их работы [3].

*Цель исследования:* разработка методики по выбору площадки действующей ТЭС с целью интеграции комплекса по производству водорода методом газификации ТКО. Объектом исследования является тепловая схема действующей электростанции, а предметом исследования – комплекс по генерации водорода из ТКО методом газификации.

Для достижения поставленной цели необходимо разработать и выделить критерии, а также и их иерархию с целью выбора площадки действующей ТЭС для интеграции комплекса по производству водорода методом газификации из ТКО.

*Результаты.* В первую очередь для предупреждения возможных остановов в технологическом процессе генерации водорода критически важно оценить транспортную доступность площадки действующей ТЭС, в связи с тем, что доставка ТКО возможна только автомобильным транспортом, а складирование ТКО недопустимо. Кроме того, для выделения водорода из синтез-газа необходима подача пара определенных параметров в установку [1], в связи с чем необходимо оценить возможность генерации дополнительного расхода пара без нарушения существующих режимов работы электростанции. В-третьих, площадка ТЭС должна обладать свободными площадями для размещения рассматриваемого комплекса по производству водорода. Также внимания

заслуживают такие критерии как соблюдение нормативных расстояний и наличие хозяйства резервного жидкого топлива.

Разработанный алгоритм выбора площадки действующей ТЭС для интеграции комплекса по производству водорода методом газификации ТКО в виде блок-схемы представлен на рисунке 1.

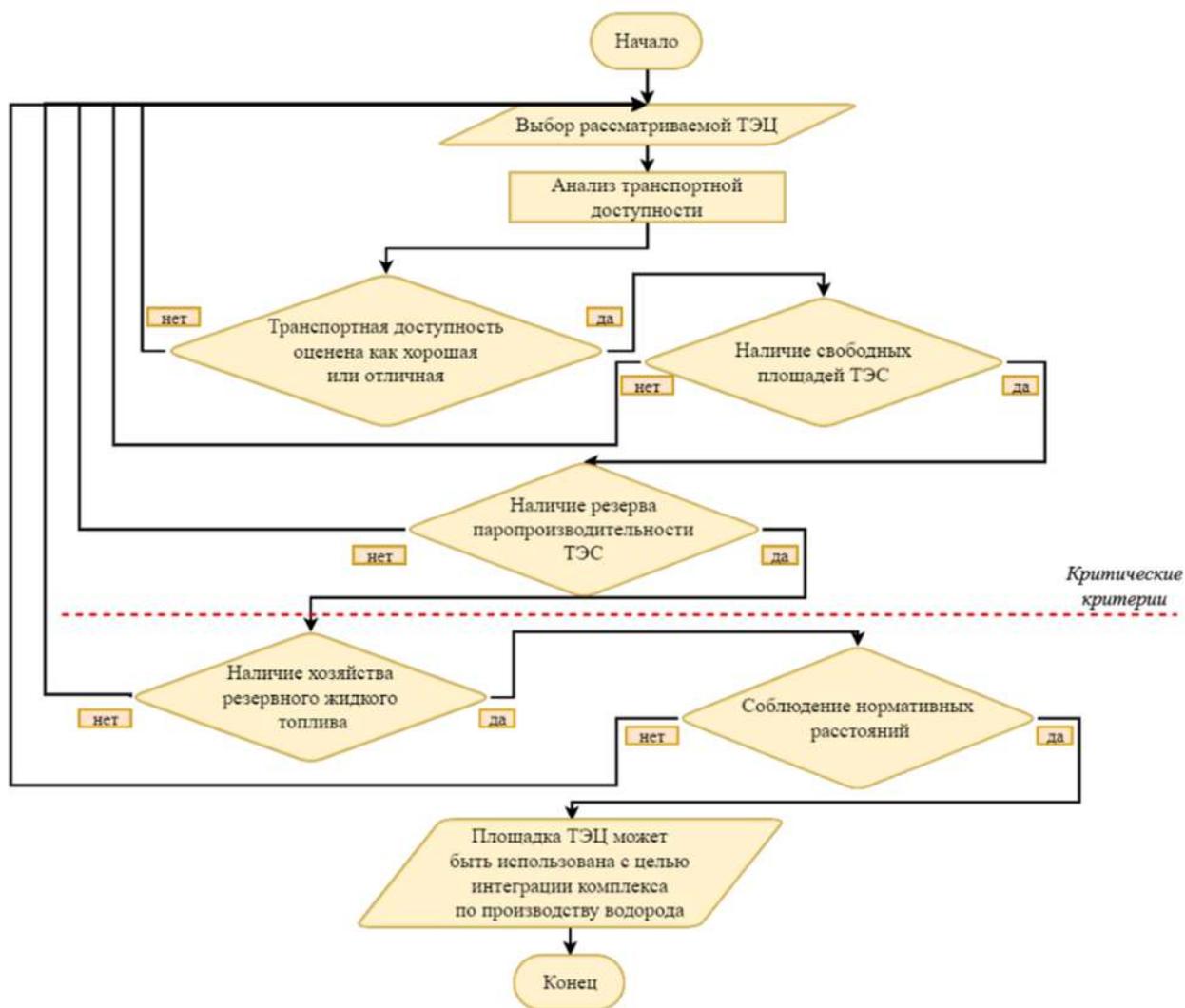


Рисунок 1 – Блок-схема выбора площадки действующей ТЭС с целью интеграции комплекса по производству водорода методом газификации ТКО

**Выводы.** В работе предложен алгоритм выбора площадки действующей ТЭС для интеграции комплекса по производству водорода методом газификации ТКО. Данная задача является актуальной, что подтверждается действующими стратегическими документами. Предлагаемый алгоритм может быть применен к действующим ТЭС любых субъектов Российской Федерации.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Колбанцева, Д. Л. Перспективы производства водорода из отходов на действующих ТЭС Г. Санкт-Петербурга / Д. Л. Колбанцева, Д. А. Трещев, М. А. Трещева // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 118-120. – EDN PLRGKB.

2. Analysis of Technologies for Hydrogen Consumption, Transition and Storage at Operating Thermal Power Plants / D. Kolbantseva, D. Treschev, M. Trescheva [et al.] // – 2022. – Vol. 15, No. 10. – DOI 10.3390/en15103671. – EDN DDRHPN.

3. Калютник, А. А. Утилизация твердых бытовых отходов на ТЭЦ г. Санкт-Петербурга / А. А. Калютник, Д. А. Трещев, Д. Л. Поздеева // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2019. – Т. 25, № 3. – С. 59-70. – DOI 10.18721/JEST.25304. – EDN KIJBXP.

UDC 620.424.1

D. Behary, I.D. Anikina  
Peter the Great, St. Petersburg Polytechnic University

## A SIMULATION OF AN INTEGRATED SYSTEM OF A CHP PLANT AND A CLEAN HYDROGEN PRODUCTION UNIT

*Introduction:* Due to its significance in the decarbonization roadmap, hydrogen possesses promising market potential. According to IRENA, the global hydrogen demand is expected to reach 614 mt/year by 2050 [1]. In this paper, the focus is on producing hydrogen from natural gas using the steam methane reforming (SMR). Our main goal is to produce clean hydrogen in an efficient way; thus, we integrated a SMR with a capture unit and got the required steam from a Combined heat and power (CHP) plant.

*Relevance:* The concept of CHP plant plays an important role in the energy transition roadmap since it saves the natural and economical resources and decreases the carbon emissions. In CHP plants, electricity and thermal energy are produced at high efficiency instead of using separate systems [2]. Integrating the CHP plant with SMR unit aims to increase the efficiency of the whole system and extract the steam needed for the SMR.

*Purpose of study:* This paper aims to study the simulation of the integrated system of the CHP and clean hydrogen production. Besides, comparing the results of the hydrogen production unit simulation with another literature [3] for confirming the applicability of the new system.

*Research:* The simulation of this system was made through UnitedCycle CAD which is used for simulating the CHP plant and DWSIM software which is used to simulate the SMR and carbon purification units.

To simulate the CHP plant, we used a PT-80 turbine that is used for the purpose of generating electricity of 80 MW, heating, and steam for the different applications. The scheme of the turbine was firstly drawn on Graphical editor in UnitedCycle as shown in Fig. 1. The steam was extracted from the 4th stage of the turbine, the temperature and pressure were adjusted to 200 C and 8 atm respectively using a steam regulator and a control valve. The steam is then directed to the SMR unit for hydrogen generation.

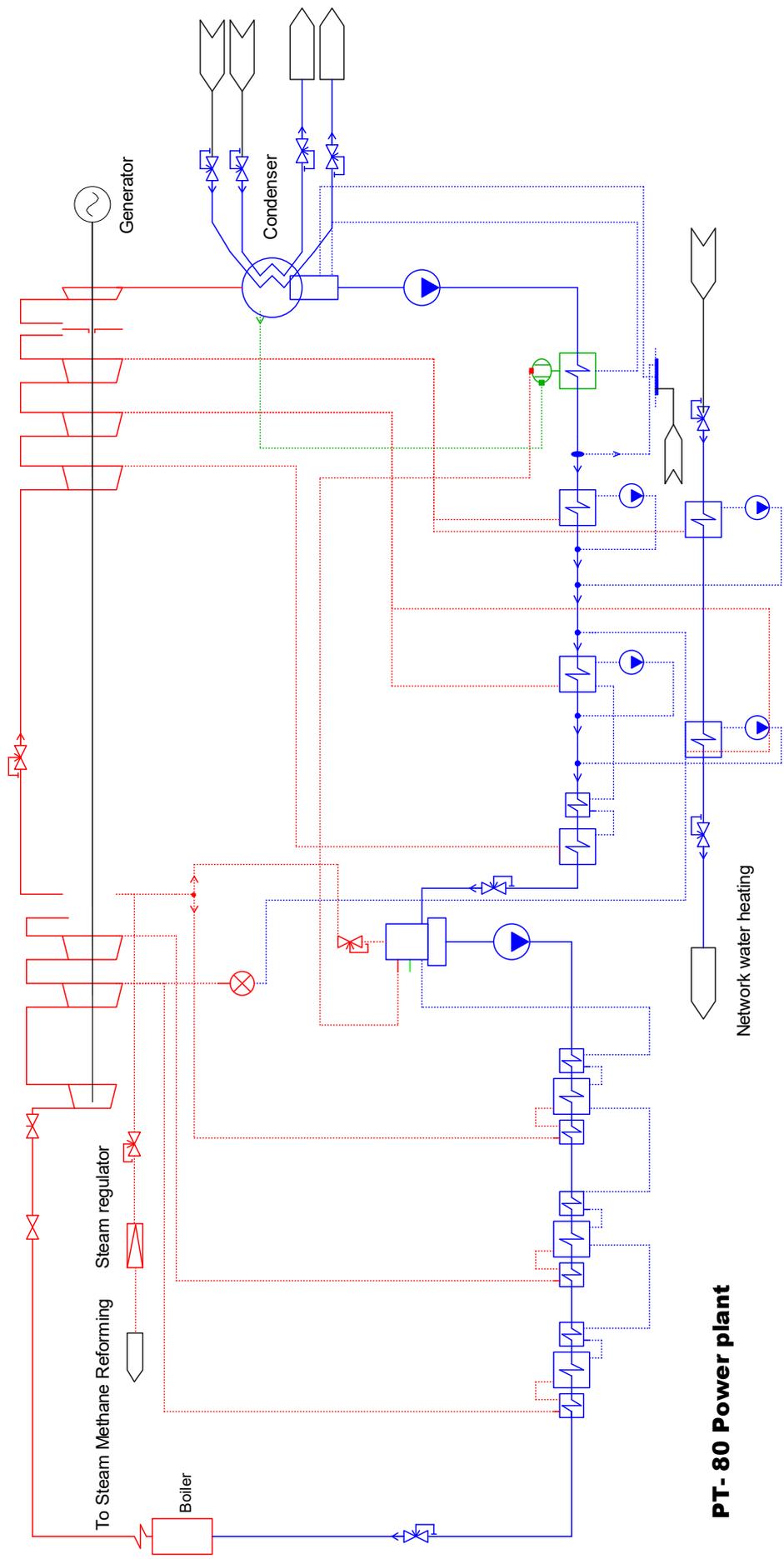


Figure 1 – Scheme design and simulation of PT-80 on United Cycle

The SMR process consists of three main stages: pretreatment, reforming, and water gas shift (WGS), in addition to a purification unit that prevents CO<sub>2</sub> from escaping to the environment. In our system, we assumed working with a high purity natural gas that contains a high methane content of fraction 98.9%, thus disposing the need for adding a pretreatment unit to the system as shown in Fig. 2 [3].

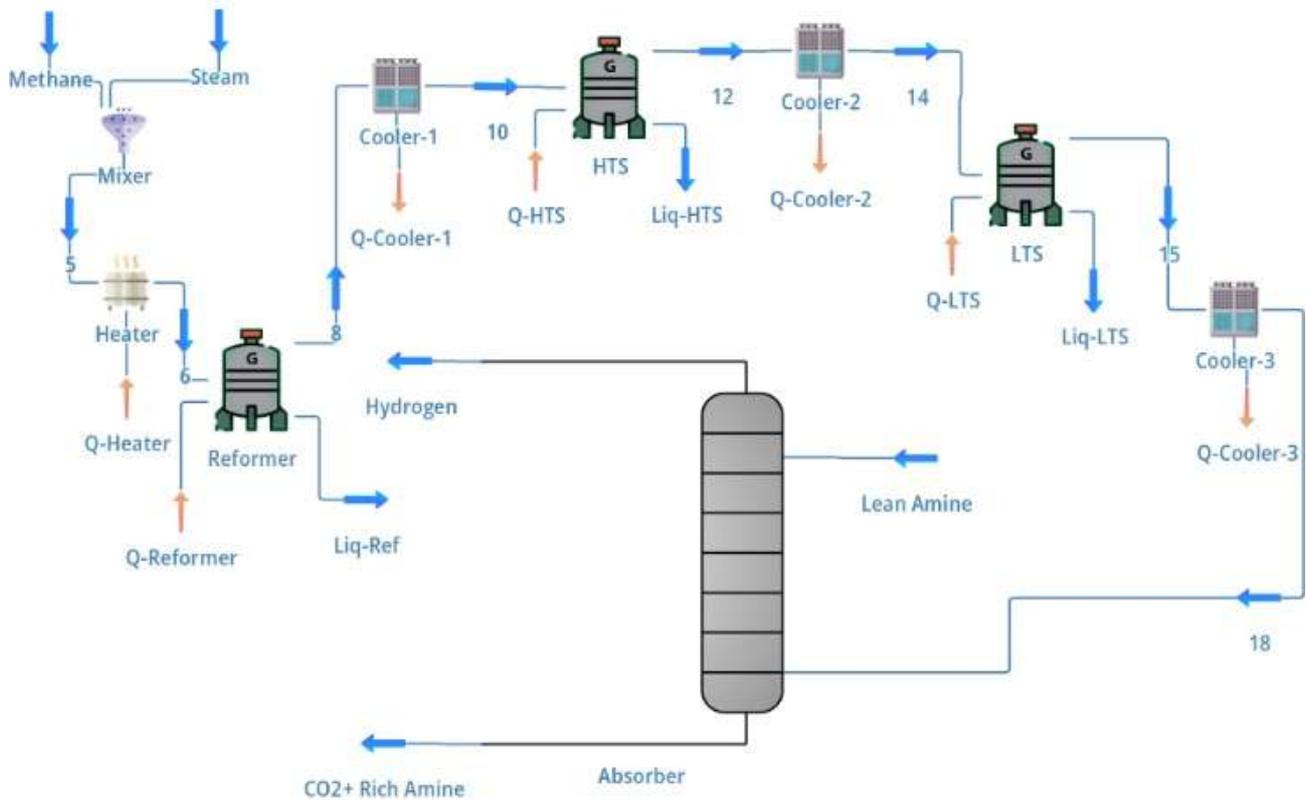
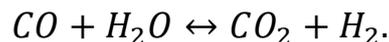


Figure 2 – Steam methane reforming process DWSIM simulation

To simulate the system on DWSIM software, the following steps were executed. Firstly, we identified the different compounds in our system which are: Methane, hydrogen, water, carbon monoxide (CO), carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), and monoethanolamine (MEA). Secondly, some property packages are required for the simulation inside the different reactors which are Peng-Robinson (PR) and Acid Gas for the purification stage. Third, we identified the stoichiometric equations for the chemical reactions as follow: For the reformer, the steam is used to react with methane based on the following equation:  $CH_4 + H_2O \rightarrow 3H_2 + CO$ . For the WGS, the following equation is used:



Fourth, the system was simulated on DWSIM's flowsheet as shown in Fig. 2.

To optimize our model, we have used parameters similar to those in the previously simulated SMR model by El Hajj et al. [4] and the input and output parameters are summarized in table 1.

Table 1: The input and output parameters of SMR simulation

Comp.	Inlet [kmol/h]	Reformer outlet [kmol/h]	HTS outlet [kmol/h]	LTS outlet [kmol/h]	Absorber [kmol/h]	
					Outlet (H <sub>2</sub> )	Outlet (rich amine)
CH <sub>4</sub>	1236.5	7.26	7.26	7.26	9.15	0.448
CO	0.0	1227.75	365.9	28.8	10.22	0.0917
CO <sub>2</sub>	0.00.0	0.0	860.8	1196.6	2.98	1212.3
H <sub>2</sub>	0.0	383.87	4541.3	4873.5	4855.9	27.33
H <sub>2</sub> O	5000	3774.2	2916.2	2583.3	0.0	2568.75
MEA	136121	-	-	-	0.324	136121
Total	6250.0	869314	8691.5	8689.4	4878.6	139930

*Conclusion:* The SMR is currently the most common and economically feasible method for hydrogen production. Adding a purification unit will be of great environmental benefit by capturing CO<sub>2</sub> and preventing it from escaping to the atmosphere. Integrating this system with a CHP plant will decrease the required resources, capital and operational costs. The CHP plant and SMR systems were simulated successfully using Unitedcycle and DWSIM software for producing clean hydrogen. After running the simulation, this system generated 9789 kg/h of H<sub>2</sub> when we used 19832.5 kg/h of methane as an input. These results can be accepted when compared with a previous literature made by El Hajj Chehade et al. where 10055.814 Kg/h of hydrogen were produced when 19832.5 kg/h of methane was used as an input while simulating the system using Aspen HYSYS software [4].

## REFERENCES:

1. Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward. // [Electronic resource]. URL: <https://tinyurl.com/23xf7tkj> (accessed 01/03/2023)
2. Combined Heat and Power: Technical Potential in the United States. // [Electronic resource]. URL: <https://tinyurl.com/muxe4ary> (accessed 01/03/2023)
3. El Hajj Chehade AM et al., Simulation and optimization of hydrogen production by steam reforming of natural gas for refining and petrochemical demands in Lebanon, International Journal of Hydrogen Energy. 45 (58), 2020, pp. 33235-33247/

УДК 620.92

Ю.А. Колбанцев

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕМОВ ВЫРАБОТКИ ВОДОРОДА  
НА КОЛЬСКОЙ АЭС

*Введение.* На этапе проработки концептуального проекта включения водородного комплекса в производственный цикл энергетического объекта, помимо метода непосредственной генерации водорода, критически важно определить оптимальный объект интеграции. Одним из ключевых показателей эффективности такого размещения водородного комплекса на объекте интеграции является потенциальный объем выработки водорода. В силу особенностей расположения площадки (существующих потенциальных

потребителей, наличие морского порта и др.) Кольская АЭС может стать ключевым центром развития национальной активно развивающейся водородной энергетики.

*Актуальность.* Согласно концепции развития водородной энергетики в РФ [1] одним из наиболее эффективных и экологичных способов производства водорода в среднесрочной перспективе является централизованное производство посредством электролиза воды на базе электроэнергии АЭС и ГЭС. Согласно результатам отчета по углубленной оценке безопасности Кольской АЭС-1, а также данным АО "КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ" [2], в энергосистеме Мурманской области имели место избытки мощности (от 310 до 673 МВт), а показатель коэффициента использования установленной мощности в интервале 2019-2022 гг. составил 62,25%. В условиях растущей конкурентной среды задача эффективной интеграции водородного комплекса в производственный цикл Кольской АЭС является актуальной.

*Цель исследования.* Оценить перспективу объема выработки водорода методом электролиза воды в рамках интеграции водородного комплекса на Кольской АЭС.

*Результаты.* Один из показателей, который характеризует работу АЭС, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Повышение экономичности работы энергоблока часто связывают в том числе с увеличением КИУМ.

КИУМ показывает отношение фактической продолжительности энерговыработки к теоретически возможной при номинальном мощностном режиме работы энергоблока за установленный период времени.

Проектный КИУМ учитывает время ремонтного обслуживания оборудования АЭС различного типа, а также вероятность отказов оборудования. Согласно руководящим документам АО "КОНЦЕРН РОСЭНЕРГОАТОМ" [3], период одного ремонтного цикла энергоблоков ВВЭР-440, установленных в качестве основного оборудования на Кольской АЭС, составляет четыре года и включает в себя один капитальный ремонт и три средних ремонта, продолжительностью 54 и 37 суток соответственно. Следовательно, среднее время останова энергоблока 41,25 суток в год.

Максимальный теоретически возможный объем генерации водорода методом электролиза можно определить по отношению:

$$V^{H_2}_{\text{расч}} = v \cdot T_{\text{расч}} \cdot \frac{N_{\text{расч}}}{P}, \quad (1)$$

где  $v$  – производительность электролизной установки, м<sup>3</sup>/ч;

$T_{\text{расч}}$  – расчетное количество часов наработки водородного комплекса, ч/год;

$N_{\text{расч}}$  – расчетный резерв мощности энергоблока под нужды водородного комплекса, МВт;

$P$  – потребляемая мощность электролизной установки, МВт.

Применяя методику, представленную в исследовании [4], можно определить максимальное теоретически возможное количество водорода, вырабатываемого на Кольской АЭС, результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1: Результаты расчета водородной установки

Характеристика	Значение
Фактический средний КИУМ Кольской АЭС $КИУМ_{факт}, \%$	62,25
Расчетное количество часов выработки водородного комплекса $T_{расч}, ч/год$	7776
Расчетный КИУМ Кольской АЭС $КИУМ_{расч}, \%$	88,70
Теоретический резерв мощности под нужды водородного комплекса $N_{расч}, МВт$	465,63
Теоретический объем водорода $V^{H_2}_{расч}, м^3/год$	$6,46 \cdot 10^8$

*Выводы.* Таким образом, в работе представлен подход к оценке потенциального объема годовой выработки водорода методом электролиза воды на АЭС. на примере Кольской АЭС рассчитан теоретический объем генерации водородной установки, он составил  $6,46 \cdot 10^8$  м<sup>3</sup>/год. Данный подход также может быть применен оценки целесообразности интеграции АЭС в процесс производства водорода в других регионах РФ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р;
2. Производственные показатели // [Электронный ресурс]. URL: [https://www.rosenergoatom.ru/stations\\_projects/sayt-kolskoy-aes/proizvodstvo/](https://www.rosenergoatom.ru/stations_projects/sayt-kolskoy-aes/proizvodstvo/) (дата обращения: 10.04.2023);
3. РД ЭО 1.1.2.12.0085-2014. Периодичность и нормативная продолжительность ремонта энергоблоков атомных станций
4. Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В., Калютик А.А. Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021;23(2):14-26. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26>

УДК 661.961.621

К.С. Калмыков

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА В СОСТАВЕ ТРИГЕНЕРАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

*Введение.* Для перехода к низкоуглеродной экономике требуется комплексное развитие инфраструктуры энергетического сектора с внедрением энергоэффективных технологий. Одним из способов повышения эффективности энергообъектов может стать переход от традиционной когенерации – совместного производства теплоты и электрической энергии – к тригенерации с производством дополнительного третьего продукта [1]. Одним из наиболее динамично развиваемых направлений переработки энергоресурсов должно стать производство водорода [2-3].

*Актуальность.* В Санкт-Петербурга, где на тепловых электростанциях (ТЭС) основным топливом выступает природный газ, включение установки паровой конверсии метана (УПКМ) позволит станциям перейти на тригенерационное производство [3]. Для обоснования экономической

и энергетической эффективности предлагаемого мероприятия требуется разработка новых принципиальных тепловых схем, а также анализ влияния внедрения УПКМ на режимы работы основного и вспомогательного оборудования электростанции и наоборот. В свою очередь, процесс паровой конверсии метана определяется строгими рамками технологически обусловленных температур, соотношения сырья и т.д. Поэтому для «слияния» тепловых схем УПКМ и ТЭС требуется иметь возможность пересчитать параметры процесса конверсии с целью поиска оптимальных условий.

*Цель исследования.* Разработать имитационную модель установки паровой конверсии метана, входящей в состав тригенерационной электростанции на база традиционной ТЭС.

*Методы и материалы.* К методам исследования относятся моделирование УПКМ в программе Aspen HYSYS, а также тепловые и балансовые расчеты теплоутилизационных установок.

Рассматривается внедрение УПКМ в состав ТЭЦ-21. В качестве сырьевого пара для процесса паровой конверсии метана выступает пар, забираемый после цилиндра высокого давления Т-100/120-130-3 ст.№1.

На рисунке 1 представлена модель установки паровой конверсии метана, выполненная в программе Aspen HYSYS, а также исходный состав сырьевого газа и полученные в ходе моделирования результаты.

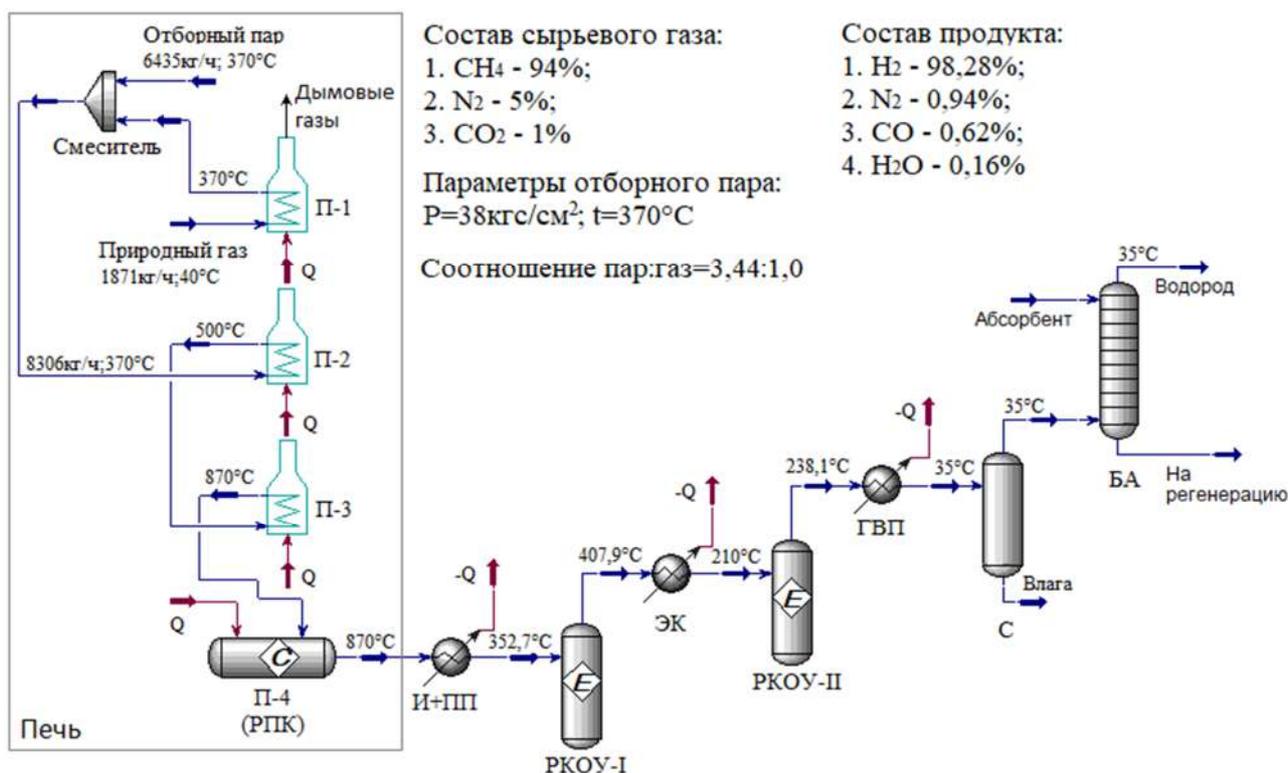


Рисунок 1 – Модель установки паровой конверсии метана в Aspen HYSYS.

П – поверхности нагрева печи; РПК – реактор паровой конверсии; РКОУ – реактор конверсии оксида углерода; С – сепаратор; БА – блок абсорбции; и – испаритель; ПП – перегреватель пара; ЭК – экономайзер; ГВП – газовый водяной подогреватель; Q – подвод теплоты; -Q – отвод теплоты.

Решено создать установку для получения водорода с расходом 1 т/ч для возможности масштабирования полученных результатов при дальнейшем

внедрении установки в состав тепловых схем ТЭС. Соотношение пар:газ составляет 3,44:1,0, что входит в общепринятый диапазон 2,5-4,0:1,0 [4].

Сырьевой природный газ, а также смесь газа с отборным паром греются в поверхностях нагрева П1-П3 печи УПКМ. Последняя поверхность нагрева П-4 представляет собой реакционные трубы – реактор паровой конверсии РПК. Процесс паровой конверсии происходит при температуре 870°C на никелевом катализаторе с образованием смеси метана, водорода и оксидов углерода [5]. После смесь охлаждается в первом по ходу движения газа теплоутилизационном аппарате, состоящим из испарителя и перегревателя пара ПП. В пароперегревателе генерируется острый пар с давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 560°C, поступающий в коллектор паровой турбины.

Охлажденный газ проходит двухступенчатую конверсию оксида углерода с промежуточным охлаждением во втором теплоутилизационном аппарате. Он выступает в качестве двух экономайзеров для подогрева воды перед испарителем и для создания греющей среды для пикового сетевого подогревателя турбинного блока. На первой стадии реакция происходит на железохромном катализаторе при средней температуре 380°C, на второй стадии – при средней температуре 224°C на медном катализаторе [4]. Далее следует охлаждение в третьем теплоутилизаторе, в котором подогревается подпитка УПКМ и вода для генерации пара и греющей среды пикового сетевого подогревателя. Из охлажденной смеси в сепараторе удаляется влага. Далее в блоке абсорбции БА улавливается углекислый газ. В качестве абсорбента в модели выступает вода. На выходе чистота водорода составляет 98,28%.

*Выводы.* В ходе исследования была создана имитационная модель установки паровой конверсии метана с параметрами, удовлетворяющими как технологическим требованиям самого процесса конверсии, так и требованиям, возникающим при внедрении установки в состав когенерационной электростанции с целью перевода станции на тригенерационное производство.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Тувальбаев Б.Г., Моисеев В.И. Работа ТЭС в постоянном режиме с выработкой дополнительной продукции на не востребовавшейся энергии // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. № 4 (84). С. 24–27.
2. Kalmykov, K.; Anikina, I.; Kolbantseva, D.; Trescheva, M.; Treschev, D.; Kalyutik, A.; Aleshina, A.; Vladimirov, I. Use of Heat Pumps in the Hydrogen Production Cycle at Thermal Power Plants. Sustainability 2022, 14, 7710. – DOI: 10.3390/su14137710.
3. Kolbantseva, D.; Treschev, D.; Trescheva, M.; Anikina, I.; Kolbantsev, Y.; Kalmykov, K.; Aleshina, A.; Kalyutik, A.; Vladimirov, I. Analysis of Technologies for Hydrogen Consumption, Transition and Storage at Operating Thermal Power Plants. Energies 2022, 15, 3671. – DOI: 10.3390/en15103671.
4. Письмен М.К. Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности. М., «Химия», 1976.
5. Арутюнов В.С., Крылов О.В. Окислительные превращения метана. – М.: Наука, 1998. – 361 с., ил.

## PRINCIPLE AND PERSPECTIVES OF HYDROGEN PRODUCTION USING FOURTH GENERATION NUCLEAR REACTORS

*Introduction.* In the next 30 years the world's population will be increased by almost 2 billion people. With the same intensity of global population growth, there is also an intensive reduction in the reserves of traditional energy sources. These factors are the reason for the need to develop new alternative carbon-free energy sources, such as hydrogen. The focus of this research work is placed on the principle and perspectives of hydrogen production using fourth generation nuclear reactors.

*Relevance.* Currently, the problem of shortage of fossil energy carriers is very acute. It can be solved by developing a new, non-polluting, safely produced and economically sustainable energy carrier, namely the production of nuclear hydrogen using a 4th generation reactor.

*The purpose of the study.* Determination of the most promising hydrogen technologies integrated into 4<sup>th</sup> generation nuclear reactors, as well as their technical and economic assessment.

The need to reduce greenhouse gas emissions by 25-40% by 2030 in connection with the Paris Agreement has led to the fact that hydrogen has become one of the solutions to modern climate change problems[1]. In Russia, the government began researching the hydrogen economy in 2020, and by the beginning of 2022, the country's hydrogen strategy was published. Hydrogen can be obtained from various types of primary energy source. For nuclear energy hydrogen can be produced by cold electrolysis of water, low- and high-temperature steam electrolysis and high-temperature thermochemical production. Besides, nuclear heat can assist the process which provides most of the world's hydrogen today: steam reforming of natural gas (methane) that requires a high temperature (700 °C) [2]. Currently, there is active research in this area in the world. For example, electrolysis at ambient temperature is already being carried out in at least four American projects at nuclear power plants and is planned for the Kola NPP in Russia from 2023.

Currently, only processes occurring at low temperatures can be implemented in the field of nuclear energy. The reason for this is the inability of third-generation nuclear reactors to maintain high temperatures. The design of the fourth-generation reactors makes it possible to obtain a higher efficiency from the same amount of nuclear fuel in comparison to typical commercial light water reactors. In addition, they have a higher level of safety as well as an improvement in total cost. Furthermore, they provide an opportunity to produce hydrogen in the most efficient and cheap ways at high temperatures.

This research project is aimed to the assessment of techno-economic aspects of potential hydrogen production using fourth generation nuclear reactors including case studies of various scenarios and comparisons with conventional and renewable options, improved understanding of practical challenges involved, and based project

outcomes, suggested follow up activities such as developing a road map and addressing socioeconomic aspects of hydrogen production and suggestions and examined several options, including transportation and storage for future hydrogen economy. For this purpose, the software of HEEP (hydrogen economic evaluation program) developed by IAEA can be used [3]. This program can perform the techno-economic evaluation of various types of hydrogen production technologies integrated into different energy sources including fourth generation reactors. This research assessed the reactor technology of high-temperature gas-cooled (HTGR) pebble-bed reactor combined with SI hydrogen production method as a typical case study. In table 1, the main input parameters for running the program are listed. In figure 1, the details of the produced hydrogen cost are presented. In addition, in figure 2, the pictorial representation of the calculation and outputs are demonstrated.

Table 1: Main input parameters for HEEP

Parameter	Value	Parameter	Value
Thermal rating (MWth/unit)	600	H <sub>2</sub> generation per unit (kg/yr)	2.16E+08
Heat for H <sub>2</sub> plant (MWth/unit)	400	Heat consumption (MWth/unit)	2400
Electricity rating (MWe/unit)	200	Electricity required (MWe/unit)	869
Overnight Capital cost (USD/unit)	4.59E+08	Overnight Capital cost (USD/unit)	1.41E+09

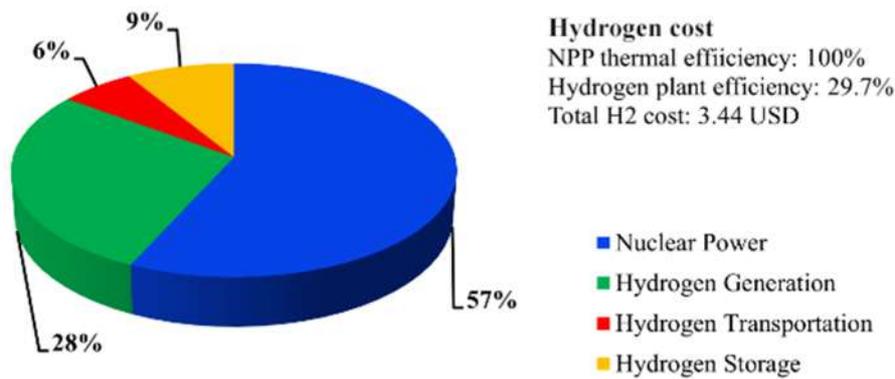


Figure 1 – The results of techno-economic evaluation of nuclear hydrogen production

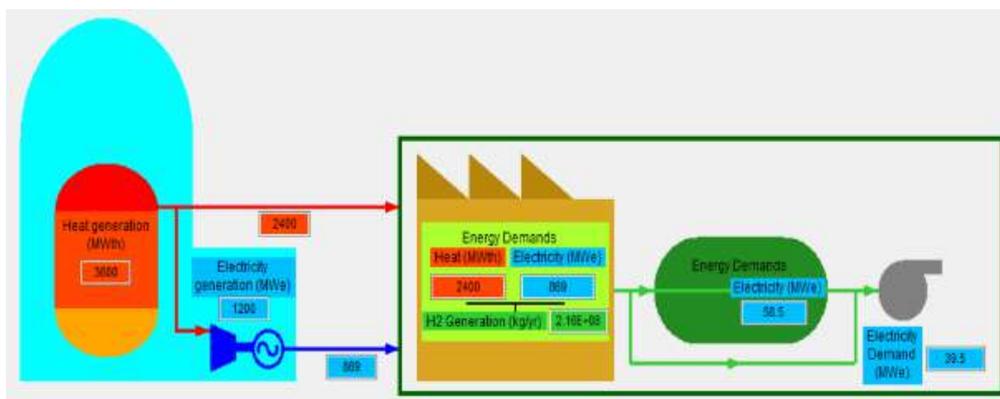


Figure 2 – Pictorial representation of the techno-economic evaluation

**Conclusion.** Nuclear technology innovation is crucial to decreasing greenhouse gas emissions and transitioning to low-carbon society in the long run. Nuclear reactors will help to provide the clean energy needed for increasing electrification in a variety of areas and hydrogen generation will also help in the fight against climate change. As a result, nuclear energy produced by fourth generation reactors as the principal source

of energy with the potential of delivering high-temperature heat transfer fluids for large scale hydrogen generation units is critical for a long-term energy future.

#### REFERENCES

1. Salman, M., et al., Paris climate agreement and global environmental efficiency: New evidence from fuzzy regression discontinuity design. *Energy Policy*, 2022. 168: p. 113128.
2. Chen, W.-H., et al., A critical and systematic review of sustainable hydrogen production from ethanol/bioethanol: Steam reforming, partial oxidation, and autothermal reforming. *Fuel*, 2023. 333: p. 126526.
3. Examining the Technoeconomics of Nuclear Hydrogen Production and Benchmark Analysis of the IAEA HEEP Software. 2018, Vienna: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY.

УДК 338.45.01

О.В. Новикова, Я.В. Семёнов, Д.А. Сухарева, А.П. Молибог  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### АНАЛИЗ МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЭС

*Введение.* От полноты использования установленной мощности зависят срок окупаемости электростанции и перспективы инвестиционной привлекательности новых ГЭС. Диапазон коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) можно оценить на примере ДФО: от минимального на Усть-Среднеканской ГЭС - 10,6%, до 65,8% на Зейской ГЭС [1]. Один из вариантов повышения эффективности - наличие базового потребителя, готового потреблять с учетом максимально эффективной загрузки ГЭС. Таким потребителем может стать электролизная установка для выработки водорода. Водородная энергетика как вариант экологической инициативы находится в числе перспективных направлений развития отечественной энергетики [2].

*Актуальность:* в водородной энергетике мы можем рассматривать ГЭС как источник электроэнергии для выработки водорода, а электролизную установку, как источник повышения КИУМ. Однако, не всегда очевидны перспективы использования диверсифицированной продукции ГЭС в конкретном месте. Особенность гидроэнергетики предполагает размещение объекта генерации с учетом гидропотенциала и спроса на электроэнергию, но для существующих ГЭС не рассматривался потенциальный спрос на водород для повышения эффективности использования мощности ГЭС.

*Цель исследования.* Сформировать модель развития водородной энергетики с использованием ГЭС.

*Задачи исследования:*

- 1) Выявление факторов, влияющих на выбор ГЭС для генерации водорода.
- 2) Обоснование подходов к выбору модели развития водородной энергетики на базе ГЭС.

*Методы исследования.* В статье использованы методы анализа статистики и аналитического обобщения.

Согласно водородной концепции Правительства РФ от 05.08.2021 [3], основным критерием оценки технологий водородной энергетики, с точки зрения воздействия на климат, должен являться объем выбросов углекислого газа. Целям развития мировой низкоуглеродной экономики соответствует, так называемый «зеленый» водород. На рисунке 1 авторы представили варианты модели развития водородной энергетики на базе ГЭС.

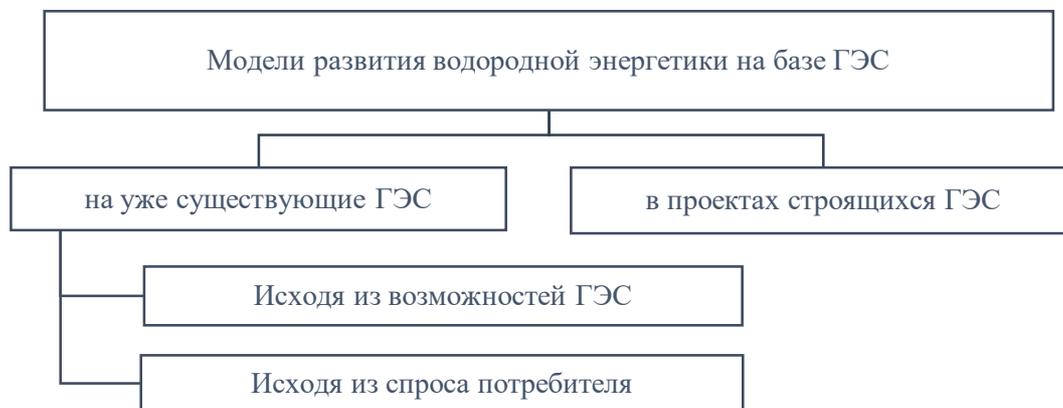


Рисунок 1 – Модели развития водородной энергетики на базе ГЭС.

Рассмотрим два варианта внедрения технологии на уже действующие ГЭС:

- в первом варианте мы исходим из потенциала наращивания производства конкретной ГЭС. Затем сопоставляем с региональными потребностями в водороде или инициируем этот спрос.

- Во втором варианте мы получаем запрос на конкретный объем водорода от потребителя, после чего выбираем ГЭС, способную предоставить необходимые мощности или потребитель сам инвестирует в ГЭС.

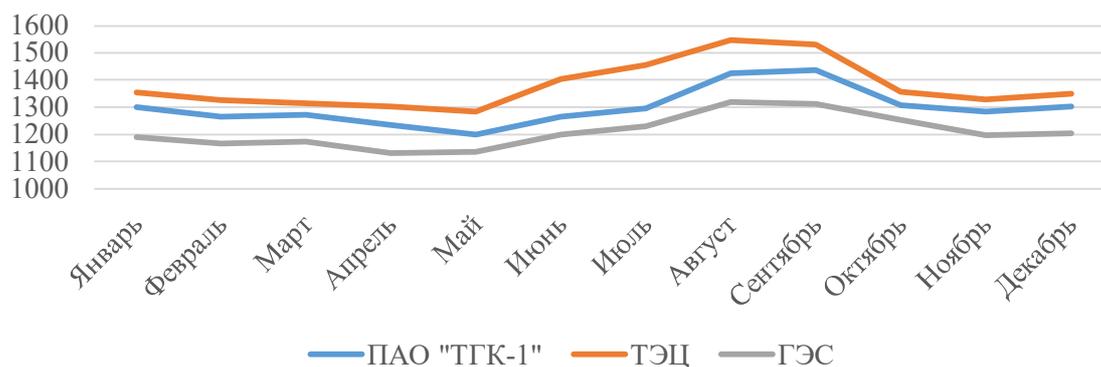


Рисунок 2 – Динамика цены продажи электроэнергии на РСВ в 2021г., руб./МВт·ч [5]

КИУМ на больших и средних ГЭС составляет около 40-60% [1]. Его возможно увеличить приблизительно на 5% за счёт модернизации и эффективного использования сбросной воды. Новейшие технологии [4] позволяют из 11,1 кВт произвести 1 кг водорода. Невысокая себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, позволяет сократить срок окупаемости электролизной установки. Для сравнения на рисунке 2 представлены стоимость

электроэнергии в Северо-Западном регионе России по ТГК-1 с разделением стоимости от ГЭС и от ТЭС.

*Выводы.* Исходя из предложенного метода к оценке перспектив развития водородной энергетики на базе ГЭС можно выделить следующие факторы, определяющие эффективность выбора:

1. Наличие спроса на водород в территориальной близости от ГЭС с низким КИУМ (ниже 60%);
2. Наличие гидропотенциала в территориальной близости от крупных центров потребления водорода;
3. Наличие инвестиционной готовности промышленных предприятий, заинтересованных в «зеленом» водороде.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Выработка электроэнергии группой РусГидро // ПАО «РусГидро» URL:<http://www.rushydro.ru/activity/marketing/production/generation/2021/> (дата обращения: 22.02.2022).
2. Краев В.М. ПЕРСПЕКТИВЫ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ в РОССИИ // Московский экономический журнал. - 2021. - №10. - С. 263-276.
3. «РусГидро» предложило строить новые ГЭС на Дальнем Востоке // АО «Коммерсантъ» URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4974523> (дата обращения: 09.03.2022).
4. «Росатом» разработал электролизеры для производства водорода // Отраслевое издание госкорпорации «Росатом» URL: <https://strana-rosatom.ru/2022/02/17/rosatom-razrabotal-elektroliznyh/> (дата обращения: 10.03.2022).
5. Годовой отчёт 2021 компании ПАО «ТГК-1» // <https://www.tgc1.ru/> URL:[https://www.tgc1.ru/fileadmin/ir/Reports/Annual/2021/go\\_2021\\_01.01\\_all\\_22.07.2022.pdf](https://www.tgc1.ru/fileadmin/ir/Reports/Annual/2021/go_2021_01.01_all_22.07.2022.pdf) (дата обращения: 03.04.2023).

УДК 620.9:661.931

А.В. Ившин, Я.В. Семёнов, Д.А. Сухарева, А.П. Молибог  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

### ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ГЭС ДЛЯ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЛИЗНЫХ УСТАНОВОК

*Введение.* В настоящее время существует проблема большой недогруженности гидроэлектростанций (ГЭС), из-за чего большую часть воды приходится сбрасывать, не вырабатывая электроэнергию, что существенно ухудшает показатели этой станции. Связан этот неэффективный сброс воды с требованиями Бассейновых водных управлений о поддержании необходимого уровня верхних водохранилищ. Данное регулирование не всегда совпадает с графиками потребительских нагрузок.

*Актуальность.* Водород уже сегодня является важным сырьем для промышленности. А глобальные поставки водорода промышленным потребителям являются важной экономической и энергетической перспективой. Развитие этой отрасли привело к тому, что по всему миру в 2018 году превысили 74 миллиона тонн. Спрос на водород, который с 1975 года вырос более чем в три раза, по-прежнему растет [1]. Тот факт, что гидроэнергетические активы

являются контролируемыми и предсказуемыми на несколько месяцев вперед является большим преимуществом в выработке водорода.

*Методы исследования.* Статья написана с использованием анализа и аналитического обобщения.

*Цель исследования.* Установить перспективы использования водорода на базе гидроэлектростанции для повышения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ГЭС. в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучение методов повышения КИУМ для ГЭС;
2. Выявление возможности установки электролизеров для повышения КИУМ;
3. Оценка доступных мощностей для повышения КИУМ для ГЭС.

На данный момент в России существует 195 гидроэлектростанций высокой, средней и малой мощности и каждая из них не использует даже 25-50% [2].

Существуют различные способы для решения этой проблемы, в основном используется модернизация оборудования и комплектующих, что приводит к увеличению КПД на 4–8%. Что дает возможность увеличения выработки электроэнергии при меньших объёмах расходуемой воды. Данный факт лишь обостряет потребность в увеличении КИУМ и даёт возможность к установке дополнительных электролизеров.

Сравнительный анализ показал, что использование электролизёров и как следствие выработки водорода является хорошим способом повышения коэффициента использования установленной мощности на ГЭС. Преимуществами для ГЭС являются универсальность установки, использование импортонезависимого оборудования, а также дальнейшее развитие водородной энергетики в России и экологически чистое производство.

На данный момент производимые российские электролизные установки имеют КПД в пределах 60-75%. Этому соответствует расход электроэнергии 5-4,1 кВт·ч/нм<sup>3</sup> Н<sub>2</sub> (≈ 55,5-45,5 кВт·ч/кг Н<sub>2</sub>) [5]. В таблице 1 указаны данные об удельных капиталовложениях отечественных электролизных установках.

Таблица 1: Удельные капиталовложения в электролизные установки производства России

Тип электролизной установки	Удельные капиталовложения, тыс.руб./кВт	Мощность электролизной установки, кВт
БЭУ-125	31,8	625
БЭУ-250	21,92	1250
ФМ-500М	13,7	3000
СЭУ-10	133,9	50-60
СЭУ-20	85	100
СЭУ-40	55,9	200-250

Эксплуатационная гибкость электролизеров позволяет при необходимости увеличивать или уменьшать мощность. Использование электролизных установок может обеспечить непрерывную выработку водорода (стационарно в течение суток) или с прерыванием, что предполагает производство водорода на базе ГЭС за счёт внепиковой электроэнергии в ночное время.

*Выводы.* Разработка эффективного повышения КИУМ ГЭС путём использования электролизных технологий получения водорода (как товарной продукции) за счет избыточной электроэнергии ГЭС представляет собой актуальную проблему. Существенной особенностью электролизного водорода является его чистота – 99,9–99,7 % [6].

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Абдрахимов Ю. Р. Перспективные направления получения альтернативных видов топлива для России, Безопасность труда в промышленности. — 2015. — № 7. — с. 55-60.
2. Основные характеристики российской электроэнергетики / Министерство энергетики РФ // [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 04.04.2023).
3. Васильев Ю.С., Елистратов В.В. Рецензия на справочник «Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России» // Гидротехническое строительство. — 2019. — № 4. — с. 64.
4. Выработка электроэнергии группой РусГидро (2022) / ПАО «Русгидро» // [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/activity/marketing/production/generation/2022/> (дата обращения: 04.04.2023).
5. Марченко О.В., Соломин С.В. Анализ эффективности производства водорода с использованием ветроэнергетических установок и его использование в автономной энергосистеме // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология» (IS-JAEE). 2007. № 3 (47). р. 112–118.
6. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов. М.: Химия, 1991. 344 с.

УДК 661.961

А.В. Федюхин<sup>1</sup>, А.Г. Гусенко<sup>1</sup>, С.А. Дронов<sup>1</sup>, Д.В. Семин<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ», г. Москва

### РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕТАНО- ВОДОРОДНЫХ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОАГРЕГАТОВ

*Введение.* В текущий момент энергетика находится в таких условиях, при которых эколого-климатические аспекты диктуют свои правила ее развития и являются определенными сдерживающими факторами для устойчивого развития. Перед человечеством встает вопрос о постепенном внедрении в энергетику наиболее эффективных, безопасных и, главное, экологически чистых энергетических ресурсов, которые могли бы задать новую тенденцию развития всей цивилизации [1]. Мировое энергетическое сообщество интенсивно продвигает, водород и, как следствие, водородные технологии в качестве локомотива [2].

*Актуальность.* В 2021 году потребление водорода в мире составило около 75 млн тонн. Применялся в основном в нефтепереработке, химической промышленности и металлургии. По прогнозам Международного энергетического агентства, производство и потребление водорода в мире будет расти и, к 2050 году, может достичь 245 млн тонн, рост спроса на водород ожидается за счет развития его использования в электро- и теплоэнергетике, системах накопления энергии для автономного электроснабжения объектов

и населенных пунктов; в транспортной сфере (в том числе в виде аммиака в качестве судового топлива).

*Цель исследования.* Объектом исследования является конденсационный котлоагрегат с сжиганием метан-водородной смеси в топке. Целью является разработка программного комплекса для проведения поверочно-конструкторского расчета котлоагрегата. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Аналитический этап: Определение приоритетной технологии, конструкции и мощности котлоагрегата.

2. Расчетно-исследовательский этап: Разработка методики для моделирования газодинамических процессов горения в топке котла.

3. Разработка программы для поверочно-конструкторского расчета котлоагрегата

В рамках работы была создана математическая модель для поверочно-конструкторского расчета котлоагрегата на языке программирования Python. Разработанная программа позволяет проводить расчеты водогрейного котла КВГМ-10. В дальнейшем планируется добавить возможность расчета других типовых конструкций котлов или ручной ввод компоновки. В программе присутствует возможность ввода пользователем расчетного состава топлива, вид окна представлен на рисунке 1. Поверочный расчет проводится на основе нормативного метода [3, 4, 5].

По результатам расчета по переводу котлоагрегата КВГМ-10 на водородное топливо получаем, что температура на выходе из топки будет составлять 982,9 С, а поверхность нагрева конвективной шахты необходимо уменьшить на 60,5 м<sup>2</sup>.

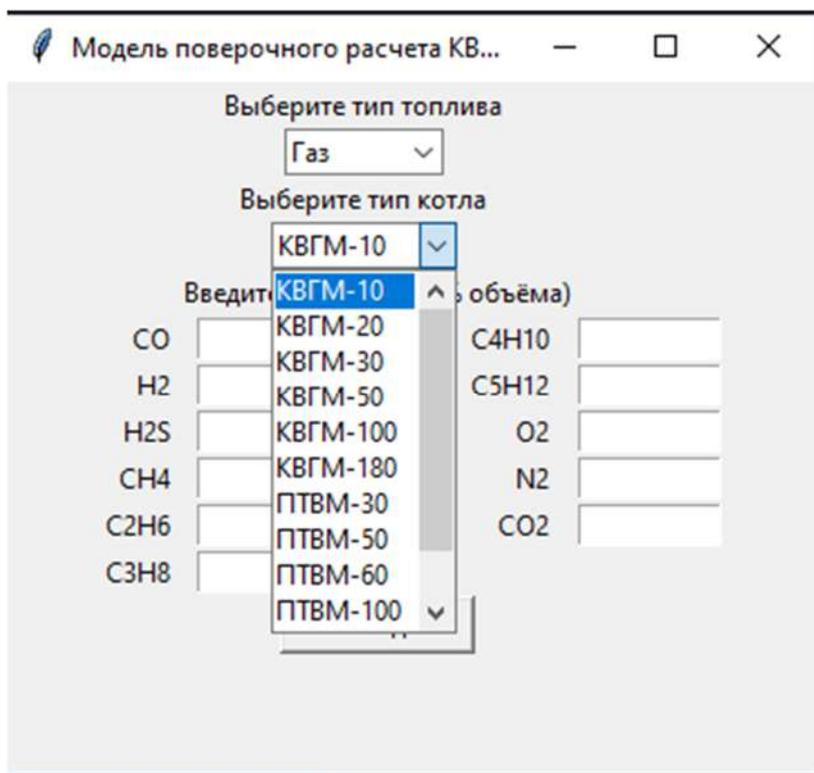


Рисунок 1 – Окно ввода состава газа

Горелка РГМГ-10 предназначена для применения в котлах КВ-ГМ-10-150. Моделирование горелки РГМГ-10 произведено в среде Ansys с использованием пакетов ICEM и Fluent при соотношении метана и водорода 80/20 в объемных долях. Расчетная сетка построена двумя методами: Robust (Octree) и Quick (Delauney). Максимальный размер одного элемента (Global Element Seed Size) составляет 0,1 м. На рисунке 2 представлены результаты математического моделирования с построением эпюры распределения температурных полей по объему топки водогрейного котельного агрегата КВ-ГМ-10-150.

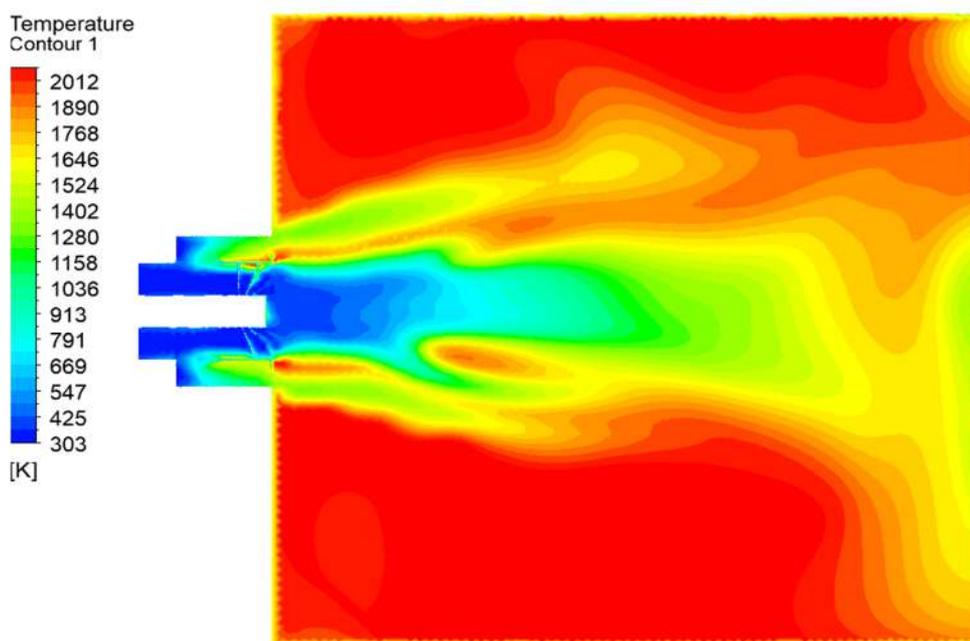


Рисунок 2 – Эпюра распределения температурных полей

*Выводы.* По итогу работы была разработана программа для поверочно-конструкторского расчет котлоагрегата с целью оптимизации расчетов и проверки эффективности использования метан-водородной смеси в качестве топлива конденсационных котлов.

Работа выполнена в рамках проекта «Разработка научных основ проектирования метано-водородных конденсационных водогрейных котлоагрегатов» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: Технологии будущего» в 2022 – 2024 гг.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Д.А. Соловьев Направление развития водородных энергетических технологий / Д.А. Тарасов// Энергетическая политика. - 2020. - №3. - С. 64-72.
2. Kolbantseva D. Analysis of technologies for hydrogen consumption, transition and storage at operating thermal power plants / D. Kolbantseva, D. Treschev, M. Trescheva et. al. // Energies. – 2022. - №10. – ст. номер 3671.
3. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Н. В. Кузнецов, В. В. Митор, И. В. Дубовский, Э. С. Карасина. М. : Энергия, 1973.
4. Тепловой расчет котла: практикум / Е. В. Шумилин, С. А. Псаров. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2013. – 78 с.
5. Паровые и водогрейные котлы: Справочное пособие / Зыков А. К — М.: Энергоатомиздат (Б-ка тепломонтажника), 1987. – 128 с.

## УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА ВОДОРОДА В ПРОЦЕССЕ ГОРНОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ПУТЕМ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОЛИ ПАРА В СОСТАВЕ ГАЗИФИЦИРУЮЩЕГО АГЕНТА

*Введение.* Одним из самых перспективных способов получения водорода из твердого топлива (ТБО, уголь и др.) является использование технологий газификации, так как они позволяют получать не только газ с высоким содержанием водорода, но и делать это с большим технологическим удобством для его очищения и осуществления отбора и связывания  $\text{CO}_2$ .

*Актуальность.* В энергетической стратегии России до 2035 года [2] одним из основных направлений декарбонизации является увеличение использования и производства водорода. Для получения водорода необходимо использовать виды топлива, которые при прямом сжигании наносят ощутимый вред окружающей среде, но не могут быть заменены в отдельных регионах Российской Федерации.

*Методы исследования.* За основу взять алгоритм расчета горновой газификации изложенный в [1] и методическая информация из [3], с использованием программной математической среды Mathcad.

*Цель исследования.* Исследовать влияние увеличения количества пара в паровоздушной дутьевой смеси на выход водорода при протекании процесса горновой газификации угля Березовского месторождения. Объект исследования – установка горновой газификации. Предмет исследования – генераторный газ, содержание в нем водорода, его теплотворная способность. Задачи, которые решались в ходе работы:

1. Расчет состава генераторного газа в зависимости от количества пара в дутьевой смеси
2. Расчет температур выхода генераторного газа из газогенератора
3. Расчет низшей теплотворной способности газа

Расчеты производятся на основе принципов работы слоевого горнового газогенератора ВТИ. В качестве дутья используется паро-воздушная смесь, основными достоинствами которой являются ее дешевизна и интенсификация процессов, провоцирующих повышенный выход водорода.

Для данного типа газификатора в качестве сырья может выступать уголь широкого диапазона качества, ограничением является только зольность угля, которая не должна превышать 30%, иначе нарушается процесс распространения фронта горения, а также возрастает вероятность спекания минеральной части топлива. В качестве сырья для получения богатого водородом генераторного газа выберем уголь Березовского месторождения, характеристики угля приведены в таблице 1.

В газификаторе образуется очаг горения с температурами порядка 1970...2175 К, такая температура обеспечивает стабильное жидкое

шлакоудаление, а также разложение углеводородов и других сложных веществ. Высокотемпературные газы, выходя из очага прогревают и сушат верхние слои топлива, что увеличивает количество летучих, а также провоцирует выделение смол, что обуславливает необходимость использования системы отчистки газа после выхода из газогенератора.

Таблица 1: Характеристики угля березовского месторождения

Состав рабочей массы топлива, %	$W^{R*}$	$A^{R*}$	$C^{R*}$	$H^{R*}$	$N^{R*}$	$S^{R*}$	$O^{R*}$
Значение	20	5,61	52,78	3,7	0,48	0,24	17,19

\*- r – рабочая масса, W – влага, A – зола, C – углерод, H – водород, N – азот, S – сера, o – кислород.

Выход летучих из угля Березовского месторождения -  $V^d = 48,0 \%$ ; низшая теплота сгорания -  $Q_i^d = 19,33$  МДж/кг.

Из условий уменьшения выхода смол и увеличения качества дальнейшей очистки газа необходимо задаться минимальной температурой генераторного газа на выходе из газогенератора, по данным из [1] и условий протекания реакций пиролиза, она должна быть больше  $600 \text{ }^\circ\text{C}$ .

При увеличении количества пара в дутье происходит уменьшение температуры газа на выходе и увеличение выхода водорода из угля, расчет был выполнен при различных количествах пара в дутье.

Данные по составу генераторного газа приведены в таблице 2, по данным таблицы рассчитана теплотворная способность газа.

Таблица 2: Результаты расчета горновой газификации

Параметр	Значение				
Расход острого пара на дутье $G_{o.p.}$ , кг/кг(угля)	0,290	0,321	0,352	0,383	0,414
Расход воздуха на дутье $G_v$ , кг/кг	0,912	0,815	0,717	0,620	0,522
Состав газа, %:					
CO	27,21	27,53	27,85	28,18	28,51
CO <sub>2</sub>	5,59	5,66	5,72	5,79	5,86
CH <sub>4</sub>	4,47	4,53	4,58	4,63	4,69
H <sub>2</sub>	22,93	24,69	26,50	28,34	30,23
H <sub>2</sub> O	13,52	13,85	14,17	14,51	14,86
N <sub>2</sub>	26,23	23,72	21,14	18,51	15,81
H <sub>2</sub> S	0,04	0,037	0,038	0,038	0,039
Смолы (*10 <sup>-3</sup> )	2,05	2,07	2,10	2,12	2,15
Теплотворная способность $Q_i^d$ , МДж/м <sup>3</sup>	7,529	7,777	8,032	8,293	8,599
Температура за газогенератором $\Theta$ , $^\circ\text{C}$	941	858	774	688	600

**Выводы.** Из полученных результатов можно заключить, что при увеличении доли пара в дутье происходит увеличение количества водорода в конечном газе, что положительно сказывается на теплотворной способности газа, однако с увеличением количества водорода происходит увеличение выхода смол, а также уменьшение температуры газа на выходе из газогенератора. Данной

технологией можно получать значительное количество водорода, но при этом возникает необходимость улучшения систем очистки газа.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. С. И. Сучков Разработка отечественной технологии газификации твердого топлива для парогазовых установок. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. – 120с.: ил. [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 7 (175)].
2. Энергетическая стратегия России до 2035 года [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 12.03.2023)
3. Н. В. Кузнецов и др. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) // под редакцией Н. В. Кузнецова и др. – М.: «Энергия», 1973. – 296 с.

# IT-технологии в энергетике

УДК 620.9

Р.Н. Пигилова, К.А. Акимова  
Казанский государственный энергетический университет

## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИИ

*Введение.* Современные технологии энергообеспечения – одна из наиболее важных отраслей технологического прогресса, которая влияет на нашу повседневную жизнь. Быстрые темпы промышленной революции и ускоряющийся процесс глобализации требуют от нас постоянной инновационной деятельности и совершенствования существующих технологий.

*Актуальность.* Современные технологии в энергообеспечении являются важным и актуальным направлением развития современного мира. Сегодня в основе многих процессов, как промышленных, так и бытовых, лежит использование энергии.

*Цель исследования.* Цель исследования современных технологий в энергообеспечении заключается в анализе и изучении новых подходов к генерации и распределению энергии, с целью повышения ее эффективности, энергосбережения и уменьшения загрязнения окружающей среды.

Современные технологии в энергообеспечении включают в себя различные методы и средства для производства, хранения и распределения энергии. Некоторые из них включают в себя:

1. Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) - это включает в себя солнечные, ветроэнергетические, гидроэнергетические, геотермальные и биомассовые источники энергии. Использование ВИЭ позволяет сокращать выбросы парниковых газов, уменьшать зависимость от источников энергии на основе ископаемого топлива и снижать расходы на энергообеспечение.

2. Энергоэффективные технологии - технологии, позволяющие использовать энергию более эффективно и снижать потребление. Это включает в себя улучшение эффективности производства и потребления, использование эффективных светодиодных ламп, установку энергоэффективных окон и изоляции, а также использование умных систем управления энергопотреблением.

3. Хранение энергии - технологии, которые позволяют хранить энергию и эффективно распределять ее по потребителям в разное время.

4. Смарт-сети - технологии, которые обеспечивают умное управление энергопотреблением и распределением. Это позволяет уменьшать перегрузки в энергосистемах, сокращать потери энергии и оптимизировать использование ВИЭ.

Каждая из этих технологий имеет свои преимущества и недостатки, и оптимально применять их в зависимости от конкретной ситуации и потребностей. Однако, в целом, современные технологии в энергообеспечении

обеспечивают большую эффективность и возможность более широкого использования ВИЭ.

Современные технологии в энергообеспечении играют важную роль в экономическом и социальном развитии России. В настоящее время в России активно внедряются новые технологии в производство и распределение электроэнергии, а также в развитие возобновляемых источников энергии.

Одним из важных направлений развития энергетики в России является повышение эффективности производства и использования энергии. С этой целью внедряются новые технологии в области энергоэффективного оборудования, управления потреблением энергии и энергетического мониторинга. В России также активно развиваются возобновляемые источники энергии. Внедрение новых технологий в этой области позволяет уменьшить зависимость от традиционных источников энергии и снизить вредное воздействие на окружающую среду. В целом, применение современных технологий в энергообеспечении способствует повышению уровня жизни населения, экономическому развитию страны и обеспечению энергетической безопасности. Россия активно развивает современные технологии в области энергообеспечения, особенно в последнее время.

Согласно прогнозам, к 2023 году возобновляемые источники энергии составят около 30% от общего объема производства электроэнергии. Среди возобновляемых источников энергии наиболее популярными останутся солнечная и ветровая энергия, а также гидроэнергия. В то же время производство электроэнергии на основе использования традиционных источников энергии, таких как уголь и нефть, будет продолжать снижаться. Это связано как с экологическими, так и с экономическими причинами, поскольку использование возобновляемых источников энергии становится все более привлекательным с точки зрения затрат на их производство.

По данным Минэнерго России, к 2023 году запланировано достичь следующих показателей по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ):

- Установленная мощность электрических станций на ВИЭ должна составить не менее 9,6 ГВт, включая 3,6 ГВт на солнечные электростанции, 4,5 ГВт на ветровые электростанции и 1,5 ГВт на гидроэлектростанции.

- Доля энергии, произведенной на этих станциях, должна достигнуть 4,5% от общего объема производства электроэнергии в России.

- Количество объектов ВИЭ должно увеличиться до 300 единиц, включая как крупные централизованные станции, так и мелкие распределенные и микроэлектростанции.

Эти планы были утверждены в рамках концепции энергетической стратегии России на период до 2035 года.

*Выводы.* В России ещё много работы по внедрению современных технологий энергообеспечения, особенно в области возобновляемой энергетики. Однако уже есть достаточно яркие примеры успешного развития и применения таких технологий в России, поэтому в будущем можно ожидать увеличения их доли в общей производственной мощности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Данные о возобновляемых источниках энергии // [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 10.04.2023).
2. Данные о возобновляемой энергии // [Электронный ресурс]. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Возобновляемая\\_энергия](https://ru.wikipedia.org/wiki/Возобновляемая_энергия) (дата обращения: 06.04.2023).
3. Энергетические технологии 2050// [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/energeticheskie-tehnologii-2050> (дата обращения: 06.04.2023).
4. Федоров, А. А. Перспективы применения энергетической установки по циклу Аллама / А. А. Федоров, К. А. Парфенов, В. В. Барсков // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 235-237.

УДК 338.2

М.В. Афанасьев, Л.Р. Уразбахтина  
Казанский государственный энергетический университет

## ИТ-ТЕХНОЛОГИИ В РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

*Введение.* В 2022 году российская экономика столкнулась с беспрецедентным санкционным давлением. Однако отечественная экономика достойно выдержала натиск вопреки прогнозам западных аналитиков [1]. Ключевой опорой российской экономики является экспорт энергетических ресурсов, доля которых в ВВП в 2022 году составила около 25%. Введение санкций ЕС и США в отношении России оказало существенное влияние на ряд отраслей, в том числе на энергетику. Несмотря на трудности, российский энергетический сектор продолжает расти и развиваться, при этом ключевую роль в этом процессе играют ИТ-технологии. В данной статье исследована роль ИТ-технологий в энергетике в условиях антироссийских санкций.

*Актуальность.* Проблема внедрения технологий в энергетический сектор является актуальной еще с конца XX века. В настоящий момент особенно важно исследовать тенденции внедрения ИТ-технологий в отрасль и развивать отечественные технологические решения. Так как именно собственные технологии являются для отрасли огромной надеждой, их развитие будет способствовать повышению конкурентоспособности предприятий и российской экономики в целом.

*Цель исследования.* Изучение значимости применения ИТ-технологий в российской энергетике в условиях санкций и разработка рекомендаций для создания и эффективного использования технологий в современных условиях. Объектом исследования является энергетический сектор. Предметом исследования является процессы цифровизации в энергетическом секторе. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучение текущего состояния процесса цифровизации и технологичности энергетического сектора.

2. Изучение последствий для развития технологий в энергетике после введения санкций [2].

3. Составление рекомендаций для развития и эффективного использования отечественных передовых технологий в отрасли.

Российская энергетика уже несколько лет активно инвестирует в IT-технологии. Использование IT-технологий позволило сектору оптимизировать свои операции, повысить эффективность и снизить затраты. Использование технологий дает большие положительные дивиденды отрасли:

1. Направление разработки цифровых месторождений. Это нефтяные и газовые месторождения, оснащенные датчиками и другими технологиями, позволяющими отслеживать производственные процессы в режиме реального времени. Эта технология позволяет компаниям оптимизировать производство и сократить время простоя.

2. Процессы разведки и добычи. Использование аналитики больших данных позволило компаниям более эффективно анализировать геофизические данные и выявлять потенциальные запасы нефти и газа. Точно так же использование искусственного интеллекта позволило компаниям более эффективно анализировать сейсмические данные и определять потенциальные площадки для бурения.

3. Экологические показатели. Использование датчиков и других технологий позволило компаниям более эффективно контролировать качество воздуха и воды и своевременно реагировать на любые экологические происшествия.

Использование IT-технологий оказало значительное влияние на российскую энергетику, о чем свидетельствуют следующие статистические данные:

- в 2020 году российский нефтегазовый сектор инвестировал в цифровые технологии более 1,6 млрд долларов;

- использование цифровых технологий позволило российской энергетике увеличить добычу нефти на 2,7% в 2020 году;

- применение аналитики больших данных позволило российской энергетике снизить затраты на геологоразведку до 10%;

- использование цифровых месторождений позволило российской энергетике сократить простои до 20%.

В настоящий момент российский энергетический рынок находится под беспрецедентным санкционным давлением, которое влияет на смену рынков сбыта, снижению экономической активности, недоступности технологий, что обусловлено ухудшением геополитических отношений со странами коллективного Запада. Единственным эффективным и верным решением данных проблем является цифровизация и создание отечественного оборудования и ПО.

России необходимо достичь технологического суверенитета, что позволит использовать исключительно отечественные передовые технологии в отрасли. Для этого отечественным компаниям в отрасли необходимо достигать эффекта синергии во всех возможных направлениях работы; запуск проектов в рамках обмена технологиями с дружественными странами; формирование устойчивого человеческого капитала в отрасли; создание эталонной инфраструктуры цифровизации в отрасли; создание условий для возвращения источников инноваций [3].

*Выводы.* Конкурентоспособность России зависит от эффективности взаимовыгодного сотрудничества и обмена технологиями. Уровень цифровизации отрасли является приоритетным направлением для инвестиций. Экономическое сотрудничество между странами является следствием геополитических решений и общемировых тенденций энергетического рынка.

Несмотря на вызовы, стоящие перед энергетическим сектором, он продолжает трансформацию и поддерживает отечественную экономику, а развитие IT-технологий играют в этом процессе жизненно важную роль, без которых нет будущего.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Аналитический журнал Economist [Электронный ресурс]: <https://www.economist.com/finance-and-economics/2022/12/29/in-2022-russia-kept-the-economic-show-on-the-road> (дата обращения: 10.04.2023).
2. Смирнов Е. Н. Эскалация антироссийских санкций и ее последствия для глобальной экономики // Российский внешнеэкономический вестник. 2023. № 2. С. 80-93. doi:10.24412/2072-8042-2023-2-80-93.
3. Максимцев И.А., Костин К.Б., Березовская А.А., Онуфриева О.А. Современные тенденции развития цифровизации в мировой энергетике // Вопросы инновационной экономики. 2023. Том 13. № 2. doi: 10.18334/vines.13.2.117224.
4. Молоков, А. М. Язык программирования «python» как инструмент оптимизации процессов анализа данных по показаниям электроприборов / А. М. Молоков, Н. К. Казанцев // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 320-322.

УДК 621.316

Р.Р. Мухаметзянов, Э.А. Мухамедзянов, И.В. Токтаров, И.В. Черепенькин  
Казанский Государственный Энергетический Университет

### ВЫЯВЛЕНИЕ И ДЕТЕКТИРОВАНИЕ ПРОВИСАНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ОБРЫВА ПРОВОДА ЛЭП

*Введение.* На данный момент проблема детектирования провисания и локализации обрыва проводов ЛЭП является не полностью раскрытой, т.к. в нашем климате большее внимание уделяется проблеме обледенения ЛЭП.

*Актуальность.* Критичное провисание и обрывы проводов ЛЭП являются серьезными угрозами для предприятия и жизнедеятельности любого населенного пункта. Существующие на сегодняшний день методы выявления и детектирования не отличаются особой эффективностью, однако имеют высокую стоимость. Поэтому существует необходимость в разработке более эффективных методов своевременного обнаружения и последующего устранения таких предаварийных состояний системы энергоснабжения.

*Цель исследования.* Разработка новых методов выявления и детектирования провисания и обрыва проводов ЛЭП. Объектом исследования является провод ЛЭП, а предметом исследования является метод выявления провисания и обрыва провода. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ существующих систем детектирования и обнаружения провисаний и обрывов проводов.
2. Создание схематической модели провисания проводов.
3. Подбор необходимого оборудования.
4. Разработка программного обеспечения.

Проанализировав существующие методы обнаружения и детектирования провисания и обрывов проводов ЛЭП (методы «Капронового каната» и «Карманного высотомера»), было выяснено, что они являются очень трудоемкими и требующими большого количества времени. Поэтому была разработана модель системы, которая позволяет ускорить и автоматизировать процесс обнаружения и детектирования провисания и обрывов. Она включает в себя следующие элементы: Датчики Холла, ИК-дальномер, GSM-модуль, ПЛК на базе Arduino.

Для обнаружения провисания проводов, была разработана следующая модель, проиллюстрированная на рисунке 1 [1].

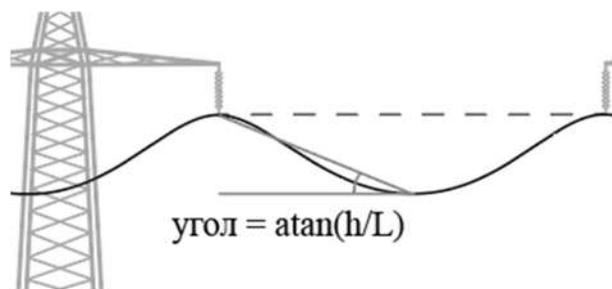


Рисунок 1 – Модель детектирования провисания проводов



Рисунок 2 – Модель детектирования обрыва провода

Основной параметр, который определяется в данной модели – это угол провисания, рассчитываемый программным кодом.

Для детектирования обрыва провода была разработана следующая модель, проиллюстрированная на рисунке 2 [2].

Принцип обнаружения обрыва заключается в следующем. При возникновении обрыва в одном из проводников, значения магнитного поля, определяемого датчиком Холла, резко изменится на значительную величину [3].

Реализация данных способов выявления и детектирования в программном коде представлена на рисунке 3.

Параметры, которые указываются в коде: `maxSagAngle` – максимальный угол, благодаря которому будет определяться провисание, `tofMeasurementDelay` – пауза перед новым измерением, `phoneNumber` – номер телефона, на который будет отправляться сообщения о неисправностях, `maxHallDiff` – максимально допустимая разница показаний для датчиков Холла (настраивается под каждый вид ЛЭП).

При обнаружении системой обрыва или провисания провода, на указанный номер телефона, будет отправляться сообщение с номером столба, на котором возникла неисправность. Также сообщение содержит краткое описание неисправности.

```

#include <Wire.h>
#include <VL53L0X.h>
#include <SoftwareSerial.h>
VL53L0X tofSensor;
const int maxSagAngle = 1.5;
const int tofMeasurementDelay = 100;
int tofSensorHeight;
const int rheostatPin = A0;
SoftwareSerial gsmSerial(10, 11);
const char* phoneNumber = "+1234567890";
const int hallSensor1Pin = 2;
const int hallSensor2Pin = 3;
const int maxHallDiff = 100;
void setup()
{
  Serial.begin(9600);
  tofSensor.init();
  tofSensor.setTimeout(500);
  tofSensor.startContinuous();
  pinMode(rheostatPin, INPUT);
  gsmSerial.begin(9600);
  pinMode(hallSensor1Pin, INPUT_PULLUP);
  pinMode(hallSensor2Pin, INPUT_PULLUP);
}
void loop()
{
  tofSensorHeight = analogRead(rheostatPin);
  int tofDistance = tofSensor.readRangeContinuousMillimeters() / 10;
  float sagAngle = atan((tofSensorHeight) / tofDistance) * 180 / PI;
  Serial.print("Sag angle: ");
  Serial.print(sagAngle);
  Serial.println(" degrees");
  if (sagAngle < maxSagAngle)
  {
    gsmSerial.println("AT+CMGF=1");
    delay(500);
    gsmSerial.print("AT+CMGS=\"");
    gsmSerial.print(phoneNumber);
    gsmSerial.println("\"");
    delay(1000);
    gsmSerial.println("Wire sag angle is ");
    gsmSerial.print(sagAngle);
    gsmSerial.println(" degrees.");
    delay(500);
    gsmSerial.write(0x1A);
    delay(1000);
  }
  int hall1 = analogRead(hallSensor1Pin);
  int hall2 = analogRead(hallSensor2Pin);
  int hallDiff = abs(hall1 - hall2);
  if (hallDiff > maxHallDiff)
  {
    gsmSerial.println("AT+CMGF=1");
    delay(500);
    gsmSerial.print("AT+CMGS=\"");
    gsmSerial.print(phoneNumber);
    gsmSerial.println("\"");
    delay(1000);
    gsmSerial.println("Wire break detected!");
    delay(500);
    gsmSerial.write(0x1A);
    delay(1000);
  }
  delay(tofMeasurementDelay);
}

```

Рисунок 3 – Код программы

Рассчитаем примерную стоимость обеспечения данным оборудованием ЛЭП. Для примера возьмем высоковольтную линию – 12, 330кВ Ондская ГЭС – Петрозаводск [4], протяженность линии составляет 278 км. Для данной ЛЭП, с учетом 500 м между опорами, количество опор будет соответствовать 556. Исходя из стоимости оборудования, рассчитанной в таблице 1 [5], полное обеспечение высоковольтной линии Ондская ГЭС – Петрозаводск обойдется примерно в 133 тыс. рублей. Создание отечественной платформы позволит снизить эту сумму предположительно до 70 – 90 тыс. руб.

Таблица 1: Стоимость оборудования

Оборудование	Валюта	Стоимость
Arduino nano	Доллар США	1,95
GSM модуль		0,7
Датчик расстояния		0,4
Реостат		0,1
Прочие расходы (корпус, провода и т.д.)		0,7

*Вывод.* Дальнейшая разработка данной системы является перспективной, т.к. автоматизирует и ускоряет процесс выявления и детектирования провисания и обрыва провода ЛЭП.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Filina O. A. et al. Vibration model as a system of coupled oscillators in a direct current electric motor //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2019. – Т. 124. – P. 02002.
2. Auhadeev A. E. et al. Improving the theory for calculating the rational modes of traction electrical equipment //E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2019. – Т. 124. – P. 05077.

3. Khusnutdinova E. M. et al. Comprehensive test procedure for digital instruments and devices of automated versatile systems // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2020. – Т. 915. – №. 1. – P. 012032.
4. Перечень линий электропередачи. [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata/7705847529-list-of-power-lines> (дата обращения 09.03.2023)
5. Магазин оборудования [Электронный ресурс] alibaba.com (дата обращения 09.03.2023)
6. Полторыхина, В. Ю. Анализ повреждаемости воздушных линий электропередачи в результате воздействия животных(птиц) / В. Ю. Полторыхина, О. В. Новикова // Современные технологии и экономика в энергетике : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – С. 16-18.

УДК 004.896

А.И. Возиян

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ОНЛАЙН-РЕЖИМЕ

*Введение.* Для энергетических компаний становится актуальным внедрение систем предиктивной аналитики (СПА) для мониторинга состояния технологического оборудования. В данной работе проводится исследование по выявлению дефекта оборудования на архивных данных с использованием методов машинного обучения.

*Актуальность.* Использование СПА позволяет предсказывать неисправности в работе оборудования с целью минимизации затрат на аварийных остановах и ремонтных работах. В современных реалиях это позволит перейти от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по техническому состоянию.

*Цель исследования.* Выявление точки отказа единицы генерирующего оборудования с использованием методов машинного обучения. Объектом исследования является единица генерирующего оборудования, а предметом исследования является выявление аномального поведения параметров оборудования. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Очистка исходных архивных данных от выбросов и недостоверных значений;
2. Выявление характерных режимов работы оборудования;
3. Выявление точки достижения предельного состояния оборудования;

Стратегией решения поставленной задачи является использование методов обучения без учителя на неразмеченных данных, методов обучения с учителем на размеченных данных, а также применение наиболее востребованных библиотек для прогнозирования временных рядов.

В данной работе исследовался набор данных с параметрами единицы генерирующего оборудования за последние два года. С двенадцати датчиков проводились измерения температуры, давления, смещения и вибрации.

Разведочный анализ данных показал отсутствие 718 значений параметров, которые были заменены соответствующим пропущенным значением методом fillna.

Для предварительной очистки данных использовались наиболее распространенные методы для выявления выбросов: расстояние Махаланобиса, Isolation Forest, OneClassSVM, LocalOutlierFactor, DBSCAN. Представленные математические методы решают задачу кластеризации с измерением расстояний между соседними точками. Наиболее действенным оказался метод DBSCAN, выявивший 79 аномальных точек. В свою очередь, метод OneClassSVM показывает чувствительность к выбросам и требует особой настройки гиперпараметров.

В ходе исследования было отмечено, что точку дефекта оборудования не всегда можно обнаружить среди минимальных или максимальных значений переменных. Точку предельного состояния стоит искать при резком нарастании параметра и изменении тренда, что обычно выявляется моделью.

Следующим этапом работы было выявление характерных режимов оборудования. Данное мероприятие полезно для определения влияния характера режима на показатели параметров. Всего было выявлено 7 стационарных режимов и 17 нестационарных режимов.

Выбор алгоритмов машинного обучения для создания модели по выявлению аномалий опирался на лучшие практики ML-соревнований на платформе Kaggle [1, 2, 3] и опыт ML-разработчиков из научных статей. Вначале были рассмотрены методы обучения без учителя: Auto-ARIMA и LSTM. Первый метод с оптимальным подбором параметров выявил слишком много аномалий. Эффективной оказалась рекуррентная нейросеть LSTM и была признана основным методом решения.

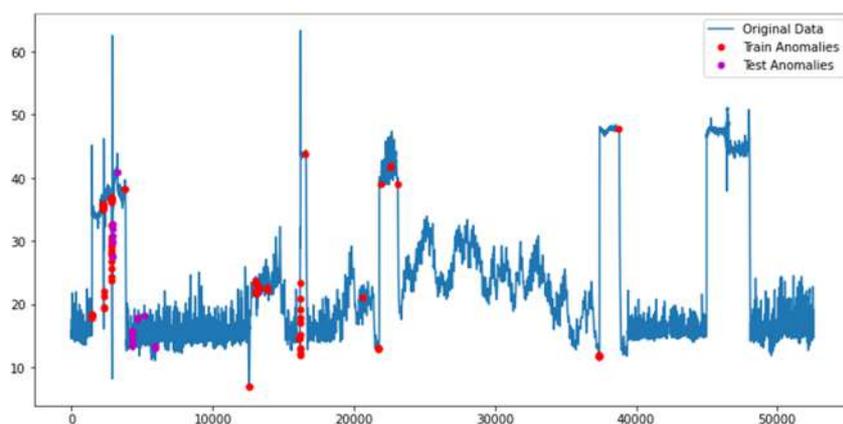


Рисунок 1 – Определение аномальных точек параметров энергетического оборудования с помощью нейронной сети LSTM

Модель LSTM продемонстрировала достаточные результаты по точности  $loss = 5.8233e-04$  и  $val\_loss = 2.0988e-04$ , которые относятся к предсказаниям тренировочной и тестовой выборки соответственно.

Помимо этого, были протестированы методы обучения с учителем: XGB Classifier, LightGBM и др., показавшие удовлетворительные результаты. Кроме того, была протестирована библиотека по работе с временными рядами Prophet,

которая выявила слишком много аномальных точек подобно методу OneClassSVM.

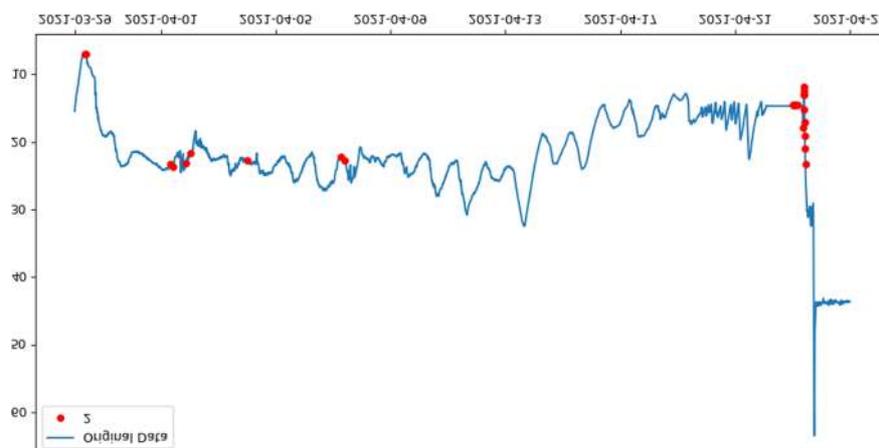


Рисунок 2 – Выявление точки дефекта работы оборудования (от точки начала развития дефекта до точки предельного состояния)

*Выводы.* Используя результаты всех методов машинного обучения, была определена точка достижения предельного состояния работы оборудования: 23.04.2021 7:00. Наступление дефекта удалось предсказать за 10 дней, начиная с 13.04.2021 6:30.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. The top 58 Anomaly Detection Open Source Projects // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kaggle.com/general/128356> (дата обращения: 14.04.2023)
2. Large-scale Energy Anomaly Detection (LEAD) // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kaggle.com/competitions/energy-anomaly-detection/overview/evaluation> (дата обращения: 14.04.2023)
3. Electrical Fault detection and classification // [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kaggle.com/datasets/esathyaparakash/electrical-fault-detection-and-classification> (дата обращения: 14.04.2023).

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы Международной  
научно-практической конференции

27 апреля 2023 года

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции  
ОК 005-93, т. 2; 95 3004 – научная и производственная литература

---

Подписано в печать 26.06.2023. Формат 60×84/16. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 11,5. Тираж 26. Заказ 3224.

---

Отпечатано с готового оригинал-макета,  
предоставленного ответственным за выпуск,  
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.  
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.  
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.