



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ЭНЕРГЕТИКА ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО

III Научно-техническая конференция студентов

СБОРНИК ТРУДОВ КОНФЕРЕНЦИИ
20 – 22 мая 2020 г. МОСКВА

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ЭНЕРГЕТИКА. ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО

III НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ

20 – 22 мая 2020 г.

СБОРНИК ТРУДОВ КОНФЕРЕНЦИИ

Москва

Издательство МЭИ

2020

Энергетика. Технологии будущего: III Науч.-техн. конф. студентов (20 – 22 мая 2020 г., Москва): Сб. тр. Конф. М.: Издательство МЭИ, 2020. – 304 с.

ISBN

Доклады студентов, помещенные в настоящий сборник, отражают выполненные ими исследования в таких областях развития энергетики, как: газовая и угольная генерация; атомная энергетика; ветро-, гидро-, петротермальная и солнечная генерация; распределенная генерация; современные технологии передачи и распределения тепловой и электрической энергии; конечное потребление энергии; аккумулирование энергии; цифровизация электроэнергетики, а также технологии индустрии 4.0. Большинство исследований было выполнено студентами под руководством сотрудников из числа научного и профессорско-преподавательского штата НИУ «МЭИ» в рамках первой очереди Программы научных исследований «Энергетика» на 2019-2024 годы.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов, преподавателей вузов и инженеров, интересующихся указанными выше направлениями науки и техники.

В отдельных случаях в авторские оригиналы внесены изменения технического характера. Как правило, сохранена авторская редакция.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Рогалев Н.Д. - д.т.н., ректор МЭИ, Председатель;

Драгунов В.К. - д.т.н., проректор по научной работе, заместитель Председателя;

Комаров И.И. - к.т.н., директор ЦИР, заместитель Председателя, ответственный за проведение конференции;

Кролин А.А. - к.э.н., начальник ОКПП ЦИР – ответственный секретарь;

Волков А.В. - д.т.н., заведующий кафедрой ГГМ;

Маленков А.С. - к.т.н., начальник ОИРР ЦИР;

Насыров Р.Р. - к.т.н., доцент кафедры ЭЭС;

Орлов К.А. - к.т.н., заведующий кафедрой ТОТ;

Тульский В.Н. - к.т.н., директор ИЭЭ;

Тягунов М.Г. - д.т.н., профессор кафедры ГВИЭ.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Тепловая и атомная энергетика

научный руководитель – директор ЦИР, к.т.н. **И.И. Комаров**

К.В. Бабушкина, В. П. Соколов, И. И. Комаров

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА НА УСКП ПАРА С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ КОМПОНОВКОЙ И ВИХРЕВЫМИ ГОРЕЛКАМИ

8

Д.И. Левенок, Е.Т. Ильин, А.Н. Роголёв

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ И ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА НА ТЭЦ, ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ДИАПАЗОНОВ

14

Д.А. Каранова, А.С. Маленков, И.И. Комаров

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

20

М.Н. Митин, К.А. Плешанов

ВЕРТИКАЛЬНЫЙ КОТЁЛ-УТИЛИЗАТОР НА СВЕРХВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ ПАРА 18 МПА

26

М.С. Постникова, А.Е. Зарянкин УТИЛИЗАЦИОННАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С ТРЕТЬИМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА

31

В.В. Чурмакова, А.Ф. Медников, Г.В. Качалин, А.Б. Тхабисимов

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ АБРАЗИВНОЙ СТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЛОПАТОЧНЫХ СТАЛЕЙ 20Х13, 15Х11МФ И СПЛАВА ХН70Ю С РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ УПРОЧНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ УГЛАХ АТАКИ ВОЗДУШНО-БРАЗИВНОГО ПОТОКА 30° И 90°

37

П.М. Нестеров, О.М. Митрохова, К.А. Плешанов

РАЗРАБОТКА ТУРБОУСТАНОВОК, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ПГУ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

43

З.А. Заклецкий, В.П. Будаев, А.В. Дедов, С.Д. Федорович

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭМИССИОННЫХ СВОЙСТВ ТУГОПЛАВКИХ МАТЕРИАЛОВ ПОСЛЕ МОЩНОЙ ПЛАЗМЕННОЙ ОБРАБОТКИ

48

С.Ю. Капустин, А.В. Аникеев, Г.В. Качалин, А.Б. Тхабисимов, А.Ф. Медников, А.А. Красуля

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ЛОПАТОЧНОЙ СТАЛИ 15Х11МФ С РАЗЛИЧНЫМИ ДИФфуЗИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

54

Д.Б. Куроптев, А.Е. Зарянкин

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

59

Н.М. Григорьев, О.М. Митрохова, В.Г. Грибин

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ЯДЕРНЫМ РЕАКТОМ IV ПОКОЛЕНИЯ НА СКД ПАРАМЕТРЫ ПАРА

65

П.А. Брызгунов, И.В. Шевченко

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ВОЗДУХА НА ВХОДЕ В КОМПРЕССОР ГТУ ДЛЯ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

71

Секция 2. Гидроэнергетика и ВИЭ

научный руководитель – д.т.н., профессор **М.Г. Тягунов**

Р.П. Шевердиев, М.Г. Тягунов

ГИБРИДНЫЙ ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ГАРАНТИРОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С ВОДОРОДНЫМ АККУМУЛИРОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ

77

А.А. Федотов, Н.В. Кулешов ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СОЗДАНИЕ ИММИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ВОДОРОДНЫМ АККУМУЛИРОВАНИЕМ	83
Д.В. Трякин, П.С. Шуркалов, М.Г. Тягунов ВЕТРОАГРЕГАТ ПРЯМОГО ПРИВОДА С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ	89
Р. О. Носков, А. К. Лямасов, А. М. Грибков ВЫСОТНАЯ ВЕТРОТУРБИНА НА НАДУВНОЙ КОНСТРУКЦИИ	94
Б.Ф. Кузнецов, П.А. Курбатов, О.Н. Молоканов РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРА С ИНТЕГРИРОВАННЫМ МАГНИТНЫМ МУЛЬТИПЛИКАТОРОМ ДЛЯ ВЕТРОАГРЕГАТА ПРЯМОГО ПРИВОДА	100
В.Д. Свистунов, А.Г. Васьков, М.Г. Тягунов РАЗРАБОТКА ВЕРТИКАЛЬНООСЕВОЙ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ	106
М.А. Плотников, В.Б. Баль ВЕРТИКАЛЬНООСЕВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА С ИНДУКТОРНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ	112
А.С. Лысова, А.Г. Васьков, М.Г. Тягунов ВЕРИФИКАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАВИСИМОСТИ МАКСИМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ	117
И.Н. Ермаков, Б.М. Орахелашвили ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ДЛЯ БЕСПЛОТИННОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 20 КВт	123
Г.А. Кромм, Б.М. Орахелашвили МОДУЛЬНЫЙ ГИДРОАГРЕГАТ С ОСЕВОЙ ПРЯМОТОЧНОЙ ГИДРОТУРБИНОЙ	129
Н.А. Муратов, А.И. Давыдов, А.В. Волков ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДОПОДОБНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	135
С.А. Вольнов, А. А. Вихлянцев, А. В. Волков ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ПЕРИОДЫ ПИКОВЫХ НАГРУЗОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЭС БАШЕННОГО ТИПА	141
В.А. Лукин, Е.В. Позняк, А.В. Волков РАСЧЕТ ВОДОНАПОРНОЙ БАШНИ ГАЭС НА ОБЩУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ	147
А. П. Полозкова, А. Ю. Финиченко ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ	152
К.Г. Рындин, М.С. Власкин ВЛИЯНИЕ КАТАЛИЗАТОРА НА ФРАКЦИИ БИОТОПЛИВА, ПОЛУЧЕННОГО МЕТОДОМ ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ КАРБОНИЗАЦИИ БИОМАССЫ МИКРОВОДОРОСЛЕЙ	158
Секция 3. Технологии распределенной генерации	
научный руководитель – заведующий кафедрой ТОТ, к.т.н. К.А. Орлов	
Е.В. Афанасьева, С.К. Осипов, И.И. Комаров АВТОНОМНАЯ КОГЕНЕРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА НА ПЕЛЛЕТНОМ ТОПЛИВЕ	164
А. Кайраткызы, М.В. Горелов, И.И. Комаров ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ СЖИГАНИЯ ПРОДУКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ТКО	170

А.А. Кобзева, В.С. Глазов, С.И. Нефедкин МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ НА БАЗЕ ВОДОРОД-ВОЗДУШНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ОТКРЫТЫМ КАТОДОМ	176
Е.С. Ковшикова, А.С. Маленков, И.И. Комаров РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ СТУПЕНЧАТОГО СЖИГАНИЯ ОТХОДОВ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	181
А. Сорунзан, Д.А. Хохлов, К.А. Плешанов ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО БИОТОПЛИВА В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ КАМЕР СГОРАНИЯ	187
Д.А. Шумилин, А.В. Сизякин, М.Ю. Румянцев РАЗРАБОТКА МИКРОТУРБИННОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ РАБОТАЮЩЕЙ ПО ОРГАНИЧЕСКОМУ ЦИКЛУ РЕНКИНА	193
Секция 4. Распределенные системы энергоснабжения научный руководитель – директор ИЭЭ, к.т.н. В.Н. Тульский	
А.П. Болтунов, С.П. Васильев, Е.А. Волошин, А.А. Волошин РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗОК ЧАСТНЫХ МАЛОМОЩНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В МИКРОГРИД-СЕТЯХ	200
Д.В. Голубев, С.В. Белоусов, Д.И. Ковалев РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ПО ВЫПУСКУ И РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ УСТРОЙСТВ С ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ	206
П.Д. Иванов, И.А. Пуцылов, С.Е. Смирнов РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДА ЛИТИЕВОГО АККУМУЛЯТОРА	212
Е.В. Конюшенко, К.В. Крюков, П.А. Курбатов РАЗРАБОТКА РЕГУЛЯТОРА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	216
Е.А. Кущенко, П.А. Курбатов, Е.П. Курбатова РАЗРАБОТКА БЕСКОНТАКТНОГО МАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА НА ОСНОВЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СВЕРХПРОВОДИМОСТИ ДЛЯ КИНЕТИЧЕСКОГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ	222
Ю.К. Лукина, А.А. Волошин ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ СРЕДСТВАМИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ СЕТЯХ	228
А.Д. Приходько, А.А. Волошин РАЗРАБОТКА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ РЕКОНФИГУРАЦИИ ТОПОЛОГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	233
К.Н. Соловьева, А.В. Сизякин, М.Ю. Румянцев РАЗРАБОТКА ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МАШИНЫ С ВОЗБУЖДЕНИЕМ ОТ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПАРОВОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА	238
Н.А. Сабайкин, М.Г. Киселев, Ю.К. Розанов СЕТЕВОЙ РЕГУЛЯТОР И МЕТОДЫ ЕГО УПРАВЛЕНИЯ	244
А.С. Филатов, А.В. Сизякин, М.Ю. Румянцев РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПАРОВОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА	250

П.Д. Тихонов, С. И. Хренов
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИБРИДНЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ.
ВЛИЯНИЕ ТРАНСПОЗИЦИИ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ НА НАПРЯЖЕНИЕ ПРИКОСНОВЕНИЯ 255

Секция 5. Современные технологии теплоснабжения
научный руководитель – заведующий кафедрой ГГМ, профессор, д.т.н. **А.В. Волков**

П.К. Лентяев, А.В. Рыженков
О «СВЕРХПРОВОДИМЫХ» ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ 262

А.М. Кошелева, Ю.В. Яворовский, И.А. Султангузин, И.Д. Калякин
ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ SMART-СИСТЕМЫ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 268

Е.С. Трушин, И.А. Султангузин, Ю.В. Яворовский, А.П.Яшин, А.И.Бартенев
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г.
МОСКВЫ 274

Е.М. Тябут, А.В. Рыженков
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ЗДАНИЯ В УСЛОВИЯХ
ГОРОДА МОСКВЫ 280

Секция 6. Цифровизация энергетики. Технологии индустрии 4.0
научный руководитель – доцент, к.т.н. **Р.Р. Насыров**

О.Б. Вареникова, С.В. Белоусов, Д.И. Ковалев
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АППАРАТНО-ПРОГРАММНАЯ ПЛАТФОРМА,
ОСНОВАННАЯ НА ТЕХНОЛОГИЯХ И ПРИНЦИПАХ ЦПС 287

А.А. Иванов, А.К. Рыжков, Б.А. Сафронов, А.А. Волошин
РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА КОМПЛЕКСА ВИЗУАЛЬНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ
ЭНЕРГООБЪЕКТА 292

С.В. Муссаева, С.К. Осипов, А.Н. Рогалев
РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЕРИФИКАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ГИДРОГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ ТЭС 298

О.С. Орлов, Д.И. Сырмакешев, Р.Р. Насыров
ОПЕРАТИВНАЯ НАДЕЖНОСТЬ 304

А.Н. Павлов, А.Н. Вегера, В.П. Соколов
ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ТЭС 310

А.Ю. Старкова, В.Н. Тульский
РАЗРАБОТКА АППАРАТНО-ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «СИСТЕМА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ» 316

Секция 1

Тепловая и атомная энергетика

научный руководитель –
директор ЦИР, к.т.н. **И.И. Комаров**

К.В. Бабушкина¹, В. П. Соколов², И. И. Комаров³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПЫЛЕУГОЛЬНОГО КОТЛА НА УСКП ПАРА С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ КОМПОНОВКОЙ И ВИХРЕВЫМИ ГОРЕЛКАМИ

АННОТАЦИЯ

В рамках данной работы был разработан конструктивный профиль горизонтального пылеугольного котла на ультрасверхкритических параметрах (УСКП) пара с вихревыми горелками, установленными на торцевой стороне котельного агрегата. Параметры свежего пара были приняты равными 710°C / 35 МПа, пара промежуточного перегрева – 710°C / 7,2 МПа.

В целях оценки влияния параметров пара на массогабаритные характеристики и оценки степени увеличения металлоемкости с переходом на УСКП от традиционных сверхкритических параметров были выполнены варианты конструкторские расчеты с определением размеров и масс элементов пароводяного тракта. Выполнено сравнение полученных результатов и сделаны выводы об эффективности предлагаемой компоновки котла с позиции обеспечения минимальной металлоемкости.

Ключевые слова – ультрасверхкритические параметры пара, сравнение массогабаритных характеристик, пылеугольный котел, вихревые горелки, горизонтальная компоновка, сплавы на никелевой основе.

1. ВВЕДЕНИЕ

Большая часть электроэнергии, производимая на электростанциях, как в России, так и в других странах Европы и мира, производится посредством сжигания органического топлива, в частности, угля. Уголь в силу значительных запасов и относительно невысокой стоимости останется одним из основных видов ископаемого топлива для электростанций.

Ключевым способом повышения эффективности угольной генерации, работающей преимущественно по паротурбинной технологии, является повышение начальных параметров пара. Сегодня ведутся разработки энергетического оборудования на ультрасверхкритических параметрах пара (температура свежего пара до 750 °С, давление – до 35 МПа), но пока ни одной страной в мире данный уровень не был достигнут. Основной причиной является высокая стоимость жаропрочных сплавов и их сравнительно более низкая надежность в условиях работы при повышенных параметрах пара.

2. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕХОДА К УЛЬТРАСВЕРХКРИТИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ ПАРА

2.1. Техничко-экономические показатели разных типов ТЭС

Перегрев пара до 710 °С с одновременным повышением давления до 35 МПа позволяет получить КПД энергоблока до 49,9 %. В таблице приведены энергетические показатели энергоблоков на различные параметры пара [1].

Таблица 1. Техничко-экономические показатели разных типов ТЭС [1]

Параметры	Тип станции/топливо/паровой цикл/параметры пара		
	уголь	уголь	уголь
	Докритический	СКП	УСКП
	180 бар 540 °С 540 °С	250 бар 560 °С 560 °С	350 бар 700 °С 700 °С
Номинальная мощность, МВт	500	500	500
Собственные нужды, МВт	42	42	43
Электрическая мощность, МВт	458	458	457
КПД брутто, %	43,9	45,9	49,9
КПД нетто, %	40,2	42,0	45,6
Выбросы углерода, т/ч	381	364	335
Удельные выбросы, т/МВт*ч	0,83	0,80	0,73

Переход на УСКП пара повышает КПД энергоблока и автоматически снижает удельный расход топлива на выработку 1 кВт*ч электроэнергии, а, следовательно, уменьшает количество выбрасываемых в атмосферу вредных выбросов (SO_2 , NO_x) и парниковых (CO_2) газов в атмосферу (рис.1) [2, 3].

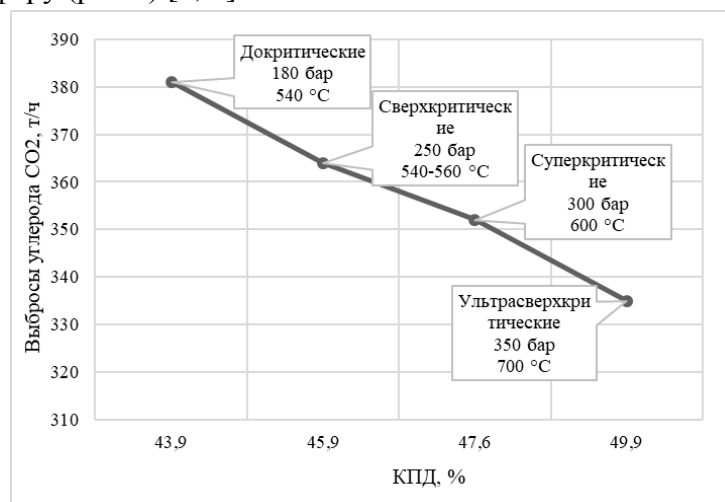


Рис. 1. Зависимость КПД энергоблока от вредных выбросов в окружающую среду [4].

2.2. Зависимость стоимости энергоблока от повышения параметров пара

Применение высокотемпературного перегрева пара приводит к изменению структуры металлозатрат (рис.2). Одним из способов уменьшения стоимости котельного агрегата является сокращение протяженности трубопроводов свежего и промежуточного пара, которые выполняются из дорогостоящих жаропрочных сплавов на никелевой основе марки «05ХН46МВБ4». Этот жаропрочный и жаростойкий сплав предназначен для изготовления трубных систем парогенераторов энергетических установок, работающих при температурах до 800 °С.

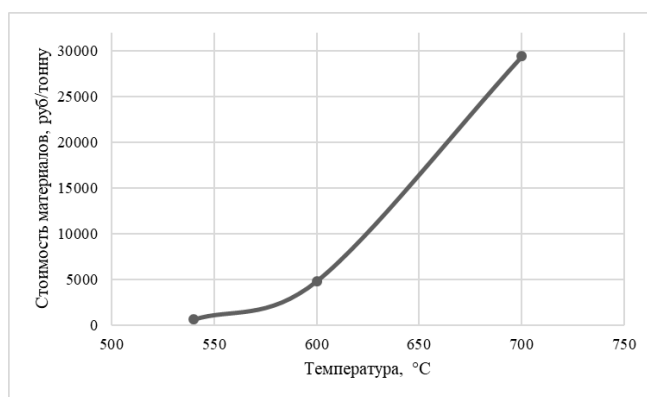


Рис. 2. Изменение стоимости жаропрочных материалов с ростом параметров пара
Для снижения стоимости энергоблока на УСКП пара была разработана новая компоновка, предполагающая размещение котельного агрегата горизонтально в непосредственной близости от паровой турбины (рис. 3).

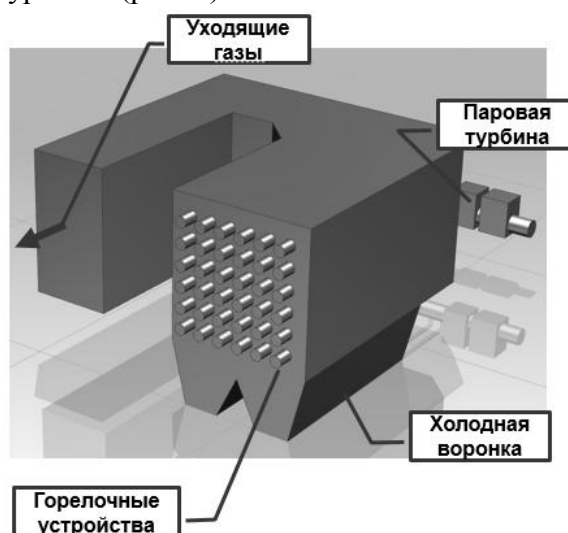


Рис. 3. Конструктивный профиль котла горизонтальной компоновки на УСКП пара
Данная компоновка обеспечивает минимальную совокупную длину высокотемпературных трубопроводов (рис. 4), при этом могут быть обеспечены все условия для надежной и эффективной эксплуатации в части подвода топлива, шлакоудаления, обеспечения высокой полноты сгорания топлива и недопущения набросов факела на поверхности нагрева топки котла.

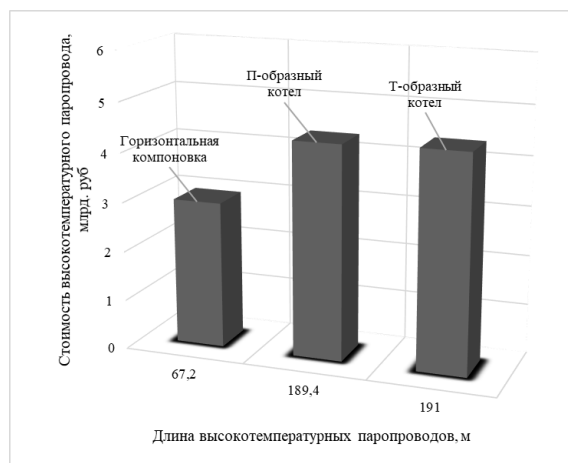


Рис. 4. Зависимость длины высокотемпературного паропровода от их стоимости

3. КОНСТРУКТОРСКИЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ КОМПОНОВКИ НА УСКП

3.1. Конструктивные характеристики основных поверхностей нагрева горизонтального котельного агрегата на УСКП пара

Основные характеристики горизонтального котла на УСКП пара приведены в таблице 2, их конструктивные характеристики, определенные по нормативному методу расчета котельных агрегатов – в таблице 3 [5].

Таблица 2. Характеристики котла горизонтальной компоновки на УСКП пара

Параметр	Значение
Расход свежего пара, т/час	2494
Расход вторичного пара, т/час	1911
Давление первичного пара на выходе, МПа	35,7
Давление первичного пара на входе, МПа	35
Давление вторичного пара на выходе из промежуточного пароперегревателя, МПа	7,2
Давление вторичного пара на входе в промежуточный пароперегреватель, МПа	8,4
Температура первичного пара на входе, °С	565
Температура первичного пара на выходе, °С	710
Температура вторичного пара на выходе из промежуточного пароперегревателя, °С	710
Температура вторичного пара на входе в промежуточный пароперегреватель, °С	432
Температура питательной воды, °С	334
Температура холодного воздуха, °С	30
КПД брутто	91,38
Расход топлива, кг/с	91,97
Тепловая мощность, МВт	2061

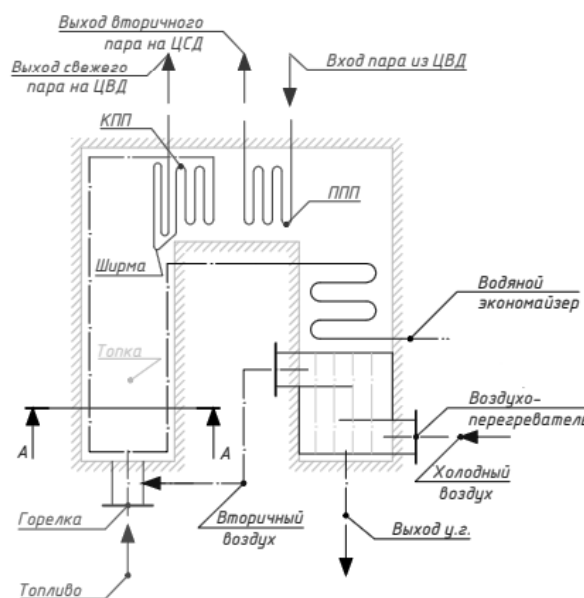


Рис. 5. Схема расположения поверхностей нагрева котла на УСКП пара

Таблица 3. Конструктивные характеристики основных поверхностей нагрева гори-

зонтального котельного агрегата на УСКП пара [4]

№ п/п	Элемент	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Число параллельно включенных труб	Поперечный шаг труб, мм	Продольный шаг труб, мм
1	ЭК	32	6	158	112	64
2	Топка	42	6	375	-	48
3	ШПП	32	5	82	-	33
4	КПП	32	5	1280	112	112
5	ППП	30	4	2528	112	60

Продолжение таблицы 3.

№ п/п	Число рядов труб по ходу газов	Расположение труб	Среднее сечение для прохода газов, м ²	Сечение для прохода среды, м ²	Поверхность нагрева, м ²	Тепловосприятие кДж/кг
1	35	шахматное	370	0,961	154210	3488
2	-	-	302	0,3003	1984	6476
3	-	-	312	0,0312	5902	2502
4	3	коридор.	370	0,487	4701	1209
5	8	коридор.	370	0,961	31290	2310

В значительной мере экономичность и надежность работы котельного агрегата, а также его экологические характеристики определяются конструкцией топочно-горелочного устройства. Для обеспечения выработки тепловой мощности 2061 МВт были подобраны горелки вихревые пылеугольные двухулиточные с подачей пыли горячим воздухом марки К2УС75 мощностью 75 МВт в количестве 36 штук, расположенные на торцевой стороне котельного агрегата. Преимущество такого расположения заключается в большей надежности – при отключении даже нескольких горелок котел может продолжить безопасную работу, но со сниженной тепловой нагрузкой. При альтернативном тангенциальном расположении прямооточных горелок в центре поперечного сечения топочной камеры формируется вихрь, в области которого происходит активное горение. В случае выхода из строя одной из горелок конфигурация вихревого потока нарушится.

3.2. Исследование зависимости массы поверхностей нагрева от начальных параметров пара

Основной вклад в повышение массы котла и, соответственно, его стоимости при увеличении температуры и давления генерируемого пара будут вносить высокотемпературные паропроводы и пароперегреватели. Рост давления пара неизбежно приведет к увеличению толщины стенок труб поверхностей, что увеличит расход металла [2]. В совокупности с заменой материала на сплав, обладающий более высокой рабочей температурой, и, как правило, ценой, рост параметров свежего пара и пара промежуточного перегрева приведет к существенному увеличению стоимости его изготовления.

Для исследования данного вопроса выполнены варианты конструкторские расчеты и определены основные массогабаритные характеристики (рис. 6) [4]. Согласно полученным результатам переход на УСКП пара с СКП без изменения паропроизводительности

приводит к увеличению массы пароводяного тракта на 7,13 % при традиционной компоновке и на 5,52 % при переходе к горизонтальному конструктивному профилю газового тракта. Использование горизонтальной компоновки позволяет снизить затраты высокотемпературных сталей на 27,66 т, что в денежном эквиваленте составляет примерно 100 млн. руб.

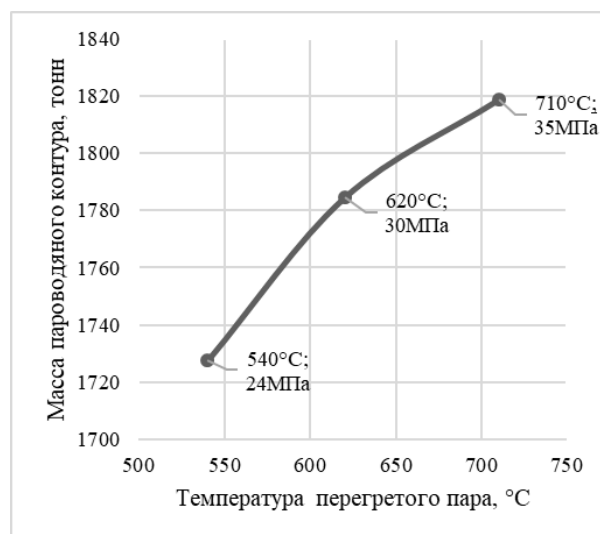


Рис. 6. Изменение массогабаритных характеристик котлов при переходе на новый уровень начальных параметров пара

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы был предложен новый конструктивный профиль котельного агрегата на УСКП пара, который обеспечивает существенное снижение длины основных паропроводов (примерно в 3 раза), изготавливаемых из дорогостоящих жаропрочных материалов. При этом масса высокотемпературных паропроводов снизится на 27,66 т, а прирост общей массы пароводяного тракта при переходе на УСКП пара относительно котлов на традиционные СКП пара снизится на 1,61 % - с 7,13 % до 5,52 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Зарянкин А. Е., Роголёв А. Н., Сойко Г. В.** Возможные пути перехода к высокотемпературным паротурбинным установкам //Естественные и технические науки. – 2013. – №. 5. – С. 228-233.
2. **Н.Д. Роголёв, В.Б. Прохоров, А.Н. Роголёв, И.И. Комаров, А.А. Кочерова, Д.М. Ростова.** Перспективные конструктивные решения паровых котлов для энергоблоков с ультрасверхкритическими параметрами //Конференция уголь-ЭКО. – 2016. – С. 111-120.
3. **Тумановский А. Г.** и др. Пылеугольные энергоблоки на супер- и ультрасверхкритические параметры пара (обзор) //Теплоэнергетика. – 2017. – №. 2. – С. 3-19.
4. **Кузнецов Н. В.** (ред.). Тепловой расчет котельных агрегатов: Нормативный метод. – Энергия, 1973.

*Д.И. Левенок*¹, *Е.Т. Ильин*², *А.Н. Роголёв*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ АККУМУЛЯТОРОВ СЕТЕВОЙ ВОДЫ И ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА НА ТЭЦ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ДИАПАЗОНОВ

АННОТАЦИЯ

Исследование посвящено актуальной проблеме современной энергетики: расширению регулировочного диапазона действующего оборудования ТЭЦ. Для решения проблемы предложено применение аккумуляторов энергии различного типа. Рассмотрены тепловые аккумуляторы сетевой воды и фазового перехода для применения на ТЭЦ. Разработаны технологические схемы включения аккумуляторов в действующие схемы станций. На основании расчётов сделаны выводы о технико-экономической эффективности применения аккумуляторов на ТЭС для расширения регулировочного диапазона генерирующего оборудования.

Ключевые слова – регулировочный диапазон, аккумулялирование энергии, тепловой аккумулятор, фазовый переход

1. ВВЕДЕНИЕ

Неравномерность графиков электрической и тепловой нагрузок в течение суток, а также недостаточная мощность пиковых источников требуют увеличения регулировочного диапазона электростанций. Одним из способов расширения регулировочного диапазона действующего оборудования является использование аккумуляторов энергии различного типа [1]. В данной работе рассматривается применение тепловых аккумуляторов для увеличения регулировочного диапазона действующего оборудования тепловых электростанций.

Проведен расчетный анализ использования тепловых аккумуляторов сетевой воды и аккумуляторов фазового перехода. Расчёты проведены для реальных условий эксплуатации станций с учётом ограничений на допустимые режимы эксплуатации и работы в условиях рынка электроэнергетики и мощности.

На основании расчётных исследований получены диапазоны изменения мощности при использовании аккумуляторов с учётом условий эксплуатации генерирующего оборудования. Предложены режимы работы аккумуляторов, обеспечивающие максимальный экономический эффект от их использования с учётом работы в условиях рынка электроэнергии.

Проведена оценка экономической целесообразности применения аккумуляторов энергии различного типа, выявлены их преимущества и недостатки при использовании для расширения регулировочных диапазонов генерирующего оборудования.

2. ТЕПЛОМЫ АККУМУЛЯТОР СЕТЕВОЙ ВОДЫ

В настоящее время освоены и достаточно широко применяются для накопления тепла аккумуляторы сетевой воды атмосферного типа. В этом случае система аккумулялирования представляет собой совокупность нескольких баков-аккумуляторов горячей воды (БАГВ).

Аккумулируемым теплоносителем является прямая сетевая вода после нагрева её в сетевых подогревателях. При этом температура аккумулируемой воды должна всегда находиться ниже точки кипения. Учитывая, что атмосферное давление может меняться в достаточно широких пределах, в расчетах принималась максимальная температура аккумулируемой воды не выше 95 °С [2]. Так как в реальных условиях эксплуатации температура сетевой воды за сетевыми подогревателями (ПСГ), в зависимости от температуры наружного воздуха и температурного графика теплосети, может меняться в достаточно широком диапазоне, были рассмотрены два режима эксплуатации технологической схемы аккумулирования, представленные ниже (рис. 1).

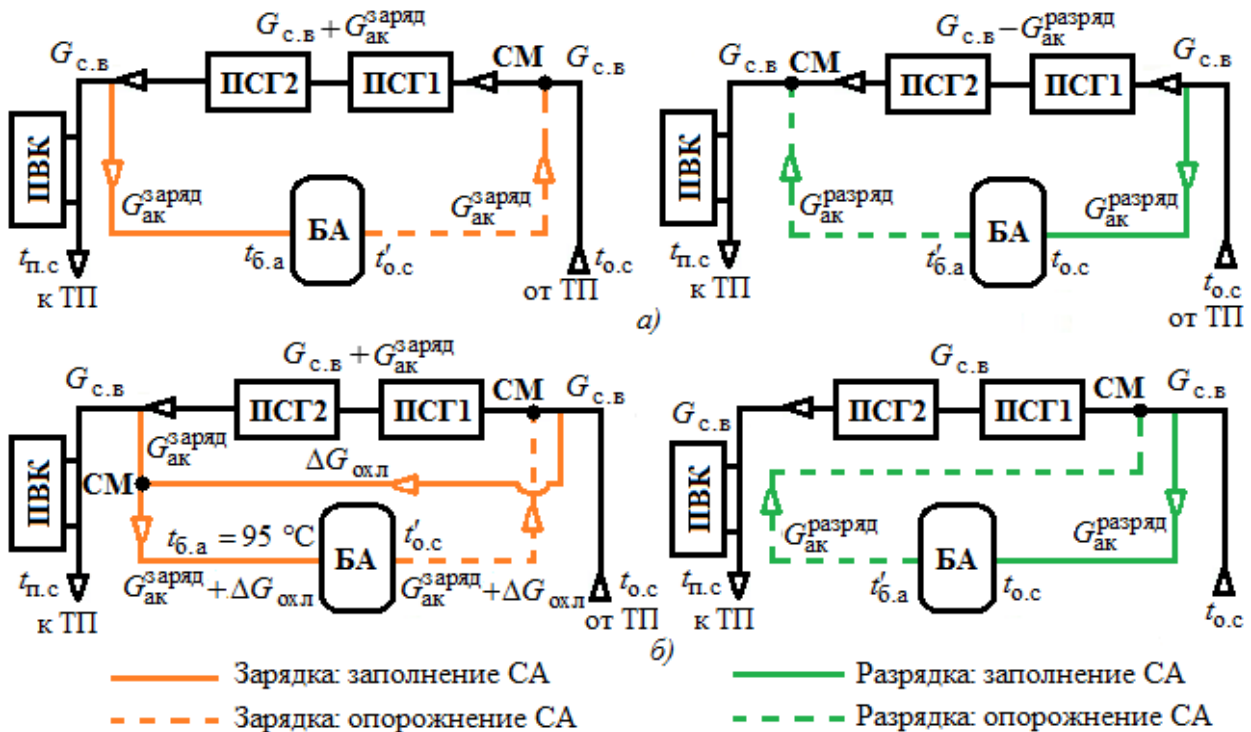


Рис.1. Технологические схемы применения тепловых аккумуляторов: а) при $t_{б.а} = t_{п.с} \leq 95^\circ\text{C}$; б) при $t_{б.а} = 95^\circ\text{C} < t_{п.с}$; БА – бак-аккумулятор, ПСГ – подогреватель сетевой горизонтальный, ПВК – пиковый водогрейный котёл, СМ – точка смешения потоков; ТП – тепловой потребитель; $t_{о.с}$ – температура обратной сетевой воды, $t_{п.с}$ – температура прямой сетевой воды, $t_{б.а}$ – температура воды аккумулируемой в БА, $t'_{б.а}$ – температура воды на выходе из аккумулятора в период разрядки с учетом тепловых потерь, $t'_{о.с}$ – температура воды на выходе из аккумулятора в период зарядки с учетом тепловых потерь, $G_{с.в}$ – расход сетевой воды, $G_{ак}^{заряд}$ – расход сетевой воды в БА во время зарядки системы, $G_{ак}^{разряд}$ – расход сетевой воды из БА во время разрядки системы, $\Delta G_{охл}$ – расход охлаждающей обратной сетевой воды

Первая схема (рис. 1а) реализуется, когда температура запасаемого теплоносителя меньше 95 °С, в этом случае она равна температуре прямой сетевой воды, согласно температурному графику теплосети. Вторая схема (рис. 1б) используется, когда температура

прямой сетевой воды за СП превышает 95 °С. Температура воды на входе в бак-аккумулятор поддерживается постоянной и равной 95 °С за счет подмеса обратной сетевой воды.

Определяющим условием эффективности работы ТЭЦ является работа по тепловому графику [3]. Учитывая колебания спроса на тепловую и электрическую энергию в течение суток, а также по сезонам года, существенную эффективность представляют технологии, увеличивающие продолжительность работы ТЭЦ по тепловому графику и обеспечивающие максимальную доходность от продажи электроэнергии на рынке.

Анализ спроса и предложения энергии показывает, что в дневные часы спрос на электроэнергию максимален, максимальна и цена сбыта. Ночью спрос на электроэнергию снижается, соответственно и цена минимальна в течение суток. Исходя из этого условия, выбран режим работы теплового аккумулятора: зарядка аккумулятора производится в дневные часы, при одновременном росте выработки электроэнергии на тепловом потреблении, а разрядка ночью, при этом станция разгружается до минимального технологического минимума.

На схему работы теплового аккумулятора и эффективность от его применения значительное влияние оказывает температурный график теплосети [4]. Для проведения расчетов использовался температурный график 150/70, со срезкой 135 °С. Наибольший технологический эффект достигается при температурах наружного воздуха не ниже - 3 °С, в этом случае аккумулятор работает по схеме на рис. 1а. В период зарядки аккумулятора увеличенный расход сетевой воды проходит через сетевые подогреватели, что приводит к увеличению тепловой нагрузки турбины и к увеличению выработки электрической энергии. При этом вся дополнительная электроэнергия вырабатывается по тепловому графику, а значит по минимальной себестоимости. Излишек горячей воды после ПСГ накапливается в баках-аккумуляторах. В период разрядки аккумулятора уменьшенный расход сетевой воды поступает на ПСГ, что способствует уменьшению тепловой нагрузки отборов турбины и позволяет произвести наиболее глубокую разгрузку турбоагрегата. Недостаток тепловой энергии потребителю компенсируется из баков-аккумуляторов.

При температурах наружного воздуха ниже - 3 °С аккумулятор работает по схеме на рис. 1б. Технологический эффект от её реализации меньше, чем при более высоких температурах наружного воздуха. Это объяснимо тем, что горячую воду перед аккумулярованием необходимо разбавлять обратной сетевой водой до температуры 95 °С. В остальном, зарядка аккумулятора происходит аналогично предыдущей схеме. При разрядке аккумулятора сетевая вода поступает на вход ПСГ, а разгрузка турбины происходит из-за увеличения температуры воды на входе в ПСГ, т.к. это приводит к уменьшению тепловой нагрузки турбины.

В результате применения теплового аккумулятора сетевой воды (ёмкость системы аккумулярования для одного турбоагрегата составляет 8000 м³ [5]) регулировочный диапазон турбины Т-110-130 существенно увеличивается. Снижение мощности в часы провала нагрузки достигает до 20 МВт, а увеличение мощности при дневном максимуме до 10 МВт (рис. 2).

Исследования показали, что за отопительный период маржинальный доход от применения аккумулярования, рассчитанный по ретроспективным ценам 2019 года, увели-

чился на 10.6 млн. рублей. Простой срок окупаемости системы аккумулирования составит менее 5 лет.

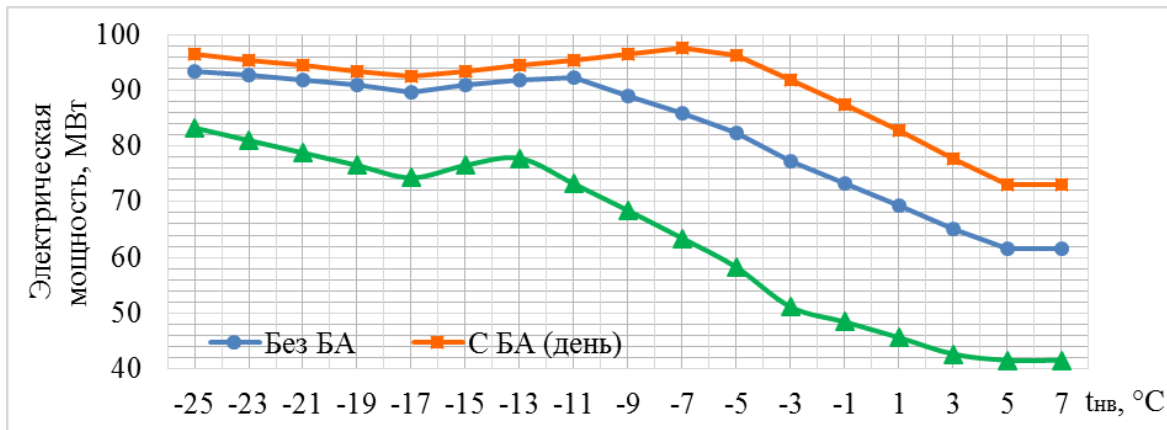


Рис. 2. Изменение электрической мощности турбины Т-110-130 при применении теплового аккумулятора сетевой воды при различных температурах наружного воздуха

3. ТЕПЛОВЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА

Тепловые аккумуляторы фазового перехода основаны на том, что при зарядке аккумулятора теплота затрачивается на какой-либо фазовый переход (чаще всего на плавление) рабочего вещества. При отборе теплоты от аккумулятора рабочее вещество переходит в твердое состояние. Эти аккумуляторы характеризуются большими значениями удельной запасаемой энергии по сравнению с аккумуляторами переменной температуры [6].

Существует большое количество теплоаккумулирующих материалов (ТАМ), используемых в аккумуляторах фазового перехода. Основными характеристиками являются температура фазового перехода, теплота фазового перехода и теплопроводность. Эти характеристики являются решающими при выборе теплоаккумулирующего вещества для проектирования аккумулятора фазового перехода, также очень важны устойчивость к большому количеству циклов работы и невысокая коррозионная активность [7, 8].

Ёмкость аккумулятора фазового перехода определяется, в основном, теплотой фазового перехода, и может быть оценена по общепринятому выражению:

$$Q = r \cdot m, \quad (1)$$

где Q – тепловая ёмкость аккумулятора, кДж; r – теплота фазового перехода аккумулирующего материала, кДж/кг; m – масса аккумулирующего материала, кг.

В процессе разрядки теплота фазового перехода передаётся нагреваемой среде. В этом случае расход отводимого тепла может быть определён по уравнению:

$$Q = k \cdot F \cdot \Delta t, \quad (2)$$

где k – коэффициент теплопередачи от греющей среды, к нагреваемому теплоносителю, Вт/(м²·К); F – площадь поверхности теплообмена, м²; Δt – среднелогарифмический температурный напор.

Среднелогарифмический температурный напор в таком случае определяется по выражению:

$$\Delta t = \frac{(T_{\text{ф.п}} - T_{\text{вх}}) - (T_{\text{ф.п}} - T_{\text{вых}})}{\ln\left(\frac{T_{\text{ф.п}} - T_{\text{вх}}}{T_{\text{ф.п}} - T_{\text{вых}}}\right)}, \quad (3)$$

где $T_{\text{ф.п}}$ – температура фазового перехода теплоаккумулирующего материала (ТАМ), К; $T_{\text{вх}}$ – температура среды на входе в аккумулятор, К; $T_{\text{вых}}$ – температура среды на выходе из аккумулятора, К.

Из выше изложенного следует, что для обеспечения заданной температуры среды на выходе из аккумулятора фазового перехода необходимо, чтобы аккумулирующая среда была нагрета до более высокой температуры, чем нагреваемая, на величину разницы температуры на выходе нагреваемой среды и температуры фазового перехода.

Аналогично, при заряде аккумулятора, для обеспечения фазового перехода, температура греющей среды должна быть выше температуры фазового перехода на величину $(T_{\text{вх}}^{\text{гр}} - T_{\text{ф.п}})$. В этом случае в период заряда температура греющей среды должна быть выше температуры отпускаемой среды, без учета возможных потерь, на величину:

$$\Delta T = (T_{\text{ф.п}} - T_{\text{вых}}) + (T_{\text{вх}}^{\text{гр}} - T_{\text{ф.п}}). \quad (4)$$

В результате повышения параметров среды для зарядки аккумулятора фазового перехода, по сравнению с аккумулятором сетевой воды, мощность, вырабатываемая греющей средой, уменьшается. Это снижает эффективность работы генерирующего оборудования в период зарядки аккумулятора.

Применение аккумулятора фазового перехода с аккумулирующим материалом (бинарным соединением) $\text{NaCl}-\text{AlCl}_3$, имеющим температуру плавления 108°C и теплоту фазового перехода $r = 284$ кДж/кг, было рассмотрено при работе с турбиной Т-110-130. Режим работы принят в соответствии с режимом работы, описанным выше для аккумулятора сетевой воды. В результате мощность, вырабатываемая в часы пика нагрузки, снизилась на 1,89 МВт относительно работы с тепловым аккумулятором сетевой воды. При этом расширение верхней границы регулировочного диапазона составляет порядка 8 МВт. Снижение мощности при прохождении провала остаётся на том же уровне, что и при использовании аккумулятора сетевой воды. Увеличение маржинального дохода при применении аккумулятора фазового перехода составит 8,7 млн. рублей. При этом простой срок окупаемости системы аккумулирования будет значительно больше 5 лет.

Объем аккумулятора фазового перехода, с учетом ёмкости поверхностей нагрева и компенсационного объема, при изменении объема в момент фазовых превращений уменьшается более, чем в 2 раза (относительно аккумулятора сетевой воды). Однако, несмотря на снижение ёмкости, из-за сложности конструкции аккумулятора фазового перехода и применения коррозионно-стойких материалов, стоимость системы аккумулирования выросла в 4,72 раза по сравнению с аккумуляторами сетевой воды, что делает применение аккумуляторов такого типа не целесообразным.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Применение тепловых аккумуляторов на ТЭС позволяет расширить регулировочный диапазон изменения мощности турбоагрегатов ТЭЦ типа Т-110-130. При прохождении провала нагрузки до 20 МВт и при работе на рынке электроэнергии повысить до 10МВт. При этом вся дополнительная мощность вырабатывается на тепловом потреблении.

2. Предложенный способ зарядки аккумуляторов в часы максимальных нагрузок потребителя и максимальных цен на рынке электроэнергии, а разрядки в часы прохождения провалов нагрузки обеспечивает экономическую эффективность использования аккумуляторов.

3. Аккумуляторы фазового перехода имеют достаточно высокую аккумулирующую способность, однако их использование снижает эффективность по сравнению с аккумуляторами сетевой воды из-за необходимости обеспечения температурных напоров в период зарядки аккумулятора и в период разрядки.

4. Высокая сложность изготовления аккумуляторов фазового перехода и необходимость применения коррозионно-стойких материалов, несмотря на снижение объема, увеличивает стоимость системы аккумулирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Захарова Д.И.** Применение тепловых и пневматических аккумуляторов на ТЭС для расширения регулировочных диапазонов // Энергетика. Технологии будущего: Науч.-техн. конф. студентов: Тез. докл.– М.: 2019. С. 8.

2. **МДК 4-04.2002.** «Типовая инструкция по технической эксплуатации баков-аккумуляторов горячей воды в системах коммунального теплоснабжения»

3. **Готлиб А.И.** О возможном расширении регулировочного диапазона электрической мощности теплофикационной турбины типа Т с использованием баков-аккумуляторов сетевой воды: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.14. – Москва, 1991. – 18 с.

4. **Захарова Д.И.** Изменение тепловой ёмкости аккумулятора горячей воды от условий эксплуатации // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Тез. докл. 26-ой междун. конф. – М.: 2020. С. 900.

5. **ТП 903-9-12сп.86** «Бак-аккумулятор горячей воды для систем теплоснабжения емкостью 2000 куб. м»

6. **Бекман Г., Гилли П.** Тепловое аккумулирование энергии: Перевод с англ. В. Я. Сидорова, Е. В. Сидорова. Под ред. В. М. Бродянского. – М.: Мир, 1987. – 272 с.

7. **Остапенко В.В.** Фазопереходный аккумулятор теплоты для нужд систем теплоснабжения: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.23.03. – Макеевка. – 2015. – 173 с.

8. **Бабаев Б.Д.** Принципы теплового аккумулирования и используемые теплоаккумулирующие материалы // ТВТ. 2014. Т 52. № 5. С. 760–776.

Д.А. Каранова¹, А.С. Маленков², И.И. Комаров³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ

АННОТАЦИЯ

Предлагаемая технология является альтернативой прямому сжиганию низкосортного угля. Особенностью рассматриваемого энерготехнологического комплекса является использование генераторного газа в твердооксидном топливном элементе (ТОТЭ), при этом уходящие газы от ТОТЭ дожигаются и утилизируются в газовой турбине (ГТ). Объединение ТОТЭ совместно с ГТ позволяет увеличить совокупный электрический КПД комплекса до 57%. Для моделирования поведения установки разработана имитационная модель комплекса, написанная в программной среде Matlab. Модель реализована в виде программного обеспечения, позволяющего определить ожидаемые электрические мощности генерирующего оборудования, состав и расход рабочих тел в основных узлах установки и другие режимные параметры комплекса. Работа направлена на разработку технологического решения для повышения энергетической и экологической эффективности производства энергии для удаленных регионов Дальнего Востока.

Ключевые слова: энергоснабжение, генераторный газ, твердооксидный топливный элемент, гибридная энергоустановка, имитационная модель, ГТУ, низкосортный уголь

1. ВВЕДЕНИЕ

Важнейшим вопросом функционирования любой системы является проблема обеспечения её устойчивого энергоснабжения. Во многих районах РФ топливоснабжение затруднено, что приводит к значительному росту затрат на топливо и увеличению стоимости производимой энергии. Использование же местного топлива позволяет значительно снизить долю транспортных затрат (при этом наиболее распространенными в РФ местными топливами являются биомасса, торф, уголь). Кроме того, использование в топливном балансе местных топлив повысит энергетическую безопасность региона.

Для повышения эффективности использования низкосортного органического топлива целесообразна его конверсия в газообразное или жидкое состояние с последующим использованием в энергоустановках на базе газопоршневых или газотурбинных двигателей, скомбинированных с ТОТЭ. Широкое применение нашел метод получения синтетического (генераторного) газа путем пиролиза и газификации. Генераторный газ может быть получен практически из любого продукта органического происхождения (дерево, торф, солома, уголь). Эффективность выработки электрической энергии в комплексе, включающем газотурбинную или газопоршневую установку и ТОТЭ, на основе такого газа выше, чем при прямом сжигании углеродсодержащего топлива с использованием паросилового цикла. В сравнении с прямым сжиганием углеродсодержащего топлива он является также и более экологически чистым из-за значительно меньших выбросов оксидов серы и мелкодисперсной пыли в атмосферу при пересчете на 1 МВт электрической мощности.

2. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является энерготехнологический комплекс с газификацией угля и использованием ТОТЭ и ГТ для выработки электроэнергии за счет использования полученного генераторного газа. Принцип действия комплекса представлен на рис. 1. На катод топливного элемента подается воздух после компрессора, в реакции участвуют только кислород (O_2), а азот (N_2) и другие газы проходят как балласт. Молекулы кислорода ионизируются за счет электронов из внешней цепи. Далее ионы O_2 проходят через электролит и взаимодействуют с генераторным газом. Генераторный газ, в основном, состоит из водорода (H_2) и монооксида углерода (CO), но в нем также есть доля метана (CH_4) и других газов, которые не участвуют в реакции. В результате образуются молекулы диоксида углерода (CO_2) и воды (H_2O) и появляются свободные электроны, которые уходят во внешнюю цепь. Далее отработавшие газы из топливного элемента отправляются в дожигатель, так как в их составе присутствует доля непрореагировавшего водорода, монооксида углерода и метана. После дожигателя газы попадают в газовую турбину. Стоит отметить, что давление воздуха и генераторного газа поддерживаются на одинаковом уровне, определяемом параметрами на входе в газовую турбину.

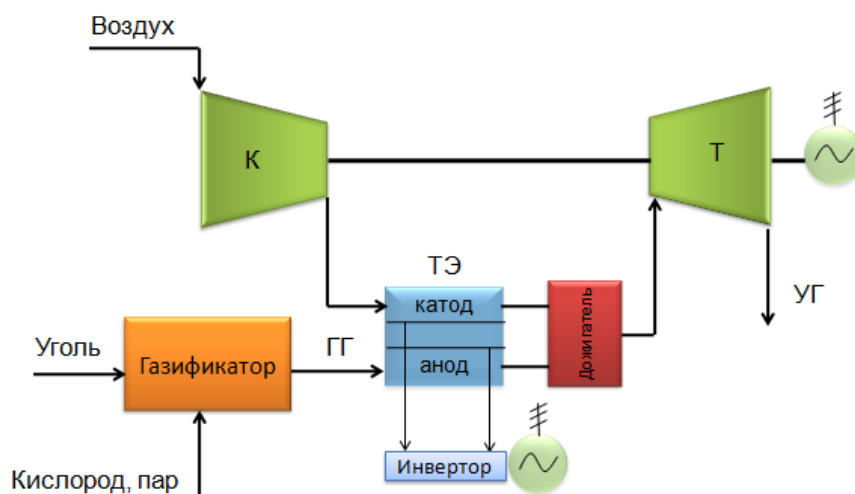
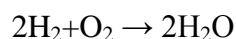
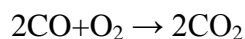


Рис. 1 Принципиальная схема гибридной установки с ТОТЭ и газификатором.

3. ИНТЕГРАЦИЯ ТОТЭ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ СХЕМУ

Для электрохимического генератора (ЭХГ) с ТОТЭ в качестве топлива может выступать смесь CO и H_2 , при этом содержание CH_4 в смеси должно быть менее 4% (по объемной доле), чтобы предотвратить отложение углерода на внутренних поверхностях ТОТЭ и исключить необходимость установки дорогостоящего риформера [1]. Кроме того, желательно, чтобы содержание водорода в смеси преобладало.

В работе выполняется оценка выработки энергии ЭХГ с ТОТЭ с учетом его работы на CO и H_2 (процентный состав смеси определяется исходя из расчета процесса газификации). Протекающие реакции окисления топлива:



Эффект «конкуренции» газов за место на поверхности анодного катализатора ТОТЭ не учитывается. В работе [2] выполнено экспериментальное исследование работы ТОТЭ

(площадь электрода 24 см^2) на рассматриваемых газах и получены вольт-амперные характеристики. Исходя из этих данных, при плотности тока 1 А/см^2 плотность мощности составляет $0,74 \text{ Вт/см}^2$ при напряжении $0,75 \text{ В}$ на 1 элемент (при работе ТОТЭ на чистом H_2). Для CO же эта величина при той же плотности тока составляют $0,67 \text{ Вт/см}^2$ при напряжении $0,66 \text{ В}$.

Расход водорода, угарного газа и воздуха, выступающего в роли окислителя, можно определить, используя закон Фарадея, согласно которому теоретическое значение получаемой электроэнергии равно:

$$Q = \frac{n \cdot F \cdot U \cdot \eta_1 \cdot \eta_2}{M} \quad (1)$$

где Q – теоретическое значение получаемой электрической энергии, Дж/г; n – Число электронов в реакции, F – постоянная Фарадея $96\,485 \text{ А} \cdot \text{с/моль}$; U – напряжение, В; η_1 – $0,9$ (фарадеевский КПД); η_2 – $0,9$ (гидравлический КПД); M – молярная масса газа, г/моль.

Зная мощность ТОТЭ из [2], определяется массовый расход газа:

$$G_m = \frac{P}{Q} \quad (2)$$

где G_m – массовый расход газа.

В результате расчетов определено, что для выработки 1 МВт необходимо 837 кг/ч генераторного газа и $7\,142 \text{ кг/ч}$ воздуха.

Газовая турбина подобрана, исходя из массового расхода газов из дожигателя. Выбрана газовая турбина производства Capstone, мощность которой составляет 500 кВт . Общая мощность установки с учетом ТОТЭ – $1,5 \text{ МВт}$. Схема установки представлена на рис. 2.

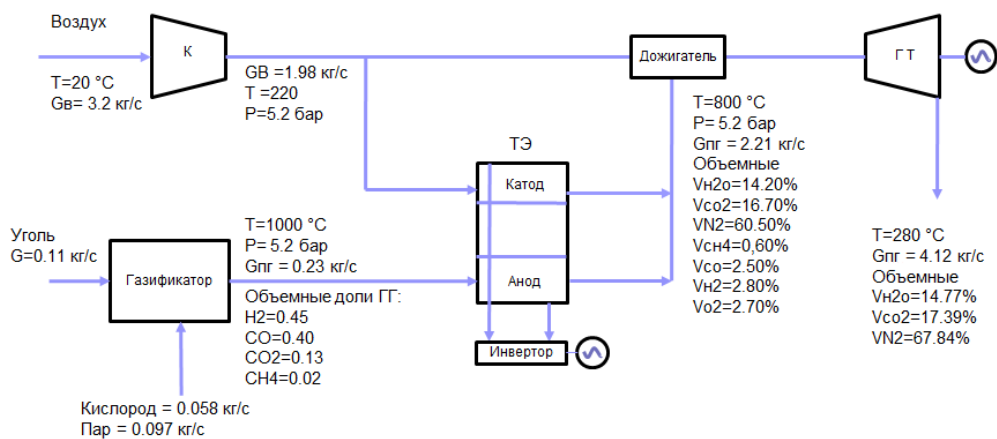


Рис. 2. Блок-схема гибридной энергоустановки.

Изменение КПД энергетической установки в зависимости от подключения газовой турбины представлены в таблице 1.

Таблица 1. Зависимость электрического КПД и мощности установки в зависимости от наличия газовой турбины.

Параметр	ТОТЭ + Газификатор	ТОТЭ + Газификатор + ГТ
----------	--------------------	-------------------------

КПД _{эл.} , %	36	57
Мощность, МВт	1	1,5

4. РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Для моделирования поведения энергетического комплекса при изменении внешних параметров работы разработана имитационная модель с использованием пакета Matlab и одноименного языка программирования.

Модель реализована в виде независимого программного обеспечения (ПО), позволяющего проводить варьирование и оптимизацию параметров. Пример интерфейса представлен на рис. 3.

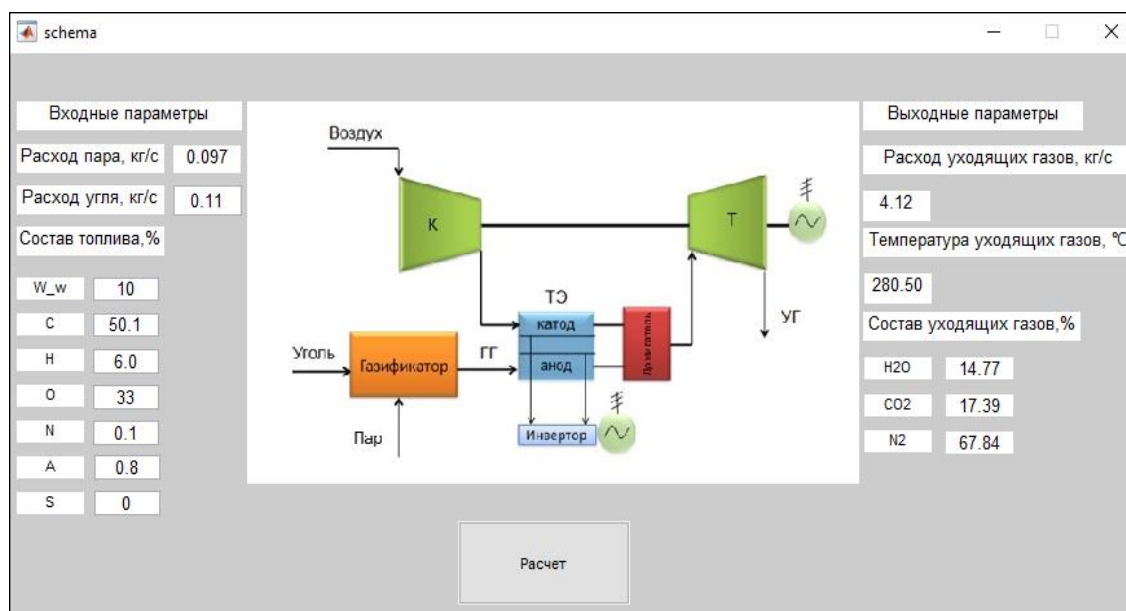


Рис. 3. Интерфейс имитационной модели технологического комплекса.

Пользователь имеет возможность вводить исходные данные для расчета (состав топлива, расход окислителя, расход пара и т.д.), в т.ч. задавать диапазоны для варьирования параметров для автоматического расчетов изменения показателей эффективности.

В основе решения математической модели лежит программная реализация итерационного расчета системы нелинейных уравнений, описывающих тепловой и материальные балансы, а также равновесные химические реакции. При расчетах использованы открытые библиотеки для расчета термодинамических свойств веществ (CoolProp).

С использованием разработанного ПО проведены многопараметрические расчеты и определены параметры оптимальных режимов работы в заданных граничных условиях.

В качестве экономической оценки работы гибридной установки использована приведенная стоимость электроэнергии (LCOE). Данный показатель применяется для финансовой оценки производства электроэнергии и представляет собой минимальную себестоимость электроэнергии с учетом срока эксплуатации установки, первоначальных инвестиций, а также операционных затрат на эксплуатацию и обслуживание:

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n M_t}{\sum_{t=1}^n E_t} \quad (3)$$

где LCOE – приведенная стоимость электроэнергии; C_0 – начальные инвестиции, USD; M_t – стоимость эксплуатации и обслуживания в год, USD/год; E_t – годовая выработка электроэнергии 131 400 000, кВт ч/год; n – время работы установки (10 лет).

В связи с тем, что разброс стоимости ТОВЭ в источниках огромный: от 200 до 10 000 USD/кВт, расчет LCOE производится в данном диапазоне цен ТОВЭ [5,7].

Таблица 2. Стоимость сооружения и обслуживания гибридной установки с ТОВЭ с учетом паритета покупательской способности РФ на 2019 г. за весь срок эксплуатации установки (цены приведены к USD) [3–7]

Статья расходов	Расходы, USD
Газотурбинная установка мощностью 500 кВт	975 500
Строительные (монтажные) работы всей установки	133 878
ТОВЭ мощностью 1 МВт	888 667
Газификатор мощностью 1,5 МВт	892 500
Эксплуатационные затраты за все время обслуживания	1 095 000
Затраты на топливо (бурый уголь) за все время обслуживания	1 734 480

Таким образом, в результате расчетов построена кривая зависимости стоимости электроэнергии от стоимости ТОВЭ, результаты расчетов представлены на рис. 4.

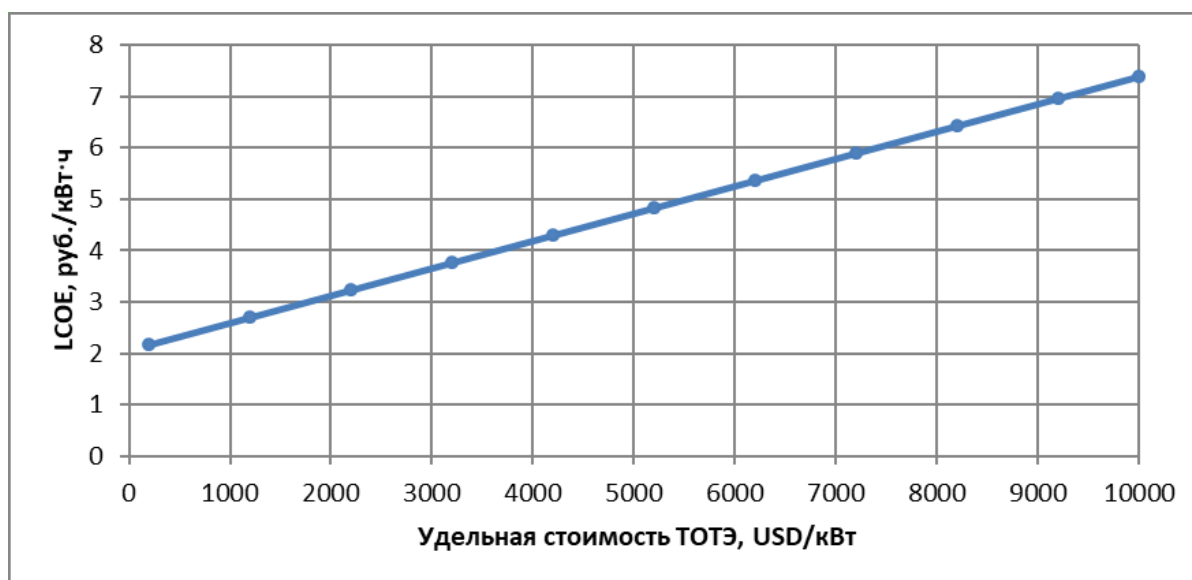


Рис. 4. Зависимость стоимости электроэнергии от стоимости ТОВЭ.

В результате расчетов определено, что приведённая стоимость электроэнергии лежит в диапазоне от 2,2 до 7,4 руб./кВт·ч в предположении, что установка будет работать непрерывно за рассматриваемый период. Стоимость ТОВЭ оказывает значительное влияние (рис. 4) на себестоимость электроэнергии. Основная причина возможных высоких

затрат на ТОТЭ – использование дорогостоящих материалов при изготовлении стеков ТОТЭ, а также отсутствие в России серийного производства ТОТЭ. Таким образом, на данный момент сложно определить более узкий диапазон значений себестоимости электроэнергии, производимой в подобных энерготехнологических комплексах. При этом в 2020 году стоимость электроэнергии на Дальнем Востоке составила около 5 руб./кВт ч [6].

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергоустановки с топливными элементами представляют собой высокоэффективный и экологически чистый источник энергии. Преимущество топливных элементов перед другими преобразователями энергии заключается в высокой эффективности, отсутствии движущихся механизмов, минимальном количестве вредных выбросов в окружающую среду. Основными препятствиями для их использования являются дороговизна используемого для их изготовления материала и сложность получения топлива – водорода. В работе рассмотрено решение проблемы получения топлива, а именно возможность интеграции ТОТЭ в энерготехнологический комплекс с газификацией низкосторного угля. Определено, что в таком комплексе достигим высокий электрический КПД (до 57%), состав получаемого генераторного газа приемлем для использования в ТОТЭ, а себестоимость вырабатываемой электроэнергии конкурентоспособна при удельной стоимости ТОТЭ до 5500 USD/кВт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Волкова Ю.В.** Разработка адаптированной к инженерной практике методики расчета энергетических характеристик установок с твердооксидными топливными элементами, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Екатеринбург, 2016, 142 с.
2. **Michael Homel, Turgut M. Gur, Joon Ho Koh, Anil V. Virkar.** Carbon monoxide-fueled solid oxide fuel cell // *Journal of Power Sources* 195 (2010) 6367 – 6372.
3. **Pawanant K.** Feasibility analysis of power generation from landfill gas by using internal combustion engine, organic Rankine cycle and Stirling engine of pilot experiments in Thailand / Pawanarot K., Leephak- preeda T. // *Energy Procedia*. – 2017. – Vol. 128. – P. 575 –579.
4. **Микротурбины Capstone** [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://powerquality.ru/oborudovanie/mikroturbiny/mikroturbiny-capstone/>. – Заглавие с экрана. – (Дата обращения: 18.03.2020).
5. **Hassan Ali Ozgoli, Hossein Ghadamian.** Energy price analysis of a biomass gasification-solid oxide fuel cell-gas turbine power plant // *Iranian Journal of Hydrogen & Fuel Cell* 1 (2016) 45 – 58.
6. **Стоимость бурого угля** [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://flagma.ru/buryugol-so1207568-1.html> – (Дата обращения: 19.03.2020).
7. **Stat of the Day: Fuel Cell Costs From Bloom and UTC** [Электронный ресурс] – <http://Greentechmedia.com/articles/read/Stat-of-the-Day-Fuel-Cell-Costs-From-Bloom-and-UTC> – (Дата обращения: 19.03.2020).

М.Н. Митин¹, К.А. Плешанов² (НИУ «МЭИ»)

1 – студент, 2 – руководитель проекта

ВЕРТИКАЛЬНЫЙ КОТЁЛ-УТИЛИЗАТОР НА СВЕРХВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ ПАРА 18 МПА

АННОТАЦИЯ

Произведён сравнительный анализ конструкций котлов-утилизаторов вертикальной и горизонтальной компоновки, выделены основные преимущества вертикальной компоновки. Выполнен расчёт тепловой схемы котла-утилизатора. Определены конструктивные параметры поверхностей теплообмена. Выполнена проектировка циркуляционных контуров высокого, среднего и низкого давлений.

Ключевые слова: котёл-утилизатор, естественная циркуляция, сверхвысокое давление, вертикальная компоновка, три контура давления.

1. ВВЕДЕНИЕ

Согласно Энергетической стратегии России [1], принятой до 2035 года, одной из основных задач тепло- и электроэнергетики является замена экономически неэффективного, устаревшего энергетического оборудования на современные агрегаты генерации тепловой и электрической энергии. В настоящее время наиболее эффективными энергетическими установками являются ПГУ. Они могут обеспечить эффективность получения электрической энергии более 60% при использовании трёх контуров давления и современной газовой турбины.

Большая часть внедрённых в отечественную энергетику трёхконтурных котлов-утилизаторов имеют параметры перегретого пара на выходе из тракта высокого давления $p = 13...15$ МПа, $t = 540...545^\circ\text{C}$ и горизонтальную компоновку котла.

Основным преимуществом горизонтальных котлов-утилизаторов над вертикальными является более простое обеспечение надёжности естественной циркуляции среды в контурах испарения.

Внедрение естественной циркуляции обусловлено следующими факторами:

- Снижение металлоёмкости испарителя (в сравнении с прямоточной схемой);
- Упрощение регулирования процессов в контуре;
- Возможность использования питательной воды пониженного качества.

Перспективная ПГУ должна быть разработана на следующие параметры перегретого пара: давление 18 МПа, температура перегретого пара $560-565^\circ\text{C}$. Это позволит повысить КПД всей установки. Разработка вертикального котла-утилизатора по сравнению с горизонтальным имеет ряд преимуществ: уменьшение площади котельной ячейки, меньшее гидравлическое сопротивление поверхностей теплообмена и т.д.

Организация циркуляции в вертикальном котле-утилизаторе в большинстве случаев происходит при помощи циркуляционного насоса. Современный котёл-утилизатор должен быть спроектирован по принципу естественной циркуляции [2]. Это предъявляет особые требования к его конструкции и проектированию и требует проведения дополнительных исследований.

2. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ

Основная цель данной работы – проектирование и расчёт котла-утилизатора на сверхвысокие параметры. В рамках достижения этой цели были решены следующие задачи:

- анализ параметров и конструкций существующих котлов-утилизаторов 3-ёх давлений;
- выбор параметров котла-утилизатора и газовой турбины;
- разработка критериев надежности и эффективности испарительного контура с горизонтальными трубами испарителя и давлением 18 МПа;
- разработка тепловой схемы и подбор поверхностей теплообмена;
- проектирование циркуляционных контуров и расчёт естественной циркуляции.

3. АНАЛИЗ ХАРАКТЕРИСТИК ИМЕЮЩИХСЯ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ

В нашей стране среди эксплуатирующихся трёхконтурных котлов-утилизаторов имеются только модели с горизонтальной компоновкой поверхностей теплообмена. К таким моделям можно отнести следующие: котёл П-132 (Киришская ГРЭС); котёл П-133 (ТЭЦ-26) и др. Также были рассмотрены некоторые модели котлов вертикальной компоновки. Их особенность заключалась в использовании циркуляционных насосов, и как следствие, меньших выходных параметров пара.

При рассмотрении конструкций и схем указанных выше образцов рассматривались отличительные особенности, которые присущи именно котлам-утилизаторам. Результаты проведённого анализа представлены в таблице 1.

4. РАЗРАБОТКА ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ И ПОДБОР ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Из имеющихся исходных данных для котла-утилизатора (выходные параметры среды в каждом из трактов давления), а также используя данные подобранной для совместной работы газовой турбины (температура и расход выхлопных газов на выходе из турбины) по имеющимся методикам [3] был произведён расчёт тепловой схемы (рис. 1) проектируемой установки. Далее, оперируя полученными из расчёта данными, с помощью программного пакета Boiler Designer (рис. 2 и 3), был произведён подбор поверхностей теплообмена для каждого из контуров давлений, в результате которого были определены геометрические параметры полученных поверхностей.

Таблица 1. Сравнение характерных параметров котлов-утилизаторов различной компоновки

№ п/п	Вертикальный тип	Горизонтальный тип
1. Подвеска труб и организация перебросов среды	трубные доски змеевикоподобная поверхность; малое гидравлическое сопротивление	верхние коллекторы перебросные трубы между коллекторами; большое гидравлическое сопротивление
2. Организация испарения	Е; Пр	Е
3. Конструкция и расчёт испарителя	совместный тепло-гидравлический расчёт контура и испарителя	гидравлический расчёт циркуляционного контура
	выравнивание тепловосприятости по рядам труб испарителя	работа с уменьшающимся тепловосприятием в каждом ряду
	независимый отвод двухфазной среды по рядам труб испарителя / параллельно-последовательная схема; отводящие трубы большого сечения	независимый отвод двухфазной среды по рядам труб испарителя; корректировка расхода среды подводящими и отводящими трубами
4. Шунты газов	предотвращаются за счёт установки антишунтирующих перегородок с блоком поверхности нагрева	предотвращаются путём выдерживания малого зазора между крайними рядами труб и обшивкой котла
5. Ремонтпригодность	обеспечивается за счёт демонтажа элементов котла в порядке, обратном монтажу	обеспечивается за счёт демонтажа элементов котла в порядке, обратном монтажу

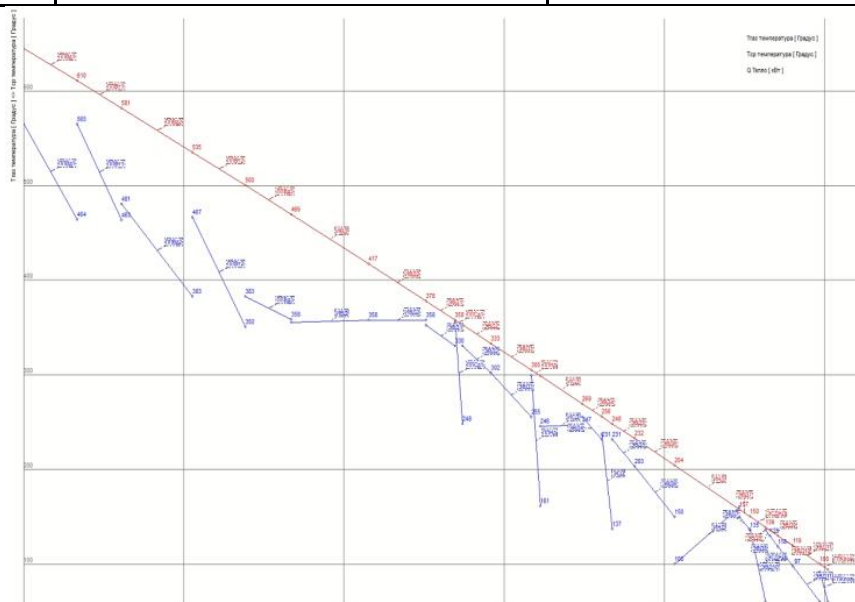


Рис. 1. Q-T-диаграмма котла-утилизатора

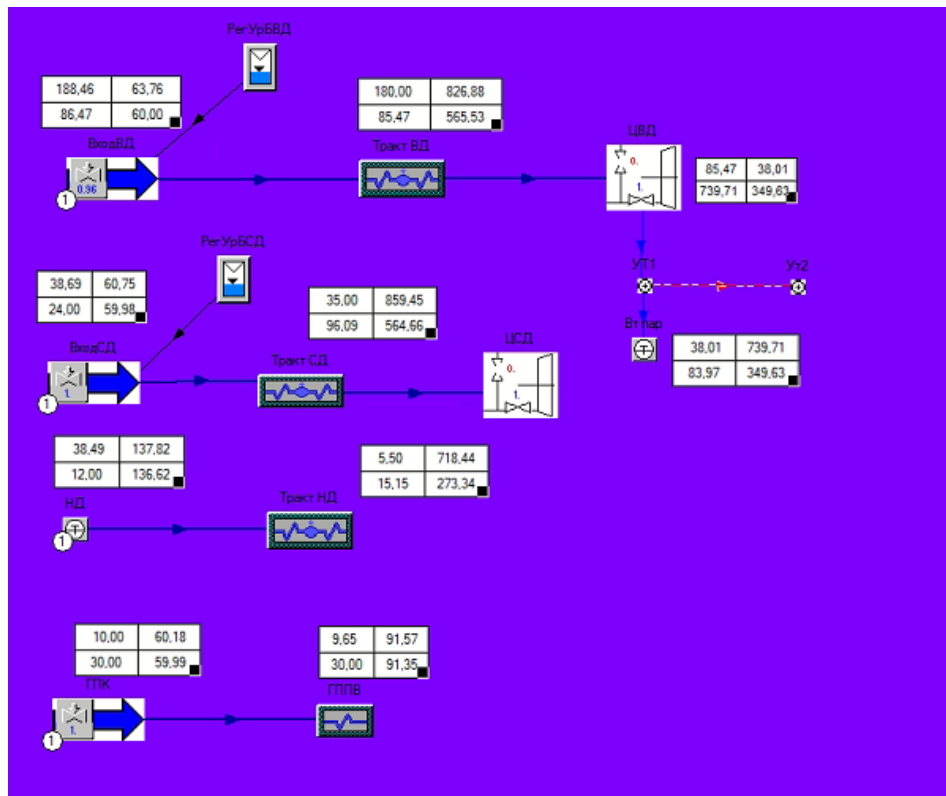


Рис. 2. Схема водо-парового тракта котла-утилизатора

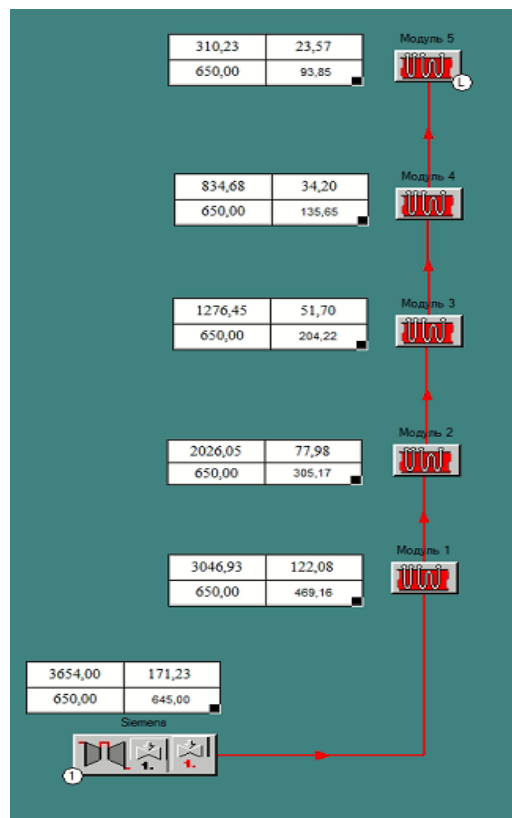


Рис. 3. Схема газового тракта котла-утилизатора

5. КРИТЕРИИ НАДЁЖНОСТИ ЦИРКУЛЯЦИИ

Для горизонтального испарителя, исходя из опыта эксплуатации котлов-утилизаторов вертикального типа, а также проведённых исследований [4], были предложены следующие критерии надёжности и эффективности работы циркуляции:

- для поддержания требуемого температурного режима труб испарительного контура следует поддерживать кратность циркуляции в контуре высокого давления в диапазоне значений от 5 до 6;
- для недопущения резкого роста скорости коррозионных процессов металла труб необходимо соблюдать условие, чтобы скорость среды в трубах не превышала 10 м/с;
- для возможности выноса отложений и газовых пузырей из горизонтальных труб испарителя следует поддерживать значение массовой скорости среды внутри труб на уровне 300 кг/(м²·с);
- для выравнивания тепловосприятости труб испарителя необходимо проводить совместный тепло-гидравлический расчёт контура и испарителя;
- в качестве подводящих и отводящих труб испарительного контура использовать прямые трубы без гибов. Этот шаг позволяет снизить интенсивность развития эрозивно-коррозионного износа.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проделанной работы была подтверждена возможность создания вертикального котла-утилизатора на сверхвысокое давление с естественной циркуляцией.

Организовать надёжную работу циркуляционных контуров удалось за счёт совместного теплогидравлического расчёта и нового подхода, отличного от использования при проектировании классических котлов и горизонтальных котлов-утилизаторов.

Предложенные критерии надёжности естественной циркуляции: кратность циркуляции, скорости среды, что подтверждает возможность длительной работы котла.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ИТС 38-2017.** Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям - Москва, Бюро НДТ, 2017. – 271 с.;
2. **Росляков П.В., Плешанов К.А., Стерхов К.В.** Исследование естественной циркуляции в испарителе котла-утилизатора с горизонтальными трубами. – Теплоэнергетика. – 2014. – № 7. – С. 3-10;
3. **Расчет** тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа : Метод. пособие по курсу "Энергетические установки" для студентов/ А.Д. Трухний, С.В. Петрунин. - М. : Изд-во МЭИ, 2001. - 23 с.
4. **Плешанов К.А., Стерхов К.В., Росляков П.В.** Устойчивость естественной циркуляции в контуре вертикального котла-утилизатора с горизонтальным расположением труб испарителя при пуске. – Электрические станции. – 2016. – №5. – С. 21-26

М.С. Постникова¹, А.Е. Зарянкин²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР

УТИЛИЗАЦИОННАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ С ТРЕТЬИМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА

АННОТАЦИЯ

В представленных материалах приведены описание и результаты расчёта принципиально нового паротурбинного цикла с третьим высокотемпературным перегревом пара, который предназначен для модернизации существующих энергоблоков. Для присоединенного блока энергетической установки сконструирована паровая турбина. Новая конструкция с оригинальными техническими решениями призвана повысить экономичность установки и снизить удельную металлоемкость.

Ключевые слова – парогазовые технологии, паротурбинный блок, паровая турбина, перегрев пара, цилиндры высокого, среднего и низкого давлений, энергетический котёл, присоединенный паротурбинный блок, водородное топливо, паропаровой теплообменник

1. ВВЕДЕНИЕ

В России свыше 60% оборудования электростанций работают за пределом расчётного времени эксплуатации с КПД на уровне 36-38%, и в скором времени неизбежно возникнет дефицит электроэнергии, покрыть который на основе старых технологий даже теоретически окажется невозможно.

В этих условиях разработка новых технологических решений приобретает уже стратегическую актуальность.

Главным приоритетом здесь, безусловно, является переход к высокотемпературным паротурбинным циклам, которые в мировом турбиностроении интенсивно реализуются при строительстве новых энергетических блоков.

Фирмы Siemens, Skoda и GE уже ввели в эксплуатацию паротурбинные блоки с начальными параметрами пара, равными по давлению $p_0=30$ МПа и по температуре $t_0=650^\circ\text{C}$.

На этом фоне наши достижения оказываются значительно скромнее даже при оптимистической оценке. В настоящее время в России расчётная температура свежего пара не превышает 580°C , хотя в 60-х годах прошлого века впервые в мире была выпущена высокотемпературная турбина Р-100-300 с начальной температурой $t_0=650^\circ\text{C}$, которая находилась в эксплуатации 15 лет.

В этих условиях только на основе новых технологических решений, не имеющих аналогов в мировом турбиностроении, можно вновь оказаться в лидерах современной тепло-техники.

В данном исследовании представлен один из вариантов паротурбинного цикла, в результате реализации которого возможно не только увеличить мощность уже существующих паротурбинных блоков, но и отработать технологии перехода на более высокий уровень начальных параметров пара.

2. ПАРОТУРБИННЫЙ ЦИКЛ С ТРЕТЬИМ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА

Новый энергетический блок создан путём присоединения к действующей паротурбинной установке нового высокотемпературного блока, использующего для своего функционирования пар, покидающий цилиндр среднего давления с последующим его перегревом теплотой сгорания водородного топлива (рис. 1) [1].

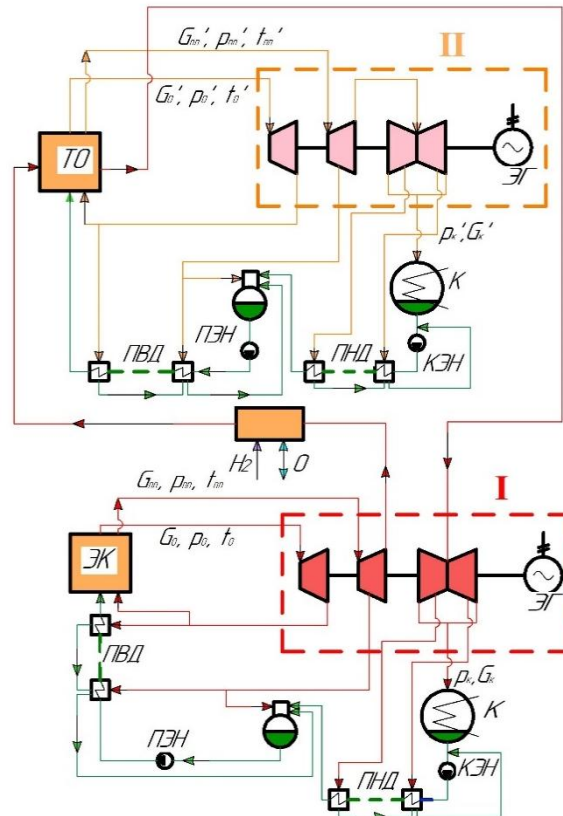


Рис. 1. Альтернативный цикл А.Е. Зарянкина с третьим высокотемпературным перегревом пара: *I* – основной блок К-800-240; *II* – присоединенный блок К-250-300; *ТО* – паропаровой теплообменник; *ЭК* – энергетический котёл; *ПЭН* – питательный электронасос; *КЭН* – конденсатный электронасос; *ПНД* и *ПВД* – подогреватели низкого и высокого давлений соответственно; *К* – конденсатор; *ЭГ* – электрогенератор

Суть альтернативного цикла состоит в следующем. Пар после цилиндра среднего давления (ЦСД) основного блока *I*, имеющего мощность и параметры известного блока К-800-240 (начальное давление $p_0=24$ МПа, начальная температура и температура пром-перегрева $t_0=t_{\text{пп}}=540^\circ\text{C}$, давление в конденсаторе $p_k=3,5$ кПа), нагревается до температуры 680°C в водородном пароперегревателе, представляющем из себя водородную камеру сгорания, после которого перегретый до указанной температуры пар посредством теплообменника *ТО* отдает тепло в присоединённый блок *II* ($p_0=30$ МПа, $t_0=t_{\text{пп}}=650^\circ\text{C}$, $p_k=3,5$ кПа), а затем поступает в цилиндр низкого давления (ЦНД) основной турбины с параметрами $0,3$ МПа и 250°C . Важно понимать, что для увеличения технико-экономических показателей цикла необходимо, чтобы параметры рабочего тела присоединённого блока были выше параметров основного. Так, например, в рассматриваемом случае основной

блок К-800-240 имеет сверхкритические параметры пара, а присоединённый – супер-сверхкритические.

Стоит отметить, что водородное топливо – это один из наиболее перспективных видов топлива и зарекомендовал себя как эффективный и экологически чистый энергоноситель. При этом, поскольку сжигание водорода происходит в среде рабочего тела основного цикла, то вырабатывается и дополнительная мощность за счет увеличения расхода пара.

В результате такого решения на 25-30% увеличится суммарная мощность предлагаемого энергетического комплекса, состоящего из действующего и присоединенного паротурбинных блоков с одновременным увеличением на 1-1,5% его КПД по отношению к действующему паротурбинному блоку.

При этом оказывается возможным достичь на присоединенном блоке выработку электроэнергии с КПД на уровне 50%.

Основные технико-экономические показатели энергетической установки приведены в таблице 1.

Таблица 1. Техничко-экономические показатели энергетической установки

Параметр	Единица измерения	Обозначение	Значение
Мощность ПСУ 1 (К-800-240)	МВт	$N_3^{nm}_1$	800
Мощность ПСУ 2 (К-250-300)	МВт	$N_3^{nm}_2$	248,3
Абсолютный электрический КПД брутто ПСУ 1 (К-800-240)	%	$\eta_3^{ncy}_1$	46,8
Абсолютный электрический КПД брутто ПСУ 2 (К-250-300)	%	$\eta_3^{ncy}_2$	50,3
Абсолютный электрический КПД «брутто» комбинированного цикла	%	$\eta_3^{комб}$	48,6
Расход водородного топлива на подогреватель	кг/с	B_{H2}	3,5
Прирост мощности за счёт добавочного расхода водородного топлива	МВт	ΔN_3	2,0
Электрическая мощность энергетической установки	МВт	N_3	1050,3

По результатам расчетов электрическая мощность присоединенного блока составила 248,3 МВт, а дополнительная мощность за счет увеличения расхода сжиганием водородного топлива составила 2 МВт. Абсолютный электрический КПД «брутто» энергоустановки составил 48,6%. Основными преимуществами альтернативного цикла с третьим высокотемпературным перегревом пара являются возможность энергетического котла работать на любом топливе, что очень важно, например, в условиях отсутствия привычного вида топлива в определенный момент времени, и то, что его возможно создать путем надстройки находящихся в эксплуатации блоков без крупных капиталовложений.

3. ПАРОВАЯ ТУРБИНА ПРИСОЕДИНЕННОГО БЛОКА

Поскольку согласно проведенного расчёта мощность турбины присоединенного блока II составила 250 МВт, то при ее проектировании в качестве прототипа была принята трёх-корпусная компоновка турбины К-200-130 с сохранением ее линейных размеров и внешних очертаний корпусов с целью возможности установки новой турбины на существующий фундамент, имея в виду, что при неизбежном переходе к более высоким начальным параметрам пара проектируемая турбина могла бы заменить турбину К-200-130 с использованием существующей конструкции фундамента.

Новый цилиндр высокого давления (ЦВД) имеет усиленный корпус с двумя боковыми подводами свежего пара, реактивное облопачивание ротора, имеющего барабанную конструкцию, новую систему парораспределения без регулирующей ступени.

Ротор ЦВД со ступенью Баумана турбины К-200-130 был заменен на ротор с более длинной лопаткой последней ступенью при сохранении 4-х ступеней в одном потоке цилиндра [2]. При этом перед сопловыми аппаратами последних ступеней были установлены две распределительные решетки согласно патенту [3] и работе [4]. Продольный разрез спроектированной турбины приведен на рис. 2.

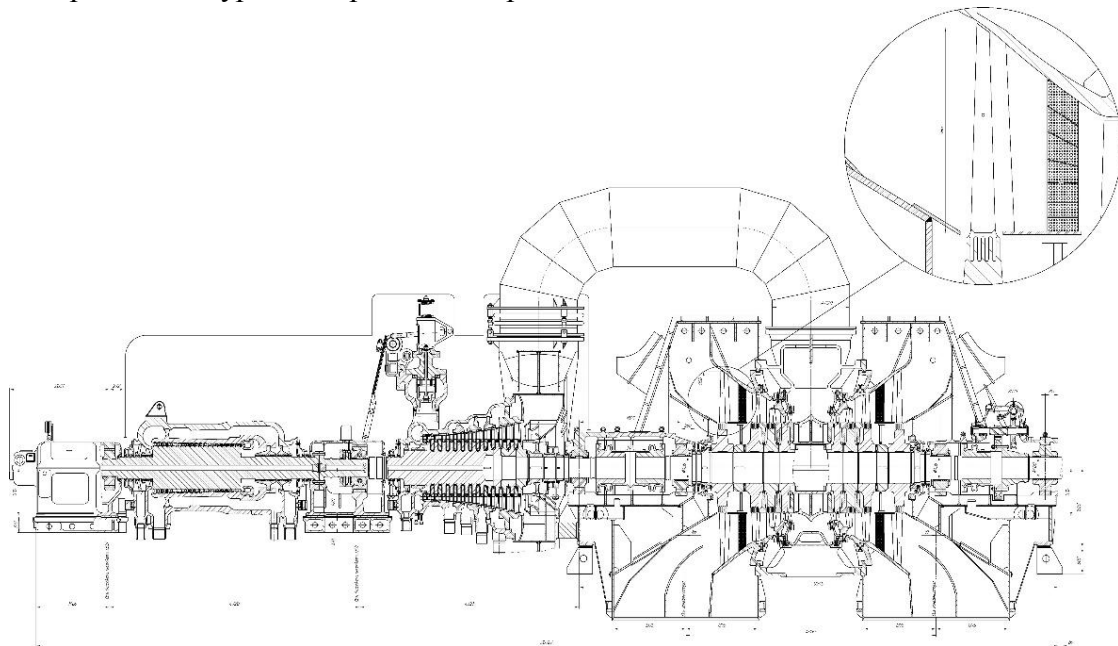


Рис. 2. Паровая турбина К-250-300 для присоединенного блока энергетической установки

3.1. Сопловой аппарат последней ступени ЦВД с предвключенной распределительной решеткой

Распределительная решетка — это кольцевые обечайки, установленные под определенным углом по отношению к продольной оси турбины на входе в сопловую решетку. Поддерживают их ребра, которые имеют перфорацию для исключения поперечного усилия (рис. 3а).

Установка таких решёток снижает радиальную неравномерность на входе в сопловую решетку, выравнивает линии тока. Это можно увидеть из картины линий тока, полученной в работе [4] (рис 3б).

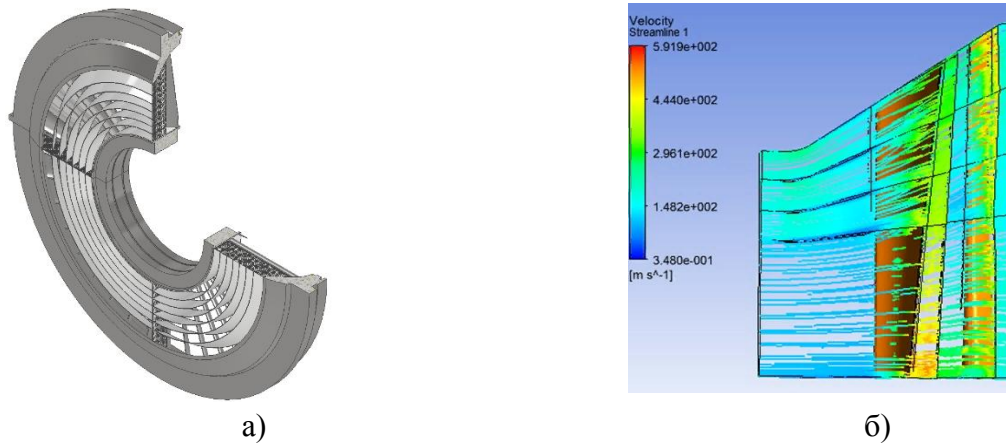


Рис. 3. Распределительные решетки на входе в сопловой аппарат: а – 3D модель соплового аппарата последней ступени ЦНД, б – картина течения в последней ступени ЦНД [4].

3.2. Система парораспределения ЦВД

Замене подверглись и клапаны перед ЦВД. Стандартное сопловое парораспределение из 4-х клапанов, было заменено на 2-х клапанное полудроссельное, состоящее из новых стопорно-регулирующих клапанов (рис. 4), включающих в себя стопорный клапан 4, регулирующий клапан 9, седло 10, корпус 1, защитную сетку 8, центрирующую втулку 11 и противовихревое ребро 12 [5].

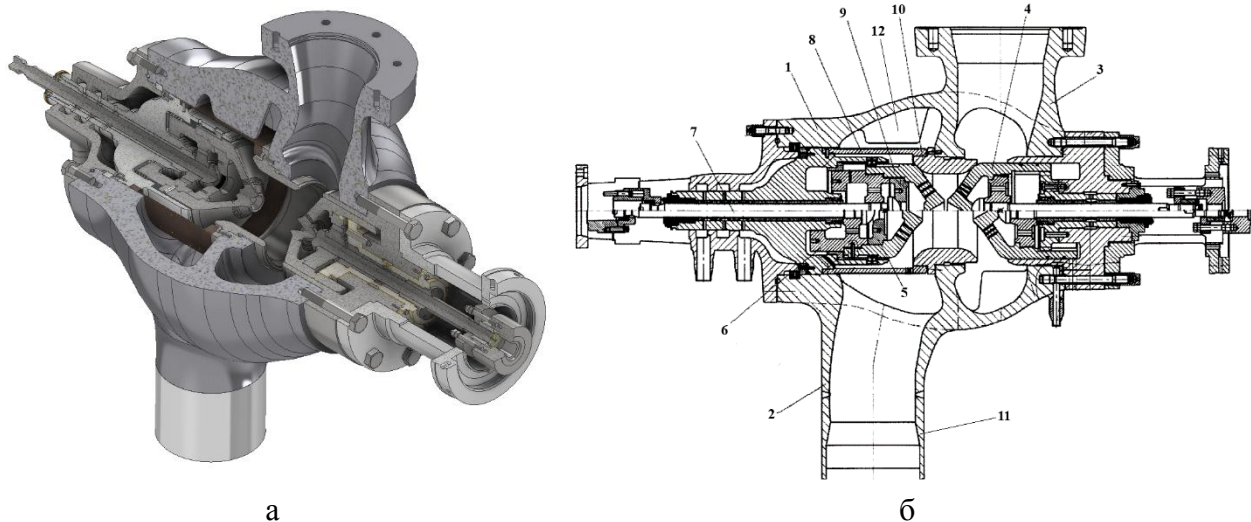


Рис. 4. Стопорно-регулирующий клапан: а – 3D модель стопорно-регулирующего клапана, б – продольный разрез проточной части регулирующего клапана: 1 – корпус, 2 – входной патрубок, 3 – выходной патрубок, 4 – стопорный клапан, 5 – седло разгрузочного клапана, 6 – гайка, 7 – шток разгрузочного клапана, 8 – защитная сетка, 9 – регулирующий клапан, 10 – седло, 11 – опорная втулка, 12 – противовихревое ребро

Пар через входной патрубок 2 подводится в корпус стопорно-регулирующего клапана 1. В начальный момент оба клапана 4 и 9 находятся в закрытом состоянии. Далее включается сервомотор стопорного клапана, обеспечивающий полное открытие клапана. В представленной конструкции открытие стопорного клапана возможно только при условии

необходимой плотности регулирующего клапана. В этом случае давление во внутренней полости стопорного клапана равно давлению в выходном патрубке корпуса.

После открытия стопорного клапана турбина пускается регулирующим клапаном. При включении сервомотора этого клапана вначале головка штока 7 открывает доступ пара к турбине через седло разгрузочного клапана 5, что обеспечивает выход турбины на холостой ход. При этом давление пара внутри регулирующего клапана снижается и резко снижается усилие, необходимое для открытия основного клапана. Затем головка штока упирается в гайку 6, и происходит открытие основного клапана и последующее ее нагружение.

Рассматриваемый стопорно-регулирующий клапан имеет значительно меньший коэффициент сопротивления (2,2% в сравнении с исходными 5%). Согласно опытным данным [4] клапан обладает предельно высокой вибрационной надежностью.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Переход к альтернативному паротурбинному циклу с третьим высокотемпературным перегревом пара позволяет увеличить мощность существующих ПТУ на 25-30% и КПД таких блоков на 1-1,5%.

2. Замена стандартных стопорного и регулирующего клапанов турбины на новые стопорно-регулирующие клапаны позволяет:

- уменьшить потери давления с 5% до 2,2%;
- увеличить вибрационную надежность парораспределительных органов турбины;
- перейти к полудроссельной системе регулирования с двумя клапанами;

3. Установка распределительных решёток на входе в сопловой аппарат последней ступени турбины ведёт к увеличению КПД ЦНД за счёт организации более равномерного подвода пара в последнюю ступень, где имеют место большие потери от веерности и значительных перекрыши;

4. Применённая модернизация универсальна и подходит не только для строительства новых блоков, но и возможна на существующих блоках (например, К-200-130, К-300-240 и т.д.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Разработка** научных основ проектирования электростанций с высокотемпературными паровыми турбинами: Сборник статей. – М.: Издательство МГТУ им. Баумана, 2009. – 300 с.
2. **Богомолова Т.В.** Последние ступени паровых турбин: учебное пособие/ Т.В. Богомолова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 80 с.
3. **Зарянкин А.Е.** и др. «Двухъярусная ступень с неразъемной вильчатой лопаткой» Патент РФ №0002685162 БИ №11 16.04.2019.
4. **Зарянкин А.Е., Черкасов М.А., Крутицкий В.И., Лавырев И.П.** Использование ступени Баумана в цилиндрах низкого давления конденсационных турбин. / Теплоэнергетика. 2019. №9. С 24-32
5. **Зарянкин А.Е., Симонов Б.П.** Регулирующие и стопорно-регулирующие клапаны паровых турбин // Москва: изд-во МЭИ, 2005. - 359 с.

В.В. Чурмакова¹, А.Ф. Медников², Г.В. Качалин³, А.Б. Тхабисимов

1- студент; 2 – руководитель ВКР; 3 – руководитель проекта

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ АБРАЗИВНОЙ СТОЙКОСТИ ОБРАЗЦОВ ЛОПАТОЧНЫХ СТАЛЕЙ 20X13, 15X11МФ И СПЛАВА ХН70Ю С РАЗЛИЧНЫМИ СПОСОБАМИ УПРОЧНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ УГЛАХ АТАКИ ВОЗДУШНО-АБРАЗИВНОГО ПОТОКА 30° И 90°

АННОТАЦИЯ

В работе приведены результаты экспериментальных исследований стойкости различных способов упрочнения поверхности образцов лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и хром-никелевого сплава ХН70Ю к воздействию воздушно-абразивного потока при различных углах атаки. Приведены результаты исследований абразивной стойкости четырех типов модификации поверхности данных образцов: борирования, хромонитридации, оксидирования, нанесения многослойного покрытия на основе Cr-CrC. Исследования проводились на экспериментальном стенде по изучению абразивного износа материалов и защитных покрытий при скорости воздушно-абразивного потока $C_{П}=170$ м/с, расходе абразивных частиц (электрокорунд Al_2O_3 , средний размер частиц $250\div 300$ мкм) $G_A=5\cdot 10^{-4}$ кг/с, углах атаки потока $\alpha=30^\circ$ и $\alpha=90^\circ$ и температуре образцов 25°C . Установлено, что оксидирование поверхности увеличивает длительность инкубационно-переходного периода сталей 20X13 и 15X11МФ не менее, чем в 2 раза.

Ключевые слова - лопаточный аппарат, паровые турбины, воздушно-абразивный поток, абразивный износ, ионно-плазменные технологии, защитные покрытия, лопаточные стали, борирование, оксидирование, хром-никелевый сплав

1. ВВЕДЕНИЕ

Повышение начальных параметров пара – один из наиболее эффективных способов увеличения КПД энергоблока. В России широко используются энергоблоки со сверхкритическими параметрами пара и активно ведутся исследования по возможности перехода энергоблоков к 2030 году на ультрасверхкритические параметры (УСКП) с начальным давлением пара до 32 МПа и температурой пара на входе до 720°C [1-3].

Для работы при таких экстремально высоких начальных параметрах пара существуют особые требования к материалам элементов энергоблока. Наличие температур свыше 720°C предопределяет использование для изготовления ответственных деталей проточных частей ЦВД и ЦСД турбин на УСКП дорогих хром-никелевых сплавов [2-4]. Для возможности эксплуатации используемых материалов (менее дорогих легированных лопаточных сталей 20X13 и 15X11МФ) при УСКП необходимо разработать способы их упрочнения, устойчивые к совокупному воздействию абразивного износа, ползучести и высоких температур [5-8].

Повышение износостойкости может обеспечиваться различными способами упрочнения поверхности изделий, такими как:

- *хромонитридизация* – двухстадийная технология последовательного насыщения хромом (в порошковой смеси) и азотом.

- *борирование* - технология химико-термической обработки, диффузионного насыще-

ния поверхности металлов и сплавов бором при нагреве и выдержке в химически активной среде.

- *оксидирование* - процесс насыщения металлических изделий в кислородсодержащем вакууме (примерно 0,01 атм.), в котором возбуждается тлеющий электрический разряд.

Также одним из хорошо зарекомендовавших себя способов повышения абразивной стойкости сталей 20X13 и 15X11МФ является формирование защитного покрытия на основе Cr-CrC [9, 10]. Сравнение данных по абразивной стойкости указанного покрытия и рассматриваемых методов упрочнения поверхности потенциально интересно также с экономической точки зрения. Нанесение покрытий предполагает затраты на приобретение мишеней для их формирования, чего не требуется при проведении процессов упрочнения.

В настоящей работе ставилась задача по определению абразивной стойкости перечисленных выше различных видов упрочнения поверхности образцов из широко распространенных лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и хром-никелевого сплава ХН70Ю при различных углах атаки воздушно-абразивного потока.

2. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Модификация поверхности образцов из рассматриваемых лопаточных сталей и сплава проводилась с использованием вакуумной установки магнетронного распыления «Гефест+» НИУ «МЭИ» [8, 10] путем поверхностного насыщения образцов в среде кислорода (оксидирование) и формирования покрытия на основе Cr-CrC. Модификация поверхности образцов путем борирования и хромонитридации проводилась в ООО «Термохим». В таблице 1 приведены основные технологические этапы проведения процессов упрочнения.

Таблица 1. Основные технологические этапы процессов упрочнения поверхностей образцов лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и хром-никелевого сплава ХН70Ю.

Процесс	Установка	Подготовка образцов	Длительность основного процесса, час	Температура основного процесса, °С
Борирование	Ванна с раствором	Удаление загрязнений с поверхности	5	950
Хромонитридизация	Ванна с раствором	Удаление загрязнений с поверхности	19 - хромирование	1080
			5 - нитридизация	1080
Оксидирование	«Гефест +»	Полировка, удаление загрязнений с поверхности, обезжиривание	2,5	150
Покрытие Cr-CrC	«Гефест +»		0,5	350

Экспериментальные исследования абразивной стойкости образцов с различными вариантами упрочнения поверхности проводились на абразивном стенде НИУ «МЭИ» (входит в состав УНУ «Гидроударный стенд «Эрозия-М»), предназначенном для комплексных исследований процессов абразивного износа конструкционных материалов, защитных покрытий и различных способов упрочнений. В соответствии со стандартом ASTM G76-13 абразивный стенд относится к установкам струйного типа и позволяет проводить испытания при варьируемых расходах и углах атаки воздушно-абразивного потока, а также температурах поверхности образцов. Методика и приборное оснащение стенда позволяет использовать различные критерии оценки интенсивности процесса абразивного износа, в том числе и в безразмерном виде.

Исследования стойкости к абразивному воздействию проводились при постоянной скорости соударения ($C_{II}=170$ м/с) и варьируемом угле атаки воздушно-абразивного потока ($\alpha=30^\circ, 90^\circ$). Выбор угла атаки в 30° обосновывался тем, что максимальный абразивный износ пластичных материалов происходит именно при этом угле, а угол в 90° был выбран вследствие торцевого натекания потока на входную кромку лопатки. Время экспонирования образцов составляло 55 минут. Примеры получаемых «абразивных следов» после испытаний при углах атаки потока в 30° и 90° представлены на рисунке 1.

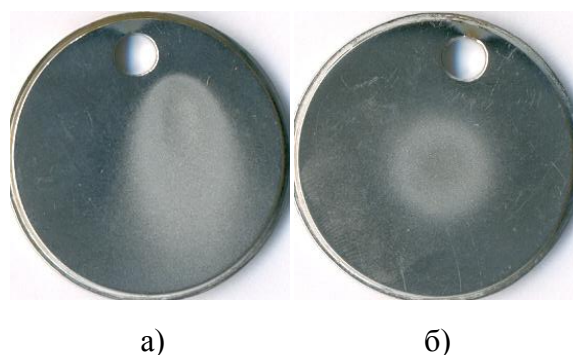


Рис. 1. Поверхность образца из лопаточной стали 20X13 без покрытия после абразивных испытаний при угле атаки потока в 30° (а) и 90° (б)

В результате испытаний образцов без упрочнения и с упрочнением или защитным покрытием были получены экспериментальные зависимости потери массы образцов ($\Delta m, g$) от времени их экспонирования ($t, \text{мин}$) на стенде (см. таблицу 2).

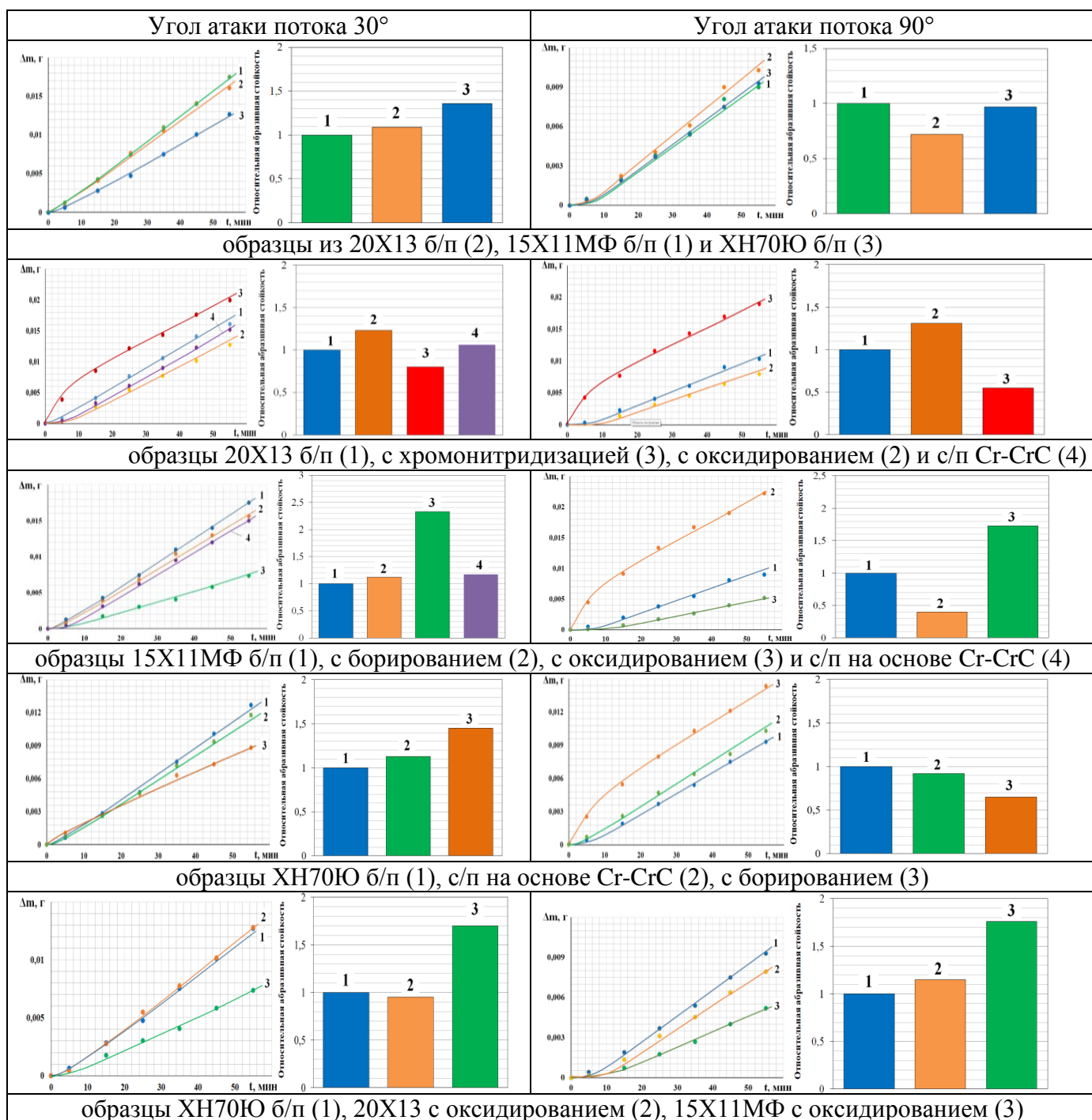
Относительная абразивная стойкость образцов из лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и никелевого сплава ХН70Ю с различными видами упрочнения представлялась в виде гистограмм (см. таблицу 2), в которых сравнивалась их потеря массы на участке с установившейся скоростью износа за время экспонирования в 55 минут относительно аналогичного значения для образцов из указанных материалов без покрытия (эталон), значения которых принимались равными единице.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Результаты проведенных экспериментальных исследований образцов из лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и хром-никелевого сплава ХН70Ю с различными вариантами упрочнения поверхности при углах атаки в 30 и 90 градусов, а также сравнение их абразивной стойкости относительно основного материала подложки в виде гистограмм при-

ведены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты проведенных испытаний абразивной стойкости сталей 20X13, 15X11МФ и сплава ХН70Ю без покрытий и с различными вариантами упрочнения.



4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные экспериментальные исследования показали следующее:

- процесс оксидирования позволяет увеличить абразивную стойкость стали 20X13 на участке с установившейся скоростью износа при углах атаки потока в 30° и 90° не менее, чем в 1,2 раза;

- процесс оксидирования позволяет увеличить абразивную стойкость стали 15X11МФ на участке с установившейся скоростью износа при углах атаки потока в 30° и 90° не менее, чем в 1,7 раза;

- процесс борирования позволяет увеличить абразивную стойкость стали 15X11МФ на участке с установившейся скоростью износа при угле атаки потока в 30° не менее, чем в 1,2 раза;

- процесс борирования снижает абразивную стойкость стали 15X11МФ на участке с установившейся скоростью износа при угле атаки потока в 90° не менее, чем в 2,4 раза;

- процесс борирования позволяет увеличить абразивную стойкость сплава ХН70Ю на участке с установившейся скоростью износа при угле атаки потока в 30° не менее, чем в 1,4 раза;

- процесс борирования снижает абразивную стойкость стали ХН70Ю на участке с установившейся скоростью износа при угле атаки потока в 90 градусов не менее, чем в 1,5 раза.

Из представленных зависимостей абразивного износа для всех рассмотренных образцов сталей без упрочнения и с покрытием или упрочнениями было замечено, что образец из никелевого сплава ХН70Ю превосходит по потере массы образец из стали 20X13 с борированием и образец из стали 15X11МФ с оксидированием на участке с установившейся скоростью износа за время экспонирования в 55 минут для углов атаки в 30° и 90°.

Необходимо отметить, что не все из рассмотренных вариантов упрочнения поверхности повышают стойкость лопаточных сталей к абразивному износу. Также важным обстоятельством является установленный авторами работы факт того, что один и тот же тип упрочнения (в данной работе – это борирование) при угле атаки потока в 30 градусов повышает абразивную стойкость стали 15X11МФ и сплава ХН70Ю, а при угле атаки потока в 90 градусов, наоборот, снижает. Возможно, это связано с тем, что проведенный процесс борирования привел к повышению микротвердости (1661 *HV0,2*) и, как следствие, к охрупчиванию поверхности пластичных материалов, которыми являются сталь 15X11МФ (277 *HV0,2* у неупрочненного материала) и сплав ХН70Ю, а для хрупких материалов угол максимального абразивного износа равен или близок к 90 градусам.

Проведение исследований образцов из лопаточных сталей 20X13, 15X11МФ и хром-никелевого сплава ХН70Ю без покрытия и упрочнений было сделано для оценки динамики износа каждого из рассмотренных материалов. Из представленных зависимостей видно, что при угле атаки потока в 30° никелевый сплав превосходит стали 20X13 и 15X11МФ не менее, чем на 30% по абразивной стойкости.

Установлено, что абразивная стойкость образцов из стали 20X13 с борированием сопоставима со стойкостью образцов никелевого сплава ХН70Ю без упрочнения при обоих углах атаки, а у образцов из стали 15X11МФ с оксидированием стойкость на 70% выше, чем у образцов никелевого сплава ХН70Ю без упрочнения. Таким образом, потенциально есть возможность использования менее дорогих сталей 20X13 и 15X11МФ, упрочненных

оксидированием вместо хром-никелевого сплава ХН70Ю.

Необходимо проведение дальнейших исследований, в том числе по отработке режимов проведения процессов упрочнения поверхности, а также исследований рассмотренных типов упрочнения на стойкость к абразивному износу при повышенных температурах, близких к реальным условиям эксплуатации разрабатываемых энергоблоков на УСКП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Рогалев А.Н.** Способы повышения конкурентноспособности высокотемпературных энергетических комплексов // Новое в российской электроэнергетике. 2018. № 2. С. 6-21

2. **Петрова Т.И., Рогалев А.Н., Селиванов Е.А.** Выбор конструкционных материалов и водно-химического режима для тепловых электростанций ультрасверхкритических параметров // Новое в российской электроэнергетике. 2016. № 7. С. 22-31.

3. **Разработка** научно-методологических основ создания высокотемпературных энергетических комплексов Рогалев А.Н. // дисс. доктора технических наук / Нац. исслед. ун-т МЭИ. Москва, 2018.

4. **Kachalin G.V., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B.** The possibilities of the application of ion-plasma technologies to improve the wear resistance of the functional surfaces of power equipment elements // WIT Transactions on Ecology and the Environment. 2014. Т. 186. С. 729-737.

5. **Kachalin G.V., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Seleznev L.I.** Experimental research results of solid particle erosion resistance of blade steel with protective coating // Journal of Physics: Conference Series, Volume 891, Issue 1, 10 November 2017, article number 012259.

6. **Качалин Г.В., Медников А.Ф., Медников А.Ф., Тхабисимов А.Б.** Состояние проблемы повреждаемости основных элементов оборудования парогазовых установок // Естественные и технические науки. 2013. № 3 (65). С. 162-167.

7. **Рыженков В.А., Качалин Г.В., Медников А.Ф., Тхабисимов А.Б.** Современное состояние проблемы абразивного износа элементов турбомашин // Естественные и технические науки. 2013. № 1 (63). С. 178-184.

8. **Повышение** абразивной стойкости лопаточного аппарата первых ступеней цилиндров высокого и среднего давления мощных паровых турбин Тхабисимов А.Б. // дисс. кандидата технических наук / Нац. исслед. ун-т МЭИ. Москва, 2016

9. **Seleznev L.I., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Ryzhenkov A.V., Kachalin G.V., Zilova O.S.** Determination of characteristics of erosion wear of grade 15Kh1MF steel with the Cr-CrC ion-plasma sprayed coating // Thermal Engineering Volume 63, Issue 6, 1 June 2016, Pages 449-453

10. **Seleznev L.I., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Kachalin G.V., Zilova O.S., Sidorov, S.V.** Influence of Cr-CrC protective coating on the gasabrasive flow wear characteristics of flat X20Cr13 steel target at an attack angle 30° // Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry Issue 8, 2015, Pages 110-113.

*П.М. Нестеров*¹, *О.М. Митрохова*², *К.А. Плешанов*³
1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ТУРБОУСТАНОВОК, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ПГУ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

АННОТАЦИЯ

В статье приведены основные результаты исследований, посвященных разработке паровой и газовой турбины, предназначенных для работы в составе парогазовой установки (ПГУ), работающей на твердом топливе, выполненные в рамках Программы научных исследований «Энергетика» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» на 2019-2024 годы. На основании проведенных расчетов различных вариантов тепловой схемы газотурбинной установки (ГТУ), использующей твердое биотопливо, выбран оптимальный вариант ее исполнения. Разработана конструкция паровой турбины, унифицированная для одно- и двухконтурных схем ПГУ. Проточная часть газовой турбины разработана с учетом специфики рабочего тела. Представлены результаты численного моделирования течения потока в проточной части газовой турбины.

Ключевые слова – биотопливо, твердое топливо, газовая турбина, лопаточный аппарат, паровая турбина, парогазовая установка

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день одной из проблем является утилизация миллионов тонн твердых отходов, которые образуются ежегодно на предприятиях различных отраслей промышленности РФ. Эти отходы содержат существенный энергетический потенциал. Так, например, на деревообрабатывающих заводах по окончании производственного цикла остается примерно от 25 до 40 % отходного сырья, которое может быть использовано для получения биотоплива путем его механической переработки.

Перспективным направлением создания установок, использующих твердое топливо, является использование парогазовых технологий. Основным ограничением при разработке ПГУ, является газотурбинная установка (ГТУ), которая может работать на природном газе или на легких сортах жидкого топлива.

Работа ГТУ на газовом и жидком топливе хорошо изучена. Однако работа такой установки на твердом биотопливе не исследована, хотя данное направление несомненно является актуальным, так как охватывает вопросы факельного сжигания биотоплива в ограниченных объемах, абразивного износа лопаток газовых турбин и т.д.. Решение указанной проблемы в перспективе позволит создавать эффективные энергетические установки, работающие на биотопливе.

2. ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Одним из основных недостатков ГТУ и, как следствие, утилизационных ПГУ на их базе является невозможность использования в них низкосортных топлив [1]. Однако следует отметить, что к настоящему времени уже насчитывается несколько десятков экспериментальных ГТУ, работающих на твердом топливе.

Создание газотурбинной установки на твердом топливе может основываться на двух основных технологиях: прямого сжигания твердого топлива в камере сгорания и газификации угля. В зависимости от используемой технологии получения рабочего тела для газовой турбины тепловая схема ГТУ может меняться принципиальным образом (рисунок 1).

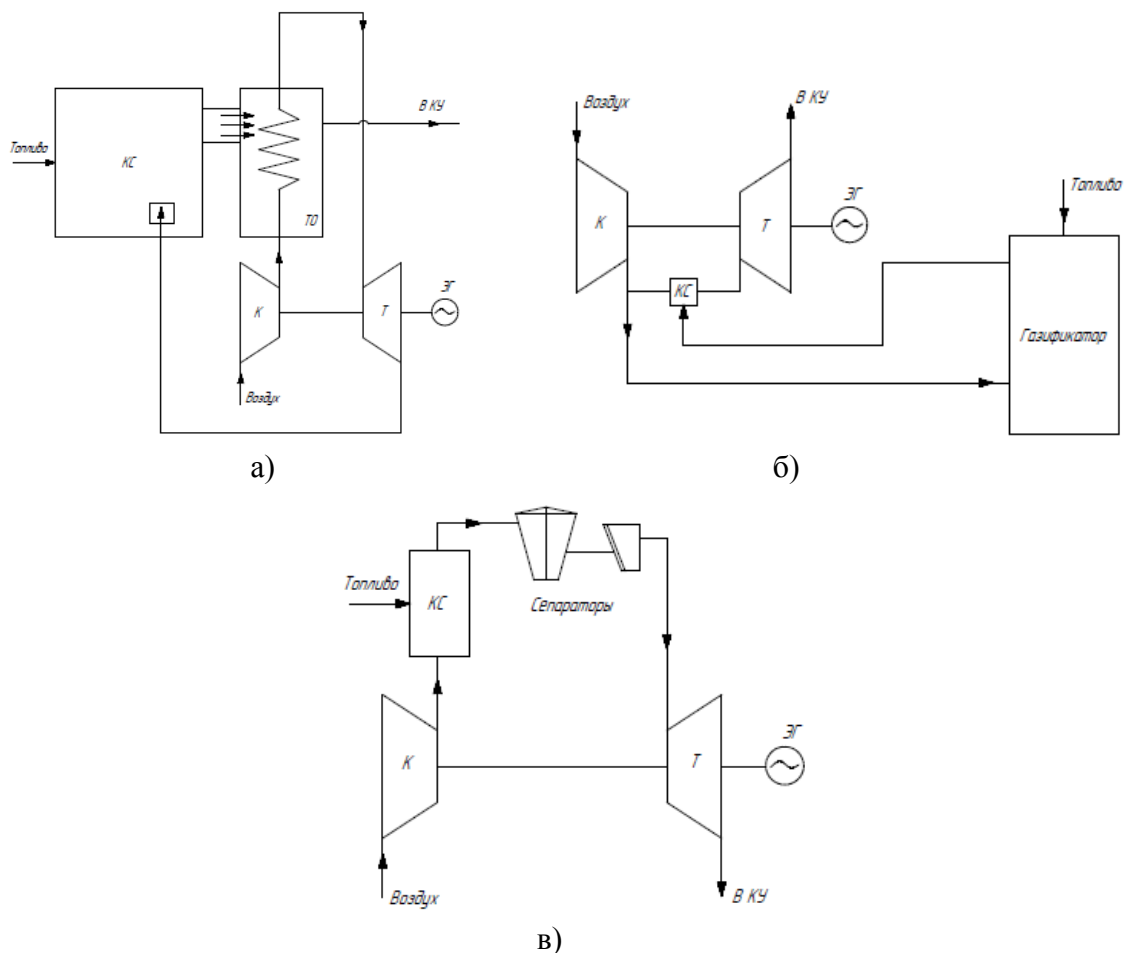


Рис. 1. Принципиальные тепловые схемы ГТУ при различных технологиях сжигания твердого топлива: а) – использование ГТУ закрытого цикла, когда рабочим телом газовой турбины служит горячий воздух; б) – газификация твердого топлива в газогенераторе; в) – использование выносной камеры сгорания (КС) с топочными устройствами вихревого циклонного типа и последующей очисткой продуктов сгорания

Среди предлагаемых решений, позволяющих использовать твердые сорта топлив в ГТУ, можно выделить следующие.

Одно из направлений при создании твердотопливных ГТУ предполагает полное исключение попадания в проточную часть турбины твердых частиц путем использования в тепловой схеме теплообменника поверхностного типа, в котором воздух после компрессора нагревается от продуктов сгорания, поступающих в него из выносной камеры сгорания (рис. 1, а). Этот воздух и является рабочим телом турбины.

Другое направление основывается на получении горючего газа путем газификации твердого топлива (рис. 1, б). Однако указанное решение приводит к существенному увеличению стоимости установки и затрат на собственные нужды на 10...20 % в ГТУ [1].

Очевидно, что такие представленные выше решения не лучшим образом сказываются на маневренных характеристиках ГТУ и увеличивают ее стоимость.

Альтернативным вариантом является использование выносной КС с топочными устройствами вихревого циклонного типа, после которой продукты сгорания направляются в сепараторы инерционного типа (см. рис. 1, в). Такое решение позволяет снизить содержание твердых частиц в продуктах сгорания, являющихся рабочим телом газовой турбины, на 95-98 %.

Основной проблемой в выбранном варианте тепловой схемы ГТУ является обеспечение надежности элементов проточной части газовой турбины.

Для расчета принципиальной тепловой схемы ГТУ исходными данными являлась существующая ГТУ PG6581В мощностью 44 МВт (изготовитель General Electric) на Челябинской ТЭЦ-1, а также некоторый состав твердого биотоплива. Разработана методика расчета ГТУ, позволяющая проводить расчеты ГТУ с учетом теплофизических свойств рабочего тела ГТУ, т.е. при различных составах топлива и воздуха, в том числе с учетом влажности.

Из условия надежности работы газовой турбины выбор начальной температуры газов был ограничен применением закрытой системы охлаждения. Степень сжатия ГТУ составила 12,4, начальная температура газа 1150 °С, расход газов на выходе из турбины 138 кг/с с температурой 580 °С.

3. КОНСТРУКЦИЯ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ, УНИФИЦИРОВАННОЙ ДЛЯ ОДНО- И ДВУХКОНТУРНЫХ СХЕМ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ

На следующем этапе был выполнен расчет двух вариантов тепловых схем утилизационной ПГУ с одним и двумя контурами генерации пара (рис. 2). Стоит отметить, что при расчете этих схем начальные параметры пара (давление 6,5 МПа и температура 540 °С) перед турбиной были одинаковы с целью ее унификации.

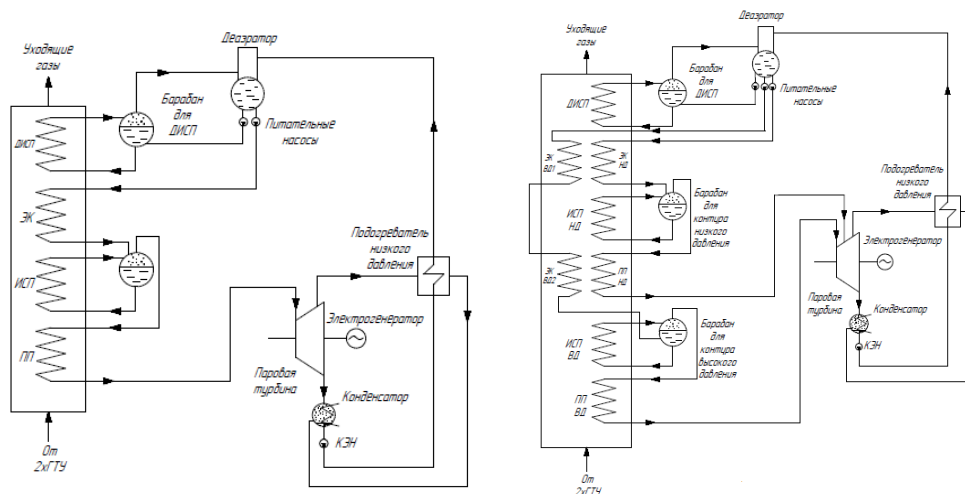


Рис. 2. Одно- (а) и двухконтурная (б) тепловая схема утилизационной ПГУ

По результатам проведенных расчетов тепловых схем ПГУ получено, что при использовании одноконтурной схемы абсолютный электрический КПД (брутто) энергоблока составляет 49 %, а при переходе к двухконтурной схеме – 51,5 %.

Разработанная конструкция паровой турбины для ПГУ, 3D модель которой представлена на рис. 3, имеет ряд отличительных особенностей.

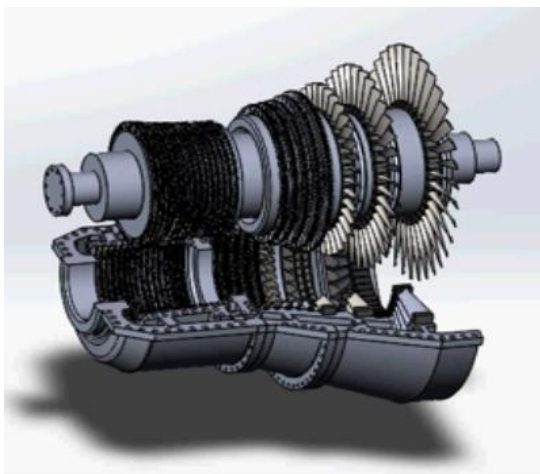


Рис. 3. Трехмерная модель паровой турбины для разрабатываемой ПГУ на базе твердопливной ГТУ

Турбина выполнена в одном цилиндре с петлевым движением пара, необходимым для компенсации осевых усилий, с осевым выхлопом пара. В проточной части высокого давления применяется реактивный тип облопачивания. Оптимальное распределение теплоперепада по ступеням турбины показало, что в ее части высокого давления (левый поток) состоит из 15 ступеней, а часть низкого давления (правый поток) – из 8. Весь лопаточный аппарат части высокого давления унифицирован.

Применение осевого выхода потока после турбины позволяет увеличить располагаемый теплоперепад турбины и ее экономичность в целом. Осевое расположение конденсатора также позволит разместить все оборудование ПГУ на нулевой отметке машинного зала.

Для возможности использования разработанной конструкции турбины в двухконтурной схеме утилизационной ПГУ необходимо только заменить центральную часть разъемного корпуса, в котором будет осуществляться подвод пара, генерируемого в контуре низкого давления котла-утилизатора.

4. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ

Наиболее важной задачей проекта являлась разработка специальных защитных мер для уменьшения износа, как при проектировании, так и в процессе ее эксплуатации.

В настоящее время достигнут существенный прогресс в области численного моделирования турбулентных двухфазных течений, что особенно важно при проектировании проточной части рассматриваемой газовой турбины.

На следующем этапе была создана модель проточной части газовой турбины (рис. 3). Модель ее проточной части создавалась в программном комплексе NUMECA, в котором и проводились дальнейшие ее газодинамические расчеты с последующей оптимизацией профилей лопаточного аппарата.

На рисунке 4 представлены некоторые результаты численного моделирования двухфазного течения в проточной части газовой турбины. Полученные результаты позволили провести оптимизацию лопаточного аппарата путем выбора рациональной формы его профиля.



Рис. 3. Расчетная модель проточной части газовой турбины

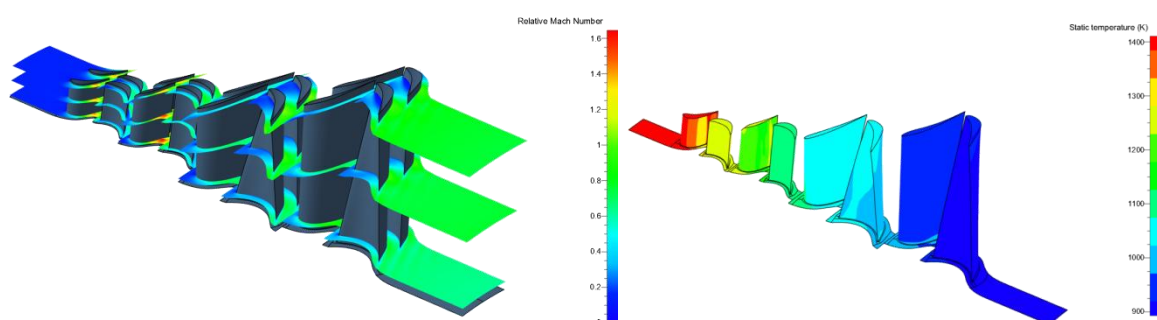


Рис. 4. Результаты численного моделирования течения потока в проточной части газовой турбины

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проведенного анализа основных решений, позволяющих использовать твердые сорта топлив в ГТУ, была выбрана схема с выносной КС с топочными устройствами вихревого циклонного типа, после которой продукты сгорания направляются в сепараторы инерционного типа.

Разработана методика расчета ГТУ, позволяющая определять основные теплофизические характеристики рабочего тела ГТУ при различной степени влажности наружного воздуха и различных составах топлива, сжигаемого в КС.

Проведен выбор с последующей оптимизацией основных параметров рабочего тела газотурбинного и паросилового циклов разрабатываемой парогазовой установки.

Разработана конструкция высокоэффективной паровой турбины, унифицированная для использования в одно- и двухконтурных схемах, и создана ее 3D модель.

На основе проведенных численных исследований течения двухфазного потока в проточной части газовой турбины проведена оптимизация ее лопаточного аппарата с целью уменьшения его абразивного износа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 556 с.
2. Шерстюк А. Н. Насосы, вентиляторы и компрессоры: Учебное пособие для вузов. - Москва: «Высшая школа», 1972. - 344 с.

З.А. Заклецкий¹, В.П. Будаев², А.В. Дедов³, С.Д. Федорович⁴

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта, 4 – консультант

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭМИССИОННЫХ СВОЙСТВ ТУГОПЛАВКИХ МАТЕРИАЛОВ ПОСЛЕ МОЩНОЙ ПЛАЗМЕННОЙ ОБРАБОТКИ

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты экспериментального исследования эмиссионных свойств тугоплавких материалов после плазменной обработки в установке плазменного линейного мультикаспа (ПЛМ) в НИУ «МЭИ», описаны режимы получения наноструктурированных образцов в ПЛМ, приведены 3D-модели экспериментальных узлов для исследования эмиссионных свойств наноструктурированной поверхности. Приведены теоретические оценки тока эмиссии и параметров эрозии вольфрамового «пуха» в дуговом процессе, коэффициента усиления электрического поля над поверхностью с наноструктурой типа «пух». Полученные результаты будут использованы для оценки эрозии вольфрамовой облицовки термоядерного реактора ИТЭР, планировании экспериментальных работ на установке ПЛМ по исследованию дуговой эрозии термоядерных материалов при взаимодействии плазма-стенка, оценке максимальной тепловой нагрузки на обращенные к плазме материалы в термоядерных экспериментальных установках, для развития технологий применения получаемых при плазменной обработке новых наноструктурных тугоплавких материалов в энергетике.

Ключевые слова – автоэлектронная эмиссия, наноструктурированная поверхность, вольфрамовый «пух», плазма, термоядерный синтез, плазменные технологии в энергетике

1. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы при обработке мощными плазменными потоками в установках термоядерного синтеза были обнаружены эффекты формирования новых материалов с высокопористой наноструктурой типа «пух» и «цветная капуста» [1,2]. Такие материалы обладают новыми физико-химическими свойствами, тепло- и электропроводностью, эмиссионными свойствами, имеют потенциал технологического применения в термоядерной и атомной энергетике, электронной, химической промышленности, развитии биотехнологий. В строящемся с участием России международном токамаке-реакторе ИТЭР теплозащитные вольфрамовые пластины дивертора будут подвергаться мощным плазменно-тепловым нагрузкам, приводящим к росту наноструктурированных высокопористых слоев, которые критически изменят теплопроводность и охлаждение вольфрамовой облицовки. Образованные на поверхности структуры типа «пух» сформируют в приповерхностной плазме электрические поля до 108 В/м, что приведет к возникновению автоэмиссионных токов, изменяющих условия взаимодействия плазма-стенка и стабильности разряда. При этом формируются условия возникновения дуг и неконтролируемого усиления эрозии поверхности. Такие процессы в плазменных экспериментах не изучены, теоретические модели отсутствуют.

Высокопористые наноструктурированные слои со структурой типа «пух» в последнее

десятилетие обнаружены на поверхности вольфрама (рис.1), тантала, молибдена, рения, никеля, титана и железа [1] при длительном облучении гелиевой плазмой в плазменных установках, предназначенных для исследования проблемы термоядерного синтеза. Для роста таких новых материалов необходим плотный поток горячей гелиевой плазмы в течение сотен минут, что реализуется только в нескольких установках в мире, в том числе, в установке ПЛМ НИУ «МЭИ» [3]. Теоретическое рассмотрение проблемы роста нанопуха [2,4] описывает процесс как критическое явление в условиях сильной неравновесности системы возбужденная поверхность – плазма.

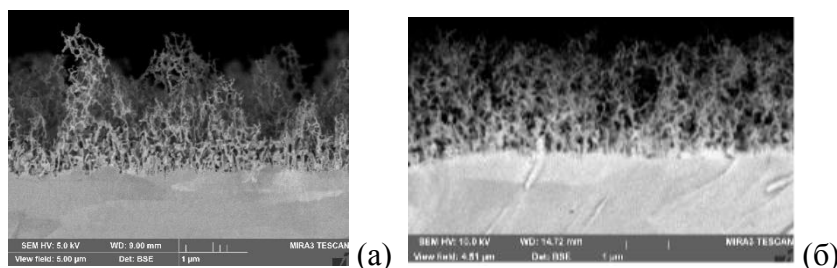


Рис. 1. Микрофотографии (а) «редкого» и (б) «плотного» наноструктурированного вольфрамового пуха на поверхности, полученного при облучении в гелиевом разряде в установке ПЛМ

Наноструктурированная поверхность типа «пух», рис.1, на вольфрамовых образцах была получена на установке ПЛМ НИУ «МЭИ» [3] с параметрами облучения: магнитное поле до 0,01 Т, плотность плазмы до $5 \cdot 10^{19}$ м⁻³, температура электронов 2-5 эВ с фракцией горячих электронов до 50 эВ, флюенс ионов гелия $\sim 10^{24}$ - 10^{25} ионов/м², длительность стационарного плазменного разряда до 200 минут, рабочий газ – гелий. В экспериментах температура поверхности вольфрамовых образцов размером 10x10x0,15 мм была 800-1000 оС, энергия ионов гелия 50-60 эВ в потоке на образцы достигалась подачей смещающего напряжения до -110 В. Облучаемые образцы устанавливались в ПЛМ нормально к плазменному потоку через вакуумный патрубкок. Измерение температуры образца производилось дистанционно пирометрическими методами, параметры плазмы измерялись с помощью спектроскопических и зондовых диагностик [3]. В таких экспериментах на поверхности вольфрамовых образцов формируются слои «пуха» толщиной ~ 1 мкм, диаметр нановолокон ~ 20 -50 нм, рис.1. Получены образцы с различной топологией пористых слоев – редкий (рис. 1а) и плотный (рис.1б) пух. Технологии проведения эксперимента позволяют получать образцы с толщиной слоя до 1 мм [1,3].

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ПО ИССЛЕДОВАНИЮ ЭМИССИОННЫХ СВОЙСТВ НАНОСТРУКТУРИРОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Для исследования эмиссионных свойств вольфрамовых образцов, полученных на установке ПЛМ, разработан экспериментальный узел на базе установки ПЛМ. Разработанный экспериментальный узел, (рис.2), состоит из высоковольтного электрического ввода 1 (электрическая изоляция обеспечивает работу при напряжении до 12 кВ), имеющего шпильку на конце для крепления подложки 3, вакуумной камеры 2 с давлением остаточных газов до 10^{-6} Торр, исследуемого образца-катода с наноструктурированной поверхно-

стью, расположенного на подложке 3, изолятора 4, полусферического медного анода 5, соединенного с внутренней поверхностью установки через танталовую проволоку 6 толщиной 3 мм.

Электрическая схема эксперимента представлена на рис. 2а. На катод через балластное сопротивление подается отрицательный потенциал от 1 до 12 кВ, измерение тока производится при помощи микроамперметра с разрешающей способностью до 0,1 мкА. Конструкция обеспечивает фиксацию межэлектродного расстояния перед монтажом в установку. Экспериментальный узел позволяет провести измерение автоэлектронного тока в диапазоне токов от 0,1 до 100 мкА, а также установить значение пробойного напряжения для межэлектродного расстояния от 0,3 до 10 мм.

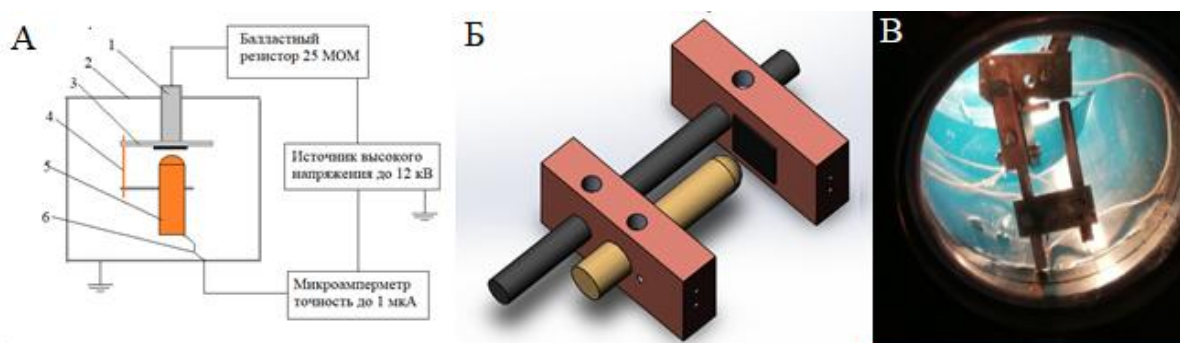


Рис. 2. – а) Электрическая схема экспериментального узла для исследования эмиссионных свойств наноструктурированной поверхности: 1 – высоковольтный ввод, 2 – вакуумная камера, 3 – подложка с исследуемым материалом-катодом, 4 – изолятор, 5 – медный анод, 6 – танталовая проволока б) 3D-модель экспериментального узла в) Фотография собранного экспериментального узла, установленного в установке ПЛМ

В качестве эмитирующей поверхности катода используются образцы наноструктурированного вольфрама размером 10 x 10 мм и толщиной до 2 мм, которые при помощи контактной сварки крепятся к основной подложке 3, в качестве анода можно использовать тонкую вольфрамовую проволоку диаметром до 2 мм, либо полусферический медный цилиндр 5 (рис. 2б) диаметром 7 мм. Оба варианта анода вставляются в специальные отверстия и фиксируются боковыми винтами, межэлектродное расстояние регулируется в момент фиксации при помощи микрометрического шупа.

Спроектированный экспериментальный узел (рис.2б) с полусферическим анодом (рис.2в) был изготовлен и установлен в ПЛМ. При проведении тестового испытания в качестве образца использовалась вольфрамовая фольга толщиной 0,15 мм с наноструктурированной поверхностью типа пух, межэлектродное расстояние было 0,3 мм, напряжение от 2 до 9 кВ подавалось на электрод. При увеличении напряжения на вольфрамовый образец от 2 до 9 кВ ток повышался от 0,1 мкА до 1,5 мкА.

Для установки ПЛМ-2 [5] разработан проект модифицированного экспериментального узла (рис.3) для измерения эмиссионных свойств наноструктурированной поверхности исследуемого образца. Монтаж экспериментального узла производится на стандартном фланце 1, для контроля межэлектродного расстояния используется микрометрический вакуумный ввод вращения 2, на который крепится шпилька специального профиля и пластина, ограничивающая вращательное движение, на конце шпильки устанавливается вы-

соковольтный изолятор 3 с исследуемым образцом в форме тонкой проволоки до 2 мм из исследуемого металла, находящаяся под потенциалом установки. В качестве анода 4 выступает гладкая медная пластина размером 50 x 12 мм, очищенная от диэлектрических пленок, толщиной 3,5 мм, которая при помощи танталовой проволоки соединяется с высоковольтным электрическим вводом 5 (рис.3).

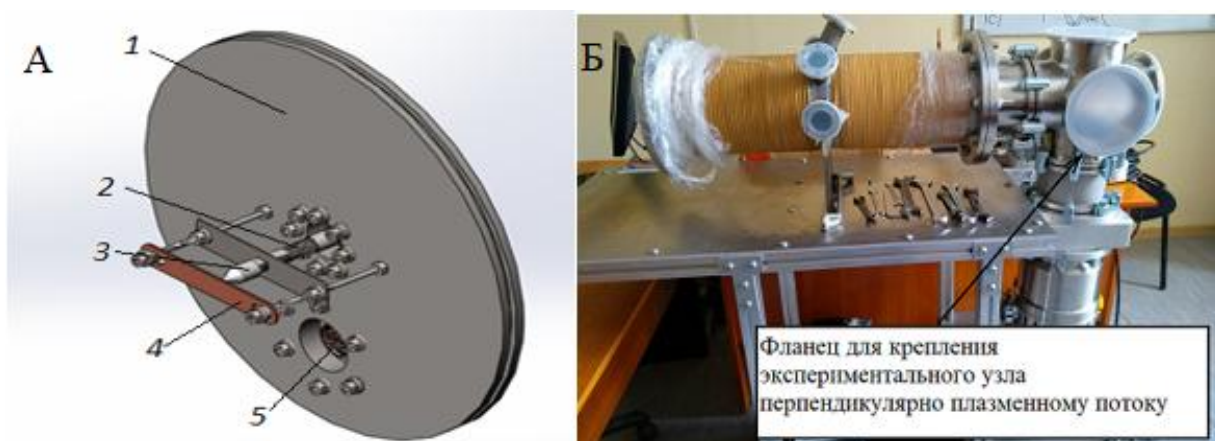


Рис. 3. – а) 3D-модель модифицированного экспериментального узла по исследованию эмиссионных свойств в установке ПЛМ-2 1 – опорный фланец, 2 – ввод вращения, 3 – изолятор с исследуемым образцом-катодом, 4 – медный анод, 5 – высоковольтный ввод
б) разрядная вакуумная камера установки ПЛМ-2

Модифицированный экспериментальный узел позволяет определять локальные эмиссионные свойства с ограниченной поверхности при контролируемом межэлектродном расстоянии от 0,1 до 30 мм. Ожидаемый эмиссионный ток не должен превышать значение 100 мкА [6] для вольфрама, тантала и молибдена при напряженности электрического поля на поверхности образца до 10 кВ/мм.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭМИССИОННЫХ СВОЙСТВ НАНОСТРУКТУРИРОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Для определения эмиссионных свойств наноструктурированной поверхности, мы будем использовать уравнение Фаулера-Нордгейма в специальной форме:

$$\ln\left(\frac{J}{E^2}\right) = -5.85 - \frac{2.82 \cdot 10^9 \varphi^{3/2}}{\beta E} + \frac{4.39}{\varphi^{3/2}} + \ln \frac{S \beta^2}{\varphi}, \quad (1)$$

где β – коэффициент усиления электрического поля, φ – работа выхода, S – эффективная площадь эмиссии, J – ток эмиссии, E – напряженность электрического поля вблизи поверхности. При построении вольт-амперной характеристики (ВАХ) наноструктурированной поверхности в координатах $\ln\left(\frac{J}{E^2}\right)$ от $\left(\frac{1}{E}\right)$, заранее определяя один из 3 неизвестных параметров: работу выхода, площадь эмиссии и коэффициент усиления электрического поля, мы можем находить два других, тем самым полностью определяя эмиссионные свойства эмитирующей поверхности. Проведем оценочный расчет коэффициента усиления электрического поля для наноструктурированной вольфрамовой поверхности типа «пух».

Из анализа микрофотографии (рис.1а) можно сделать предположение, что минимальный размер эмиссионного центра составляет порядка 20 нм – диаметр нановолокна, а ха-

ракторный масштаб экранирования можно принять $100d$ [6], где d – размер эмиссионного центра. Для расчета воспользуемся предположением, что эмиссионные центры находятся на расстояниях больше масштаба экранирования, тогда нанопух можно рассматривать как матрицу наноэмиттеров, состоящих из взаимоэкранирующих нановолокон пуха с единственным эмиссионным центром. Так как размер эмиссионного центра на несколько порядков меньше толщины слоя пуха, при расчете локального коэффициента усиления электрического поля воспользуемся моделью цилиндрического наноэмиттера с закругленной вершиной [7], для которой коэффициент усиления электрического поля $\beta e = 5.93 + 0.73h/r - 0.0001(h/r)^2$, где $h = 12.4$ мкм – характерная высота наноэмиттера равная толщине вольфрамового «пуха», $r = 20$ нм – размер эмиссионного центра. Для «редкого» нанопуха (рис. 1а) получаем величину $\beta e = 870$. Это значение соответствует коэффициенту усиления электрического поля в работе [6], в которой получены значения среднего коэффициента усиления электрического поля, находящиеся в диапазоне 800-1500 для различных областей наноструктурированной поверхности вольфрама.

Описанный подход и полученная величина коэффициента усиления электрического поля будут использоваться для обработки результатов ВАХ с наноструктурированной поверхности, а также использоваться при планировании экспериментов на ПЛМ-2. Аналогичный расчет можно проводить для других наноструктурированных металлов.

Полученную величину коэффициента усиление электрического поля βe можно использовать при расчете тока автоэлектронной эмиссии с наноструктурированной поверхности в реакторах-токамаках. Характерное значение напряженности электрического поля вблизи стенки токамака составляет $E_{av} = 105$ В/м (см., например, [6]). Учитывая коэффициент усиления электрического поля $\beta e \sim 870$ (см. выше) получим величину локальной напряженности электрического поля $E_{loc} = \beta e \cdot E_{av} \sim 108$ В/м. Предположим, что в процессе эмиссии участвует один эмиссионный центр радиуса $r = 10$ нм, с эффективной площадью $S \approx 500$ нм², величину работы выхода для наноструктурированного вольфрама из работы [6] примем $\phi \approx 4,5$ эВ. Из уравнения Фаулера-Нордгейма (1) при заданных параметрах находим величину полного эмиссионного тока $J \approx 300$ мкА и его плотности $j \approx 5,7 \cdot 10^7$ А/см². При полученной величине плотности эмиссионного тока происходит интенсивный разогрев поверхности нановолокна [8], увеличивающий полный ток за счет вклада горячих термоэлектронов. Быстрый рост плотности тока приводит к возникновению взрывной электронной эмиссии и иницированию дуговых процессов между плазмой и наноструктурированной стенкой. Такой процесс может привести к повышенной эрозии материала в токамаке-реакторе. Характерный масштаб эрозии будет определяться диаметром дугового кратера, который можно определить из соотношения: $d_c \approx J/2\pi\sqrt{ah}$ [8], где ah – комплекс определяющий теплофизические свойства поверхности, для вольфрама эта величина составляет 10^7 А²/см² [8]. Полученное значение характерного размера дугового кратера для наноструктурированной вольфрамовой поверхности $d_c \approx 0,2$ мкм будет использоваться при описании экспериментальных результатов по исследованию дуговых процессов на установке ПЛМ-2, а также при сравнительном анализе масштабов дуговой эрозии, наблюдаемой на поверхности защитных вольфрамовых стенок термоядерных реакторов.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе спроектирован экспериментальный узел установки ПЛМ для исследования эмиссионных свойств наноструктурированной поверхности, в том числе типа «пух». Разработана электрическая схема эксперимента для получения ВАХ наноструктурированной поверхности. Проведены тестовые измерения тока эмиссии с наноструктурированными вольфрамовыми образцами, максимальный измеренный ток эмиссии составляет 1,5 мкА при напряжении 9 кВ.

Проведена теоретическая оценка коэффициента усиления электрического поля для наноструктурированной вольфрамовой поверхности, получен коэффициент усиления $\beta_e = 870$ для модели с одним эмиссионным центром диаметром 20 нм. Полученные результаты будут использоваться при обработке ВАХ наноструктурированной поверхности вольфрама, модифицированного в ПЛМ. Проведена теоретическая оценка тока эмиссии и масштаба эрозии при дуговом процессе для одного эмиссионного центра с наноструктурированной вольфрамовой поверхностью в условиях характерных для термоядерного реактора, плотность тока эмиссии составляет $j \approx 5,7 \cdot 10^7$ А/см² при напряженности электрического поля вблизи наноструктурированной стенки $E_{av} = 105$ В/м, диаметр дугового кратера при эрозии вольфрамового «пуха» $d_c \approx 0,2$ мкм.

Разработан проект модифицированного экспериментального узла для исследования дуговых и эмиссионных процессов на наноструктурированной поверхности в установке ПЛМ-2 с возможностью контроля межэлектродного расстояния от 0,1 до 10 мм в условиях высокого вакуума до 10^{-6} Торр. Для этих исследований разработан план экспериментальных измерений вольт-амперных характеристик наноструктурированной поверхности, включающий измерение на образцах вольфрама, молибдена и других металлов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **S. Kajita et al.** Enhanced growth of large-scale nanostructures with metallic ion precipitation in helium plasmas // *Sci. Rep.* **8**. 56 (2018).
2. **V. P. Budaev**, Stochastic clustering of material surface under high-heat plasma load, *Physics Letters A* **381**. 3706–13 (2017)
3. **В.П. Будаев и др.** Плазменная установка НИУ «МЭИ» для испытаний тугоплавких металлов и создания высокопористых материалов нового поколения. // *ВАНТ. Сер. Термоядерный синтез*, т. 40, вып. 3, с. 23-36 (2017)
4. **Ю.В. Мартыненко, М.Ю. Нагель** // *Физика плазмы* **38**.1082. (2012)
5. **V.P. Budaev et al.** The PLM-2 plasma device for full-scale tests of fusion reactor materials with stationary plasma loads: design parameters // *Journal of Physics: Conference Series* **1383**ю 012016 (2019)
6. **D. Hwangbo et al.** Field emission from metal surfaces irradiated with helium plasmas // *IEEE Trans. Plasma Sci.*, vol. 45, no. 8, pp. 2080–2086 (2017).
7. **З.А. Заклецкий и др.** Исследование термоавтоэмиссионных свойств катода на основе наноструктурированной вольфрамовой поверхности типа «пух». 2019 г. Москва, Материалы докладов 24 международной конференции «Взаимодействие ионов с поверхностью», т.3, с. 254.
8. **S.A. Barendolts et al.** // *Nucl. Fusion* **50**. 125004 (2010)

С.Ю. Капустин¹, А.В. Аникеев², Г.В. Качалин³, А.Б. Тхабисимов⁴, А.Ф. Медников⁵,
А.А. Красуля⁶

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта
1,2,3,4,5 — ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»; 6 – ООО «Термохим»

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ЛОПАТОЧНОЙ СТАЛИ 15X11МФ С РАЗЛИЧНЫМИ ДИФфуЗИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты эрозионных испытаний и исследований характеристик модифицированной поверхности образцов лопаточной стали 15X11МФ с различными видами диффузионных покрытий, полученных с использованием ионно-плазменной технологии (азотирование) и химико-термической обработки (борирование, боронитридизация, хромонитридизация). Проведены исследования шероховатости и микротвердости модифицированных поверхностей, глубины диффузионных слоев, эрозионной стойкости при высокоскоростном каплеударном воздействии. Установлено, что лучшими характеристиками обладает покрытие, полученное ионным азотированием, которое не менее чем в 2,7 раза увеличивает относительную эрозионную стойкость.

Ключевые слова – АЭС, диффузионное покрытие, паровая турбина, рабочая лопатка, каплеударная эрозия, сталь 15X11МФ, азотирование, борирование, хромонитридизация

1. ВВЕДЕНИЕ

При работе паровых турбин одним из основных факторов, оказывающих негативное влияние на эффективность и надежность их эксплуатации, является каплеударная эрозия входных и выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней [1-3]. Сильный эрозионный износ периферийной части рабочих лопаток последних ступеней цилиндра низкого давления (ЦНД) паровых турбин ограничивает, в среднем, длительность эксплуатации лопаток до 50÷55 тыс. часов [2]. Последствиями эрозионного износа рабочих лопаток паровых турбин могут являться снижение КПД последней ступени на 5,0÷6,5 % и недопроизводство электрической энергии в размере до 10 млн руб. в год [2, 4].

Снижение КПД ступеней вследствие эрозионного износа входных кромок на периферийной части рабочих лопаток обусловлено потерями при обтекании изменившего свою геометрию профилей [3-7]. В свою очередь, эрозионный износ входных и выходных кромок рабочих лопаток приводит к снижению их усталостной прочности на периферии (в месте отверстия под демпферную проволоку) и у основания («корня») рабочей лопатки (возможны возникновения аварийных ситуаций из-за обрыва лопаток) и, вследствие этого, к их преждевременной замене [4, 5].

При разработке подходов к решению проблемы эрозионного износа материалов рабочих лопаток был проведен анализ современной научно-технической литературы, связанный с результатами исследований «физики» процесса износа металлов при высокоскоростном каплеударном воздействии, который показал следующее. Ударная волна от капли жидкости проникает в приповерхностный слой металла и приводит к его разупрочнению, следовательно, при разработке новых пассивных способов защиты необходимо

рассматривать не только технологии создания износостойких пленок на поверхности (покрытий), но и технологии упрочнения на глубину воздействия ударной волны, приводящие к изменениям характеристик приповерхностного слоя подложки [8-12]. Решение поставленной задачи возможно за счет создания на поверхности диффузионных покрытий с помощью ионно-плазменных технологий и процессов химико-термической обработки - диффузионного одно- и многокомпонентного насыщения металлами и неметаллами защищаемой поверхности [4-6].

Настоящая работа посвящена исследованиям различных диффузионных покрытий, полученных на образцах лопаточной стали 15X11МФ, которая широко используется для изготовления рабочих лопаток турбин АЭС.

2. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для проведения исследований характеристик покрытий и их эрозионной стойкости были изготовлены экспериментальные образцы из лопаточной стали 15X11МФ. Процесс азотирования образцов был реализован с использованием установки вакуумного магнетронного напыления «Гефест+» НИУ «МЭИ» [13]. Химико-термическая обработка (борирование, боронитридизация и хромонитридизация образцов) проводилась в ООО «Термохим».

Эрозионные испытания образцов лопаточной стали 15X11МФ с различными типами диффузионных покрытий проводились с применением комплекса научно-исследовательского оборудования УНУ «Гидроударный стенд «Эрозия-М» НИУ «МЭИ» [14] при скорости соударения образцов $C_{уд}=300$ м/с с каплями жидкости диаметром $d_k=800$ мкм. Для проведения сравнительного анализа результатов эрозионных испытаний производилось построение зависимостей потери массы образцов Δm , (г) от времени их экспонирования на стенде t , (мин).

Для определения характеристик модифицированных поверхностей экспериментальных образцов с покрытиями проводились измерения их параметров шероховатости, значений микротвердости и глубин диффузионного слоя. Измерения микротвердости выполнялись на твердомере DuraScan 20 в различных точках поверхности при нагрузке 0,2 кгс. Высотные параметры шероховатости поверхности Ra и Rz определялись по результатам не менее 5 измерений на контактном профилометре SurfTest SJ-210. Глубина диффузионных покрытий (слоев) измерялась на поперечных шлифах с использованием сканирующего электронного микроскопа Tescan MIRA 3 LMU.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Полученные результаты измерений микротвердости, шероховатости и глубин диффузионных слоев представлены в таблице 1. Примеры полученных изображений шлифов экспериментальных образцов с диффузионными покрытиями приведены на рисунке 1. Кинетические кривые эрозионного износа образцов лопаточной стали 15X11МФ с диффузионными покрытиями приведены на рисунке 2.

Таблица 1. Результаты измерения микротвердости, глубины диффузионного слоя и шероховатости поверхности

№ п/п	Описание образца	Параметры шероховатости, мкм	Глубина диффузионного слоя, мкм	Микротвердость $HV 0,2$
1	Без покрытия	$Ra=0,190 / Rz=1,231$	-	277
3	Азотирование	$Ra =0,733 / Rz =8,831$	102	1076
4	Борирование	$Ra =0,302 / Rz =2,137$	61	1661
5	Боронитридизация	$Ra =1,006 / Rz =7,608$	79	1359
6	Хромонитридизация	$Ra =4,341 / Rz =27,794$	-	-

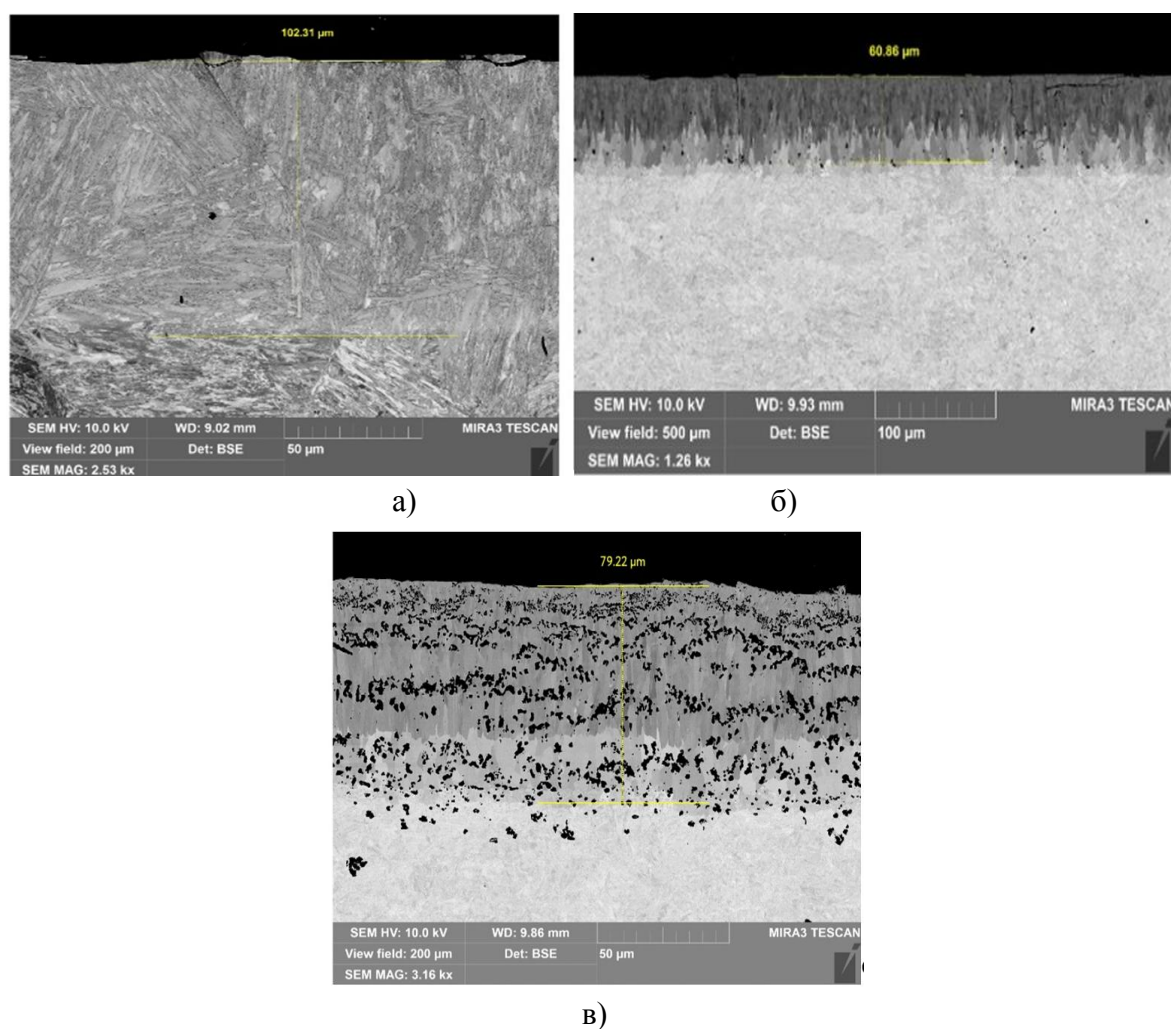


Рис. 1. Изображения поперечных шлифов образцов лопаточной стали 15X11МФ с различными диффузионными покрытиями: а – азотирование; б борирование; в – боронитридизация.

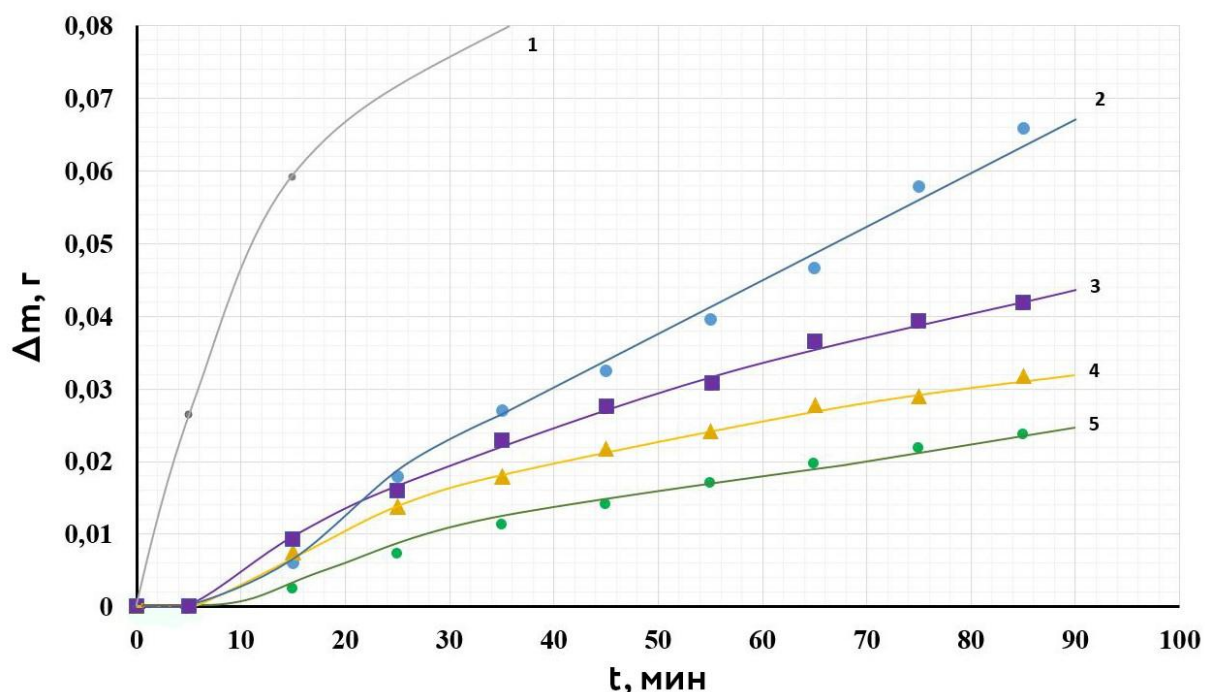


Рис. 2. Кинетические кривые эрозионного износа образцов лопаточной стали 15X11МФ с диффузионными покрытиями: 1 – хромонитридизация, 2 – без покрытия, 3 – боронитридизация, 4 – борирование, 5 – ионное азотирование.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- С использованием современных технологий ионно-плазменного азотирования и химико-термической обработки на образцах из лопаточной стали 15X11МФ были сформированы несколько типов защитных диффузионных покрытий.

- Результаты исследований характеристик сформированных диффузионных покрытий показали, что все использованные методы упрочнения повышают шероховатость и микротвердость исходной поверхности. Глубины полученных диффузионных слоев варьируются в диапазоне значений от 60 до 100 мкм.

- Результаты проведенных сравнительных экспериментальных исследований эрозионной стойкости диффузионных покрытий позволили выявить, что практически все образцы с диффузионными покрытиями обладают большей эрозионной стойкостью, чем сталь 15X11МФ без обработки. Среди исследованных покрытий ионное азотирование показало наибольшую относительную эрозионную стойкость.

- Анализ полученных результатов показывает перспективность применения рассмотренных типов диффузионных покрытий для повышения эрозионной стойкости лопаточных сталей и предопределяет необходимость проведения детальных исследований по определению оптимальной глубины диффузионного слоя с учетом реальной каплеударной нагрузки, исследования коррозионной стойкости, усталостной прочности, выявления возможности реализации рассмотренных процессов для упрочнения на натурных лопатках турбин АЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Перельман Р.Г., Пряхин В.В.**, Эрозия элементов паровых турбин М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. **Трухний А.Д., Ломакин Б.В.** Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов // М.: Издательство МЭИ. - 2002. – 540 стр.
3. **Рыженков В.А.** Определение основных закономерностей эрозионного износа металлов при каплеударном воздействии и создание методики оценки эрозии рабочих лопаток паровых турбин. – Кандидатская диссертация, Москва, 1986г.
4. **Kachalin G.V., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Zhukova E.A.** State-of-the art, problems and methods to improve erosion resistance of materials used for manufacturing of turbines // Research Journal of Pharmaceutical, Biological and Chemical Sciences. 2016. Т. 7. № 5. С. 955-963.
5. **Kachalin G.V., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Lebedeva, A.I.** Fatigue tests results of blade steels with modified surface // Journal of Physics: Conference Series Volume 891, Issue 1, 10 November 2017, article number 012337.
6. **Kachalin G.V., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Sidorov S.V.** Study of the wear resistance of ion-plasma coatings based on titanium and aluminum and obtained by magnetron sputtering // Journal of Physics: Conference Series 2017. Т. 857. № 1.
7. **Спринжер Дж. С.** Эрозия при воздействии капель жидкости: Пер. с англ. / Пер. С. В. Челомей. – М.: Машиностроение, 1981. – 200 с.
8. **Эрозия:** Пер. с англ. / Под ред. К. Прис. М.: Мир, 1982.
9. **Селезнев Л.И., Рыженков В.А., Медников А.Ф.** Феноменология эрозионного износа материала конструкционных сталей и сплавов жидкими частицами // Теплоэнергетика. 2010. № 9. С. 12-16.
10. **Станиша В., Поваров О.А., Рыженков В.А.** Основные закономерности эрозии лопаточных материалов паровых турбин при соударении с каплями воды // Strojarstvo. - 1985.-№ 6.- С.313-318.
11. **Mednikov A.F., Ryzhenkov V.A., Seleznev L.I., Lebedeva A.I.** Studying the variation of parameters characterizing the material surface during the droplet erosion incubation period // Thermal Engineering. 2012. Т. 59. № 5. С. 414-420.
12. **Ryzhenkov V.A., Seleznev L.I., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B.** Experimental investigation into the erosion wear of structural materials // Thermal Engineering. 2014. Т. 61. № 8. С. 594-599.
13. **Seleznev L.I., Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Ryzhenkov A.V., Kachalin G.V., Zilova O.S.** Determination of characteristics of erosion wear of grade 15Kh11MF steel with the Cr–CrC ion-plasma sprayed coating // Thermal Engineering Volume 63, Issue 6, 1 June 2016, Pages 449-453
14. **Mednikov A.F., Tkhabisimov A.B., Zilova O.S., Burmistrov A.A., Sidorov S.V.** The results of water droplet erosion tests of ionplasma coatings formed on titanium Ti-6Al-4V alloy samples manufactured by using 3D-printing and traditional technological process // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2019, Vol. 537, article number 022066.

Д.Б. Куроптев¹, А.Е. Зарянкин²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

В представленных материалах приведены описание и результаты расчёта принципиально нового высокотемпературного паропарового цикла, который предназначен для увеличения эффективности паротурбинных установок до уровня экономичности современных парогазовых установок. Для основного блока с супервысокими начальными температурами спроектирована новая паровая турбина. Применены новые оригинальные технические решения, позволяющие повысить экономичность установки и снизить удельную металлоёмкость.

Ключевые слова – парогазовые технологии, паротурбинный блок, паровая турбина, перегрев пара, цилиндры высокого, среднего и низкого давлений, энергетический котёл, утилизационный паротурбинный блок, водородное топливо, паропаровой теплообменник, паровое охлаждение паровой турбины

1. ВВЕДЕНИЕ

В Российской Федерации более 60% оборудования электростанций работает за пределом своего паркового ресурса с КПД ниже 40%, и в скором времени может возникнуть дефицит электроэнергии, покрыть который на основе старых технологий даже теоретически окажется невозможно.

В этой связи актуальность разработки и внедрения новых технологических решений в энергетической отрасли не вызывает сомнений.

Переход к высокотемпературным паротурбинным циклам является перспективным способом в производстве электроэнергии. В мировом турбостроении уже много лет осваиваются и реализуются такие технологические решения при строительстве новых энергетических блоков.

В Европе, Северной Америке и Японии, начиная с 60-ых годов, активно проектировались энергоблоки с повышенными параметрами пара, и уже сейчас ступень с начальными параметрами $p_0=28-30$ МПа и температуре $t_0=580-650^\circ\text{C}$ за рубежом можно считать освоенными [1]. Дальнейшим этапом развития высокотемпературных паротурбинных блоков является переход к ультрасверхкритическим параметрами пара $p_0=30-35$ МПа и температуре $t_0=700-750^\circ\text{C}$. Для достижения этой цели в Европейском Союзе создана программа AD700. В отечественной энергетике стоит отметить энергоблок Каширской ГРЭС Р-100-300 с начальной температурой пара $t_0=650^\circ\text{C}$, эксплуатируемый в 60-ые годы прошлого века. После его закрытия существенных разработок, внедрённых в эксплуатацию, в нашей стране не было. На данный момент в России начальная температура свежего пара не превышает 580°C .

Для того, чтобы обеспечить высокую конкуренцию в мировой энергетической отрасли, необходимы новые технологические решения, не имеющие аналогов в мировом турбостроении.

В представленном исследовании предлагается новый паротурбинный цикл, с помощью которого можно повысить экономичность до уровня современных парогазовых установок, а также уменьшить количество вредных выбросов в окружающую среду. Тепловая схема новой энергетической высокотемпературной установки приведена на рис. 1. В данном случае установка состоит из двух блоков – основного высокотемпературного блока I и утилизационного блока II.

2. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПАРОВОЙ ЦИКЛ

В рассматриваемом паропаровом цикле, разработанном на основе парогазовых технологий, пар после энергетического котла дополнительно перегревается до температуры 1500°C в специальном пароперегревателе теплотой сгорания водородного топлива (начальное давление пара $p_0=35$ МПа, давление в конденсаторе $p_k=3,5$ кПа), а после цилиндра среднего давления (ЦСД) при параметрах 580°C и $0,4$ МПа, смешиваясь с продуктами сгорания водородного топлива в перегревателе, направляется в теплообменник T присоединенного утилизационного паротурбинного блока II ($p_0=12,8$ МПа, $t_0=t_{\text{тп}}=580^{\circ}\text{C}$, $p_k=3,5$ кПа), обеспечивая тем самым его функционирование. После теплообменника T охлажденный до температуры 250°C пар направляется в цилиндр низкого давления (ЦНД) основной турбины [2]. Его тепловая схема представлена на рис. 1. Благодаря тому, что продукты сгорания водорода – то же химическое соединение, что и рабочее тело, исключаются вредные выбросы в окружающую среду.

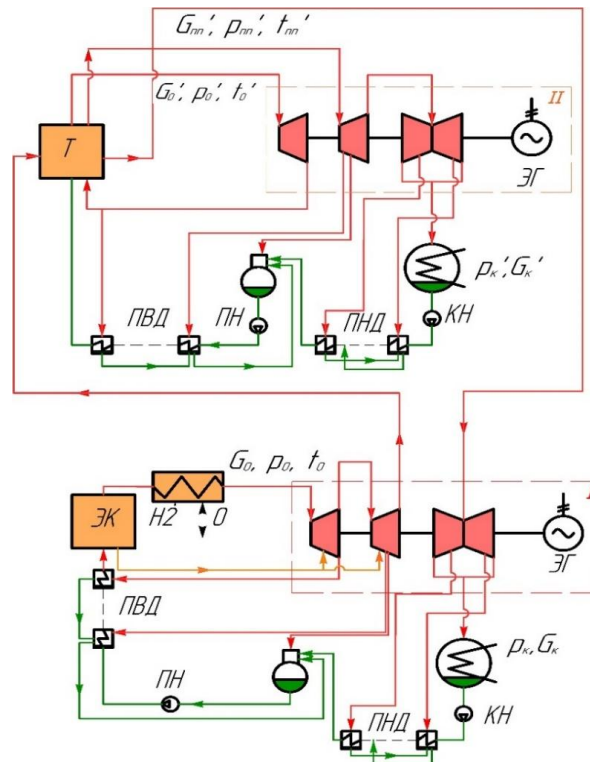


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема высокотемпературного паропарового цикла А.Е. Зарянкина: I – основной высокотемпературный блок; II – утилизационный блок; Т – паропаровой теплообменник; ЭК – энергетический котёл; ПН – питательный электронасос; КН – конденсатный электронасос; ПНД и ПВД – подогреватели низкого и высокого давлений соответственно; К – конденсатор; ЭГ – электрогенератор

Новый высокотемпературный паропаровой цикл разработан на основе парогазовых технологий с использованием для дополнительного перегрева пара теплоты сгорания водородного топлива.

Водородное топливо не только имеет высокую степень экологичности, но и вырабатывает дополнительную мощность в основном цикле, так как продукты его сгорания смешиваются с основным рабочим телом.

Ожидаемый результат такого решения состоит в увеличении эффективности паротурбинных блоков до уровня современных трехконтурных ПГУ, а именно 59-63%.

Основные технико-экономические показатели энергетической установки с учетом охлаждения цилиндра высокого и низкого давления приведены в таблице 1.

Таблица 1. Технико-экономические показатели энергетической установки

Мощность ПСУ 1	МВт	$N_3^{\text{охл}}_1$	836
Мощность ПСУ 2	МВт	$N_3^{\text{охл}}_2$	87
Абсолютный электрический КПД брутто ПСУ 1	%	$\eta_3^{\text{псу охл}}_1$	64,5
Абсолютный электрический КПД брутто ПСУ 2	%	$\eta_3^{\text{псу охл}}_2$	45,6
Абсолютный электрический КПД брутто комбинированного цикла	%	$\eta_3^{\text{комб охл}}$	62,3
Расход водородного топлива на подогреватель	кг/с	B_{H2}	6,848
Суммарная мощность	МВт	N_3	923

По результатам расчетов электрическая мощность основного блока составила 836 МВт, мощность утилизационного блока 87 МВт. Абсолютный электрический КПД «брутто» энергоустановки составил 62,3%. Основными преимуществами высокотемпературного паропарового цикла являются возможность энергетического котла работать на любом топливе в условиях дефицита основного топлива на станции определенный момент времени, а также возможность использования водородного топлива для перегрева пара до температур, характерных для мощных газотурбинных установок.

3. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА

Поскольку основная паровая турбина высокотемпературного паропарового цикла имеет очень высокую температура пара 1500°C, то пока нельзя создать такую установку без использования системы охлаждения цилиндров высокого и среднего давления. Прототипом системы охлаждения в данном случае являются уже разработанные технологии в газотурбинном строении, где давно достигнуты температуры 1400-1600°C. В рассматриваемом проекте предлагается использовать в качестве охлаждающего агента пар с параметрами 35 МПа и 540°C, который дополнительно генерируется в энергетическом котле. Продольный разрез разработанной паровой турбины приведен на рис. 2.

Цилиндр высокого давления (ЦВД) и цилиндр среднего давления выполнены с активным облопачиванием, поскольку данные цилиндры имеют огромные располагаемые теплотерпады, а количество ступеней одного ротора не должно превышать 22.

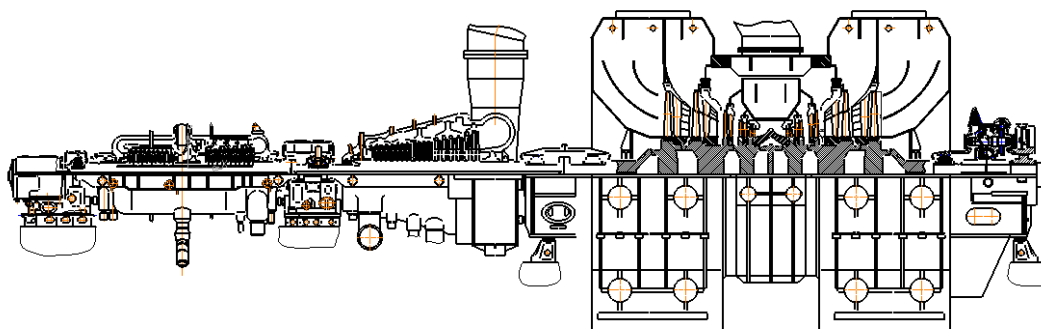


Рис. 2. Высокотемпературная паровая турбина

Для уменьшения металлоёмкости турбины и повышения мощности цилиндр низкого давления выполнен с полуторным выхлопом с использованием вильчатой двухъярусной рабочей лопатки [3]. Данное решение позволяет увеличить пропускную способность ЦНД, увеличивая его мощность, но не увеличивая при этом длину лопатки последней ступени. Главное отличие рассматриваемой ступени от ступени Баумана состоит в том, что в верхнем ярусе расположены два пера лопаток на одном пере нижнего яруса, что позволяет сохранить оптимальный шаг лопаток верхнего яруса без увеличения их хорд, увеличивая тем самым КПД верхнего яруса. На рис. 3а представлена двухъярусная вильчатая рабочая лопатка высокотемпературной паровой турбины. На рис. 3б изображен продольный разрез ЦНД с полуторным выхлопом, выполненный в соответствии с патентом [3].

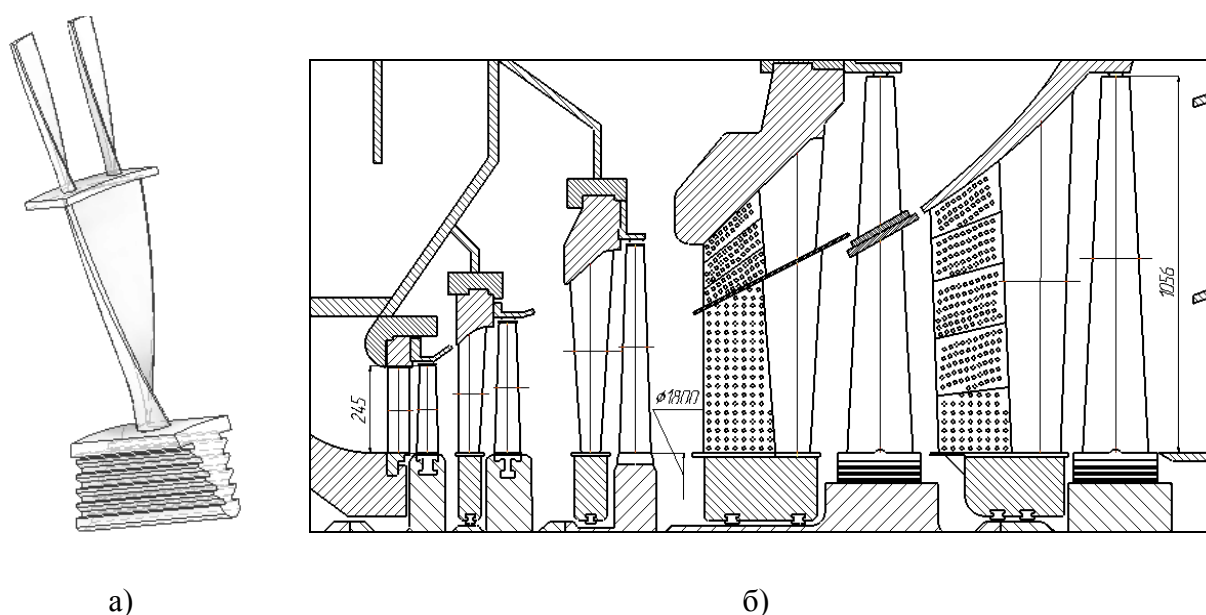


Рис. 3. ЦНД высокотемпературной паровой турбины: а – 3D модель двухъярусной вильчатой рабочей лопатки, б – продольный разрез ЦНД с полуторным выхлопом высокотемпературной турбины

В приведенной турбине использована система соплового парораспределения с выносным блоком регулирующих клапанов и внешней камерой смешения, выполненная в соответствии с патентом [4] Лавырёвым И.П.

При использовании подобной системы парораспределения полностью устраняются все недостатки соплового парораспределения и сохраняются преимущества дроссельного парораспределения.

На рисунке 4а продемонстрирован эскизный чертеж нового единого блока парораспределения.

Корпус блока состоит из двух цилиндрических камер 1 и 2, разделенных перегородкой 3, в которую запрессовано четыре диффузорных седла 4 для четырех регулирующих клапанов 5, 6 (позиции 7, 8 – на рисунке 4а не показаны), установленных на периферии съемной верхней крышки 9 корпуса блока. В центре крышки 9 установлен стопорный клапан 10, а к корпусу этого клапана подведен паропровод 11 свежего пара. Все 5 клапанов комплектуются индивидуальными сервомоторами (на рисунке 4б отсутствуют). При этом стопорный клапан выполнен в соответствии с патентом № 0002648800 [3].

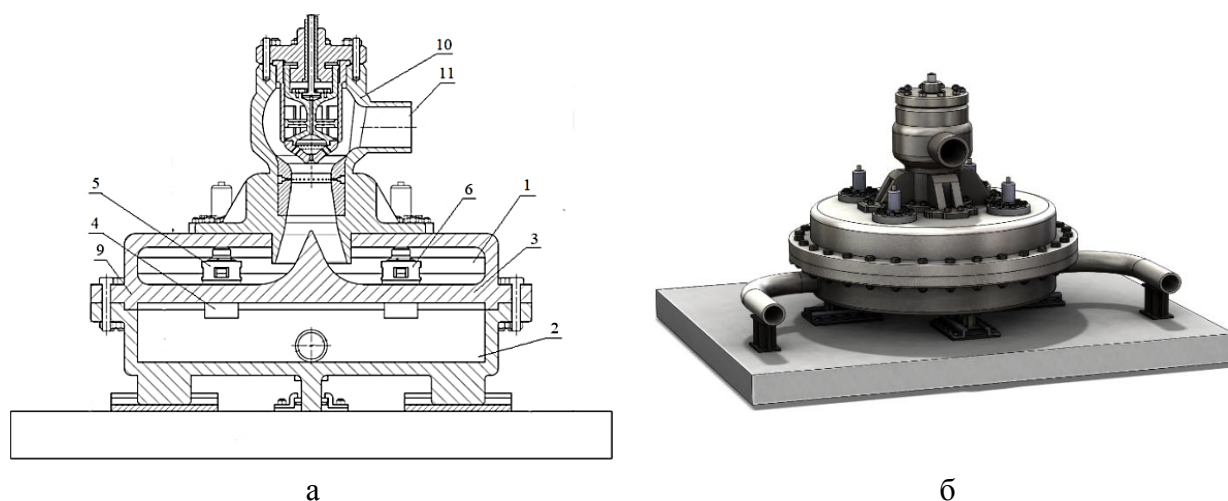


Рис. 4. Выносной блок парораспределения: а – эскизный чертеж нового единого блока парораспределения, б – 3 D модель выносного блока парораспределения

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Переход к высокотемпературному паропаровому циклу позволит повысить эффективность паротурбинных блоков до уровня современных парогазовых установок 59-63%.

2. Выносной блок парораспределения устраняет все недостатки, присущие современным системам соплового парораспределения, и сохраняет достоинства дроссельного парораспределения.

3. Использование ЦНД с полуторным выхлопом на базе двухъярусной вильчатой рабочей лопатки позволяет уменьшить металлоемкость турбины, а также устранить недостатки ступени Баумана, тем самым повысив КПД верхнего яруса ступени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В.** «Основы современной энергетики. Часть 1.» - М.: Издательство МЭИ, 2002. . –376 с.
2. **Разработка** научных основ проектирования электростанций с высокотемпературными паровыми турбинами: Сборник статей. – М.: Издательство МГТУ им. Баумана, 2009. – 300 с.
3. **Зарянкин А.Е.** и др. «Двухъярусная ступень с неразъемной вильчатой лопаткой» Патент РФ №0002685162 БИ №11 16.04.2019.
4. **Зарянкин А.Е.** «Устройство соплового парораспределения с выносной камерой смешения» Патент РФ №0002673362 БИ №33 20.11.2018.
5. **Зарянкин А.Е., Зарянкин В.А., Лавырев И.П.** «Разгруженный регулирующий клапан» Патент РФ №0002648800 БИ №10 28.03.2018.

*Н.М. Григорьев*¹, *О.М. Митрохова*², *В.Г. Грибин*³
1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ПЕРСПЕКТИВНАЯ ПАРОВАЯ ТУРБИНА ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ЯДЕРНЫМ РЕАКТОРОМ IV ПОКОЛЕНИЯ НА СКД ПАРАМЕТРЫ ПАРА

АННОТАЦИЯ

В статье приведены основные результаты исследований, посвященных разработке паровой турбины К-1200-23,5/50 на сверхкритические параметры для энергоблока АЭС с ядерным реактором IV поколения, выполненных в рамках Программы научных исследований «Энергетика» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» на 2019-2024 годы. На основании проведенных расчетов тепловой схемы СКД энергоблока АЭС выбрана оптимальная схема, которая принципиальным образом отличается от традиционных тепловых схем как ТЭС, так и АЭС, а также показана невозможность использования в такой схеме существующей паровой турбины К-1200-23,4. Разработана новая паровая турбина К-1200-23,5/50, конструктивная схема которой отвечает особенностям тепловой схемы блока АЭС на СКД параметры пара. Представлены результаты численного моделирования течения потока в проточной части разработанной паровой турбины.

Ключевые слова – атомная электростанция, сверхкритические параметры, паровая турбина, быстроходная турбина, проточная часть, цилиндр низкого давления, последняя ступень

1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из самых «чистых» и перспективных электрических станций является атомная электростанция, поскольку выбросы вредных веществ ТЭС, работающих на различном органическом топливе, на АЭС просто отсутствуют.

Однако эффективность использования атомной энергии в современных блоках АЭС не превышает 35...37 %, что обусловлено низкими начальными параметрами влажного пара перед паровой турбиной АЭС (начальное давление не превышает 6,0...7,5 МПа), а также тем, что практически весь процесс расширения в паровой турбине происходит в области влажного пара.

Перспективным направлением развития ядерной энергетики является переход к сверхкритическим параметрам пара, в использовании которых имеются существенные резервы повышения экономичности АЭС. В настоящее время уделяется большое внимание созданию различных типов реакторов IV поколения, в том числе водоохлаждаемого реактора со сверхкритическими параметрами теплоносителя [1,2].

Не менее актуальным вопросом при создании отечественных современных энергоблоков АЭС с реактором на СКД параметры пара является разработка паровых турбин, имеющих высокие технико-экономические показатели.

Поскольку мощность части низкого давления составляет примерно 1/3 от мощности всей турбины, очевидным оказывается и влияние КПД цилиндра низкого давления (ЦНД) на экономичность всей паротурбинной установки.

Проблема, связанная с проектированием цилиндров низкого давления паровых турбин, является одной из сложнейших. Как правило, это комплексная работа, которая вклю-

чает в себя выбор частоты вращения ротора, основных размеров проточной части, формы меридиональных обводов и пр.. При проектировании ЦНД необходимо учитывать также, что в последних ступенях турбины напряжения могут возрасти на переменных режимах: при углублении вакуума, отключении регенеративных отборов и т.д..

В связи с этим рассматривается принципиальная возможность создания перспективной паровой турбины для СКД энергоблока АЭС.

2. РАЗРАБОТКА И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС, РАБОТАЮЩЕЙ НА СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРАХ

При переходе к сверхкритическим параметрам пара для обеспечения надежной работы паровой турбины важным условием является поддержание допустимой степени влажности за последними ступенями турбины. С этой целью в установках реализуется промежуточный перегрев пара.

Одним из главных отличий разрабатываемой тепловой схемы АЭС с реактором на СКД параметры пара ($p_0 = 23,5$ МПа и $t_0 = 540$ °С) от тепловой схемы ТЭС является организация промежуточного перегрева. Если в схеме ТЭС промежуточный перегрев пара осуществляется в энергетическом котле, то в схеме АЭС с реактором на СКД, как и в классической схеме АЭС, должны применяться сепарация влаги и промежуточный перегрев [3].

Необходимость введения сепарации влаги, которая не характерна для установок на сверхкритические параметры пара, обусловлена выбором более низкого значения температуры промежуточного перегрева, на уровне 480 °С, вследствие того, что, как и в классических схемах АЭС, перегрев осуществляется паром тех же параметров, что и перед паровой турбиной. Снижение температуры, до которой производится промперегрев пара, ведет к необходимости снижения разделительного давления, при котором он осуществляется.

С целью оптимизации тепловой схемы паротурбинной установки были рассмотрены варианты организации промежуточного перегрева пара при различных значениях разделительного давления, при котором пар направляется на промежуточный перегрев.

Как известно, при повышении разделительного давления вследствие уменьшения удельного объема пара и, как следствие, уменьшения объемного пропуска пара ($G \cdot v$) через СПП уменьшаются и размеры поверхностей сепаратора и пароперегревателя, что приводит к снижению его стоимости. Однако при переходе на сверхкритические параметры пара при той же мощности установки и характерных для АЭС значениях разделительного давления будут иметь место меньшие значения удельного объема пара, а, наряду со снижением расхода пара через установку, указанные факторы приведут к снижению объемного пропуска пара ($G \cdot v$) через СПП.

Проведенные расчеты принципиальной тепловой схемы энергоблока позволили выбрать оптимальное разделительное давление промперегрева $p_{разд} = 0,27$ Мпа, при этом процесс расширения пара в части низкого давления практически полностью расположен в области перегретого пара. Очевидно, что понижение разделительного давления приведет к повышению удельного объема пара, однако уменьшение расхода через турбину, обусловленное переходом на СКД параметры пара, в итоге позволяет обеспечить умеренные значения объемного пропуска пара и, как следствие, размеры СПП.

3. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ К-1200-23,5/50

Переход к сверхкритическим параметрам пара при достаточно низком давлении, при котором осуществляется промежуточный перегрев пара, накладывают ряд особенностей и на паровую турбину. Уже на первом этапе разработки концепции паровой турбины для АЭС с реактором на СКД параметры оказалось невозможным использовать в качестве прототипа существующие турбоустановки на сверхкритические параметры пара. Если процесс расширения пара в части высокого давления расположен в той же области, что и, например, в турбине К-1200-23,5, то процесс расширения в проточных частях среднего и низкого давления протекает в областях, не характерных для разработанных ранее паровых турбин на сверхкритические параметры пара. Так, процесс расширения пара в части среднего давления заканчивается в области влажного пара при степени влажности 10,7%, а процесс расширения пара в части низкого давления практически полностью лежит в области перегретого пара.

Проработки различных вариантов исполнения проточной части паровой турбины показали, что ее целесообразно выполнить с совмещенным (в одном корпусе) ЦВСД с конструктивной схемой ЦВСД+3ЦНД или ЦВСД+2ЦНД (см. рис. 1).

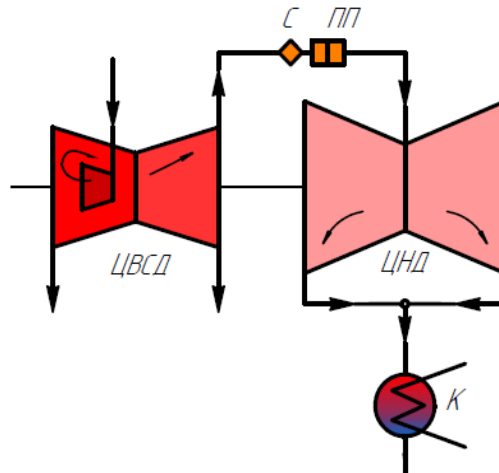


Рис. 1. Конструктивная схема паровой турбины К-1200-23,5/50 для энергоблока АЭС с реактором на СКД параметры пара.

Переход от двухпоточной конструкции ЦВД к однопоточной конструкции ЦВСД с размещением в одном цилиндре позволяет исключить группы первых ступеней с короткими лопатками, в которых имеют место увеличенные концевые потери. В то же время существенно уменьшается число ступеней в паровой турбине.

Выполнение турбины с двумя цилиндрами низкого давления вместо трех становится возможным за счет повышения пропускной способности последней ступени, выполненной с рабочей лопаткой длиной 1400 мм. Увеличение объемного пропуска пара через последнюю ступень конденсационных турбин представляет одну из главных проблем развития паровых турбин. Увеличение расхода пара через последнюю ступень дает возможности при заданной мощности:

- уменьшить число потоков (цилиндров) низкого давления;
- сократить длину и уменьшить массу турбоагрегата;
- уменьшить число подшипников;
- уменьшить общее количество ступеней в турбине.

Реализация этих возможностей ведет к снижению стоимости турбины, турбоустановки (за счет упрощения тепловой схемы) и станции (так как ведет к сокращению размеров машинного цеха и, в частности, фундамента турбоагрегата).

Перечисленные выше факторы обуславливают необходимость разработки принципиально новых концептуальных решений при создании конструктивной схемы паровой турбины и ее проточной части. Кроме того, необходимо отметить, что при создании паровых турбин на СКД параметры пара для АЭС нецелесообразно рассмотрение тихходных вариантов их исполнения из-за увеличения размеров паровой турбины, и, как следствие, увеличения ее стоимости.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ЦНД ТУРБИНЫ К-1200-23,5/50

На следующем этапе была создана модель проточной части паровой турбины. Модель создавалась в программном комплексе NUMECA. На рисунке 2 представлены 3D-модель ротора турбины и модель последней ступени с рабочей лопаткой длиной 1400 мм.

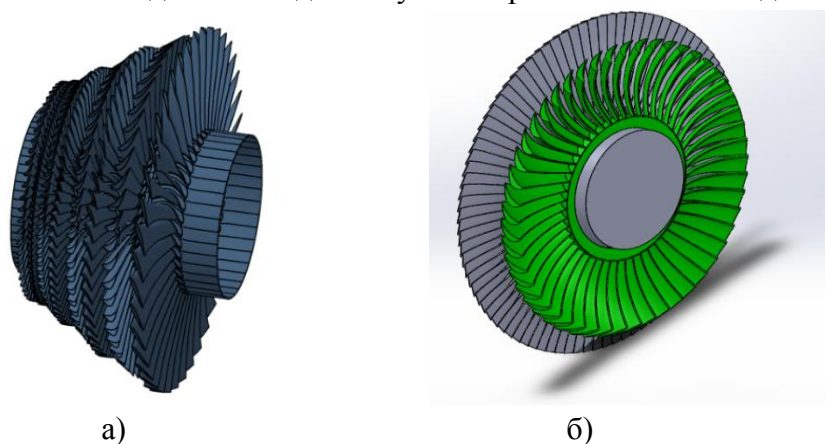


Рис. 2. Трехмерная модель ротора паровой турбины (а) и модель последней ступени с рабочей лопаткой длиной 1400 мм (б).

Проведено численное исследование течения потока в разработанной проточной части низкого давления (рис. 3).

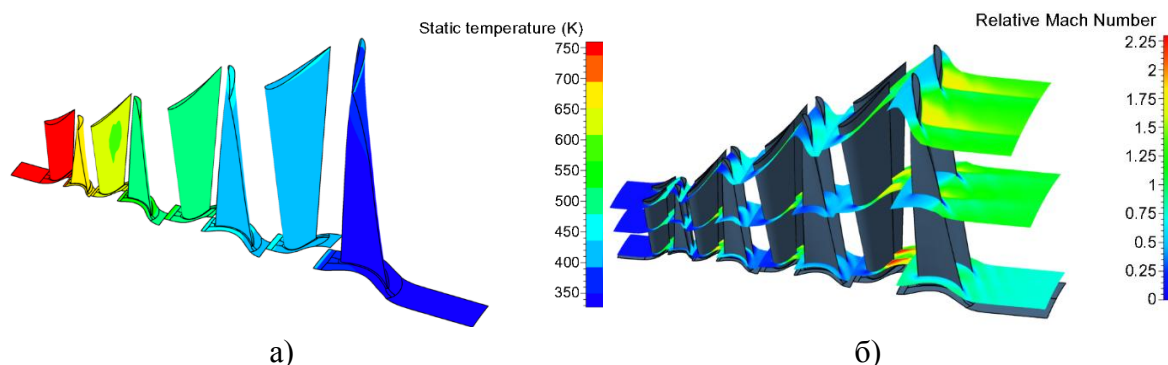


Рис. 3. Результаты численного моделирования течения потока в проточной части низкого давления: а – изменение статической температуры вдоль проточной части; б – распределение чисел Маха по характерным сечениям ступени.

Проведенные результаты показали достаточно высокую эффективность разработанной проточной части. Полученное значение КПД на уровне 87 % в первую очередь обусловлено отсутствием двухфазности потока, так как практически во всей области процесса расширения пар является перегретым. Очевидно, что есть резервы по повышению эффективности, в первую очередь – оптимизация последней ступени.

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕЧЕНИЯ В ВЫХОДНОМ ПАТРУБКЕ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Не менее важной задачей по повышению экономичности турбомашин является создание высокоэффективных конструкций выхлопных патрубков, обеспечивающих частичное преобразование кинетической энергии в потенциальную и, тем самым, увеличивающих располагаемые теплоперепады последних ступеней турбин.

Решение данной проблемы осложнено жесткими габаритными ограничениями, накладываемыми на размеры, в первую очередь, осевого патрубка.

Особенно сложно решить эту задачу в патрубках турбомашин, имеющих последние ступени с большими высотами лопаток, где особенно велико ограничение осевого размера, увеличение которого в многопоточных системах выхлопа приводит к увеличению длины ЦНД турбин кратно числу этих потоков.

Кроме того, принимая во внимание сложность изготовления и высокую стоимость моделей для натурных испытаний, создание высокоэкономичных конструкций элементов турбомашин в настоящее время возможно только в сочетании расчетно-теоретических методов исследования с экспериментальной проверкой опытных образцов.

Для проведения расчетов течения потока в проточном тракте выхлопного патрубка была разработана его геометрия с учетом жестких габаритных ограничений.

Проведенные расчетные исследования показали, что течение пара во всех исследованных моделях выхлопного патрубка носит сложный пространственный характер с ярко выраженными вихревыми зонами (рис. 4).

М

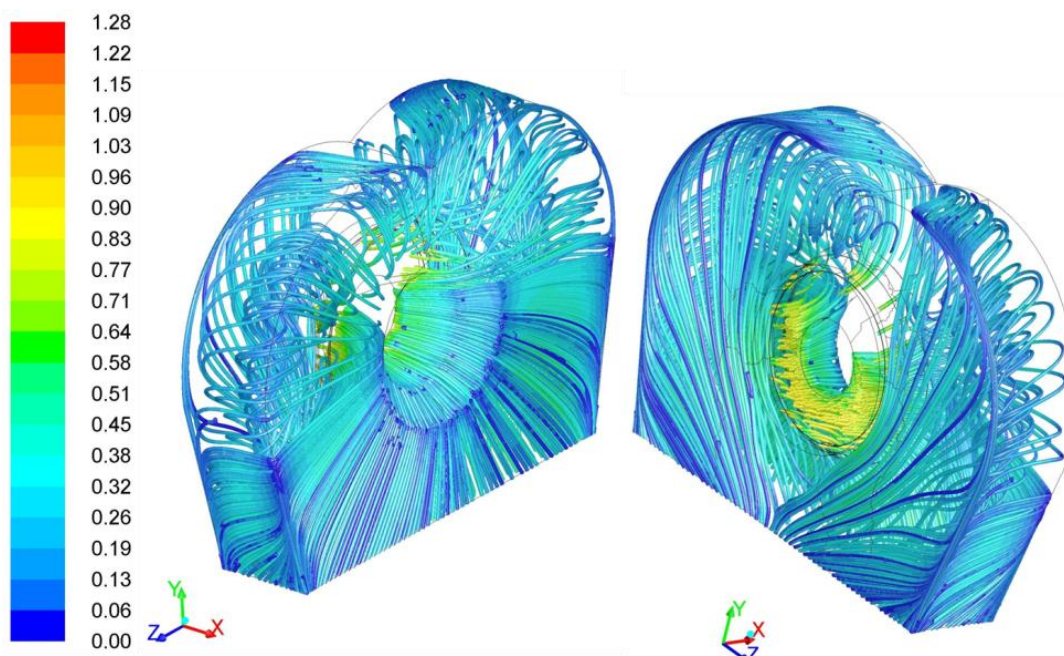


Рис. 4. Линии тока в корпусе выхлопного патрубка паровой турбины К-1200-23,5/50.

Следует отметить, что абсолютные значения результатов расчетных исследований, как правило, отличаются от результатов, полученных при испытаниях натуральных моделей. Они, тем не менее, позволяют получить вполне достоверную качественную картину течения потока и выбрать оптимальный вариант исследуемого объекта.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определен оптимальный вариант принципиальной тепловой схемы энергоблока АЭС на сверхкритические параметры пара с реактором ВВЭР СКД IV поколения, отличающийся от классической схемы АЭС с разделительным давлением, при котором осуществляется сепарация и промежуточный перегрев пара. Результаты расчетов показывают, что абсолютный электрический КПД (брутто) установки составляет 86 %.

Проведенные проработки конструктивной схемы паровой турбины показали необходимость создания принципиально новой конструкции паровой турбины К-1200-23,5/50 для энергоблока АЭС с реактором на СКД параметры пара.

Предложено исполнение паровой турбины по конструктивной схеме ЦВСД+2ЦНД. Предлагаемый облик компактной конструкции паровой турбины с двумя цилиндрами низкого давления высокой пропускной способности удастся реализовать за счет использования рабочей лопатки последней ступени высотой 1400 мм.

Разработана 3D-модель проточной части ЦНД с рабочей лопаткой последней ступени длиной 1400 мм и проведено численное моделирование течения в ней в программном комплексе NUMECA.

Проведенные расчетные исследования разработанного выхлопного патрубка турбины К-1200-23,5/50 подтвердили наличие сложного, неравномерного по его проходному тракту характера течения потока, особенно в выходном сечении. Однако исследования показали возможность создания конструкции эффективного выходного патрубка даже в условиях жестких габаритных ограничений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сидоренко В.А., Семченков Ю.М.** Облик АЭС с легководными энергетическими реакторами следующего поколения. – Международный форум АТОМЭКСПО 2010, Москва, 7-10 июня 2010 г.

2. **Schulenberg T., Starflinger J.** High Performance Light Water Reactor (Design and Analyses) // KIT Scientific Publishing, 2012.

3. **Абдулкадыров В.М., Богословская Г.П., Грабежная В.А.** Термодинамические циклы АЭС, работающих на сверхкритических параметрах воды // Ядерная энергетика. Известия вузов, вып. №4, 2012. – С. 85-91.

П.А. Брызгунов¹, И.В. Шевченко²

1 – студент, 2 – научный руководитель

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ВОЗДУХА НА ВХОДЕ В КОМПРЕССОР ГТУ ДЛЯ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены технические решения по повышению энергоэффективности газотурбинных установок, работающих в регионах России с жарким климатом, основанные на предварительном охлаждении циклового воздуха. Проведен сравнительный анализ возможных вариантов таких технических решений.

Ключевые слова – теплоэнергетика, энергосберегающие технологии, газотурбинные установки

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время регионы юга европейской части России существенно наращивают потребление электрической энергии. Это связано в основном с развитием туристического сектора экономики этих регионов. Между тем, данные регионы не имеют достаточного количества собственных генерирующих мощностей, то есть являются энергодефицитными [1], что дает обоснование для строительства и введения в эксплуатацию новых энергоблоков, в том числе и с применением газотурбинных энергетических установок (ГТУ). Это неизбежно ведет к необходимости поиска путей повышения энергетической эффективности ГТУ в условиях жаркого климата. Одно из таких решений – предварительное охлаждение воздуха на входе в компрессор.

2. ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ ВОЗДУХА НА ВХОДЕ В ГТУ

2.1. Постановка проблемы

Как правило, компрессоры газотурбинных установок имеют постоянный объемный расход рабочего воздуха. С увеличением температуры плотность воздуха уменьшается [2], и соответственно снижается выходная мощность установки, непосредственно зависящая от массового расхода. Также при увеличении температуры значительно увеличивается коэффициент вязкости воздуха [2], что ведет к возрастанию гидравлического сопротивления в компрессоре и снижает эффективность его работы. С учетом того, что значительная часть энергии, вырабатываемой турбиной, идет на привод компрессора, данные обстоятельства приводят к существенным потерям энергии в летнее время, особенно в жарком климате.

Так, максимальные температуры воздуха в летнее время для южных регионов России составляют примерно 40-50 °С. Поэтому термодинамические расчеты производились с учетом возрастания температуры входящего воздуха до этих величин.

2.2. Количественная оценка снижения основных характеристик ГТУ при работе в жарком климате

Для количественной оценки снижения основных характеристик ГТУ при работе в условиях повышенной температуры окружающего воздуха были проведены оценочные

термодинамические расчеты выходной электрической мощности (рис. 1) и удельного потребления топлива (природного газа) на единицу получаемой электроэнергии (рис. 2) по методике, описанной в [3], для одновальной газотурбинной установки SGT-800 (Siemens) номинальной электрической мощностью 57 МВт с массовым расходом рабочего газа 142 кг/с. Помимо увеличения удельного объема в результате повышения температуры, в расчете также принималось во внимание увеличение аэродинамических потерь в компрессоре вследствие возрастания коэффициента динамической вязкости газа, а также уменьшение механического КПД компрессора.

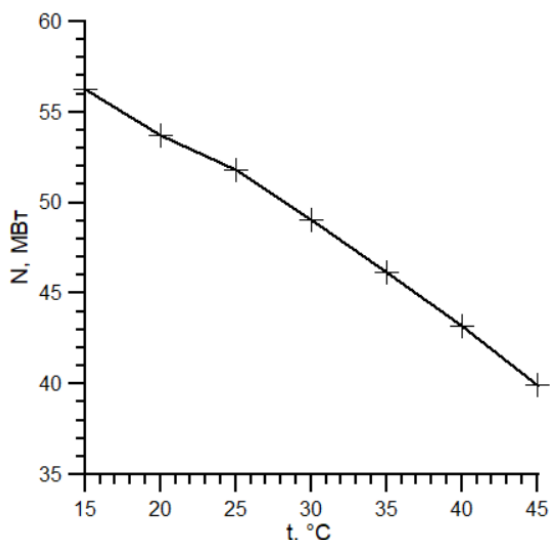


Рис. 1 График зависимости выходной мощности ГТУ SGT-800 от температуры наружного воздуха

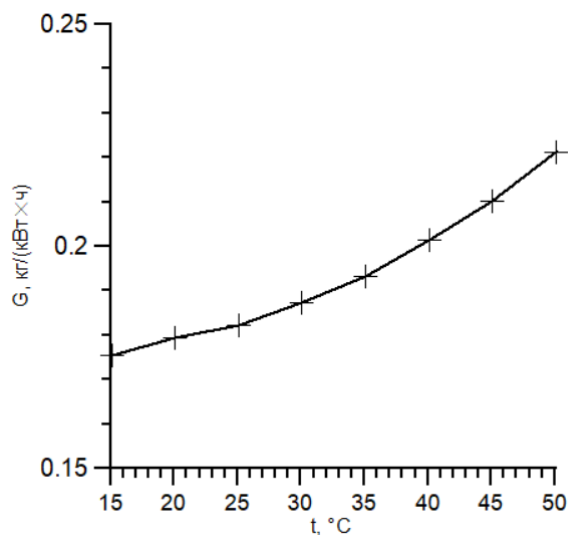


Рис. 2. График зависимости удельного расхода топлива на единицу получаемой электроэнергии для ГТУ SGT-800 от температуры наружного воздуха

Как видно из рис. 1, при увеличении температуры поступающего в компрессор воздуха до 45 °C наблюдается снижение выходной электрической мощности установки по сравнению с номинальной примерно на 25%. Удельный расход топлива при этом, наоборот, возрастает также на 25% (рис. 2), то есть при таких климатических условиях газотурбинная установка работает крайне неэффективно. Снижая температуру поступающего воздуха, можно увеличить выходную мощность, при этом выигрыш в энергии будет много больше затрат на охлаждение воздуха, если использовать экономичные системы предварительного охлаждения. Также следует отметить, что охлаждение воздуха ниже 5-6 °C нецелесообразно, так как способствует образованию льда в воздушном тракте системы [4].

Кроме того, предварительное охлаждение воздуха позволяет повысить энергоэффективность газотурбинной установки и при работе в комбинированном цикле ПГУ примерно на 6,2%, несмотря на то, что при использовании предварительного охлаждения температура выхлопных газов ГТУ снизится [5].

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ВОЗДУХА ДЛЯ ГТУ

3.1. Сравнительный анализ испарительных и абсорбционных охладителей

На сегодняшний день существуют две принципиальные системы охладителей воздуха, поступающего в компрессор ГТУ, - испарительные охладители и охладители на основе абсорбционных холодильных машин. В испарительных охладителях охлаждение происходит за счет испарения воды, поступающей через форсунки в поток воздуха. А в абсорбционных охладителях осуществляется сложный холодильный цикл, преобразующий в конечном итоге тепловую энергию в холод. Каждый тип охладителя обладает рядом преимуществ и недостатков (табл. 1), и производится различными производителями [4]. Испарительные охладители с естественным и принудительным испарением помещены в одну группу, так как в основном имеют общие положительные и отрицательные черты.

Табл. 1 Сравнительный анализ абсорбционных и испарительных охладителей для предварительного охлаждения воздуха, поступающего в компрессор ГТУ.

Тип охладителя	преимущества	недостатки	Ведущие производители
испарительный	Простота реализации Минимальные затраты на установку оборудования Не требует сложного техобслуживания Минимальное аэродинамическое сопротивление	Ограниченная степень охлаждения (до температуры мокрого термометра) Вода уносится в компрессор Повышенные требования к качеству воды	Munters (Германия)
абсорбционный	Высокая степень охлаждения (до 15-12 °С) Низкий расход подпиточной жидкости для контура охлаждения	Сложность реализации Относительно высокая стоимость Требуется сложное техобслуживание и консервация на зимний период	Thermax (Индия) Lessar (Россия)

3.2. Выбор типа охладителя применительно к южным регионам России

Из табл. 1 видно, что различные типы охладителей не являются взаимоисключающими, и однозначно сказать, какой из них в целом лучше применительно к конкретным условиям, можно только после полного технико-экономического обследования, включающего тщательный анализ технических параметров энергоблока, климатических условий (температура, влажность воздуха), а также наличия доступа к источнику технической воды. Однако, исходя из табл. 1, можно дать ряд общих рекомендаций.

Очевидно, абсорбционные охладители следует использовать при работе ГТУ в условиях крайне высоких температур воздуха (40-50°С) для турбин средней и большой мощности, когда выигрыш в мощности в абсолютных значениях будет максимальным, и эко-

номическая выгода оправдывает высокие затраты на реализацию и обслуживание подобной системы. Кроме того, для абсорбционных охладителей характерен низкий расход подпиточной жидкости для контура охлаждения, поэтому такое решение можно применять в условиях низкой доступности водных ресурсов. В качестве источника тепловой энергии для АБХМ рационально использование бросовой энергии выхлопных газов ГТУ (рис.3). Наиболее подходящими в отношении климата регионами Юга России для использования абсорбционных охладителей можно назвать степные районы Ставропольского, Краснодарского краев, республик Калмыкия и Дагестан, где в летний период не редкость температуры воздуха свыше 50°C .

Для испарительных охладителей больше подойдут турбины малой и средней мощности, работающие в условиях средневысоких температур воздуха ($25\text{-}30^{\circ}\text{C}$), когда нет необходимости в существенно сильном охлаждении воздуха, но есть потребность в повышении эффективности выработки энергии при минимальных затратах на реализацию и обслуживание дополнительных технических средств. Также охладители такого типа предпочтительны в районах с доступными водными ресурсами, так как требуют существенного расхода специально подготовленной воды.



Рис. 3. Принципиальная схема энергоблока ГТУ с абсорбционным охладителем

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный сравнительный анализ испарительных и абсорбционных систем предварительного охлаждения циклового воздуха ГТУ показал, что наиболее перспективными для работы газотурбинных установок в условиях жаркого климата при низкой доступности водных ресурсов являются абсорбционные охладители. При наличии доступных водных ресурсов целесообразно применять для охлаждения воздуха испарительные охладители.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Рейтинг регионов** по уровню энергодостаточности – итоги 2017 года/ РИА Рейтинг, 2017.
2. **Варгафтик Н.Б.** Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: "Наука", 1972. - 721 с.
3. **Рыбалко В.В., Часовских А.А.** Методика теплового расчёта газотурбинных энергетических установок: учебное пособие. - СПб.: СПбГТУРП, 2002. - 120 с.
4. **Наши Шахин, Хасан Акул.** Системы охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки // Турбины и дизели // март-апрель 2011 С. 8-11.
5. **Альрави А.И. Ибрагим, Сушко С.Л., Клер А.М.** Оптимизация параметров ПГУ с учётом переменных, в том числе высоких температур наружного воздуха // Иркутск 2012. Вестник ИргТУ, выпуск №4(63) с. 157-163 ISSN-1814-3520.

Секция 2

Гидроэнергетика и ВИЭ

научный руководитель –
д.т.н., профессор **М.Г. Тягунов**

Р.П. Шевердиев¹, М.Г. Тягунов²

1 – студент, 2 – руководитель проекта и ВКР

ГИБРИДНЫЙ ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ГАРАНТИРОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С АККУМУЛИРОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ

АННОТАЦИЯ

В работе представлены математические модели режимов работы установок в составе гибридного энергокомплекса, учитывающие ресурсные, технические и технологические особенности их функционирования в децентрализованных системах энергоснабжения. На основе предложенной модели разработана 3Д модель гибридного энергокомплекса, позволяющая исследовать его рабочие режимы в реальных условиях эксплуатации. Предложенные методики могут применяться при решении проектных задач по обоснованию параметров систем децентрализованного энергоснабжения потребителей в изолированных и труднодоступных энергорайонах.

Ключевые слова – гибридный энергокомплекс, математическая модель, ВИЭ, накопители энергии, изолированные энергосистемы, ветроэнергетическая установка, фотоэлектрическая установка, распределенная энергетика, 3Д модель

1. ВВЕДЕНИЕ

Существующие оценки использования энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в единой энергетической системе России, за исключением крупных ГЭС, показывают их малую конкурентоспособность по сравнению с крупными электростанциями на ископаемых видах энергоресурсов. С одной стороны, это связано с малой мощностью и высокой стоимостью производимой электроэнергии на наиболее распространенных солнечных (СЭС) и ветровых (ВЭС) электростанциях по сравнению с крупными электростанциями, работающими в ЕЭС России. С другой стороны, включение СЭС и ВЭС в ЕЭС России связано с необходимостью обеспечения гарантии энергоснабжения, несмотря на нестабильность прихода первичного ресурса этих станций.

Использование ВИЭ в системах распределенной генерации, прежде всего в изолированных и удаленных энергорайонах, которые составляют примерно 2/3 территории страны, непривлекательно из-за высокой себестоимости (в некоторых случаях до 80 руб/кВт·ч) энергии, вырабатываемой 900 дизельными электростанциями (ДЭС) с общей выработкой 2,54 млрд кВт·ч в год, определяющейся высокой стоимостью доставки в эти районы топлива, высоким удельным расходом топлива (до 850 г/кВт·ч) на ДЭС; значительным ущербом окружающей среде выбросами продуктов сгорания дизельного топлива и засорением ее использованной тарой от дизтоплива [1].

Международный и российский опыт решения проблем энергоснабжения изолированных энергорайонов показывает, что применение установок на основе ВИЭ в них является эффективным способом как с экономической, так и с экологической точек зрения [2–4]. Такой способ энергоснабжения позволяет сократить потребление дорогого органического топлива, увеличить надежность системы энергоснабжения, снизить стоимость произведенной единицы электроэнергии, а также улучшить экологическую ситуацию в этих зо-

нах.

2. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК ВИЭ В ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Основными недостатками ВИЭ являются малая плотность энергетического потока и отсутствие гарантированной мощности некоторых установок ВИЭ, т.е. мощности, которая с гарантией 95 % и выше может быть доставлена потребителю [5]. Эти недостатки связаны с непостоянством во времени таких источников энергии, как солнечное излучение, ветер, сток малых рек, тепло окружающей среды.

Наиболее волатильными по выдаваемой мощности установками ВИЭ являются фотоэлектрические (ФЭУ) и ветроэнергетические установки (ВЭУ). Нестабильность вырабатываемой ФЭУ электрической энергии связана с временной изменчивостью прихода солнечной радиации, рассеянностью, низкой плотностью солнечного излучения и зависимостью от климатических и географических условий. Самым непостоянным из всех ВИЭ видом энергии является ветер. Так как вырабатываемая ВЭУ мощность пропорциональна кубу скорости ветра, а скорость ветра стохастически изменяется во времени, то соответственно изменяется и мощность ВЭУ. Например, выходная мощность ВЭУ на острове Попова, как показывает анализ реальных данных, в течение часа может колебаться от 0 до 48 % установленной мощности ВЭУ. Это значит, что в изолированных энергосистемах ВЭУ не могут обеспечить бесперебойное - с надежностью 95 % и выше - энергоснабжение потребителя.

Одним из способов создания у энергоустановок на основе ВИЭ гарантированной мощности является их включение в гибридные энергокомплексы (ГЭК) совместно с источниками мощности гарантированного энергоснабжения, например, ДЭС и (или) накопителями энергии.

3. СТРУКТУРА ГЭК

На рис. 1 представлена структурная схема предлагаемого ГЭК, которой состоит из разнотипных источников энергии, как традиционных, так и возобновляемых, и накопителей энергии: дизель-генераторная установка (ДГУ), ФЭУ, ВЭУ, гидроэнергетическая установка (ГЭУ), преобразователь энергии (ЭК), солнечная система теплоснабжения (ССТ), накопитель электрической энергии (НЭЭ), накопитель тепловой энергии (НТЭ) и потребители электрической (ПЭЭ) и тепловой энергии (ПТЭ).

Ключевыми компонентами в схеме ГЭК являются ДГУ, выступающая в роли гарантированного источника мощности, и системы аккумулялирования электрической и тепловой энергии. Преобразователь энергии (ЭК) в схеме ГЭК выступает одновременно как преобразователь и регулятор мощности ГЭК.

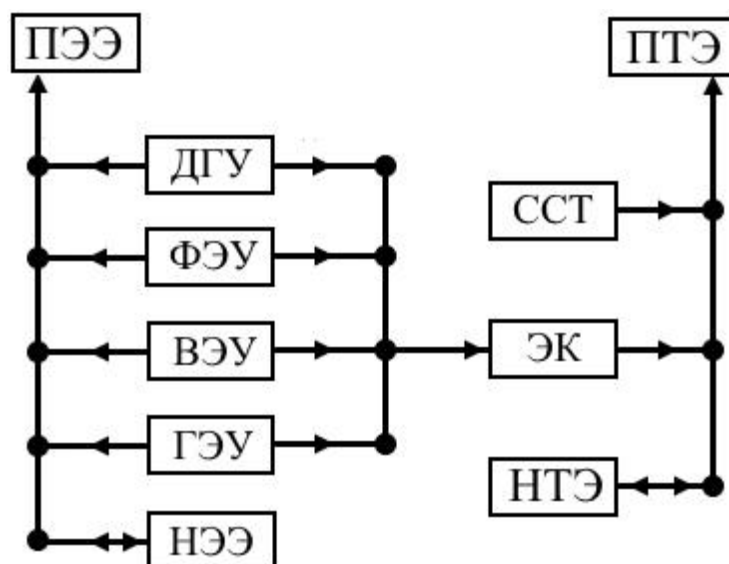


Рис. 1. Структурная схема ГЭК гарантированного энергоснабжения.

Задача определения оптимальной структуры ГЭК состоит в обосновании оптимального соотношения установленной мощности генерирующих установок с учетом реальных климатических условий эксплуатации, характеристик используемого оборудования, а также особенностей потребителя. Указанная задача требует решения вопросов согласования режимов работы разнородных источников энергии и потребителей энергии ГЭК в установившихся и переходных режимах.

4. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК В СОСТАВЕ ГЭК

Предлагаемая схема ГЭК гарантированного энергоснабжения является изолированной, т.е., не имеет связи с внешними электрическими и тепловыми сетями (рис. 1). Поэтому баланс мощности ГЭК можно представить в виде суммы значений рабочей мощности источников электрической и тепловой энергии ГЭК в каждый момент времени и суммы мощности потребителей за вычетом потерь на передачу и преобразование энергии в виде следующей системы уравнений.

Электрический баланс ГЭК в каждый момент времени запишется в виде:

$$N_{ДГУ}(t) + N_{ФЭУ}(t) + N_{ВЭУ}(t) + N_{ГЭУ}(t) \pm N_{НЭЭ}(t) = N_{П}(t) + N_{ЭК}(t), \quad (1)$$

где $N_{П}(t)$ – потребляемая мощность в каждый момент времени.

Тепловой баланс ГЭК в каждый момент времени:

$$W_{ЭК}(t) + W_{ССТ}(t) \pm W_{НТЭ}(t) = W_{П}(t), \quad (2)$$

где $W_{П}(t)$ – тепловая нагрузка потребителя в каждый момент времени при условии:

$$k_{ЭК}(t) \cdot N_{ЭК}(t) = W_{ЭК}(t), \quad (3)$$

где $N_{ЭК}(t), W_{ЭК}(t)$ – электрическая и тепловая мощность ЭК в каждый момент времени, соответственно; $k_{ЭК}$ – КПД ЭК.

С учетом (3) уравнение (2) можно записать в виде:

$$k_{ЭК}(t) \cdot N_{ЭК}(t) + W_{ССТ}(t) \pm W_{НТЭ}(t) = W_{П}(t), \quad (4)$$

Рабочий режим установок в составе ГЭК в каждый момент времени определяется выражениями:

$$N_{\PhiЭУ}(t) = C_{FF} \cdot n_{\PhiЭУ} \cdot \eta_{conv} \cdot \ln(10^6 \cdot R(t)) / T_{\PhiЭУ}(t), \quad (5)$$

$$N_{ГЭУ}(t) = \begin{cases} 9.81 \cdot Q_{ГЭУ}(t) \cdot H \cdot \eta_{ГЭУ} \\ N_{II}(t) + N_{ЭК}(t) - N_{\PhiЭУ}(t) - N_{ВЭУ}(t) \end{cases}, \quad (6)$$

$$N_{ВЭУ}(t) = \begin{cases} N_{НОМ}^{ВЭУ} \cdot \frac{V(t) - V_{\min}}{V_P - V_{\min}} \rightarrow V_{\min} \leq V(t) \leq V_P \\ N_{НОМ}^{ВЭУ} \rightarrow V_P \leq V(t) \leq V_{\max} \\ 0 \rightarrow V(t) < V_{\min} \cap V(t) > V_{\max} \end{cases}, \quad (7)$$

$$N_{ДГУ}(t) = N_{II}(t) + N_{ЭК}(t) - N_{\PhiЭУ}(t) - N_{ВЭУ}(t) - N_{ГЭУ}(t) - (N_{ЭЭ}(t)), \quad (8)$$

$$W_{ССТ}(t) = R(t) \cdot S_{ССТ} \cdot \eta_{ССТ}, \quad (9)$$

где $n_{\PhiЭУ}$ – количество ФЭУ, шт; C_{FF} – постоянный коэффициент ФЭУ; η_{conv} – КПД преобразователя с контроллером максимальной мощности; $R(t)$ – величина солнечной радиации в каждый момент времени, кВт/м²; $T_{\PhiЭУ}(t)$ – температура ФЭУ в каждый момент времени, К [6,7]; $Q_{ГЭУ}$ – расход воды, пропускаемый через ГЭУ, м³/с; H – напор ГЭУ, м; $\eta_{ГЭУ}$ – КПД ГЭУ; $N_{НОМ}^{ВЭУ}$ – номинальная мощность ВЭУ, кВт; $V(t)$ – скорость ветра в каждый момент времени, м/с; V_{\min} – минимальная скорость ветра, при которой ВЭУ начинает работать, м/с; V_P – расчетная скорость ветра, м/с; V_{\max} – максимальная скорость ветра, при которой ВЭУ остается в работе, м/с; $S_{ССТ}$ – полезная площадь ССТ, м²; $\eta_{ССТ}$ – КПД ССТ.

Система уравнений (1) – (9) дополняется моделями электрической и тепловой систем аккумулирования, ограничениями на величины электрических и тепловых потоков, таких как предельные величины энергоисточников ГЭК, их динамические характеристики, а также инерционными звеньями, которые учитывают инерционные процессы в некоторых энергоисточниках. В модели также учитываются технические требования, предъявляемые установками на основе ВИЭ к эксплуатационным характеристикам накопителей энергии по объемам запасаемой энергии, режимам приема и выдачи мощности на разных временных интервалах, определенным ранее в работе [8].

Таким образом, математическая модель режимов работы ГЭК представляет собой совокупность взаимосвязанных моделей режимов работы отдельных генерирующих установок, учитывающих режимные ограничения и критерии оптимизации.

В качестве критериев оптимизации принят минимум мощности ДГУ в каждый момент времени, или минимум расхода дизельного топлива при соблюдении баланса мощности ГЭК:

$$\begin{cases} N_{ДГУ}(t) + N_{ФЭУ}(t) + N_{ВЭУ}(t) + N_{ГЭУ}(t) \pm N_{НЭЭ}(t) = N_{П}(t) + N_{ЭК}(t), \\ k_{ЭК}(t) \cdot N_{ЭК}(t) + W_{ССТ}(t) \pm W_{НТЭ}(t) = W_{П}(t), \\ N_{ДГУ}(t) \rightarrow \min. \end{cases} \quad (10)$$

Расчеты проводятся для заданных интервалов времени, как секундных, так и более длительных.

5. 3Д МОДЕЛЬ ГЭК ГАРАНТИРОВАННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

На основе предложенной математической модели разработана 3Д модель ГЭК (рис. 2), которая представляет собой площадку ограниченной территории, на которой поблизости друг от друга и от потребителя располагаются генерирующие установки в составе: ДГУ, ВЭУ, ФЭУ, ССТ, гибридный накопитель электроэнергии (литий-ионные аккумуляторные батареи, водородная система аккумулирования и батареи суперконденсаторов), а также тепловой аккумулятор. Приложение написано на С++ с использованием библиотек с открытой лицензией.

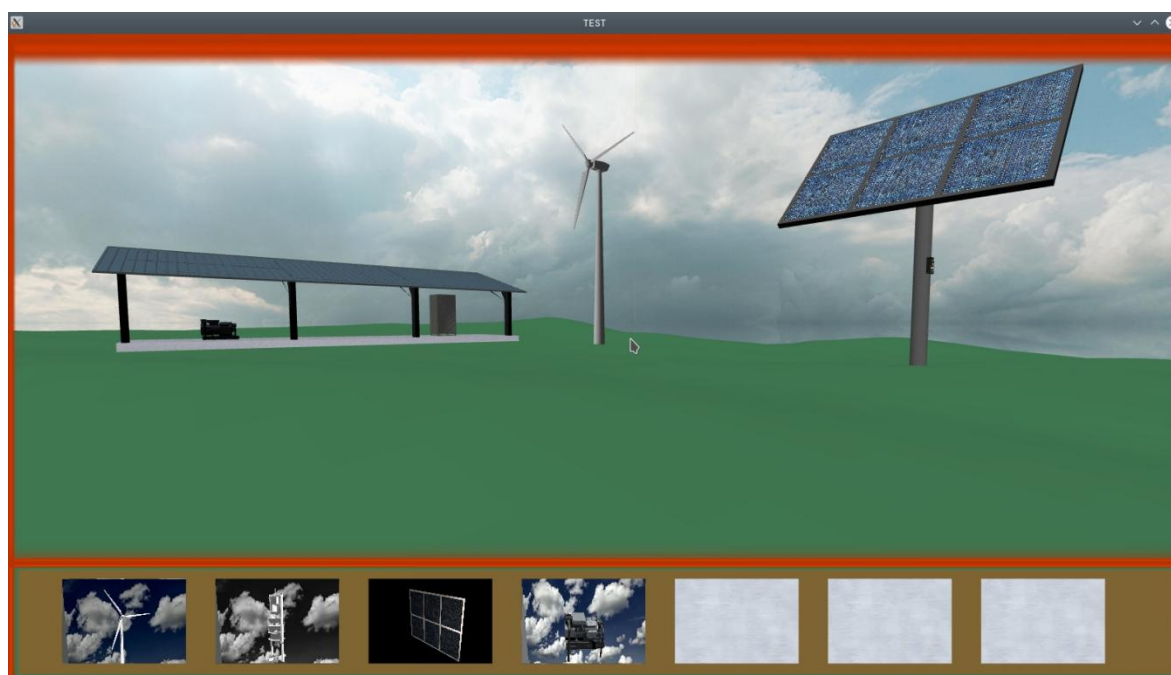


Рис. 2. Принтскрин приложения 3Д модели ГЭК.

В нижней части 3Д модели реализована библиотека моделей, посредством которой можно изменять состав генерирующих установок ГЭК, а также выбирать для них турбины и генераторы различного типа и конструкции.

Разработанная оригинальная 3Д модель ГЭК позволяет исследовать его рабочие режимы в реальных условиях эксплуатации визуально, а также в графическом виде.

Исходными данными для моделирования являются графики потребления и данные по поступлению ресурсов ВИЭ в каждый момент времени. Задание параметров осуществляется в специальных окошках, которые появляются нажатием на соответствующий объект на модели.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана математическая модель ГЭК гарантированного энергоснабжения с аккумулярованием энергии, которая учитывает ресурсные, технические и технологические особенности функционирования разнотипных установок в его составе в децентрализованных системах энергоснабжения.

Предложены критерии определения оптимального соотношения установленных мощностей генерирующих установок ГЭК с учетом реальных климатических условий эксплуатации, характеристик используемого оборудования, а также особенностей потребителя.

На основе предложенных подходов разработана 3Д модель ГЭК для имитации его режимов работы при различных составе и условиях эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Елистратов В.В.** Технологические и технико-экономические особенности энергокомплексов на основе ВИЭ для сложных природно-климатических условий. – Материалы V Международной конференции «Возобновляемая энергетика: проблемы и перспективы». Том 1. Махачкала 2017 г. С. 42–47.

2. **Попель О.С., Тарасенко А.Б., Филиппов С.П.** Энергоустановки на основе топливных элементов: современное состояние и перспективы. Теплоэнергетика, 2018г., №12, С. 5–23.

3. **Tyagunov M.** Distributed energy system's is future of the world's power industry // Proceeding of the 2nd International Conference on the Applications of Information Technology to Renewable Energy Processes and Systems, Amman, Jordan, 6-7 December, 2017 (IT-DREPS 2017)»: University of Petra, P.113–117.

4. **Шевурдиев Р.П., Тягунов М.Г.** Гибридный энергокомплекс гарантированного энергоснабжения с водородным аккумулярованием энергии // Энергетика. Технологии будущего: II науч.-техн. конф. студентов М.: Издательство МЭИ, 2019. С. 19.

5. **Тягунов М.Г.** Особенности работы установок на основе возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах // Альтернативная энергетика в регионах России: Материалы молодежной научной конференции «АЭР-2018», 2018, с. 40-44.

6. **Jones A.D.** A thermal model for photovoltaic systems [Text] / A.D.Jones, C.P.Underwood // SolarEnergy. – 2001. – Vol. 70. – No 4. – P. 349–359.

7. **Обухов С.Г., Плотников И.А.** Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринггеоресурсов. – 2017. – Т. 328. № 6. С. 38–51.

8. **Тягунов М.Г., Шевурдиев Р.П.** Особенности режимов гибридных энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии для определения типа аккумуляторов энергии // Вестник МЭИ. 2020. № 4. [в печати].

А.А. Федотов¹, Н.В. Кулешов^{2,3}

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СОЗДАНИЕ ИММИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ВОДОРОДНЫМ АККУМУЛИРОВАНИЕМ

АННОТАЦИЯ

Предложенный энергетический комплекс позволяет решить проблему отсутствия электрической энергии в труднодоступных местах. Создание автономного энергетического комплекса может обеспечить доступной электрической энергией не только изолированные места, но и, например, пункты спасения вдоль федеральных трасс, где какая-либо энергетическая инфраструктура просто отсутствует. В качестве первичного источника электрической энергии предложены фотоэлектрические панели, а аккумулялирование энергии происходит в виде водорода. Вторичным источником электрической энергии является топливный элемент. Создан цифровой двойник такого энергетического комплекса. Предложенное решение может обеспечить полную автономность энергетических объектов на срок до одного года.

Ключевые слова – распределенная генерация, фотовольтаика, электрохимическая энергетика, топливный элемент, электролиз воды, водород

1. ВВЕДЕНИЕ

В большинстве регионов Сибири, Дальнего Востока, Крайнего Севера энергетическая инфраструктура сильно изношена или отсутствует полностью, а создавать новую дорого, а местами и просто невозможно. При этом климатические условия там являются экстремальными. Из-за необеспеченности централизованным электроснабжением на дорогах отсутствует связь, в ряде зон нет возможности совершить даже экстренный вызов, кроме того, нет систем мониторинга, в том числе, транспортной инфраструктуры. Вкупе это приводит к невозможности обеспечения соответствующего уровня безопасности на дорогах, своевременного реагирования на чрезвычайные ситуации, осложняет работу и снижает конкурентоспособность производств (добывающая промышленность, геология, метеорология и т.д.), не позволяет создавать достойные условия для жизни людей и сохранять кадры в регионах.

2. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР

Топливный элемент – электрохимический источник тока, напрямую преобразующий химическую энергию топлива (водород) в электрическую энергию. Единственным продуктом работы топливных элементов является вода, при этом они абсолютно бесшумны и маневренны даже в узких диапазонах мощностей [1].

Для применения топливных элементов в стационарной энергетике есть два сдерживающих фактора [2]:

- Необходимо использовать особо чистый водород, со степенью очистки более 99,99 %. При использовании рифомера предоставляется возможность использовать в качестве исходного топлива природный газ, но это делает

дороже и так недешевую энергоустановку и увеличивает экологическую нагрузку.

- Для достижения высоких удельных характеристик и коэффициента полезного действия требуется обязательное применение в качестве катализатора металлов платиновой группы, лучше всего платину.

Однако в системе распределенной генерации с сезонной нагрузкой и наличием возобновляемых источников энергии водород является идеальным топливом, которое лишено недостатков дизель-генераторных установок и аккумуляторных батарей. Топливо производится на месте, необходимо лишь наличие воды, и может храниться очень долго без саморазряда.

В рамках проекта был собран и испытан топливный элемент с твердополимерным электролитом электрической мощностью 1100 Вт. Полезная мощность составляет 1 кВт, а 100 Вт идет на покрытие собственных нужд. На рисунке 1 представлена вольтамперная характеристика этого топливного элемента, которая и легла в основу цифрового двойника автономного энергетического комплекса. Но топливный элемент является вторичным источником электрической энергии, первичный источник рассмотрен в следующем разделе.

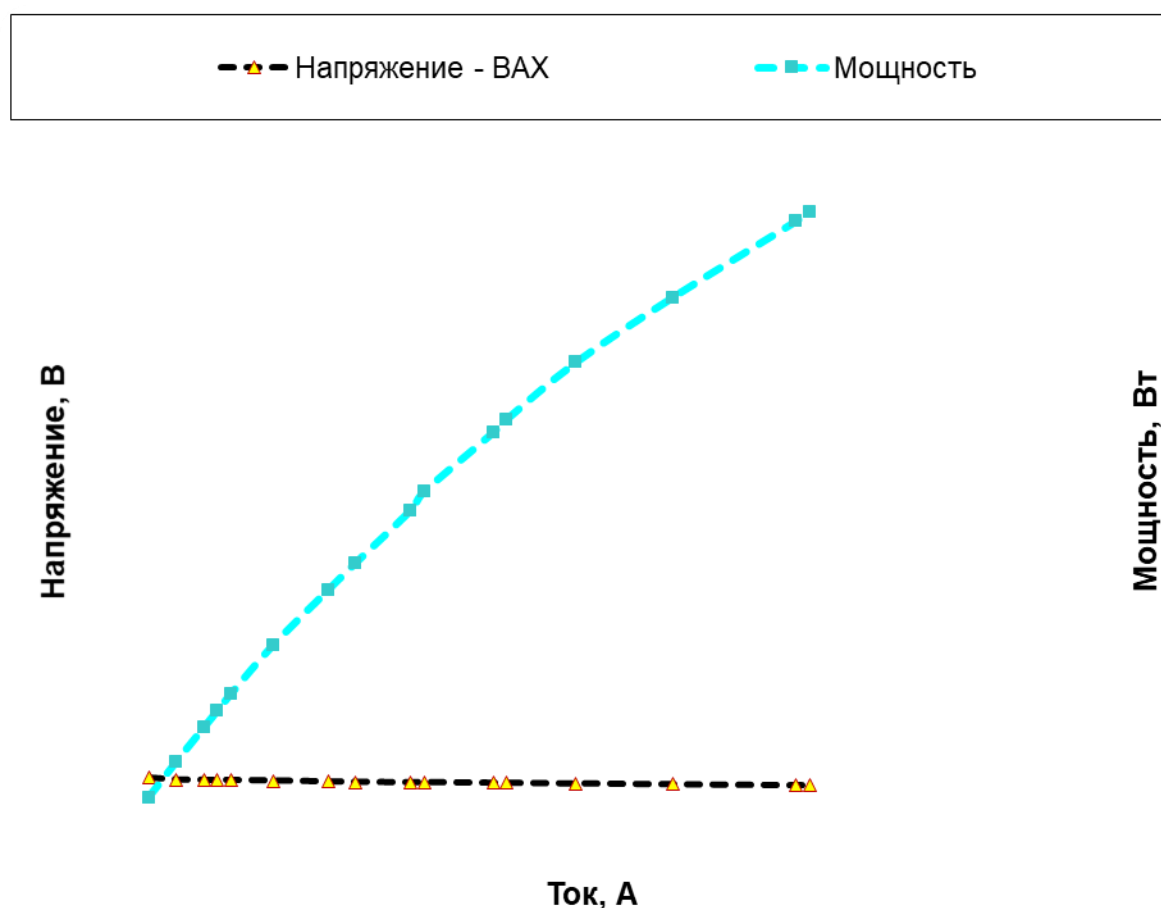


Рис.1. Вольтамперная и мощностная характеристика топливного элемента с твердополимерным электролитом.

3. СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ

Фотоэлектрический солнечный элемент – первичный преобразователь, в основе которого лежит явление р – n перехода. Границы раздела между двумя полупроводниками с различным типом проводимости, которая при облучении волнами определенной длины способна разделять заряды, формируя электрическое поле и ток во внешней цепи [3].

Доминирующим сырьем для производства фотоэлектрических преобразователей является кремний. Кремний широко распространен, дешев, очистка и выращивание слитков с последующей резкой на пластины и легирование хорошо освоены промышленностью. Надо отметить, что максимальный теоретический КПД для кремниевых фотоэлектрических преобразователей – 32 % [4]. Одной из особенностей кристаллических кремниевых фотоэлектрических преобразователей является снижение мощности с ростом температуры. Это означает, что районы с низкой среднегодовой температурой хорошо подходят для эксплуатации таких солнечных панелей. Таким образом, сезонное использование солнечных панелей имеет неплохие перспективы в условиях холодного климата в большинстве регионов России.

В рамках проекта на площадке ОИВТ РАН была построена солнечная электрическая станция мощностью 7.5 киловатт. Собрана электростанция на основе отечественных двусторонних модулей MSW 180/90, состоящая из 42 единиц фотоэлектрических панелей. Пиковая мощность составляет – 180 Вт, номинальное напряжение – 24 В. В установке используется трехфазный сетевой инвертор Sofar Solar 8.8 KTL.

На момент написания публикации станция, работая с 3 июля 2019 года, уже произвела 2,86 МВт*ч электрической энергии, а коэффициент использования установленной мощности составил 6,56 %, что является хорошим показателем, потому что по мере увеличения солнечного дня он будет расти. После обработки данных было решено выбрать модель, описывающую выработку электрической энергии. Из всех рассмотренных вариантов наиболее точной оказалась модель, описанная в [5]. Данная модель учитывает приход солнечной радиации и температуру окружающей среды и обеспечивает погрешность не более 4 %, в то время как остальные имели ошибку в 10 % и более. Модель, описанная в [5] легла в основу солнечного блока в цифровом двойнике солнечной электрической станции. Для расчета выработки электрической энергии одной солнечной панели используются следующие зависимости: (1) – определение рабочей температуры модуля, (2) – выработка модуля.

$$T_{\text{mod}} = T_m + \frac{A_i}{800} * (T_{\text{oct}} - 20) \quad (1),$$

где T_m – температура окружающей среды [°C], T_{oct} – установившаяся температура фотоэлектрической панели при STC (Standard Test Condition) [°C]

$$P_m = P_n * \left(\frac{A_i}{1000} \right) * \frac{(1+K_{\text{тр}}*(T_{\text{mod}}-25))}{100} \quad (2),$$

где P_n – паспортная пиковая мощность фотоэлектрической панели [Вт], A_i – приход солнечной радиации в течение часа [Вт/м²], $K_{\text{тр}}$ – температурный коэффициент мощности, паспортная характеристика [%/°C].

Электрическую энергию, полученную с помощью фотоэлектрических панелей, необходимо запасать в таком виде, который мог бы обеспечить автономность энергетического объекта в течение всего года. Устройство, с помощью которого излишки электрической энергии можно запасать в виде химической энергии топлива (водорода), – это электролизер.

4. ЭЛЕКТРОЛИЗНАЯ УСТАНОВКА

В электролизере происходит электрохимическое разложение воды и превращение электрической энергии в химическую, которую несет в себе водород. Электролизеры разделяются по параметрам рабочей температуры и типу электролита:

- щелочной электролиз (рабочая температура до 230 °С);
- твердополимерный электролиз (рабочая температура до 90 °С);
- твердооксидный электролиз (рабочая температура до 1100 °С).

В рамках реализации проекта был собран прототип и разработана документация на промышленный электролизер с твердополимерным электролитом. Из-за отсутствия жидкого электролита конструкция электролизера компактна и проста. Кроме того, при твердополимерном электролизе получается более чистый водород (99,99 %). Однако мембрана «Nafion», которая выступает в качестве электролита, имеет кислую среду, поэтому электродный материал должен быть к ней устойчив. Энергозатраты на получение водорода в этом случае больше, чем при щелочном электролизе, и составляют 4,8 – 5,1 кВт*ч для выработки одного кубического метра водорода. Удельные затраты на получение кубометра водорода на прототипе составили 5,035 кВт*ч, данная характеристика легла в основу электролизного блока имитационной модели. Сборочный чертеж промышленного электролизера представлен на рисунке 2.

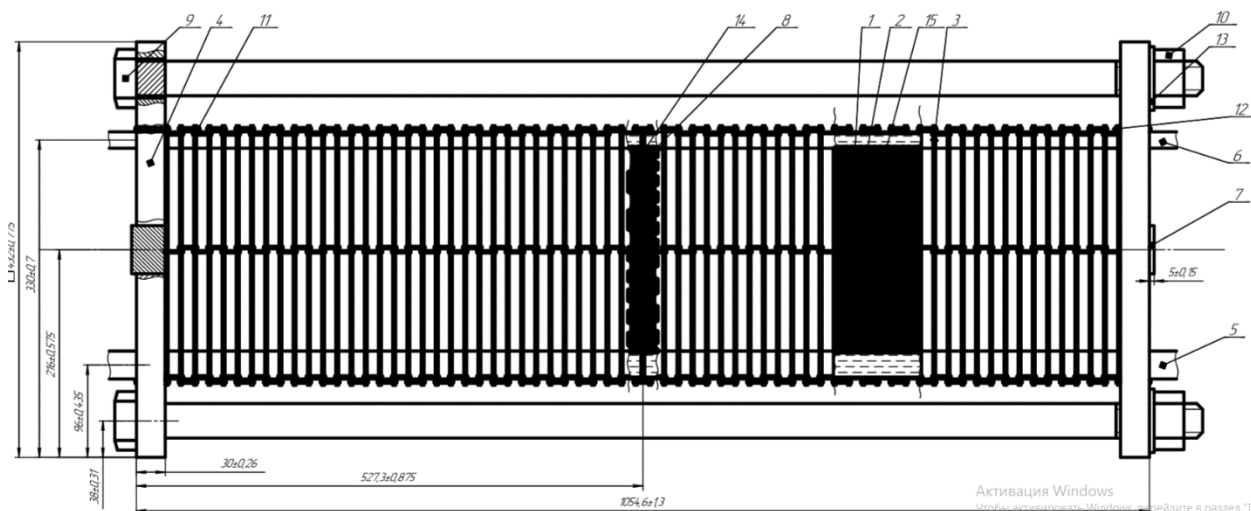


Рис.2. Сборочный чертеж промышленного электролизера с твердополимерным электролитом.

Поскольку энергетический комплекс с водородным аккумулированием энергии является сложным техническим сооружением, чувствительным к климатическим условиям, необходимо моделировать его работу при разных факторах. В первую очередь это делается для оценки целесообразности внедрения энергетического комплекса при данных условиях. Такой вид моделирования обычно подразумевает создание цифрового двойника.

5. СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА АВТОНОМНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ПРОГРАММНОЙ СРЕДЕ Python.

Программная среда python позволяет создавать графический интерфейс с помощью пакета tkinter. С учетом вышеописанных зависимостей была написана сначала программа, а потом код графического интерфейса к ней.

Программа имеет следующие блоки: лист управления, график нагрузки, солнечная электростанция, энергобаланс и результирующий лист. Входными данными программы являются: мощность единичного модуля фотоэлектрической панели, температурный коэффициент фотоэлектрической панели, температура окружающей среды и количество солнечных панелей.

Для построения модели также необходимо было задать графики нагрузки и прихода солнечной радиации за каждый час. Выходными данными являются: графики нагрузки и солнечной радиации по часам, количество выработанного и потраченного водорода, доля покрытия нагрузки солнцем и водородом, а также коэффициент используемой мощности первичного источника электрической энергии.

На листе энергетического баланса можно наблюдать выработку электрической энергии от каждого источника за каждый час.

Интерфейс программы представлен на рисунках 3 и 4.

Расчет автономной энергетической установки

Лист управления | График нагрузки | Солнечная электростанция | Энергетический баланс | Результирующий лист

Исходные данные первичного источника электричества

Параметры солнечной панели:

Мощность, Вт	325	Включение нагрузки	Очистить лист энергобаланса
Температурный коэф. Вт/С	0.004	Включение солнца	
Температура окружающей среды	25	Включение водорода	Очистить результирующий лист
Ширина, м	1		
Длина, м	1.5		
Паспортный КПД, %	21		
Количество панелей	3		

Рис.3. Лист управления имитационной модели электрической станции.

Расчет автономной энергетической установки

Лист управления | График нагрузки | Солнечная электростанция | Энергетический баланс | Результирующий лист

Всего накоплено мЗ H2	4.7388	Доля покрытия водородом, %	45.83333333333333
Всего сработано мЗ H2	1.6851449999999992	Доля покрытия солнцем, %	54.17777777777777
		КИУМ СЭС, %	17.73

Выработано водорода

Потрачено водорода

Доля покрытия водородом

Доля покрытия солнцем

КИУМ

Рис.4. Результирующий лист имитационной модели электрической станции.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Были спроектированы и испытаны ключевые компоненты автономной энергетической системы с водородным аккумулированием. На основе экспериментальных данных были построены зависимости для случая использования электрохимического генератора и электролизной установки, а также подобрана и верифицирована наиболее точная модель солнечной электрической станции. На основе полученных зависимостей был создан

цифровой двойник автономной электрической станции, учитывающий многие факторы, включая температуру окружающей среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Larminie J., Dicks A.** “Fuel Cell Systems Explained”. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2003. p. 406.
2. **Коровин Н. В.** «Химические источники тока» справочник /под редакцией Коровина Н.В., Скундина А.М. - Москва: Издательский дом МЭИ, 2003 г. – 740 стр.
3. **Унтила Г.Г., Закс М.Б.** Кремниевая фотоэнергетика: состояние и основные направления развития// Теплоэнергетика. 2011. №11.С. 46-59;
4. **Shockley W, Qiesser H.J.**, Detailed balance of efficiency of p-n junction solar cells//Journal of Applied Physics 32(3), 510-519, 1961;
5. **John A. Duffie, William A. Beckman.** Solar Engineering of Thermal Processes (4th Edition), May 2013, 936 p.

*Д.В. Трякин*¹, *П.С. Шуркалов*², *М.Г. Тягунов*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ВЕТРОАГРЕГАТ ПРЯМОГО ПРИВОДА С ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ОСЬЮ ВРАЩЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

Статья содержит основные результаты работы над проектом «Ветроагрегат прямого привода с горизонтальной осью вращения», входящим в состав I-ой очереди программы научных исследований «Энергетика». В статье описаны ключевые цели и задачи работы, методика расчета параметров рабочего колеса ветроэнергетической установки, приводятся основные исходные данные и результаты расчета оптимальных параметров ветроколеса, предназначенного для работы с генератором с интегрированной магнитной трансмиссией.

Ключевые слова – ветроэнергетическая установка (ВЭУ), рабочее колесо ВЭУ, ветроколесо, профиль лопасти

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время перед специалистами в области возобновляемых источников энергии (ВИЭ) стоит проблема максимально эффективного использования возобновляемых энергетических ресурсов, в том числе ресурсов энергии ветра. Еще в 1930 году Альберт Бетц, немецкий физик и один из основателей современной теории и технологии ветрогенераторов, в работе [1] сформулировал эту проблему: «Задача ветряного двигателя заключается в извлечении энергии ветра и превращении ее в форму, удобную для использования».

В России энергия перемещающихся воздушных масс имеет самый большой в мире потенциал, оцененный в 16500 ТВт*час в год, что доказывает актуальность данной проблематики [2]. При этом производство некоторых комплектующих для крупных ветроэнергетических установок (ВЭУ) в стране до сих пор полностью не налажено ввиду отсутствия массового спроса потребителей. Одним из таких комплектующих является механическая трансмиссия, предназначенная для механического соединения низкоскоростного вала рабочего колеса ВЭУ с высокоскоростным валом генератора.

Принцип работы ВЭУ заключается в следующем: кинетическая энергия ветра воздействует на лопасти рабочего колеса (РК) ВЭУ, в результате чего РК приводится в движение. За счет того, что ветроколесо посредством трансмиссии соединено с ротором генератора ВЭУ, происходит преобразование механической энергии вращения рабочего колеса в электрическую энергию, которая впоследствии может быть передана на большое расстояние. И если принцип получения энергии от ветрового потока для всех ветроустановок одинаков, то передача кинетической энергии от лопастей рабочего колеса к генератору может быть различной. В настоящее время для этого чаще всего используется мультипликаторный привод (механическая трансмиссия). Использование данного типа привода сопряжено с финансовыми издержками на обслуживание подшипников, поскольку износ какого-либо из них может привести к снижению эффективности ветроустановки. Дальнейшая ее эксплуатация в этом случае может

привести к разрушению подшипника, что влечет за собой опасность повреждения остальных частей ВЭУ. В качестве альтернативы мультипликаторному приводу выступает магнитный привод (магнитная трансмиссия), чье преимущество заключается в отсутствии трущихся между собой деталей и, как следствие, меньших затрат на обслуживание (ремонт изношенных частей, смазка) [3]. Кроме того, снижаются потери при передаче вращающего момента от вала РК к валу ротора генератора, и тем самым в целом повышается КПД ВЭУ. В этом и заключается новизна проекта «Ветроагрегат прямого привода с горизонтальной осью вращения».

2. ЦЕЛИ И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РАБОТЫ

2.1. Цели

- Повышение эффективности работы ветроэнергетических установок вследствие использования магнитной трансмиссии, позволяющей отказаться от зубчатых редукторов, тем самым снижая механические потери.

- Получение экспериментальных данных работы ВЭУ с прямым приводом, т.е. с интегрированной в генератор магнитной трансмиссией.

2.2. Задачи

- Проанализировать существующие методики расчета параметров рабочего колеса ВЭУ и выбрать оптимальную.

- Разработать математическую модель расчета параметров ветроколеса.

- Определить оптимальные параметры рабочего колеса, предназначенного для работы с генератором мощностью 500 кВт с интегрированной магнитной трансмиссией.

3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ВЭУ

В ходе работы над проектом были рассмотрены несколько методик расчета параметров рабочего колеса ВЭУ, как отечественных, так и зарубежных. В итоге была выбрана отечественная методика, базирующаяся на модифицированной струйной теории ветродвигателей с горизонтальной осью вращения и подробно изложенная в [4]. Критерием выбора расчетной методики являлась простота ее использования.

Согласно выбранной методике для того, чтобы определить геометрические параметры рабочего колеса ВЭУ, а также величину крутящего момента, создаваемого на валу РК, и угловую скорость вращения ветроколеса, первоначально необходимо задаться определенным профилем лопасти в безразмерных координатах. Так как на сегодняшний день существует великое множество разных профилей лопасти ВЭУ, то в работе было принято решение сориентироваться на параметры существующих ВЭУ мощностью того же порядка. Таким образом, в итоге в качестве ориентира была выбрана ВЭУ Turbowinds Т600-48 мощностью 600 кВт.

3.1. Основные исходные данные

К исходным данным расчета относятся задаваемые координаты выбранного профиля и его аэродинамические характеристики. В качестве расчетного был выбран профиль ВЭУ Turbowinds Т600-48 типа НАСА 63218 (рис. 1). Его геометрические (безразмерные) и аэродинамические параметры приведены в табл. 1.

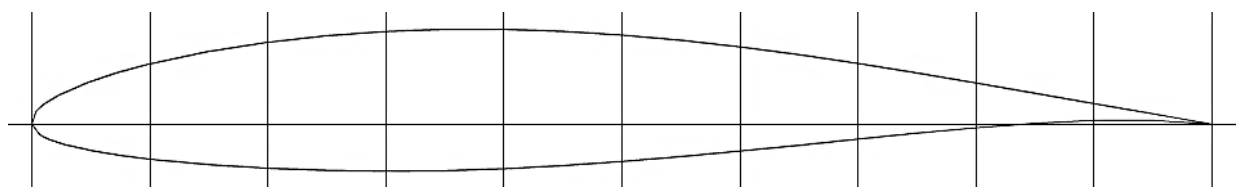


Рис.1. Вид профиля лопасти типа NACA 63218.

Таблица 1. Безразмерные координаты и аэродинамические характеристики профиля NACA 63218

X, о.е.	Yв, о.е.	Yн, о.е.	α , град	C_y , о.е.	C_x , о.е.	C_m , о.е.
0	0	0	-4	-0,084	0,0160	0,042
0,0125	0,0286	-0,0203	-2	0,046	0,0150	0,076
0,025	0,0412	-0,0285	0	0,176	0,0170	0,108
0,05	0,0609	-0,0410	2	0,314	0,0208	0,138
0,075	0,0762	-0,0487	4	0,444	0,0278	0,170
0,1	0,0879	-0,0540	6	0,576	0,0364	0,200
0,15	0,1055	-0,0620	8	0,694	0,0480	0,230
0,2	0,1173	-0,0668	10	0,808	0,0630	0,258
0,3	0,1302	-0,0698	12	0,924	0,0830	0,288
0,4	0,1300	-0,0667	14	1,034	0,1020	0,314
0,5	0,1201	-0,0598	16	1,136	0,1240	0,340
0,6	0,1045	-0,0492	18	1,214	0,1540	0,362
0,7	0,0828	-0,0385	20	1,252	0,1860	0,372
0,8	0,0572	-0,0260				
0,9	0,0286	0,0130				
0,95	0,0142	0,0065				
1	0	0				

Кроме этого, в качестве исходной информации были заданы и следующие параметры:

- Номинальная мощность $N = 500$ кВт.
- Расчетная скорость ветра $V_p = 12,5$ м/с.
- Скорость ветра при порыве $V_{пор} = 25$ м/с.
- Количество лопастей $i_{л} = 3$ шт.
- Плотность воздуха при нормальных атмосферных условиях $\rho = 1,2$ кг/м³.

На основе заданных исходных данных методика, изложенная в [4], позволяет подобрать размерные параметры рабочего колеса ВЭУ таким образом, чтобы момент на валу ветроколеса и его угловая скорость вращения удовлетворяли требованиям генератора с интегрированной магнитной трансмиссией, также разрабатываемого в рамках проекта «Ветроагрегат прямого привода с горизонтальной осью вращения». Ниже представлена краткая последовательность расчета основных параметров РК ВЭУ.

3.1. Расчет геометрии лопасти

На первом этапе рассчитывается геометрия лопасти в относительных единицах. Для этого вся лопасть условно разбивается на несколько сечений – в данной работе было вы-

брано 5 сечений, среди которых корневое и периферийное сечения. Далее для каждого сечения определяются следующие параметры:

- Относительный радиус расположения сечения r .
- Коэффициент подъемной силы C_{ya} .
- Угол атаки α – угол между направлением скорости набегающего на лопасть ветрового потока и хордой профиля лопасти.
- Угол установки профиля φ – угол между хордой профиля лопасти и плоскостью вращения РК ВЭУ.

3.2. Построение характеристик ветроколеса

Следующим этапом расчета является определение координат и построение таких характеристик ветроколеса, как моментная и мощностная. Моментная характеристика представляет собой зависимость коэффициента момента C_m от коэффициента быстроходности z , а мощностная – зависимость коэффициента мощности C_p от z .

Далее по построенным характеристикам определяется рабочая точка по критерию максимума коэффициента мощности. Этой рабочей точке будет соответствовать некоторый коэффициент быстроходности $z_{p.t.}$, для которого определяется соответствующий коэффициент момента. В дальнейшем коэффициенты C_m и C_p , соответствующие $z_{p.t.}$, принимаются за расчетные.

3.3. Расчет размерных параметров ветроколеса

Последним этапом расчета является определение фактических размерных параметров рабочего колеса ВЭУ. В качестве исходных данных здесь выступают следующие параметры:

- Номинальная мощность N .
- Плотность воздуха при нормальных атмосферных условиях ρ .
- Расчетная скорость ветра V_p .
- Скорость ветра при порыве $V_{пор}$.
- Безразмерные координаты профиля НАСА 63218.
- Расчетные коэффициенты момента и мощности C_m и C_p .
- Расчетный коэффициент быстроходности $z_{p.t.}$.

С использованием результатов, полученных в п. 3.1 и 3.2, осуществляется расчёт наружного диаметра рабочего колеса ВЭУ, размеров профилей лопасти в каждом сечении и других параметров.

В данной статье не акцентируется внимание на промежуточных расчетах, а приводятся лишь основные результаты, а именно:

- Наружный диаметр ветроколеса.

$$D = \sqrt{\frac{8N}{C_p \cdot \rho \cdot V^3 \cdot \pi}} \quad (1)$$

- Частота вращения ветроколеса.

$$n = \frac{60 \cdot V \cdot Z}{\pi \cdot D}, \quad (2)$$

где Z – коэффициент быстроходности, который определяется по всей длине лопасти.

- Крутящий момент, создаваемый ветроколесом на валу электрогенератора.

$$M_{кр} = C_m \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{D}{2} \quad (3)$$

Итоговые значения:

$$D = 50 \text{ м.}$$

$$n = 23 \text{ об/мин.}$$

$$M_{кр} = 241,7 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены несколько методик расчета параметров рабочего колеса ВЭУ, из которых была выбрана оптимальная. На основе выбранной методики была разработана математическая модель, с использованием которой были получены следующие параметры ВЭУ с профилем лопастей РК типа NASA 63218: диаметр рабочего колеса ВЭУ – 50 м, частота вращения – 23 об/мин, крутящий момент, создаваемый на валу генератора – 241,7 кН·м.

На основе полученных результатов создается 3D модель рабочего колеса ВЭУ и магнитной трансмиссии для него. В дальнейшем требуется отмасштабировать полученную модель до мощности в 5 кВт и определить условия ее изготовления с целью проверки корректности рассмотренных моделей и использования ее в составе энергетического комплекса в кампусе НИУ «МЭИ».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **А. Бетц.** Ветряные двигатели в свете современных исследований. Успехи физических наук. т. X, вып. 2, 1926 г.
2. **Россия** имеет самый большой в мире ветропотенциал. URL: <https://yandex.ru/turbo?text=https%3A%2F%2Fproteh.org%2Farticles%2F19102018-vetrojenergetika-v-rossii%2F> (дата обращения: 20.04.2020).
3. **Скорыходов В.И., Шкандюк Д.О., Киселев Г.Б.** Использование магнитных подвесов в ветроэнергетических установках, 2016 г.
4. **А.И. Яковлев., М.А. Затучная.** Аэродинамический расчет турбин пропеллерного типа», Харьковский авиационный институт, 2001 г.

*Р. О. Носков*¹, *А. К. Лямасов*², *А. М. Грибков*³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

ВЫСОТНАЯ ВЕТРОТУРБИНА НА НАДУВНОЙ КОНСТРУКЦИИ

АННОТАЦИЯ

В докладе рассматривается:

- Воздушная ветротурбина в виде аэростатно плавательного ветрогенератора (АПВ) для генерации электроэнергии на больших высотах, где наблюдается постоянство ветров.
- Исследование аэродинамической подъемной силы АПВ с профилем, построенным по теореме Жуковского, в инструменте ANSYS CFX для вычислительной гидрогазодинамики.

Ключевые слова – воздушная ветроэнергетика, возобновляемая энергетика, ветроэлектростанция (ВЭС), аэродинамика, двойное крыло, подъемная сила, численное моделирование аэродинамических процессов.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время развивается новый класс «Воздушных систем ветроэнергетики», который при выработке электроэнергии использует энергию ветра – возобновляемый источник. В этих системах используют летательные аппараты (кайты, аэропланы, гелиевые аэростаты и т. д.), для достижения высот стабильных, мощных и постоянных ветров. Данная ветротурбина целесообразна как автономный источник питания.

Благодаря применению летательных аппаратов увеличивается вырабатываемая мощность с сохранением габаритных размеров ветроколеса. За счет отсутствия мачты снижаются капитальные затраты на строительство, сроки ввода в эксплуатацию, шумовые и визуальные воздействия.

Разработан концептуальный проект аэростатно-плавательного ветрогенератора, в состав которого входит гелиевая оболочка для создания подъемной силы и силовой блок, преобразующий кинетическую энергию набегающего потока ветра в электроэнергию с помощью горизонтальной ветряной турбины.

Для поиска оптимальной конфигурации конструкции необходимо исследование взаимного влияния крыловых профилей различной геометрии и расположения на аэродинамические характеристики. При этом важно обеспечить требуемый объем газа для первоначального подъема установки и защиты от резкого падения при нерасчетных режимах штиля.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Аэростатно-плавательный ветрогенератор содержит: горизонтальный ветрогенератор мощностью 5 кВт, трехлопастное рабочее колесо с профилем лопасти NASA 4412 номинальным диаметром 3 м., оболочку из многослойного материала, заполненную гелием. Электрическая энергия передается на землю с помощью трос-кабеля, состоящего из прочного волокна.

Благодаря подъемной силе АПВ поднимается на высоту, где дуют постоянные сильные ветра. Форма надувной конструкции позволяет использовать набегающий поток воздуха для создания дополнительной подъемной силы (рис. 1.). Для крыловых профилей была выбрана форма Жуковского. [1, с.80].

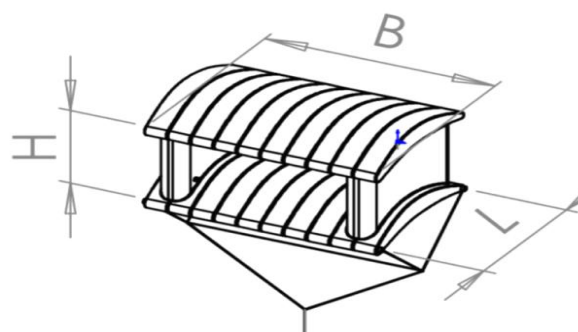


Рис. 1. Надувная конструкция АПВ

Профиль является асимметричным. Передняя часть затупленная, а задняя его кромка заострена. Скорость обтекания у задней кромки достигает максимума при большом градиенте скорости. При рассекании воздуха у острого края образуется зона пониженного давления, благодаря которой создается подъемная сила.

Поток воздуха набегаёт на конструкцию под некоторым небольшим углом α – углом атаки. Проанализировав аэродинамические характеристики профиля в среде ANSYS, рис.2. были выбраны наиболее выгодные, для исследования, а также дальнейшего использования углы атаки верхней и нижней несущей поверхностей: $\alpha_{\min} = -10^\circ$, $\alpha_{\max} = 15^\circ$.

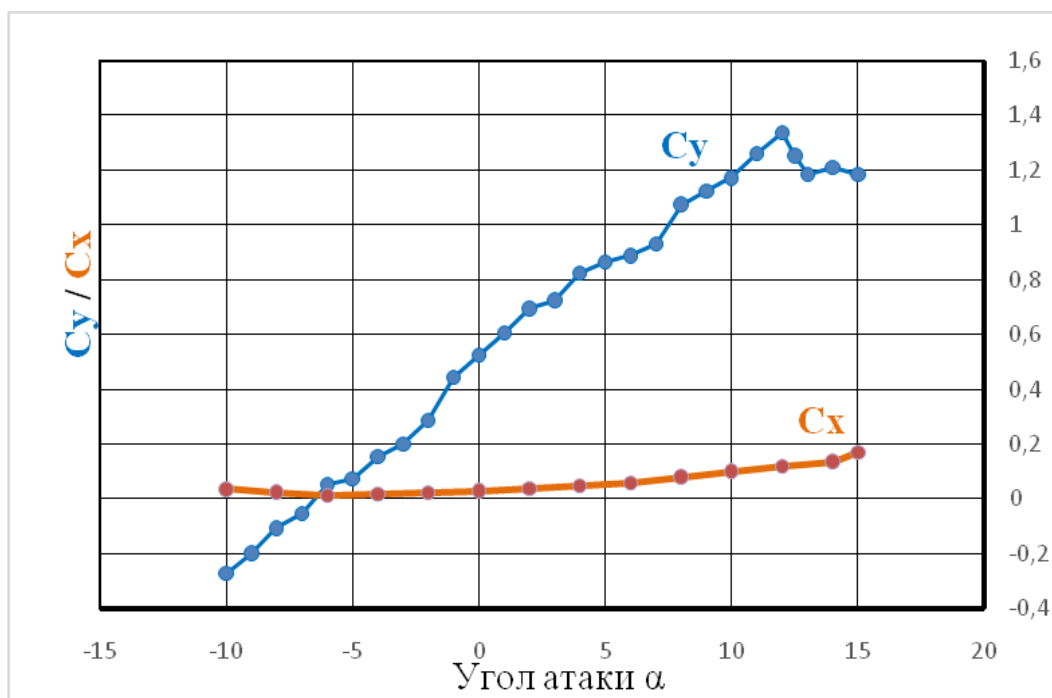


Рис. 2. Аэродинамические характеристики профиля полученного по теореме Жуковского. Безразмерные коэффициенты: C_x - силы лобового сопротивления, C_y - подъемной силы.

Подъемная сила P_u надувной конструкции меняется в зависимости от угла атаки, а также высоты расположения между верхним и нижним профилем. Необходимо учесть взаимодействие аэродинамических характеристик профилей друг на друга при различных углах атаки.

Геометрия профиля одинаковая, размер хорды нижней и верхней несущих поверхностей b постоянна, угол атаки α между ними варьируется от $\alpha_{min} = -10^\circ$, до $\alpha_{max} = 15^\circ$. (рис. 3).

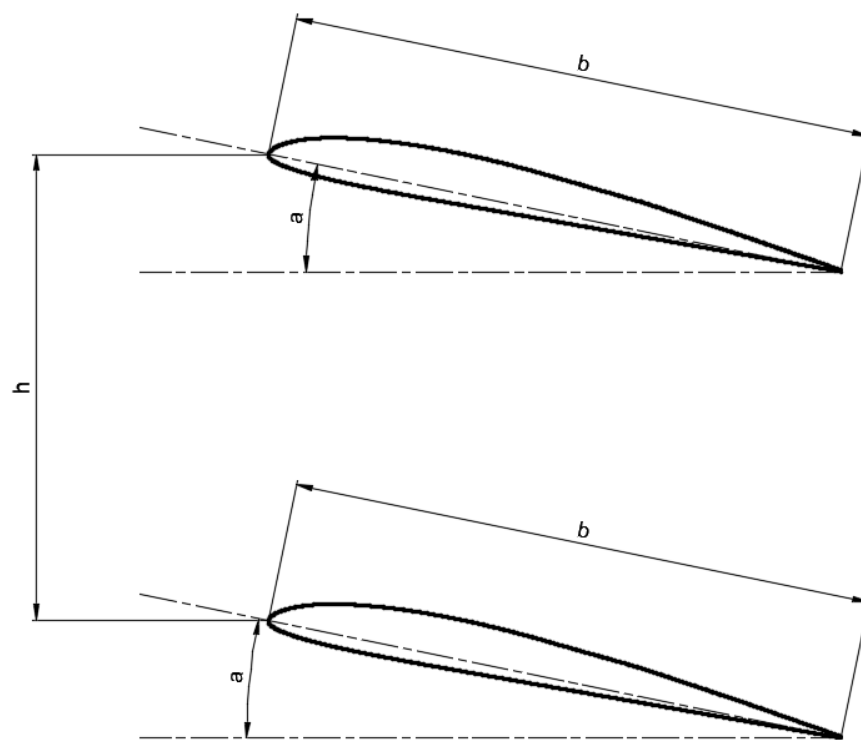


Рис. 3. Геометрические параметры нижней и верхней несущих поверхностей крыловых профилей, относительно друг друга. $b = 5,57$ м. – хорда профиля, $h = 3,3$ м.

Среда – воздух, плотность $\rho = 1,25$ кг/м³, температура $t = 288,15$ К.

Расчетная область представлена на рис. 4. Границы расчетной области не оказывают никакого влияния на результаты расчета (для $b=5,57$ м расстояние от сдвоенного крылового профиля до границ расчетной области более чем в 5 раз больше длины хорды).

Скорость потока $V_x = 25$ м/с, $V_y = V_z = 0$.

3. МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Решение данной задачи производилось пакете ANSYS CFX. Была создана сетка (рисунки 4, 5) с общим количеством ячеек 13228063. Геометрия расчетной области создает минимальную кривизну ячеек получаемой расчетной сетки, это увеличивает точность полученного решения.

При нахождении подъемной силы АПВ была использована математическая модель, основанная на переносе кинетической энергии турбулентности *SST* (двухслойная модель Ментера). Использование модели *k- ω* и *k- ϵ* , увеличивает чувствительность к граничным условиям.

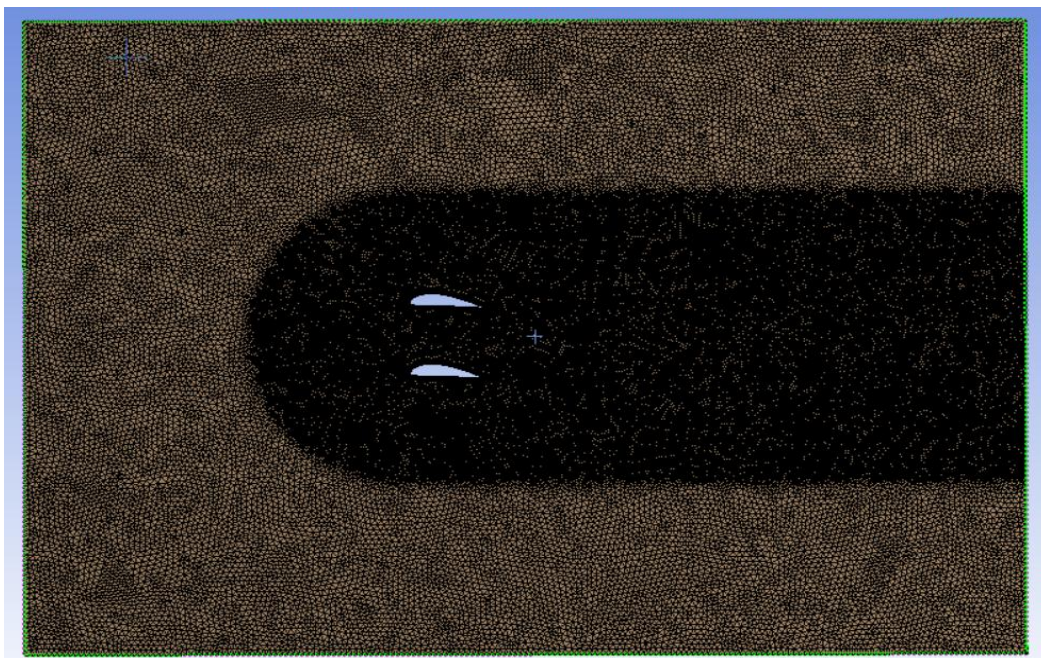


Рис. 4. Общий вид вычислительной сетки.

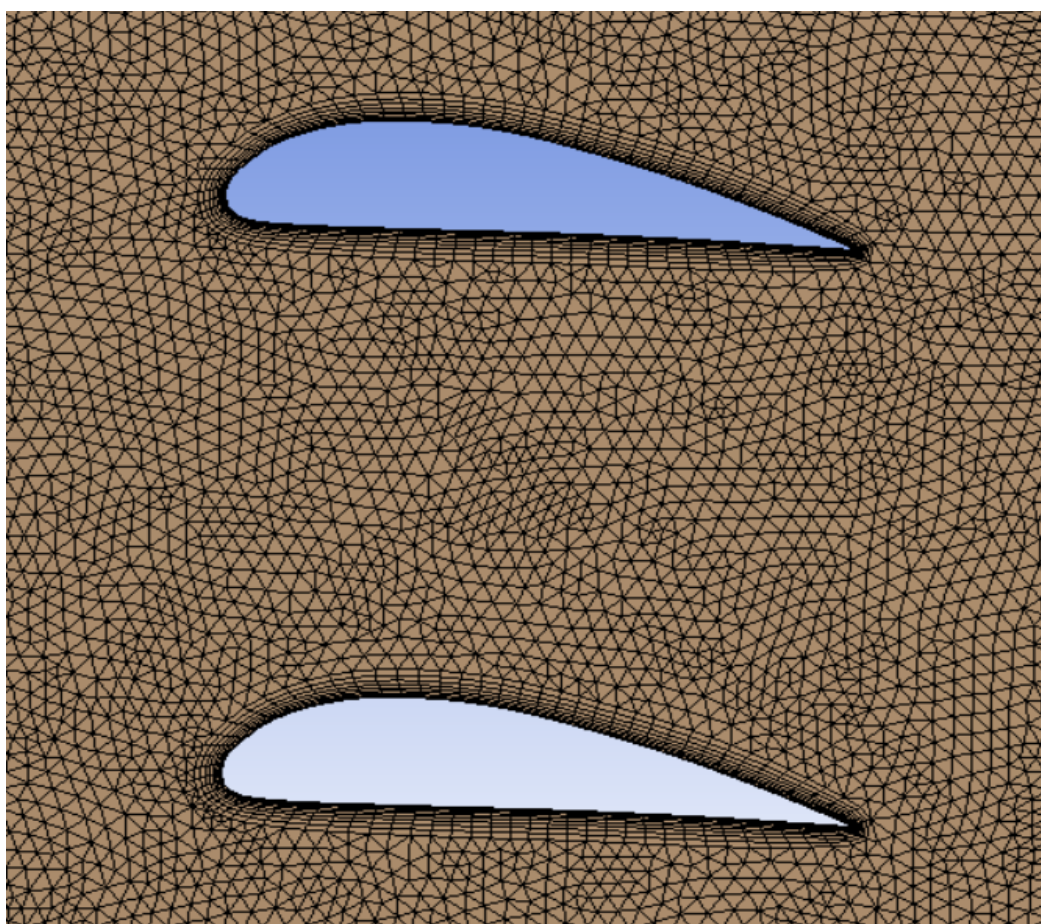


Рис. 5. Размельчение сетки у профиля крыла

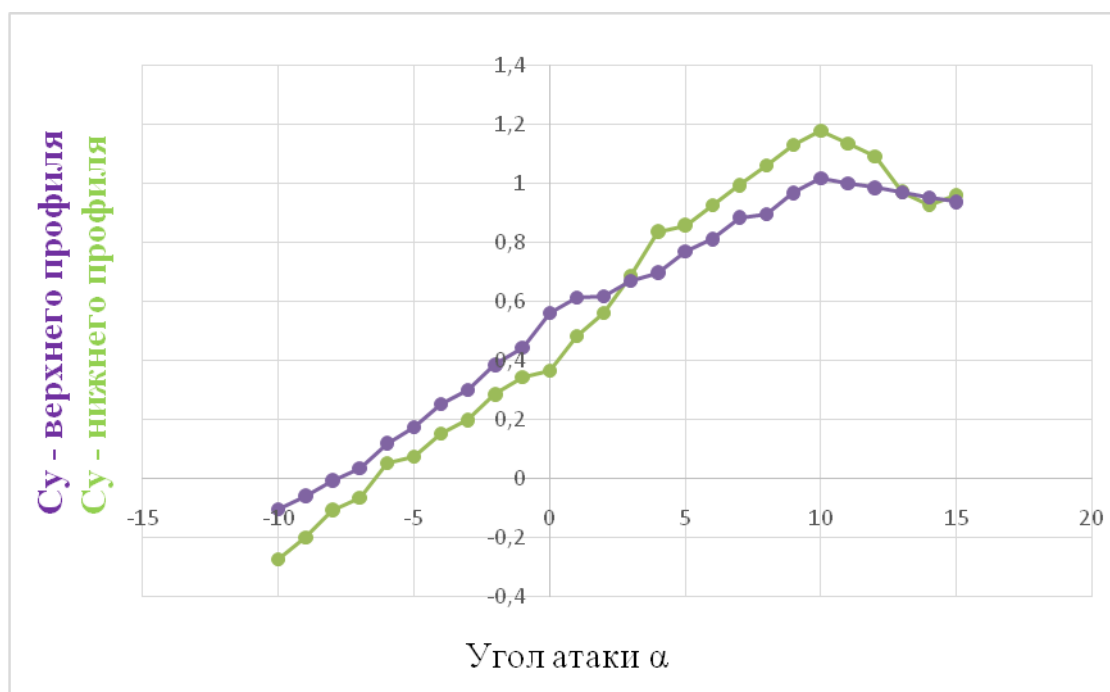


Рис. 6. Аэродинамические характеристики двоячного крылового профиля. Безразмерные коэффициенты C_y - подъемной силы, для верхнего/нижнего профиля АПВ.

Аналогичная расчетная область, сетка и граничные условия применялись для численного моделирования аэродинамических характеристик одинарного профиля. Результаты численного моделирования отображены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты вычисления.

Угол атаки	Одинарный профиль				Двойной профиль			
	C_y	P_y	C_x	P_x	C_y	P_y	C_y	P_y
-10	-0,273	-3540	0,036	467,19	-0,265	-3434	-0,1	-1294
-8	-0,106	-1376	0,0246	319,24	-0,103	-1334	-0,006	-75,53
-6	0,0537	696,89	0,0132	171,3	0,0521	675,98	0,1164	1510,6
-4	0,154	1998,5	0,018	233,59	0,1494	1938,6	0,2413	3197,4
-2	0,286	3711,5	0,0228	295,88	0,2774	3600,2	0,3744	4859
0	0,5259	6825,1	0,03	389,32	0,3466	4592,5	0,5447	7068,8
2	0,6948	9017	0,039	506,12	0,5454	7077,7	0,5996	7781
4	0,8237	10690	0,0492	638,49	0,7949	10533	0,6769	8784,2
6	0,8875	11517	0,0594	770,86	0,8984	11659	0,7877	10223
8	1,0743	13942	0,08	1038,2	1,0301	13368	0,8687	11273
10	1,1721	15211	0,1006	1305,5	1,1438	14843	0,976	12797
12	1,3355	17332	0,1182	1533,9	1,0595	13750	0,9555	12400
14	1,2086	15684	0,1358	1762,3	0,9005	11687	0,9249	12003
15	1,1855	15385	0,169	2193,2	0,9332	12110	0,8815	11805

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Найдены значения подъемной силы P_u для двойного и одинарного профиля разрабатываемой ветроустановки. По результатам вычислений можно сделать вывод, что оптимальными углами атаки использования АПВ являются $-6^\circ \dots 10^\circ$.

В зависимости от угла атаки изменяется воздействие зон давлений между несущими поверхностями. Для высотной ветротурбины значение интервала между верхней и нижней оболочки составляет 1,05...1,6 длины хорды профиля. При дальнейшем увеличении интервала подъемная сила существенно не меняется.

Данная конструкция позволяет разместить ветроколесо и генератор в защищенной от прямого воздействия осадков и солнца межпрофильной зоне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Викторов Г. В.** Гидродинамическая теория решеток. М.: ВИСШАЯ ШКОЛА, 1969. 368 с.
2. **Вождаев В.** Расчет аэродинамических характеристик крыла с использованием программного комплекса ANSYS CFX // САПР и графика: электронный журнал 2'2011. URL: <http://www.sapr.ru/article.aspx?id=22024&iid=1006>. (дата обращения 15.02.2020).
3. **Ильинский Н. Б.** Математические проблемы проектирования крыловых профилей Усложненные схемы течения; построение и оптимизация формы крыловых профилей / Ильинский, Н. Б., Абзалилов Д. Ф. - Казань: Казан. ун-т, 2011. – 284 с.
4. **Салманов Э. Г.** Исследование подъемной силы двойного крыла бесконечного размаха с профилем НАСА-0012 в зависимости от хорды и вертикального интервала в пакете Ansys CFX // Современные научные исследования и инновации. 2016. № 8 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2016/08/71052> (дата обращения: 06.02.2020).

Б.Ф. Кузнецов¹, П.А. Курбатов², О.Н. Молоканов³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОГЕНЕРАТОРА С ИНТЕГРИРОВАННЫМ МАГНИТНЫМ МУЛЬТИПЛИКАТОРОМ ДЛЯ ВЕТРОАГРЕГАТА ПРЯМОГО ПРИВОДА

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты математического моделирования низкоскоростного синхронного генератора с возбуждением от постоянных магнитов, предназначенного для работы в системе прямого привода ветроагрегата. Описана конструкция и особенности магнитной системы предлагаемого генератора. Разработан алгоритм расчёта выходной мощности и плотности момента, а также методика подбора параметров магнитной системы. Представлены результаты расчета генератора с мощностью 500 кВт. Расчетная плотность момента генератора составила 224 кН м/м³, что позволило отказаться от использования механического редуктора без необходимости увеличения габаритов гондолы ветроагрегата.

Ключевые слова – ветроагрегат, магнитный редуктор, мультипликатор низкоскоростной генератор, ветряная турбина, магнитное поле, низкоскоростной ротор, высокоскоростной ротор, Арктика, постоянные магниты.

1. ВВЕДЕНИЕ

Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) — это перспективное направление развития электроэнергетики. В связи с постоянным увеличением потребляемой мощности, увеличением уровня загрязнения окружающей среды и истощением ископаемых видов природных ресурсов существует насущная потребность увеличения скорости замены традиционных источников электроэнергии возобновляемыми в глобальном масштабе. Одним из направлений использования ВИЭ для производства электроэнергии является применение ветрогенераторов. Данное направление получило широкое применение в мире, а в последнее десятилетие и в России, особенно в регионах с высоким потенциалом ветровой энергии.

В традиционных ветроустановках для передачи вращающего момента используется механический редуктор. Это устройство преобразует низкую скорость вращения лопастей в высокую скорость вращения вала генератора. Механические редукторы обладают низкой надёжностью. Они состоят из вращающихся шестерней, весь крутящий момент между которыми передаётся через касание зубьев в одной точке, сопровождающееся трением. Эти механизмы необходимо периодически смазывать и ремонтировать, что негативно сказывается на эксплуатационных затратах. При снижении температуры жидкая смазка в механических редукторах густеет, а металл зубчатых колес становится более хрупким, что сильно ограничивает применение ветроагрегатов в условиях Арктики. Кроме того, изготовление зубчатых колёс на большие мощности дорого, а организация их производства в условиях отечественной промышленности затруднена.

В связи с этим возникает необходимость в создании новых российских ветроэнергетических установок и модернизации конструкций существующих ветроагрегатов, на что

и направлена данная работа, в которой рассматривается возможность использования генератора с интегрированным магнитным мультипликатором в основе конструкции ветроэлектростанций.

Магнитные мультипликаторы более эффективны по сравнению с зубчатыми редукторами. Они не содержат истирающихся деталей и имеют относительно высокую плотность момента около 200 кН м/м³ [1], что позволяет им конкурировать с механическими редукторами по массогабаритным показателям. Таким образом, использование генераторов с интегрированным магнитным мультипликатором позволит увеличить надёжность, срок службы, уменьшить затраты на обслуживание, а также улучшить массогабаритные показатели ветроагрегатов по сравнению с традиционными системами прямого привода. За счет отсутствия зубчатого редуктора, плохо переносящего низкие температуры, ветряные электростанции с использованием нового типа генератора смогут более эффективно работать в суровых условиях Арктики.

2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАТОРА

2.1. Магнитный мультипликатор

Магнитный мультипликатор – это устройство, бесконтактным образом преобразующее частоту вращения входного вала, передавая момент на выходной вал с неким передаточным отношением k_p [2]. Конструкция включает в себя два ротора – высокоскоростной, содержащий постоянные магниты, и низкоскоростной, состоящий из сегментов магнитомягкого материала, модулирующих магнитное поле. Статор устройства состоит также из постоянных магнитов, причём число полюсов на статоре значительно больше, чем на высокоскоростном роторе (рис.1).

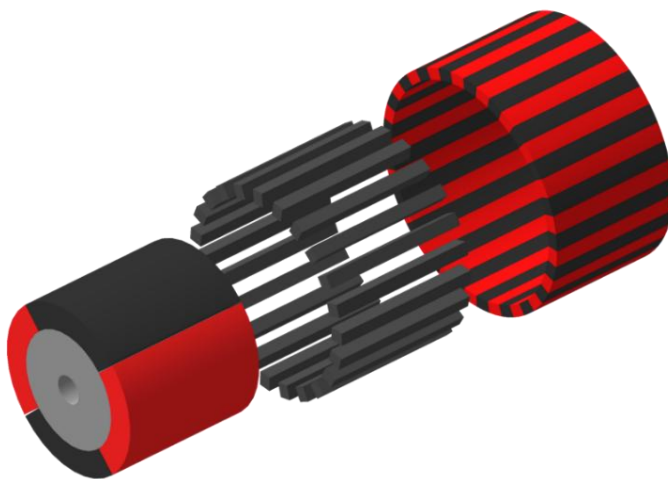


Рис. 1. Модель структуры магнитного мультипликатора.

Количество сегментов модулятора (низкоскоростного ротора) определяется как

$$n_{r2} = p_{r1} + p_s, \quad (1)$$

где p_{r1} – количество пар полюсов высокоскоростного ротора; p_s – статора.

Передаточное отношение мультипликатора определяется в соответствии с выражением

$$k_p = n_{r2} / p_{r1}. \quad (2)$$

Модулятор преобразует магнитное поле между внутренним ротором и статором, делая возможным взаимодействие разнополюсных магнитных полей, за счёт чего и происходит преобразование скорости вращения [3].

Это устройство имеет ряд преимуществ перед механическим редуктором – взаимодействие между вращающимися элементами (передача момента) происходит по всей их площади, тогда как шестерни механических редукторов воспринимают всю передаваемую силу в одной точке соприкосновения между ними. В устройстве магнитного мультипликатора, за исключением подшипников, отсутствуют истирающиеся детали, поэтому он не требует постоянного обслуживания, смазки и частого ремонта. Кроме того, при превышении максимального момента колёса начинают прокручиваться, что может защитить механизмы от перегрузки. В отличие от этого механический редуктор при перегрузке просто выходит из строя и требует долгого и дорогостоящего ремонта. Из недостатков можно выделить относительно высокую стоимость постоянных магнитов.

2.2. Генератор с интегрированным магнитным мультипликатором

Рассматривая пути отказа от механических редукторов, можно выделить два основных. Первый путь заключается в использовании магнитного мультипликатора в качестве замены механическому, то есть создание редукторного привода генератора. Второй – создание генератора с интегрированным магнитным мультипликатором. Магнитный мультипликатор при работе создаёт вращающееся магнитное поле, которое можно использовать для наведения ЭДС в обмотке генератора. Такой генератор более компактен по сравнению с редукторным приводом, поэтому в рамках данного проекта было решено пойти этим путём.

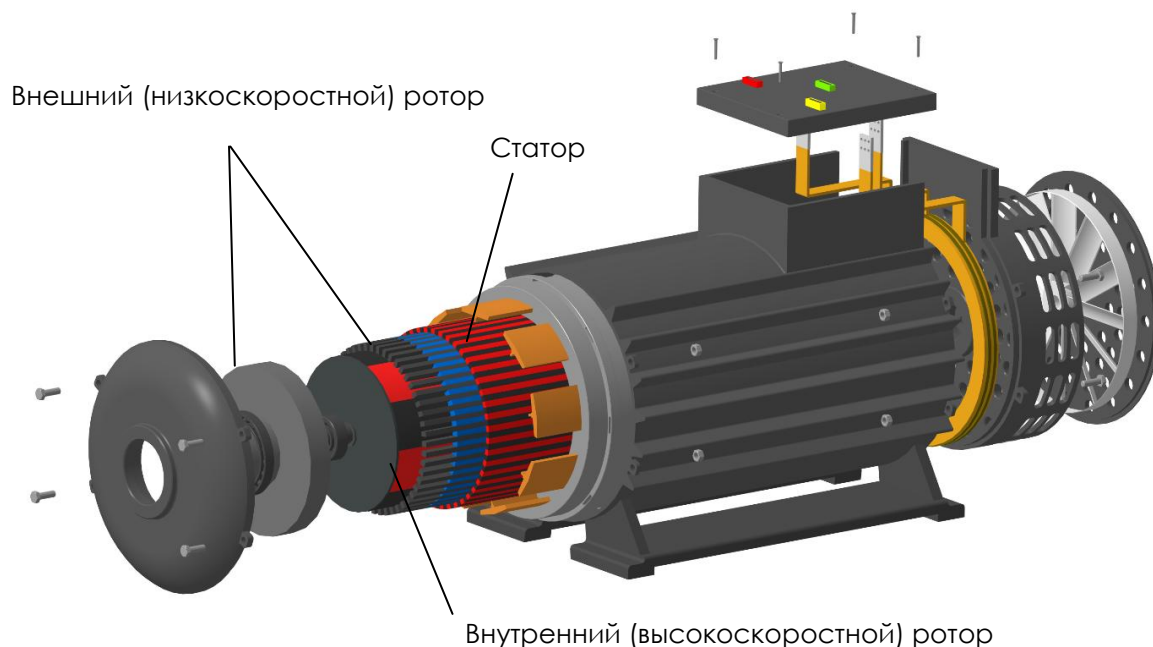


Рис. 2. Развёртка модели спроектированного низкочастотного генератора с ИММ

На рис.2 показана структура спроектированного генератора с интегрированным магнитным мультипликатором. Так же, как и магнитный мультипликатор, генератор имеет два ротора – основной низкоскоростной и вспомогательный высокоскоростной. Статор

генератора состоит из двух частей – внутреннего слоя постоянных магнитов и трехфазной обмотки. Более подробная схема приведена далее в разд. 3.

2.3. Моделирование генератора с заданными техническими параметрами

Изучению подобных электрических машин посвящены работы [2, 4, 5]. Исходя из анализа данных публикаций, были выявлены основные особенности нового типа генератора, что позволило создать его параметрическую математическую модель в COMSOL Multiphysics®. Путём многократных изменений таких параметров, как количество полюсов на статоре и роторе, диаметры роторов и толщины постоянных магнитов, была проведена оптимизация модели по критерию заданной выходной мощности 500 кВт при минимальных массогабаритных показателях. Найденные оптимальные параметры магнитной системы представлены в табл. 1. Результаты расчета магнитной системы для найденного оптимального варианта представлены на рис. 3.

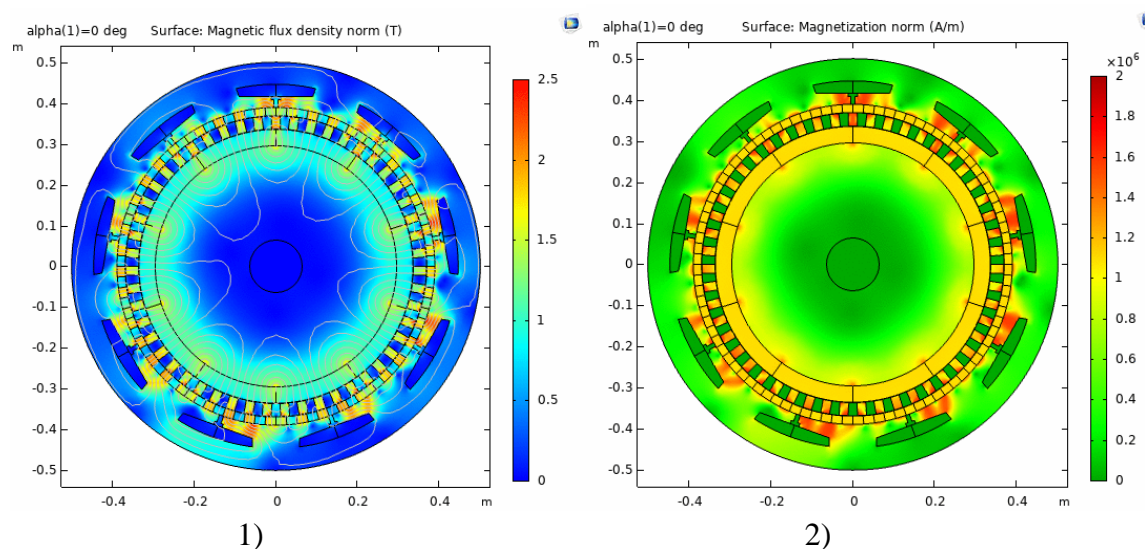


Рис. 3. Компьютерная модель COMSOL Multiphysics®: 1) – магнитная индукция в элементах магнитной системы (Т); 2) – намагниченность (А/м)

Таблица 1. Параметры математической компьютерной модели генератора

Внешний диаметр статора генератора, D_{Γ}	1000 мм
Длина генератора, L_{Γ}	1500 мм
Угловая скорость вращения низкоскоростного вала, n_{Γ}	23 об/мин
Максимальный момент генератора, $M_{\max 2}$	224,4 кН·м
Удельный момент на единицу массы магнитов, M_{nm}	157,2 Н·м/кг
Удельный момент на единицу объема магнитной системы, M^*	190,5 кН·м/м ³
Максимальный момент мультипликатора, M'	241,7 кН·м
Максимальная мощность генератора, P_M	540,5 кВт
Действующее значение плотности тока в пазах статора, J	3 А/мм ²

3. СОЗДАНИЕ ЭСКИЗА ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ВЕТРОАГРЕГАТА

Исходя из полученных в разделе 2.3 параметров электрической машины и особенностей ветроагрегата, была спроектирована 3D-модель генератора. Были проработаны конструкционные элементы генератора, такие как опора роторов на подшипниках, их размещение, вывод концов обмотки, использование высокоскоростного ротора для охлаждения

и т. д. На рисунках 4 и 5 представлены подробные эскизы разрезов 3D-модели с габаритными размерами электрической машины.

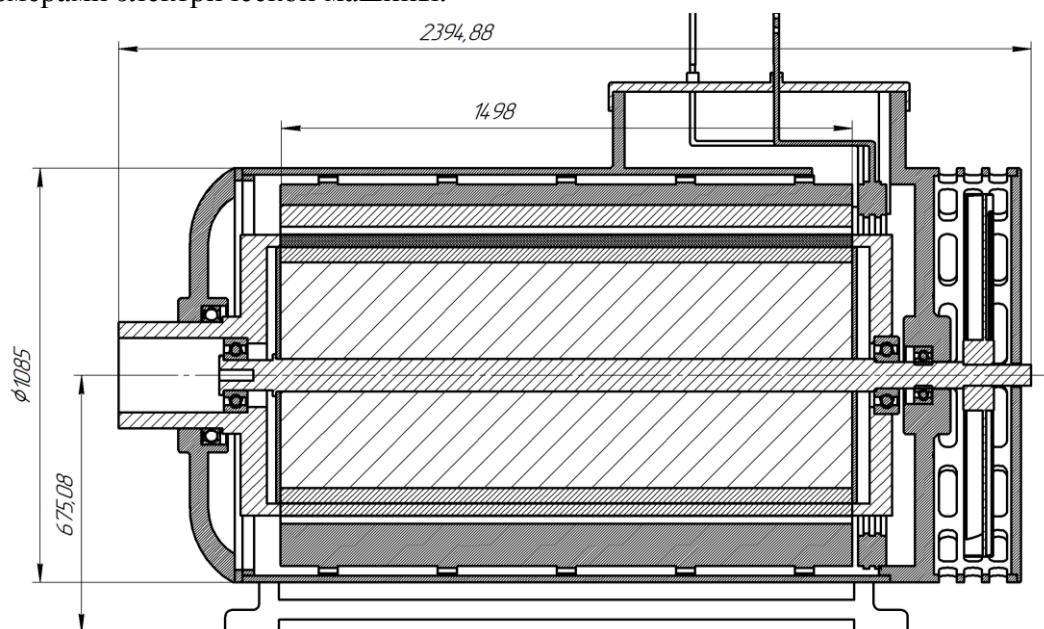


Рис. 4. Эскиз продольного разреза генератора

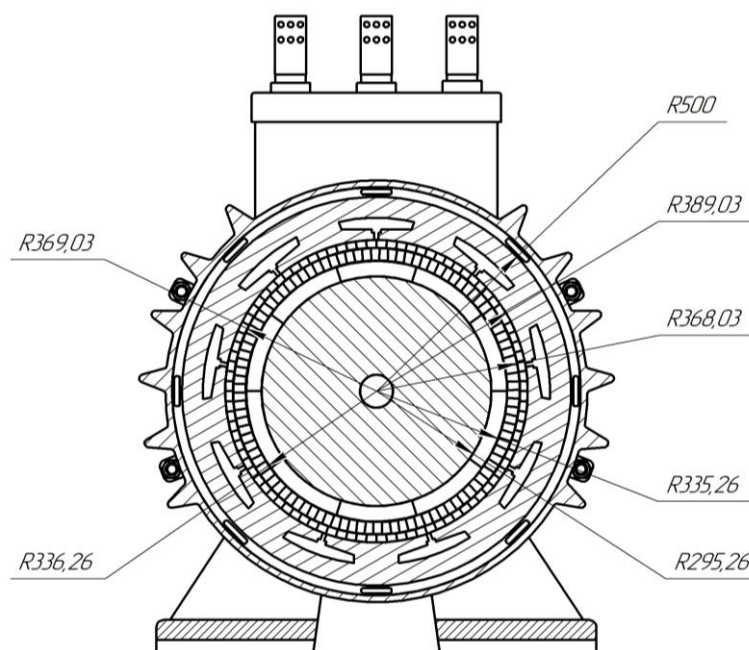


Рис. 5. Эскиз поперечного разреза генератора

Для оценки габаритных размеров разработанной модели генератора был использован промышленно эксплуатируемый ветроагрегат Т 600-48 фирмы Turbowinds мощностью 500 кВт, в гондоле которого редуктор и генератор были заменены спроектированным низкоскоростным генератором с интегрированным магнитным мультипликатором (рис. 6).



Рис. 6. Разрез 3D-модели ветроагрегата

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная в данной работе конструкция генератора по параметрам удельного момента на единицу объема магнитной системы значительно превышает другие подобные машины. Это позволило встроить его в гондолу промышленно эксплуатируемого ветроагрегата мощностью 500 кВт без использования механического редуктора.

Конструкция не требует смазки и обслуживания, не разрушается под воздействием сверхнизких температур, что делает её оптимальной для использования в арктических условиях. Благодаря высокой плотности момента, генерирующая система на основе нового типа генератора с интегрированным магнитным мультипликатором занимает значительно меньше места в гондole ветроэнергетической установки по сравнению с классическими системами прямого привода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Frandsen, T.V., Mathe, L., Berg, N.I., Holm, R.K., Matzen, T.N., Rasmussen, P.O., Jensen, K.K.** Motor Integrated Permanent Magnet Gear in a Battery Electrical Vehicle // IEEE Trans Ind Appl. 2015.
2. **Atallah K., Calverley S., Clark R., Rens J., Howe D.** A new PM machine topology for low-speed, high-torque drives // Proc. - Int. Conf. Electr. Mach., ICEM. 2008.
3. **S. L. Ho, S. Niu, and W. N. Fu,** "Design and analysis of a novel axial-flux electric machine," IEEE Trans. Magn., vol. 47, no. 7, pp. 3909–3912, Jul. 2013.
4. **F. Libert, J. Souldard** Investigation on Pole-Slot Combinations for Permanent-Magnet Machines with Concentrated Windings
5. **Oleg Molokanov, Pavel Dergachev, Sergey Osipkin, Ekaterina Kuznetsova, and Pavel Kurbatov** A Novel Double-Rotor Planetary Magnetic Gear// IEEE TRANSACTIONS ON MAGNETICS, VOL. 54, NO. 11. 2018.

*В.Д. Свистунов*¹, *А.Г. Васьков*², *М.Г. Тягунов*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ВЕРТИКАЛЬНООСЕВОЙ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

АННОТАЦИЯ

Установка малых ветрогенераторов в черте города может обеспечить автономное питание различных малых потребителей, таких как светофоры, осветительные фонари и других без подключения их к единой энергосистеме, тем самым обеспечивая их независимость.

В данной работе будет рассмотрена реализация опытного образца ВЭУ (ветроэнергетическая установка), которая должна работать в условиях городской застройки с возможностью регулирования количества генерируемой мощности, изменяя количество работающих ветрогенераторов.

Ключевые слова – ветроэнергетика, ротор Савониуса, ветрогенератор, вертикально-осевой, моделирование, аэродинамика, ВЭУ, НВИЭ, нетрадиционная энергетика

1. ВВЕДЕНИЕ

В результате технического развития энергетики, использование экологически чистой, или «зеленой» энергии становится все более востребованным. Эта тенденция направляет развитие малой энергетики в направлении разработки малых и легко эксплуатируемых установок на основе возобновляемых источников энергии.

В работе была разработана конструкция ветрогенератора, который может работать автономно в условиях городской среды.

Таким образом будет обеспечена «модульность» данной разработки, то есть одна модель может работать самостоятельно, либо в совокупности с несколькими такими моделями для обеспечения потребителей необходимой мощностью.

В процессе работы проводились экспериментальные исследования и компьютерное моделирование ветроколеса Савониуса.

В результате исследования были получены экспериментальные и теоретические характеристики ветроколеса, а также натурная и компьютерная модель данного ротора Савониуса. На основе данных моделей была разработана конструкторская документация для изготовления экспериментального образца большей мощности. В дальнейшем данный образец послужит основой для потребительских ветрогенераторов.

2. ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ВЕТРОГЕНЕРАТОРА

2.1. Типы ветрогенераторов

Возобновляемая энергетика с использованием энергии ветра в основе своей использует преобразование энергии движения частиц воздуха в энергию вращения ротора, которую можно преобразовать в энергию электричества с использованием электрогенераторов.

Использование ветровой энергии связано с множеством трудностей. Для её использования необходимы ветровые колеса. Ветроколеса может быть горизонтально- или вертикально-осевыми.

Изучив данные виды ветровых колес, было выявлено, что для условий городской местности более подходящими будут вертикально-осевые ветрогенераторы. Для определения конкретной конструкции были рассмотрены основные типы вертикально-осевых ветрогенераторов.

Ротор Савониуса по конструкции имеет плоские изогнутые лопасти. Момент вращения на роторе создается за счет силы сопротивления, возникающей вследствие разницы сопротивлений воздушному потоку на выгнутой и вогнутой поверхностях лопастей ротора.

Из-за простоты и относительно низкой стоимости конструкции, а также в связи с отсутствием необходимости предварительного пуска ротора в качестве базы для создания малого и модульного ветрогенератора был выбран ротор Савониуса.

2.2. Преимущества ротора Савониуса

Ротор Савониуса представляет собой простое устройство, состоящее из цилиндра, вырезанного вдоль его центральной оси, части которого смещены в сторону.

Эффективность преобразования ротора Савониуса ниже, чем у других преобразователей энергии ветра. Стандартное значение КПД таких роторов составляет около 12-18%. Для сравнения, эффективность роторов Дарье может достигать 30% - 40%, а ветрогенераторы с горизонтальной осью могут достигать КПД 40-50% [2]. Таким образом, ротор Савониуса не очень конкурентоспособен с точки зрения аэродинамических характеристик по сравнению с другими ветрогенераторами. Однако в некоторых прототипах роторов удалось достичь довольно больших значений КПД, до 30% [3].

Этот ротор имеет довольно низкую начальную скорость и может работать при слабом ветре, до 3 м / с, чего не могут делать ветрогенераторы с горизонтальной осью. Такие роторы могут работать в широком диапазоне скоростей ветра и создавать меньшие вибрационные нагрузки на опорную конструкцию из-за низких скоростей вращения. Основными преимуществами данных турбин являются простота конструкции, низкая стоимость и простота сборки. Такие турбины нечувствительны к направлениям потока ветра и поэтому имеют преимущество в местах, где направление ветра часто изменяется. Их вертикальная ось вращения позволяет им находиться в ограниченном пространстве или на поверхности зданий [4, 5].

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕТРОКОЛЕСА САВОНИУСА

3.1. Натурная модель

Для оценки возможности использования ветра с использованием ветрогенератора с вертикальной осью была создана натурная модель на основе ротора Савониуса. Схема этой модели представлена на рисунке 1, а.

В результате экспериментов были получены основные характеристики: скорость вращения от скорости ветра, электрическая мощность, эффективность генератора.

Максимальная мощность и КПД составляют 29 мВт и 0,1 соответственно. Эту ветротурбину можно сделать эффективной, для этого следует рассмотреть вопрос о замене генератора или добавлении редуктора для увеличения числа оборотов на генераторе [6].

3.2. Аэродинамические характеристики простого ротора Савониуса

Для оценки аэродинамических характеристик простого ветроколеса Савониуса была разработана модель ротора в программах Siemens NX и FloEFD. Программы позволяют создать компьютерную модель ротора и выполнить гидрогазодинамический расчет, который основан на методах дискретизации уравнений Навье-Стокса.

Изображение этой модели представлено на рисунке 1, б.

Решение аэродинамической задачи началось с геометрического моделирования. Используя инструменты Siemens NX, были созданы отдельные элементы, которые были объединены в единую сборку. После этого поток воздуха вокруг получаемой поверхности моделировался в программе FloEFD.

В результате расчетов были получены характеристики «момента сил давления» от скорости ветра. Сравнивая характеристики, полученные ранее на натурной модели и рассчитанные в программе, была пересчитана мощность. По этой характеристике была рассчитана зависимость эффективности ветроколеса от скорости ветра. Максимальное значение КПД составляло около 19 % при максимальной скорости ветра у ветродвигателя. Это значение близко к стандартному КПД роторов Савониуса [7].

3.3. Аэродинамические характеристики усовершенствованного ветроколеса

В результате анализа результатов и анализа результатов работ зарубежных ученых [3] было решено улучшить классическое ветровое колесо Савониуса. Была создана и рассчитана модель с плавно меняющимся углом поворота, которая представлена на рис. 1, в.

Данная модель имеет сглаженные секции, позволяющие выровнять момент давления, и увеличенный размер для большей мощности.

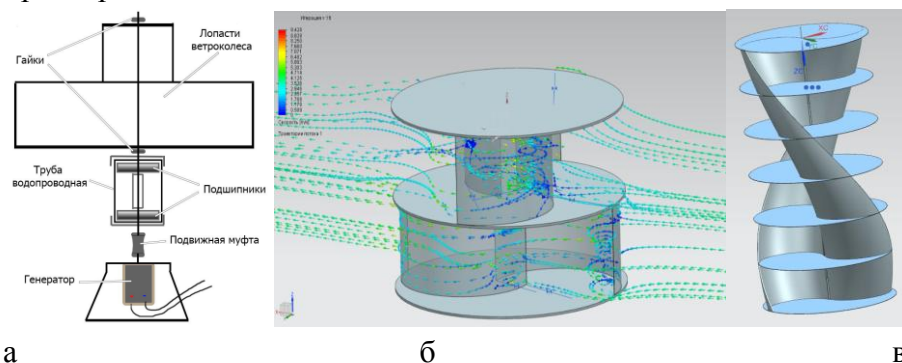


Рис. 1. а - схема первой натурной модели ветрогенератора Савониуса; б - модель простого ротора Савониуса; в - модель усовершенствованного ротора Савониуса.

Расчет проводился на основе геометрической модели, построенной в программе Siemens NX. Симулирование обтекания полученной поверхности потоком воздуха проводилось в программе FloEFD. Результатом расчета является зависимость «Моментов сил давления» от скорости ветра и зависимость момента от угла поворота лопасти по отношению к ветровому потоку. Целью создания усовершенствованной модели являлось снижение колебаний момента.

Также путем пересчета были получены мощностные характеристики, такие как механическая мощность при изменяющейся скорости ветра для идеального ветроколеса. Они позволили оценить максимальную мощность ветроколеса при различных моментах электрического сопротивления генератора, что поможет в дальнейшей работе и выборе генератора [8].

4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ВЕТРОКОЛЕСА

4.1. Конструкция экспериментальной модели

Основой для создания экспериментальной модели послужила последняя усовершенствованная трехмерная модель. В связи со сложностью технической реализации такого ветроколеса была создана упрощенная конструкция, представленная на рисунке 2.

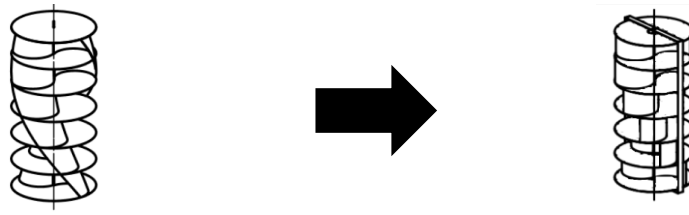


Рис. 2 – Упрощенная модель ветроколеса

Для того чтобы обеспечить устойчивость конструкции, необходимо предусмотреть каркас ротора, позволяющий ему работать в нормальном режиме при любой скорости ветра.

Для того чтобы установить данный ветрогенератор для проведения экспериментов в реальных условиях, самым оптимальным решением является установка его на крыше здания. При этом необходимо предусмотреть возможность его переноса без использования специализированной техники. В связи с этим было принято решение о применении разборной конструкции всего ветрогенератора.

Весь ротор был разбит на 6 сборных частей, каждая высотой 200 мм, которые будут соединяться друг с другом болтовыми соединениями. Собранный конструкцией представляет собой сам вращающийся ротор, высотой 1,2 м. Вид элемента ротора представлен на рисунке 3, а.

Каркас ветрогенератора должен обеспечивать компенсацию парусности конструкции и при этом иметь возможность ручной установки. Поэтому он будет выполнен в виде разборной конструкции, которая изготовлена из стальных квадратных труб. Они будут обеспечивать устойчивое положение всей конструкции. Трубы соединяются между собой с помощью стальных пластин и болтовых соединений. Основание каркаса выполнено в монолитном исполнении для обеспечения устойчивого закрепления на поверхности.

Для обеспечения вращения ротора элементы ветроколеса будут крепиться каркасу через подшипниковый узел. При этом каждый элемент будет закреплен на шпильку и придерживается на гайках, образуя при этом цельный ротор. Шпилька же закрепляется на подшипниковом узле типа UCFL 203, который закрепляется на каркасе в отверстии.

Электрический генератор в данном каркасе закрепляется в нижней части. Он укладывается в пазы на трубе и при этом прижимается на длинных болтах, закрепляя его в одном положении.

Изображение каркаса представлено на рисунке 3, б.

Собранный конструкцией может быть установлена на крыше здания либо в другом месте. При этом есть возможность закрепить ВЭУ на земле за счет крепления крестообразного основания.

Изображение собранной ВЭУ представлено на рисунке 3, в.

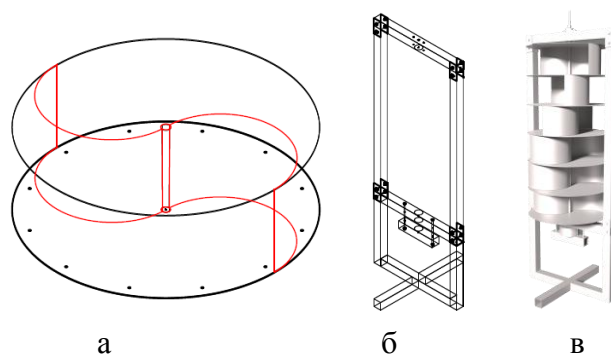


Рис. 3. а - Элемент ротора ветроколеса; б – Каркас ВЭУ; в - Модель ВЭУ

В данный момент конструкция готова к изготовлению, были созданы рабочие чертежи, которые были переданы заводу изготовителю. Финальный внешний вид будет виден уже после изготовления ветрогенератора.

4.2. Сравнение упрощенной и усовершенствованной модели

Для оценки потерь момента при использовании упрощенной модели ротора были проведены аэродинамические расчеты обеих моделей ветрогенератора. Модель с каркасом проверялась в наихудших условиях, то есть в момент, когда направлению ветра мешала силовая часть каркаса.

Результаты данных расчетов приведены на графиках на рисунке 4.

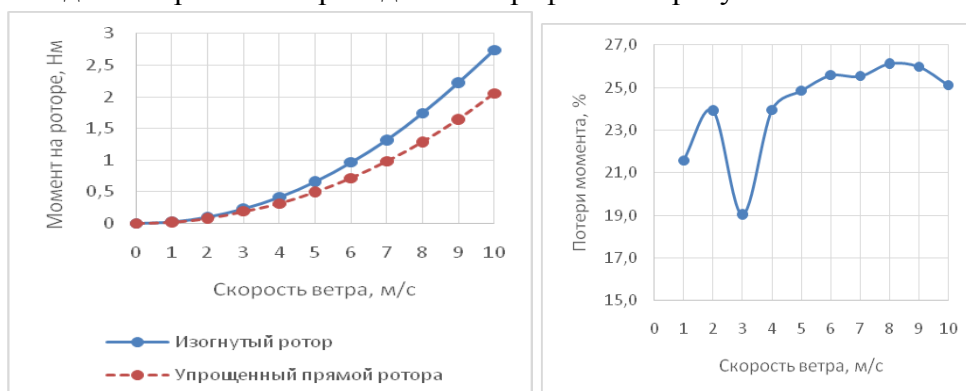


Рис. 4 – Результаты сравнения роторов упрощенного и усовершенствованного роторов

Анализируя эти графики, можно сделать вывод о том, что потери момента колеблются в районе 19-25 % в наихудших условиях.

Для оценки мощности ветроколеса использовалось основное уравнение для мощности ветротурбины:

$$P_{\text{ротора}} = M\omega, \quad (1)$$

Где M – это момент на роторе Нм; ω – это угловая скорость вращения, рад/с. Получаемая мощность измеряется в Вт.

Принимая, что линейная скорость вращающегося ротора равна скорости ветра, была рассчитана характеристика $n(V)$ и, основываясь на сравнении этой характеристики для ранее изготовленного натурального образца [6], было выявлено, что реальная скорость вращения может отличаться до 30 % от идеальной. Используя полученную характеристику, были рассчитаны мощностные характеристики для усовершенствованного ротора и упрощенного. Данные характеристики приведены на рисунке 5. По данной характеристике

видно, что при скорости ветра в 10 м/с потери мощности после упрощения конструкции ротора для его изготовления достигают 25 %.

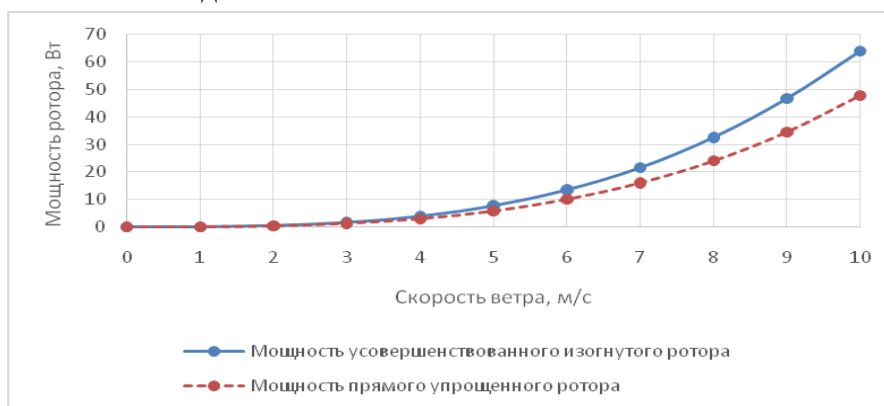


Рис. 5 – Мощностные упрощенного и усовершенствованного роторов

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы была разработана конструкторская документация для изготовления экспериментального образца. Были проведены аэродинамические расчеты для оценки эффективности данного ветроколеса.

После его производства на заводе изготовителе, планируется производить испытания в реальных условиях, для получения практической оценки данной конструкции ВЭУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Savonius, S. J.** (1931). The S-rotor and its applications, Mechanical Engineering,
2. **Abraham, J.P., Plourde, B.D., Mowry, G.S., Minkowycz, W.J., & Sparrow, E.M.** (2012). Summary of Savonius wind turbine development and future applications for small-scale power generation, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4(4), 042703, 1–21.
3. **Akwa, J.V., Vielmo, H.A., & Petry, A.P.** (2012). A review on the performance of Savonius wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 3054–3064.
4. **Roy, S., & Saha, U. K.** (2013a). Review of experimental investigations into the design, performance and optimization of the Savonius rotor, *Proceedings of IMechE Part A: Journal of Power and Energy*, 227(4), 528–542.
5. **Shepherd, W., & Zhang, L.** (2011). *Electricity Generation Using Wind Power*. Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd. 53(5), 333–338.
6. **Свистунов В.Д., Васьков А.Г.** Использование вертикально-осевого ветрогенератора в качестве маломощного источника питания // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать четвертая Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (15 – 16 марта 2018 г., Москва): Тез. докл. С.1080.
7. **Свистунов В.Д., Васьков А.Г.** Расчет аэродинамических характеристик вертикально-осевой энергетической установки // Энергетика. Технологии будущего. Науч.-техн. конф. студентов (28 – 29 мая 2019 г., Москва): сборник тез. докл. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – С. 34.
8. **Свистунов В.Д., Васьков А.Г.** Энергетика. Технологии будущего: II науч.-техн. конф. студентов (19 – 21 ноября 2019 г., Москва): сборник тез. докл. – М.: Издательство МЭИ, 2019. – С. 24.

*М.А. Плотников*¹, *В.Б. Баль*²

1 – студент, 2 – руководитель проекта

ВЕРТИКАЛЬНООСЕВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА С ИНДУКТОРНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ

АННОТАЦИЯ

Альтернативная энергетика быстро развивается, благодаря тенденции сокращения потребления ископаемого топлива. Однако, стоимость 1 кВт*часа электроэнергии, выработанной на нетрадиционных электростанциях, например, на ветроэнергетических установках, пока оказывается более высокой, чем на традиционных электростанциях. Предлагается метод снижения стоимости электроэнергии на ветроустановках путём упрощения их конструкции и отказа от применения дорогих технологий. Представлена конструктивная схема ветроустановки с вертикальным валом и вентильно-индукторным генератором с прямым приводом.

Ключевые слова – ветроэнергетика, электростанция, индукторный генератор, коммутатор, магнитопровод, ротор

1. ВВЕДЕНИЕ

Ускоренные темпы развития являются характерной чертой для современной альтернативной энергетике во многих странах мира. Причина заключается в попытке снизить зависимость человечества от невозобновляемых источников энергии. В условиях ухудшения экологической обстановки использование ископаемого топлива необходимо сокращать и расширять использование альтернативных источников энергии. Возобновляемые источники энергии используются давно, например, гидроэлектростанции используют возобновляемый источник - гидроэнергию. Но ресурсы большой гидроэнергетики ограничены и к настоящему моменту практически исчерпаны. Перспективы развития имеют альтернативные или нетрадиционные источники энергии. Это ветроэнергетика, малая гидроэнергетика, электростанции, использующие энергию морских волн, солнечные электростанции и др. В 2019 году общая установленная мощность всех нетрадиционных источников энергии составила 34,7 % от общей мощности мировой энергетике [1]. Из них ветроэнергетика — один из наиболее развитых и перспективных вариантов нетрадиционной энергетике, при котором используется экологически чистый и неисчерпаемый источник энергии - ветер.

Альтернативные источники энергии имеют общий недостаток – низкую рентабельность, обусловленную относительно невысокой мощностью энергетических потоков и агрегатов, используемых для выработки электроэнергии. По сравнению с мощностью установок большой энергетике мощность агрегатов альтернативной энергетике меньше на один, а то и на два порядка. Уменьшение мощности энергоагрегатов приводит к увеличению стоимости электроэнергии и снижению рентабельности установок, поскольку мощность энергоустановок снижается пропорционально 4-ой степени линейного размера, а масса и стоимость пропорциональны 3-ей степени линейного размера [2]. В ветроэнергетике максимальная мощность энергоагрегата уже достигает 8 МВт [3], но это пока ещё далеко до мощности энергоагрегатов большой энергетике. Например, мощность гидро-

агрегатов гидроэлектростанции достигает сотен мегаватт. По словам министра энергетики России Александра Новака, стоимость электроэнергии от возобновляемых источников энергии обходится потребителям в несколько раз дороже, чем на традиционных установках из-за высокой стоимости ее производства и эксплуатации. Хотя капитальные затраты на строительство ветряных электростанций в России снижаются и уже сравнялись с ценой возведения газотурбинных ТЭЦ при пересчете на расходы станции на производство 1 кВт ч. Об этом сообщил министр энергетики России на форуме будущих лидеров Мирового нефтяного совета [4].

2. ПУТИ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ ВЕТРОУСТАНОВКИ

Для повышения рентабельности необходимо снижение стоимости установок нетрадиционной энергетики. Для этого следует отказаться от дорогих технологий при их производстве. В ветроэнергетике возможны следующие пути снижения стоимости ветроустановки:

1. Применение низкооборотных ветротурбин с большим числом лопастей, имеющих простую конструкцию;

2. Использование генераторов с большим числом полюсов, расположенных на одном валу с ветротурбиной, что позволяет отказаться от применения мультипликатора, сложного, дорогого и ненадёжного устройства, и перейти на прямой привод генератора от ветротурбины;

3. Применение индукторного генератора, имеющего наиболее простую и технологичную конструкцию среди других типов генераторов. Кроме того, индукторный генератор является низкооборотным, его частота вращения легко согласуется с частотой вращения низкооборотной многолопастной ветротурбины.

3. КОНСТРУКЦИЯ ВЕТРОУСТАНОВКИ С ВЕРТИКАЛЬНЫМ ВАЛОМ

Предлагаемая ветроустановка (рис.1) удовлетворяет всем вышеперечисленным требованиям, и, кроме того, выполнена с вертикальной осью вращения. В установках с вертикальным валом отсутствует необходимость в башне [5] для установки генератора. Генератор располагается на уровне земли, что значительно упрощает конструкцию установки и облегчает доступ к основным частям генератора и турбины. Турбина вращается на колёсных опорах, перемещающихся по кольцевому рельсу.

Установка имеет ветротурбину с регулируемым углом наклона лопастей. Регулируя угол наклона лопастей, можно менять скорость вращения турбины, регулировать мощность, вырабатываемую ветроустановкой, и повысить коэффициент использования ветропотока до 80 %, что позволяет уменьшить габариты ветроустановки. Габариты установки мощностью 500 кВт составляют 30 x 70 м. На том же рисунке приведена схема работы турбины с поворотными лопастями. Лопасти с левой стороны турбины повернуты перпендикулярно направлению ветра. Усилие ветра действует на эти лопасти вертикально вниз. Лопасти в верхней и нижней части турбины направлены под углом к ветру для создания горизонтальных усилий, направленных влево в верхней и вправо в нижней части турбины. Лопасти правой части турбины, движущейся навстречу ветру в мёртвой зоне, направлены по ветру для минимизации противодействующего усилия. Таким образом, в каждый момент времени работает до 80 % лопастей турбины.

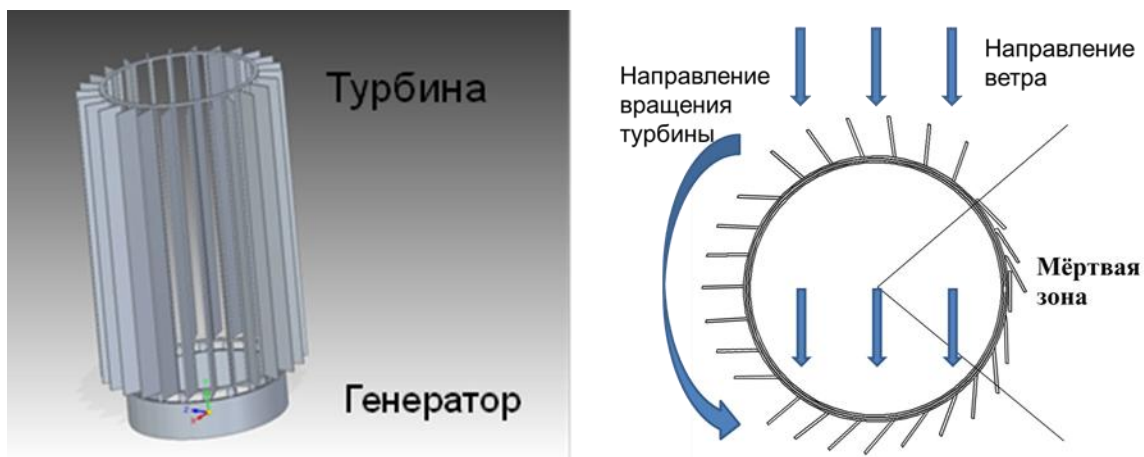


Рис.1. Ветроустановка с вертикальным валом

В ветроустановке используется вентильно-индукторный генератор, преимущество которого - конструктивная простота. Механическая часть генератора представляет собой индукторную машину без возбуждения с зубчатым безобмоточным ротором и статором с сосредоточенными катушками фаз. Кольцевой генератор имеет двухстаторную конструкцию. Между статорами вращается кольцевой ротор.

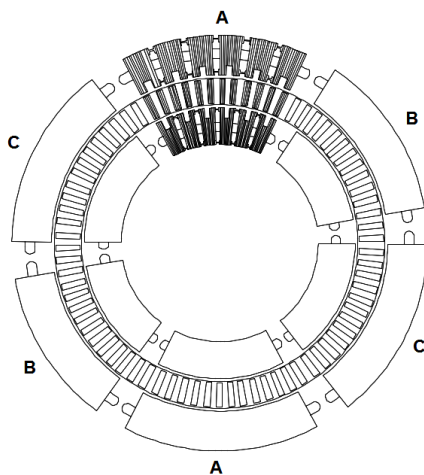


Рис.2. Конструкция вентильно-индукторного генератора

Статоры состоят из модулей, каждый из которых имеет магнитопровод, состоящий из Ш-образных зубчатых полюсов, охваченных обмотками управления. Ш-образные полюса выполнены из электротехнической стали, не содержат дорогих материалов (постоянных магнитов) и не требуют дорогих технологий для их изготовления.

Ротор представляет собой кольцо из отдельных зубцов, выполненных из электротехнической стали и связанных крепёжными элементами. Ротор имеет отдельные опоры для перемещения между двумя статорами. Двухстаторная конструкция генератора позволяет уменьшить массу ротора и уменьшить габариты всего генератора. Магнитопровод статора выполнен по модульному принципу, что облегчает его сборку и монтаж. Обмотка ста-

тора выполнена из сосредоточенных катушек, что также упрощает конструкцию генератора. Охлаждение генератора воздушное, магнитопровод собран из пакетов, между которыми сформированы радиальные каналы охлаждения. Воздушный поток в радиальных каналах обеспечивается естественным ветровым напором, который, при необходимости, можно усилить с помощью дефлекторов.

Электрическая схема генератора представлена на рис.3. Фазы генератора с помощью коммутатора К соединяются с накопителем энергии ЗПТ (звено постоянного тока), например, конденсаторной батареей. Энергия, выработанная генератором, накапливается в накопителе энергии и затем преобразуется частотным преобразователем ЧПр в 3-фазную систему напряжений и передается в сеть.

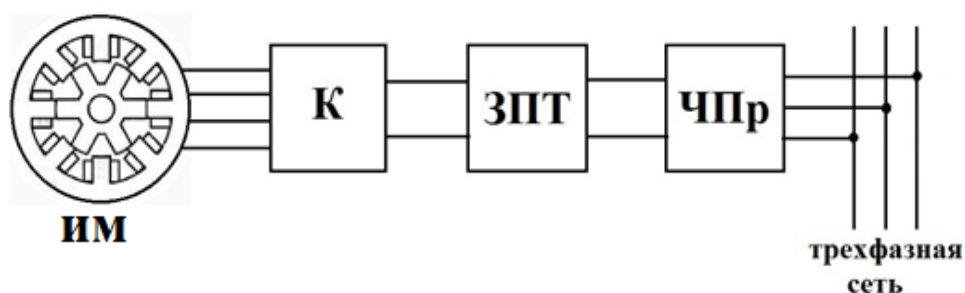


Рис.3.

Принципиальная электрическая схема генератора

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ И РАСЧЁТ ГЕНЕРАТОРА ВЕТРОУСТАНОВКИ

В процессе работы проведено проектирование ветрогенератора с вертикальным валом мощностью 500 кВт. Ветрогенератор имеет диаметр 30 м, высотой 70 м и количеством лопастей 26.

Параметры генератора:

Масса активных частей генератора $m_{\text{ген}} = 65\,393$ кг

Масса статора $m_{\text{ст}} = 58213$ кг

Масса ротора $m_{\text{р}} = 1596$ кг

Диаметр ротора $D_{\text{р}} = 10$ м

Вращающий момент генератора $M_{\text{ген}} = 834$ кН м

Частота вращения ротора генератора $n_{\text{ген}} = 5,73$ об/мин

Оптимизация конструкции генератора проведена с помощью 3D-модели, выполненной в программе Comsol. Исследования модели показали, что магнитные поля рассеяния в пространстве вокруг магнитопровода модели незначительны, и без большой потери точности исследования можно проводить на 2D-модели. На рис.5 приведены полученные с помощью программы Comsol картины магнитного поля генератора для двух взаимных положений зубцов статора и ротора. Правая картина соответствует согласованному положению зубцов статора и ротора (максимальная магнитная проводимость рабочего зазора), левая соответствует рассогласованному положению зубцов статора и ротора (минимальная магнитная проводимость рабочего зазора). Модель позволяет рассчитывать энергию магнитного поля, вращающий момент и мощность генератора.

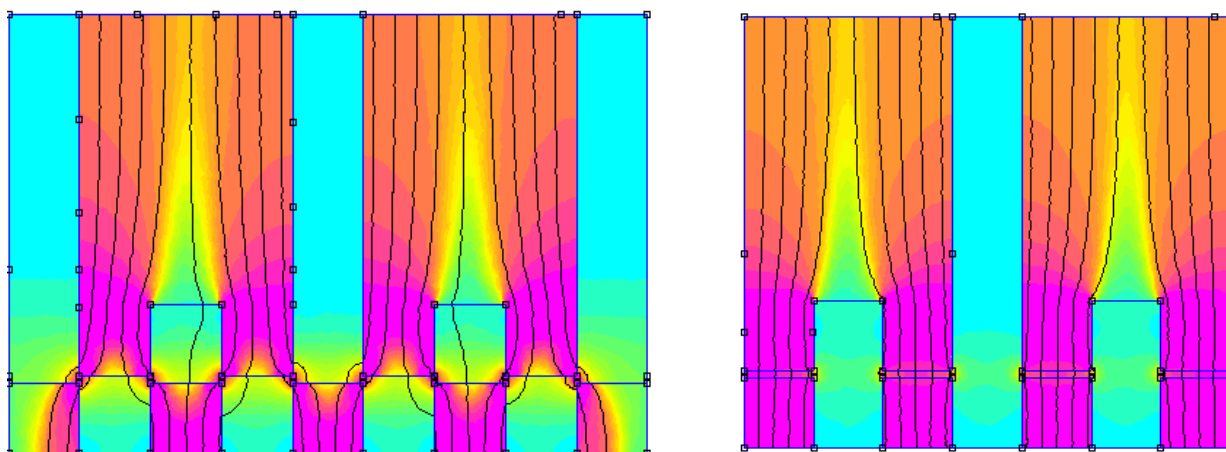


Рис.4. Магнитное поле генератора при рассогласованном и согласованном положении зубцов статора и ротора

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены варианты конструкции ветроустановки и генераторов для них. Рассчитан индукторный генератор мощностью 500 кВт для ветроустановки с вертикальным валом и прямым приводом генератора от ветротурбины. Генератор имеет простую модульную конструкцию, что должно обеспечить его надежность и долговечность.

Ветроустановка не требует больших расходов на обслуживание, и, по предварительным расчётам, стоимость выработанной на ней электроэнергии должна снизиться в несколько раз по сравнению со стоимостью электроэнергии, производимой на современных ветроустановках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электронный ресурс. <https://in-power.ru/news/alternativnayaenergetika/29184-ustanovlennaja-moschnost-vie-v-mire-prevysila-2500-gvt-po-itogam-2019.html>
2. Гольдберг О.Д., Свириденко И.С. Проектирование электрических машин. М:Высшая школа,2006.432 с.
3. Электронный ресурс. <https://slanceviy-glas.livejournal.com/237041.html>
4. Электронный ресурс. <https://tass.ru/ekonomika/6583950>
5. Безруких П.П., Грибков С.В. Ветроэнергетика. М.: Интехэнергоиздат, 2014.

А.С. Лысова¹, А.Г. Васьков², М.Г. Тягунов³

1 – студент, 2 – руководитель или консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

ВЕРИФИКАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАВИСИМОСТИ МАКСИМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

АННОТАЦИЯ

Для анализа энергетических процессов работы солнечного модуля в настоящее время целесообразно использовать методы компьютерного моделирования. Такие методы позволяют предсказывать характер работы солнечных модулей, изучать влияния факторов окружающей среды на их эксплуатацию, выбирать оптимальные условия для функционирования солнечных модулей наиболее эффективно. Для проведения анализа работы солнечного модуля необходимо построить его математическую модель. В данной работе проводится анализ эффективности солнечного модуля в зависимости от его температуры.

Ключевые слова – солнечный модуль, эффективность, температура, мощность, интенсивность солнечного излучения

1. ВВЕДЕНИЕ

В процессе эксплуатации под действием изменения условий внешней среды (температуры окружающего воздуха) максимальная энергетическая эффективность солнечного модулей может значительно изменяться. Известно, что с увеличением температуры выше номинальной (25°C) КПД солнечных модулей снижается. Для условий России ключевым воздействием являются низкие температуры. Существующие математические модели практически неприменимы к таким условиям. В работе рассматривается существующая математическая модель, описывающая влияние температуры на максимальную энергетическую эффективность солнечного модуля, показана ее особенность при учете низких температур. В результате статистического анализа данных получена зависимость КПД солнечного модуля от его температуры.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ПРЕДПОСЫЛКА

Эффективность солнечного модуля рассчитывается по формуле (1) [1]:

$$Eff_{real} = \frac{U \cdot I}{E \cdot F}, \quad (1)$$

где U – напряжение солнечного модуля, В; I – ток солнечного модуля, А; E – интенсивность солнечного излучения, Вт/м²; F – суммарная площадь солнечных элементов фотоэлектрического модуля, м².

Для анализа зависимости эффективности солнечного модуля от температуры выбирается математическая модель, выраженная формулой (2) [2]:

$$Eff_{model} = Eff_0(1 - 0,0045(t_{sm} - 25^\circ\text{C})), \quad (2)$$

где Eff_{model} – эффективность солнечной панели, %; Eff_0 – номинальная эффективность солнечной панели при температуре 25 °С, %; t_{sm} – температура поверхности солнечной панели, °С. Температура поверхности солнечного модуля определяется согласно формуле:

$$t_{sm} = t_0 + \frac{E_n}{800} (t_{25} - 20^{\circ}\text{C}), \quad (3)$$

где t_0 – температура окружающей среды, °С; E_n – интенсивность солнечного излучения в данный момент времени, Вт/м²; t_{25} – температура нормальной эксплуатации солнечной панели, которая равняется 25 °С.

3. АНАЛИЗ ВХОДЯЩИХ ДАННЫХ

3.1. Объект исследования

В качестве объекта исследования рассматривается ТФЭС (тестовая фотоэлектрическая станция) «Nevel» в г. Новочебоксарск, работающая на электроэнергетическую систему, которая состоит из девяти солнечных модулей. В качестве объекта исследования был выбран один из данных солнечных модулей, параметры которого представлены в таблице 1.

Для проведения исследований о влиянии температуры на КПД солнечного модуля проводится статистический анализ данных мониторинга солнечных модулей, работающих на электроэнергетическую систему в составе ТФЭС. Системой мониторинга фиксировались параметры окружающей среды и электрические выходные параметры солнечного модуля с периодичностью 30 секунд.

Таблица 1. Входящие параметры солнечного модуля

Название модуля	Дата установки модуля	Номинальная мощность, Вт	Площадь, м ²	Номинальная эффективность, %
Avelar Стекло-Пленка	2016-08-01	235	1.67	14.07

3.2. Автоматизация входящих данных

Исходная информация представляет собой табличные файлы за каждый день 2016-2017 г., в каждом из которых содержится информация об изменении основных параметрах солнечного модуля в течение определенного дня. Фиксация параметров производилась в течение дня за каждые тридцать секунд. Пример таблицы с исходными данными представлены в таблице 2. Для исследования зависимости эффективности солнечного модуля от температуры выбирается дата 01.03.2017. Исходная таблица содержит таких 2905 строк. Для того чтобы было возможным проводить анализ влияния температуры на эффективность солнечного модуля необходимо пересчитать недостающие данные.

Таблица 2. Исходная информация об основных параметрах солнечного модуля за 01.03.2017

<i>Date</i>	<i>Time</i>	<i>U</i> , В	<i>I</i> , А	<i>E_n</i> , Вт/м ²	<i>t₀</i> , °С
01.03.17	7:34:54	19.66	0.426	107.3	-12.4
01.03.17	7:35:24	24.49	0.514	108.8	-12.3
01.03.17	7:35:54	29.68	0.6	107.3	-12.1

Date – дата, за которую фиксировались данные; *Time* – время фиксации данных, чч:мм:сс; *U* – напряжение солнечного модуля, В; *I* – ток солнечного модуля, А; *P* – мощность солнечного модуля, Вт; *E* – освещенность солнечного модуля, Вт/м²; *t₀* – температура окружающего воздуха, °С.

К ним относятся следующие параметры: *t_{sm}* – температура поверхности солнечной панели, °С; *R* – сопротивление нагрузки солнечного модуля, Ом; *Eff_{model}* – реальное значение эффективности солнечного модуля, %. [3] Для обработки большого количества данных используется язык программирования Python. Температура поверхности солнечной панели рассчитывается по формуле (3), эффективность солнечного модуля – по формуле (1), а также сопротивление нагрузки солнечного модуля определяется по формуле (4):

$$R = \frac{U}{I}, \quad (4)$$

Для расчета модельного значения эффективности солнечного модуля этот показатель необходимо определить по формуле (2). В данную формулу подставляются полученные ранее значения температуры поверхности солнечной панели, а также номинальное значение эффективности солнечного модуля, значение площади солнечного модуля, которые определены из таблицы 1. После произведения ряда операций в среде программирования таблица с параметрами солнечного модуля для дальнейших исследований приобретает вид, представленный в таблице 3.

Таблица 3. Расчет математической модели зависимости эффективности солнечного модуля от температуры

<i>Date</i>	<i>Time</i>	<i>U</i> , В	<i>I</i> , А	<i>E_n</i> , Вт/м ²	<i>t₀</i> , °С	<i>t_{sm}</i> , °С	<i>Eff_{model}</i> , %	<i>Eff_{real}</i> , %	<i>R</i> , Ом
01.03.17	07:34:54	19.66	0.426	107.3	-12.4	-11.73	16.40	4.67	46.15
01.03.17	07:35:24	24.49	0.514	108.8	-12.3	-11.62	16.39	6.93	47.65
01.03.17	07:35:54	29.68	0.6	107.3	-12.1	-11.43	16.38	9.94	49.47

Из полученных данных видно, что Eff_{real} и Eff_{model} имеют существенные отличия. Для анализа влияния температуры на эффективность солнечных модулей в дальнейшем рассматривается диапазон температур $[-15\text{ }^{\circ}\text{C}; 30\text{ }^{\circ}\text{C}]$.

4. ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СОЛНЕЧНОГО МОДУЛЯ

4.1. Исходные данные для построения энергетических характеристик

Для визуализации энергетических характеристик используются комбинации библиотеки Pandas и Matplotlib для обработки и анализа данных в сочетании с кодом Python [4]. Энергетические характеристики солнечного модуля представлены на рисунке 1.

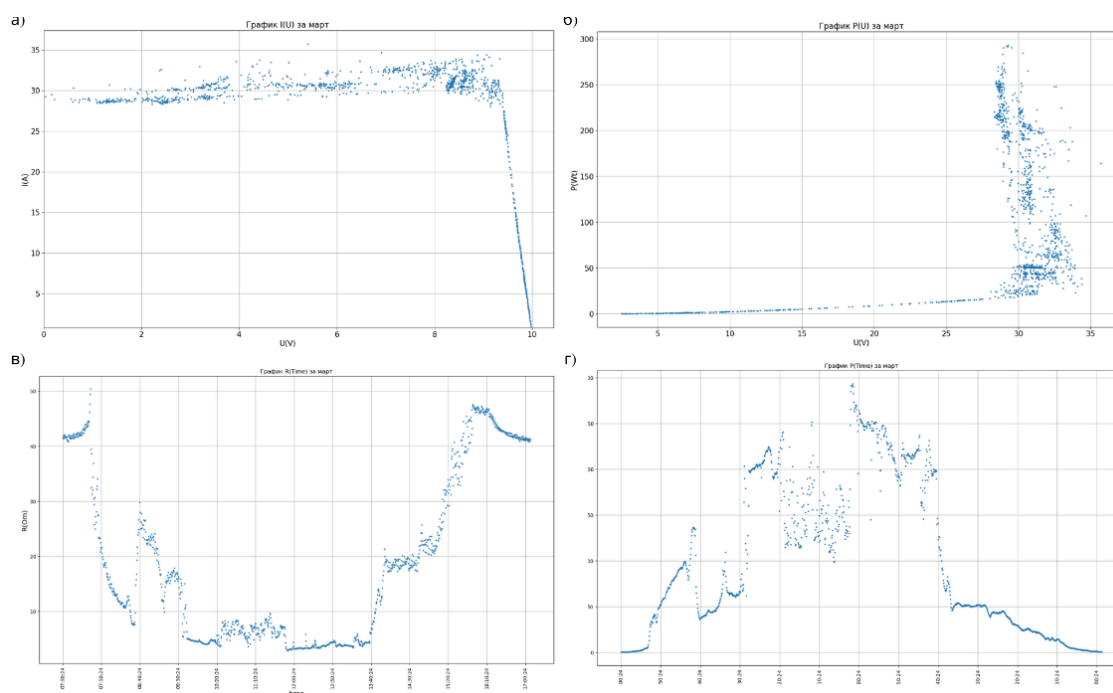


Рис. 1. Энергетические характеристики солнечного модуля: а) $I(U)$ – вольт-амперная характеристика; б) $P(U)$ – мощностная характеристика; в) $R(time)$ – изменение сопротивления нагрузки в течение рассматриваемого дня; г) $P(time)$ – изменение мощности в течение рассматриваемого дня.

По результатам полученных характеристик определены ток короткого замыкания и напряжение холостого хода солнечного модуля: $I_{cs} = 28,9\text{ A}$, $U_{os} = 9,9\text{ В}$. За 01.03.2017 наблюдался диапазон температур окружающей среды $[-13,2\text{ }^{\circ}\text{C}; 25\text{ }^{\circ}\text{C}]$, а температура поверхности солнечного модуля изменялась в диапазоне $[-13,2\text{ }^{\circ}\text{C}; 30\text{ }^{\circ}\text{C}]$. Точка максимальной мощности $P_{mpp} = 293,2\text{ В}$ была достигнута при $U_{mpp} = 29,3\text{ В}$, $I_{mpp} = 10,01\text{ A}$, $t_0 = 14,6\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{sm} = 21,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и интенсивности солнечного излучения $E_n = 1147\text{ Вт/м}^2$. На основании полученных данных можно сделать утверждение, что при данных температурных условиях и значении интенсивности солнечный модуль работает максимально эффективно.

4.2. Построение энергетических характеристик солнечного модуля

Для анализа работы солнечного модуля при отрицательных температурах рассматриваются более холодные дни и выбираются следующие отрицательный диапазон температур: 15.02.2017 – [-15° С; 10 °С], далее строятся графики $Eff_{model}(t_{sm})$ и $Eff_{real}(t_{sm})$, которые представлены на рисунке 2.

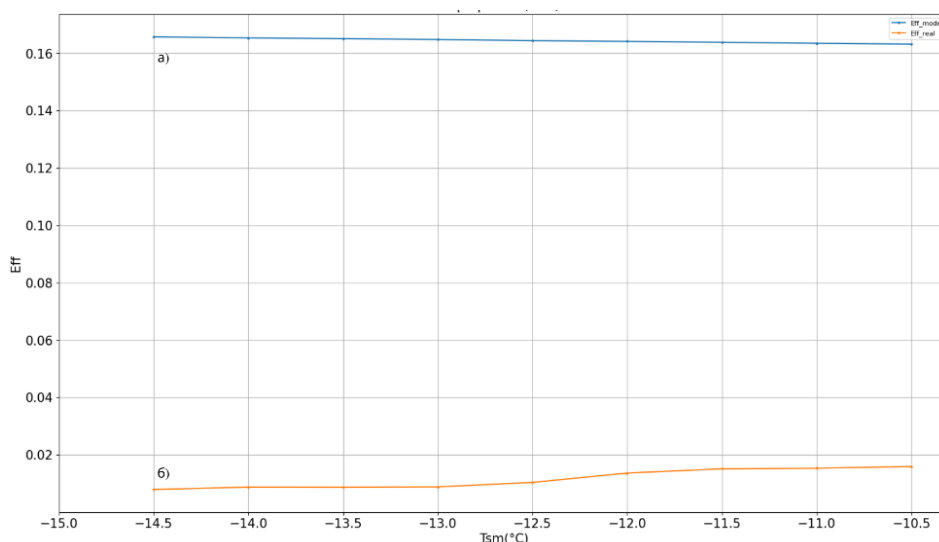


Рис. 2. График $Eff_{model}(t_{sm})$ и $Eff_{real}(t_{sm})$ для 15.02.2017: а) - модельная зависимость эффективности от температуры, б) – реальная зависимость эффективности от температуры.

Графики а) и б) отличаются между собой расположением в системе координат. При минимальной температуре -14,5 °С Eff_{model} составило 17 %, а Eff_{real} – 1,5 %. При максимальной температуре из данного диапазона -10,5 °С Eff_{model} составило 16,6 %, а Eff_{real} 1,9 %. Таким образом, Eff_{real} увеличилось на 0,4 %, а Eff_{model} уменьшилось на 0,4 % согласно линейному закону. Для моделирования реальной зависимости эффективности солнечного модуля от температуры в формуле (2) вводится поправка Δx , являющаяся разницей между средними значениями $Eff_{model}(t_{sm})$ и $Eff_{real}(t_{sm})$ (формула 5).

$$Eff_x(t_{sm}) = Eff_0(1 - 0,0045(t_{sm} - 25^{\circ}\text{C})) + \Delta x, \quad (5)$$

Поправка Δx определяется формулой (6):

$$\Delta x = Eff_{real}(t_{sm})_m - Eff_{model}(t_{sm})_m, \quad (6)$$

где $Eff_{real}(t_{sm})_m$, $Eff_{model}(t_{sm})_m$ – средние значения соответственно реальной и модельной эффективности солнечного модуля от температуры.

Среднее значение Eff_{model} составило 16,75%, Eff_{real} – 1,7%, следовательно, поправка Δx будет равна -15,05 %. Аналогично получены поправки для других дней, где наблюдаются как отрицательные, так и положительные температуры: 01.12.2016, [-10 °С; 0 °С]; 25.03.2017, [0° С; 10 °С]; 01.03.2017, [10 °С; 20 °С], [20 °С; 30 °С]. Для этих диапазонов

температур соответственно получены следующие поправки: в диапазоне $[-10\text{ }^{\circ}\text{C}; 0\text{ }^{\circ}\text{C}] - \Delta x = 12,5\%$, $[0\text{ }^{\circ}\text{C}; 10\text{ }^{\circ}\text{C}] - \Delta x = 4\%$, $[10\text{ }^{\circ}\text{C}; 20\text{ }^{\circ}\text{C}] - \Delta x = 1,35\%$, $[20\text{ }^{\circ}\text{C}; 30\text{ }^{\circ}\text{C}] - \Delta x = 1,2\%$.

Как видно из полученных значений, модельная зависимость эффективности от температуры наиболее близка по значениям к реальной зависимости эффективности от температуры солнечного модуля в диапазонах температур $[20^{\circ}\text{C}; 30^{\circ}\text{C}]$, поскольку необходимо вводить наименьшую поправку в исходную формулу модельной зависимости $Eff_x(t_{sm})$ (формула 5). В диапазонах низких температур поправка является максимальной из предложенных и модель зависимости эффективности от температуры солнечного модуля, определяемая формулой (4), не может служить моделью для выбранного солнечного модуля из таблицы 1. Следовательно, анализируя различные диапазоны температур, можно совершить необходимый пересчет на поправку Δx для получения приближенной модельной зависимости выбранного солнечного модуля.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе исследовано влияние температуры на эффективность солнечного модуля. В диапазонах пониженных температур солнечный модуль работает с минимальной эффективностью, максимальное значение эффективности было получено при температуре поверхности солнечной панели $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и составило 20% . В области отрицательных температур и максимально положительных были достигнуты минимальные значения эффективности солнечного модуля. Также проведена верификация модельной зависимости эффективности солнечного модуля от температуры и проведены математические операции по введению необходимой корректировки для математического моделирования выбранного солнечного модуля.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА: Учебное пособие для вузов/Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
2. Джумаев А.Я. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА РАБОЧИЙ РЕЖИМ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СОЛНЕЧНОЙ СТАНЦИИ // Технические науки - от теории к практике: сб. ст. по матер. XLVI междунар. науч.-практ. конф. № 5(42). – Новосибирск: СибАК, 2015.
3. Либра М., Пулек В. Физические принципы преобразование фотогальванической энергии, Чешский агротехнический университет, Инженерный факультет, Прага.
4. Хавард Б.В., «Моделирование фотоэлектрических модулей в Simulink/Matlab».

И.Н.Ермаков¹, Б.М.Орахелашвили²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР и проекта

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ ДЛЯ БЕСПЛОТИННОЙ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 20 КВТ

АННОТАЦИЯ

В данной статье приводится описание проведенных исследований с указанием используемых гидродинамических теорий и использованием современных программных пакетов, в основе которых лежит теория метода конечных элементов (МКЭ). Данные исследования необходимы для разработки и создания гидродинамического профиля, предлагаемого как альтернатива классической плотины для малых ГЭС, современное программное обеспечение позволяет провести дополнительные исследования с учетом различных внешних и внутренних изменений, не учитываемых в классических гидродинамических теориях

Ключевые слова – бесплотинная ГЭС, гидродинамический профиль, профиль Жуковского, гидродинамическая теория решеток

1. ВВЕДЕНИЕ

Со времени научно-технической революции XX века современное непрерывно развивающееся техногенное общество столкнулось с проблемой постоянно увеличивающегося потребления электроэнергии. На данном этапе развития человечества сложно представить мир без электроэнергии, абсолютно все сферы жизни используют электроэнергию для нормальной и эффективной работы. Правительство РФ в федеральном законе № 614 установило и постоянно увеличивает «Социальный норматив потребления электроэнергии». Для Москвы установленная законодательством величина месячного потребления электроэнергии в расчете на одного человека составляет более 80 кВт*ч. При этом необходимо учитывать, что население России распределено неравномерно, и по-прежнему существуют удаленные поселения с малой численностью населения, электроснабжение которых вызывает затруднение. Строительство линий электропередач порой невозможно из-за рельефа местности или экономически нецелесообразно. Решением данной проблемы является использование местных источников энергии. Использование органического топлива (нефти или газа) приводит к необходимости обеспечения его поставок, для чего требуется развитая инфраструктура. Сжигание таких видов топлива приводит к ухудшению экологии. Альтернативой генерации на сгораемом топливе являются источники генерирования электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Новейшие конструктивные решения позволяют эффективно использовать условно неограниченную энергию рек. Обеспечение таких потребителей возможно при использовании микро ГЭС, к ним, согласно ГОСТ Р 51238-98, отнесены ГЭС с установленной мощностью до 100 кВт.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ

2.1. Основные критерии проектируемой ГЭС

Основополагающие параметры потока, определяющие выработку электроэнергии ГЭС, - это расход, который обусловлен скоростью течения реки, при этом скорость течения равнинных рек на территории РФ примерно 1 м/с, а скорость горных рек составляет 3 м/с [3], и поперечной площадью, занимаемой турбиной. Следует отметить, что увеличение массогабаритных характеристик гидротурбины с целью повышения расхода потока нежелательно, поскольку оно приводит к увеличению размеров сооружения. Второй основной параметр — это напор. Для увеличения вырабатываемой мощности ГЭС необходимо увеличить действующий напор. Классическим способом увеличения напора является строительство плотины. Строительство ГЭС дорогостоящий процесс, инвестиционная стоимость итоговой станции составляет от 2000-10000 \$/кВт [4], при этом значительную часть составляет стоимость плотины (60 – 85 %). Такие большие затраты обусловлены тем, что плотина должна обладать высокими прочностными характеристиками и большим объемом используемого бетона. Увеличение напора даже на несколько метров приводит к затоплению вверх по течению площадей в десятки километров. Альтернативой является строительство бесплотинных станций.

Выделим конкурентные характеристики микро-ГЭС:

- Автономность - способность ГЭС работать на изолированного потребителя электроэнергии или местную изолированную электрическую сеть.
- Мобильность - конструктивное исполнение агрегата предусматривает возможность его перемещения на иное место установки без нарушения готовности к работе основных узлов.
- Безопасность - для предотвращения повреждения станции от ледохода и паводков желательно применять подводную компоновку агрегатов.

Всем этим условиям соответствует концепция бесплотинной ГЭС на основе гидродинамического профиля (рисунок 1).

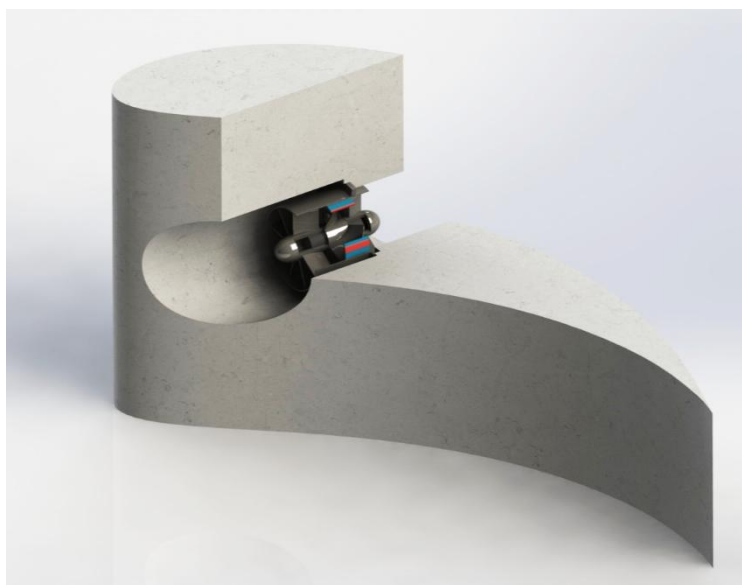


Рис.1 Концепция колонны с размещенной внутри турбиной

Известно, что при обтекании профиля потоком жидкости на его вогнутой стороне создается зона повышенного давления, а на выпуклой стороне в связи с увеличением скорости потока создается разрежение (понижение давления). Размещая гидроагрегат внутри профиля, создается возможность использовать данный перепад давлений как потенциальную составляющую энергии потока.

На первом этапе работы колонна выполнялась в виде крылового профиля Жуковского, поскольку данный профиль имеет хорошо изученную теорию расчёта обтекания [1]. Основные параметры потока для дальнейших расчётов были определены с учетом мирового опыта в области проектирования гидроагрегатов. Статистические данные показывают, что для выработки 20 кВт мощности диаметр колеса гидротурбины должен составлять 0,5 - 0,6 метра, необходимый напор 3-3,5 метра, скорость потока в канале 3 м/с. Эти данные легли в основу проектирования колонны.

Для исходного профиля Жуковского значение напора определяется в виде

$$H = \Delta C_p \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где $\Delta C_p = C_{p_{\max}} - C_{p_{\min}}$, $C_{p_{\max}}$ - максимальное значение коэффициента давления, $C_{p_{\min}}$ - минимальное значение коэффициента давления, V - значение скорости потока жидкости.

Относительная кривизна скелета f задается в виде.

$$f = \frac{n}{m}, \quad (2)$$

где n - относительный прогиб дужки, m - относительная длина профиля.

Задав основные параметры профиля, получаем вид крылового профиля.

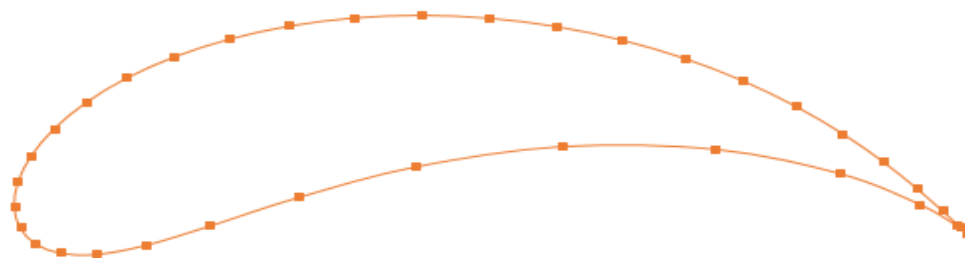


Рис.2 Расчетный контур профиля

Далее необходимо оценить положение профиля относительно потока жидкости. Рассмотрев перепад давлений на контуре при различных углах атаки, определим оптимальное значение угла установки профиля по отношению к оси канала на уровне + 20 °.

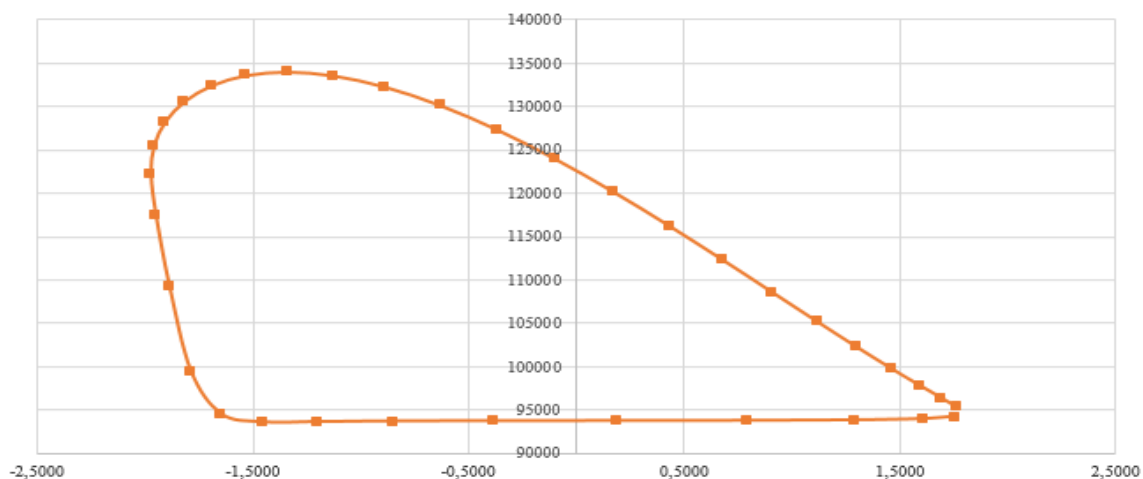


Рис.3 Эюра распределения давления по контуру.

Учитывая размеры профиля, обусловленные размером размещаемого внутри него гидроагрегата, и его расположение в потоке реки, необходимо создать трехмерную модель профиля для исследования его параметров обтекания в установившемся потоке жидкости.

Основные параметры колонны, необходимые для проектирования и создания модели: длина хорды колонны составляет 3.8 метра, ширина профиля в месте размещения гидротурбины 1.2 метра.

2.2. Создание модели профиля для аналитического изучения

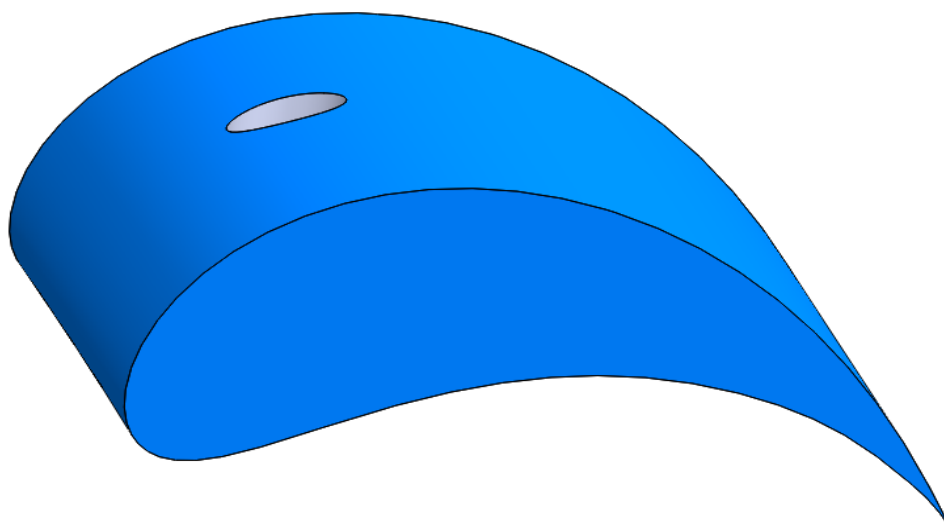


Рис.4 Трехмерная модель профиля в Solid Works

Для дальнейшего анализа в пакетах моделирования, использующих метод конечных элементов, необходимо задать расчётную сетку, состоящую из треугольных призм. Данная сетка отличается достаточно большой точностью и информативностью, при этом упрощая процесс обработки численного решения в программах на базе МКЭ.

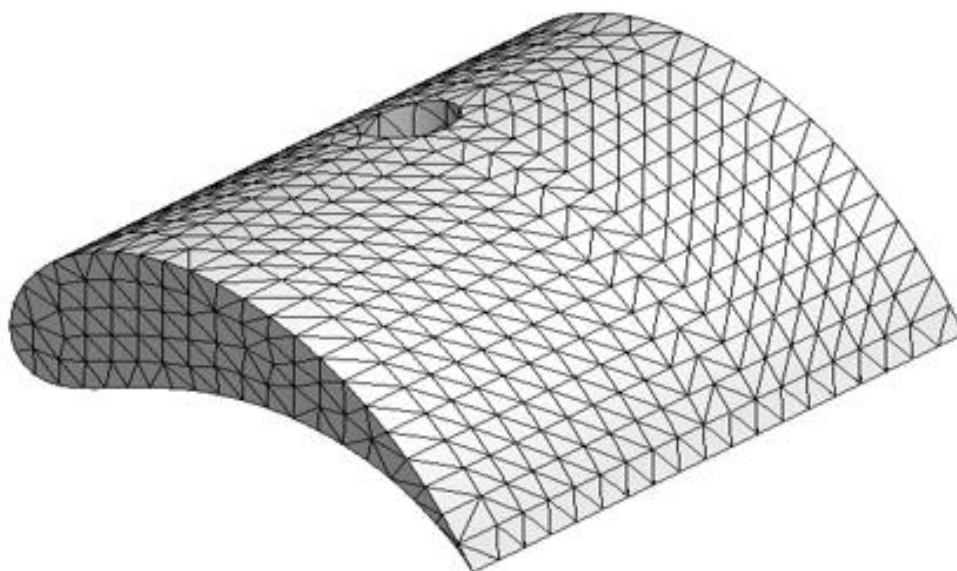


Рис.5 Расчётная сетка колонны.

2.3. Исследование профиля в программных комплексах.

Параметрическое исследование гидравлических характеристик и их доопределение в программных пакетах является одной из самых необходимых задач. При современном уровне развития программно-вычислительных комплексов появилась возможность произвести проверку теоретических расчётов путём моделирования процесса течения жидкости с учётом различных параметров жидкости, таких как температура, степень турбулентности, вязкое трение, возможные флуктуации потока и лобовое сопротивление колонны, которые не учитываются в классических безотрывных теориях обтекания потоком.

В качестве основной расчётной модели турбулентности используем $k-\epsilon$ модель. Впервые понятие турбулентной динамической вязкости было введено Буссинеском по аналогии с динамической вязкостью, обеспечившей непосредственный переход к получению стандартной $k-\epsilon$ модели из двух уравнений, которая сегодня рассматривается в виде стандартной модели для описания турбулентности и решения инженерных задач. В данной модели вводятся два важных понятия генерация P и диссипация ϵ . Физический смысл генерации турбулентности P заключается в порождении новых вихрей и пульсаций, которые и образуют турбулентность. Диссипация ϵ , напротив, представляет собой рассеивание больших вихрей на более малые, что приводит к усреднению течения и уменьшению турбулентности. Два уравнения переноса позволяют рассматривать турбулентность в пространстве и времени. Данная модель является полуэмпирической. [2]

Представленные ниже результаты моделирования в программном комплексе Ansys, подтверждают теоретические расчеты и дополняют их, учитывая лобовое сопротивление колонны и влияние пограничного слоя. На вогнутой стороне создается зона повышенного давления, а на выпуклой стороне - зона разрежения.

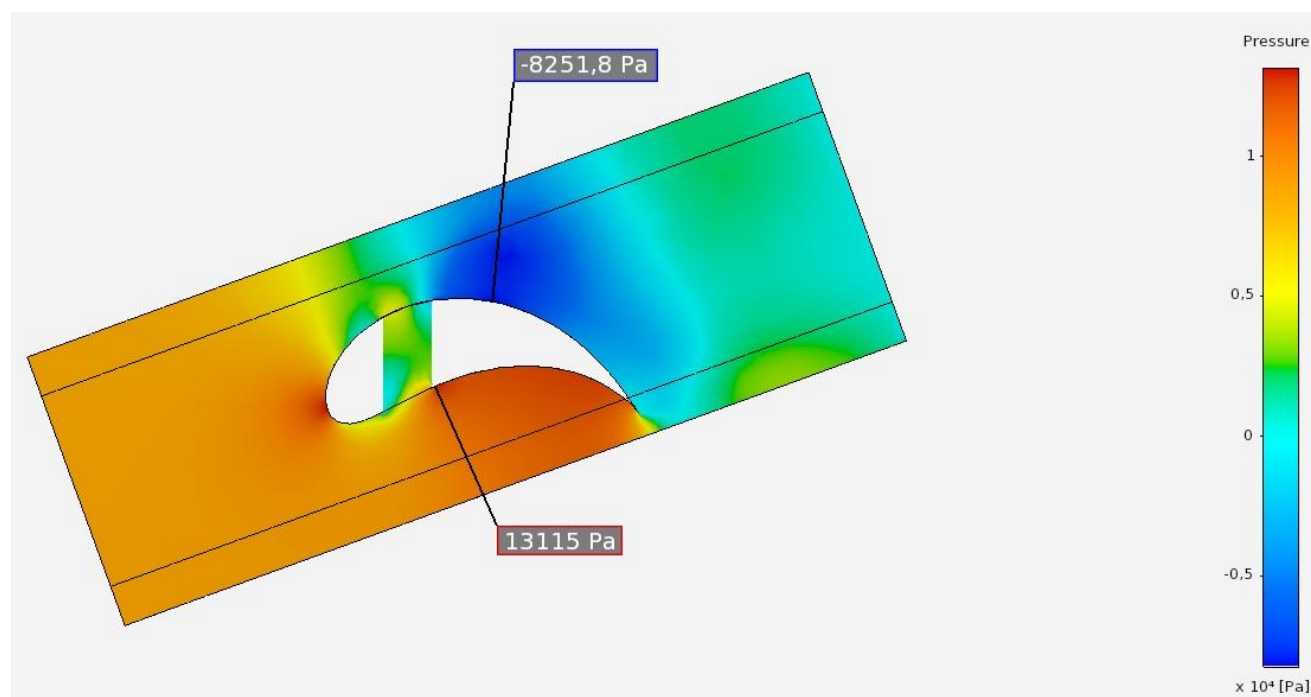


Рис.6 Значения избыточных давлений по контуру колоны.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение необходимо отметить, что результаты моделирования отличаются от теоретических расчётов, но качественно совпадают. Для уточнения параметров модели и составления структурированной методики расчёта и проектирования профилей для микро-ГЭС различных мощностей следует провести параметрические испытания колоны. Необходимо создать твердотельную модель профиля на 3D-принтере, установить её в испытательном стенде, обеспечивающем непрерывный стационарный поток, и исследовать фактические перепады давлений в точках размещения гидротурбины при различных параметрах основного течения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Викторов Г.В.** Гидродинамическая теория решеток. М.:ВЫСШАЯ ШКОЛА, 1969.368 с.
2. **Коркодинов Я.А.** Обзор семейства k-ε моделей для моделирования турбулентности П: Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Машиностроение, материаловедение, 2015. 5-16 с.
3. [электронный ресурс] https://ru.wikipedia.org/wiki/Горные_реки, 2020
- 4.[электронный ресурс] <https://pue8.ru/elektricheskie-mashiny/466-problemy-gidroenergetiki.htm>, 2020

Г.А. Кромм¹, Б.М. Орахелашвили²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР и проекта

МОДУЛЬНЫЙ ГИДРОАГРЕГАТ С ОСЕВОЙ ПРЯМОТОЧНОЙ ГИДРОТУРБИНОЙ

АННОТАЦИЯ

В представленной работе рассматривается разработка гидроагрегата (ГА) мощностью 20 кВт на базе осевой прямоточной гидротурбины (ОПГТ) модульной конструкции. Отличительными чертами гидротурбины являются жёстко закреплённый направляющий аппарат (НА) упрощённой технологии изготовления и рабочее колесо (РК) с жёстким внешним ободом. Рассматривается возможность применения электрогенераторов (ЭГ) с постоянными магнитами и различные варианты передачи мощности от ОПГТ к ЭГ. Проведён углублённый анализ работы рабочих органов ОПГТ. В дальнейшем планируется создать реальный объект разработки и провести его испытания с последующим его внедрением в серийное производство.

Ключевые слова - нетрадиционная энергетика, возобновляемые источники энергии, малая ГЭС, микро ГЭС, гидроагрегат, осевая прямоточная гидротурбина, гидродинамика, цилиндрический направляющий аппарат, пропеллерное рабочее колесо.

1. ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ.

Развитие микро-ГЭС (МкГЭС) мощностью до 100 кВт и малых ГЭС (МГЭС) мощностью от 100 до 30000 кВт (в соответствии с терминологией ГОСТ Р 51238-98) является в настоящее время перспективным направлением в области нетрадиционной энергетике. Использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) имеет существенные преимущества в сравнении с потреблением традиционных источников энергии таких, как газ, уголь, мазут, ядерное топливо. Использование полезных ископаемых оказывает отрицательное воздействие на окружающую среду и на этапе их добычи из недр Земли и на заключительном этапе, когда осуществляется выброс и утилизация отходов производства тепловой и электрической энергии. Однако и традиционные ГЭС оказывают большое влияние на экологию, поскольку при создании ГЭС затопляются огромные территории и возникают непреодолимые препятствия на пути миграции рыб, отчего во многих реках перестали существовать ценные породы рыб. В то же время нетрадиционная энергетика сталкивается с рядом других проблем. В основном это низкая рентабельность производства электроэнергии и длительный срок окупаемости, невозможность получения дешёвой тепловой энергии.

Малые водотоки, которые необходимы для создания МкГЭС и МГЭС, в Российской Федерации обладают достаточным гидроэнергетическим потенциалом. Возведение МГЭС требует меньших затрат в сравнении с традиционными ГЭС, и они оказывают меньшее влияние на экологию региона. Применение МГЭС может обеспечить автономную, независимую от крупных электросетей, работу удалённых производственных комплексов, обеспечить сравнительно дешёвой электроэнергией населённые пункты в труднодоступных регионах РФ, также МГЭС могут обеспечить поддержку крупных электросетей во время пиковых нагрузок. Также стоит отметить, что

в некоторых регионах гидроэнергетический потенциал крупных рек исчерпан из-за функционирования традиционных ГЭС [1].

2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ.

Основной целью проекта является разработка технологических решений для создания автономных энергетических модулей (АЭМ) малой мощности, работающих за счет использования энергии малых водотоков, для энергоснабжения индивидуальных и коллективных потребителей, функционирующих в составе децентрализованных энергосистем, характеризующихся высокой неравномерностью потребления электрической энергии и большой удаленностью от основных энергосистем. Достижение этой цели будет способствовать переходу к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, активному использованию нетрадиционных источников энергии, а также внесет свой вклад в обеспечение связанности территории Российской Федерации.

Также практическое применение разработанных в рамках проекта технологических решений будет способствовать:

- повышению надежности энергоснабжения научно-исследовательских, коммунально-бытовых объектов, производственных и добывающих комплексов;
- снижению себестоимости производства электрической энергии за счёт использования дешёвых местных энергетических ресурсов;
- замещению импортных агрегатов малой мощности отечественными образцами, повышению конкурентоспособности отечественной техники на международном рынке;
- созданию новых рабочих мест в сфере гидроэнергетики.

Основной задачей работы является создание конкурентоспособного гидроагрегата малой мощности упрощённой технологии изготовления для широкого спектра потребителей, получение высоких режимных показателей с минимальными затратами на производство, монтаж и эксплуатацию ГА.

Дополнительными задачами являются:

- оценка возможности применения электрогенератора с постоянными магнитами;
- проведение анализа различных конструкций и способов передачи энергии от ОПГТ на ЭГ;
- разработка метода расчёта НА, изготавливаемого по упрощённой технологии;
- внедрение программных комплексов САПР (*SolidWorks, Ansys*) для математического анализа гидротурбины.

Постановка задачи: разработать ГА мощностью не менее 20 кВт при номинальном напоре 3 м, диаметре РК не более 0,5 м и суммарном КПД не менее 85 %. В качестве гидротурбины-аналога взять горизонтальную капсульную гидротурбину ПЛ 10-ГК по ОСТ 108.023.107-85.

3. ОБЛИК ОСЕВОЙ ПРЯМОТОЧНОЙ ГИДРОТУРБИНЫ

Основной целью при проработке облика ОПГТ является создание модульной конструкции. Такое технологическое решение позволяет упростить монтаж и эксплуатацию МГЭС, разместить большее количество ГА на ограниченной территории. Конструкция типа "*STRAFLO*" (рис. 1-а) позволяет добиться желаемого эффекта: электрогенератор фактически встроен в гидротурбину по периферии рабочего колеса ГТ, что позволяет из-

бавиться от линий передачи энергии, уменьшить габариты и повысить эффективность. Но возникает необходимость в применении мощных постоянных магнитов и в высококачественном уплотнении токопроводящих частей ЭГ.

Следующий тип конструкции именуется "VLH" (рис. 1-б): в этом случае ЭГ встраивается фактически во втулку РК. Это решение позволяет ещё больше уменьшить габариты, но возникает проблема с размещением генератора в малом объёме.

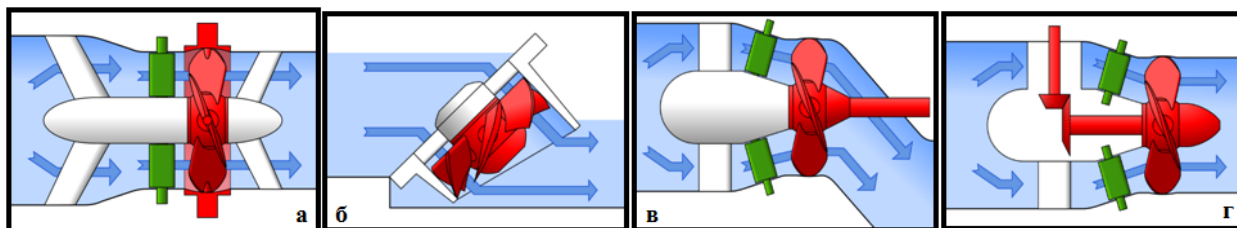


Рис. 1. Конструкции ГА: а - "STRAFLO"; б - "VLH"; в - с вынесенным генератором; г - со встроенной механической передачей.

Также рассматриваются классические решения: это конструкция ГА с вынесенным генератором за пределы проточного тракта (рис. 1-в) и с механической передачей, редуктором или вариатором (рис. 1-г). Довольно часто применяется ременная передача, но она отличается невысоким КПД и малой надёжностью. Кроме того, рассматривается гидравлическая передача закрытого типа (рис.2), в которой к РК подсоединяется объёмнороторный насос, соединяющийся с гидромотором вне проточного тракта, который приводит во вращение генератор.

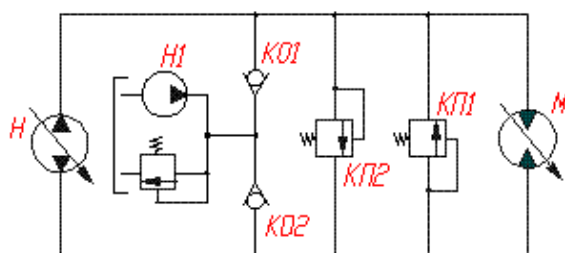


Рис. 2. Закрытая гидросистема: Н - регулируемый насос; Н1 - насос подкачки; КО1, КО2 - обратные клапаны; КП1, КП2 - предохранительные клапаны; М - регулируемый гидромотор.

4. РЕЖИМНЫЕ И ГАБАРИТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГИДРОТУРБИНЫ

В соответствии с рекомендациями по расчёту гидротурбин приведёнными в [3], универсальной характеристикой гидротурбины ПЛ 10/854-ГК-46 и исходными данными определены следующие показатели: гидравлический КПД $\eta_T = 92,2\%$, расход $Q = 0,7 \div 0,8$ м³/с и частота вращения $n = 500 \div 600$ об/мин. Данные показатели соответствуют диаметру рабочего колеса $D_1 = 0,5$ м при втулочном отношении $d = 0,35$. Для дальнейшего расчёта геометрии проточного тракта определяются кинематические параметры потока на входе и выходе рабочего колеса, которые приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры потока на входе и выходе РК для средней линии тока

Параметр потока	На входе	На выходе
-----------------	----------	-----------

Меридианная скорость V_m , м/с	4,643	4,643
Циркуляция Γ , м ² /с	3,531	0
Окружная составляющая скорости V_u , м/с	3,005	0
Окружная скорость РК U , м/с	9,791	9,791
Угол α , град	57,091	90
Угол β , град	34,379	25,371

5. ФОРМИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ГИДРОТУРБИНЫ

5.1. Направляющий аппарат

Направляющий аппарат создаёт перед рабочим колесом равномерный закрученный поток, что обеспечивает эффективную работу гидротурбины. Ввиду малой мощности проектируемой ОПГТ принято решение максимально упростить конструкцию и процесс изготовления НА. Лопатки цилиндрического направляющего аппарата, далее ЦНА, жёстко закреплены между двумя ободами и представляют собой секторы тонкостенной трубы, расположенные по радиусу или под углом.

Теоретический расчёт ЦНА проводился в соответствии с гидродинамической теорией решёток [4]. Для определения геометрических параметров лопаток выработана методика, заключающаяся в расчёте угла сектора лопатки в зависимости от требуемого поля скоростей на входе РК. Расчетные параметры ЦНА приведены в таблице 2.

Таблица 2. Геометрические характеристики лопатки ЦНА [2].

Радиус скелета лопатки, мм	Толщина лопатки, мм	Угол охвата лопатки, град			Окружная составляющая абсолютной скорости на выходе, м/с		
		вт.	ср.	пер.	вт.	ср.	пер.
73,5	5	75,7	47,6	37,7	6,4	3,0	2,3

По полученной геометрии в программном комплексе САПР "SolidWorks" созданы 3D-модели нескольких вариантов ЦНА (рис. 4).

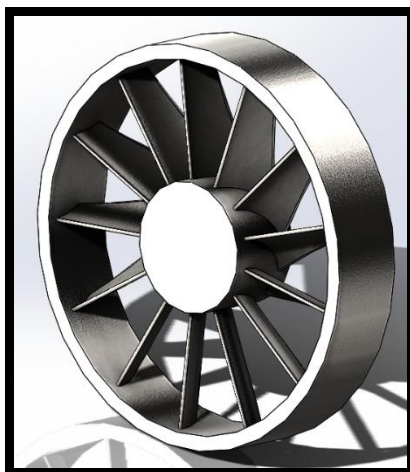


Рис. 4. ЦНА с 13-ю лопатками, с переменным углом сектора лопатки по радиусу.

Выполнен ряд виртуальных экспериментов (ВЭ) 3D-течения в ЦНА в универсальном программном комплексе САПР "Ansys" по методу конечных элементов (МКЭ). Для

проведения эксперимента задавались следующие граничные условия по рекомендациям [5]: распределение давления на входе в ЦНА, массовый расход на выходе, полуэмпирическая $k-\varepsilon$ модель турбулентности, количество итераций расчёта - 100. Результаты ВЭ (рис. 5) хорошо согласуются с теоретическими оценками и можно сделать вывод, что ЦНА является работоспособным. Для определения средне интегральной циркуляции был разработан метод обработки данных, полученных в ходе ВЭ, который заключается в пошаговом интегрировании поля скоростей в сечении после ЦНА. Циркуляция, создаваемая направляющим аппаратом, увеличивается с увеличением количества лопаток. Гидравлические потери также увеличиваются с ростом количества лопаток, и при 19-и лопатках потери составили 5 %.

Дополнительно для сравнения результатов ВЭ в программном комплексе CAE "Ansys" будет проведён ряд экспериментов в программе численного решения прямой трёхмерной задачи для исследования и проектирования лопастных систем гидромашин, разработанной на кафедре ГГМ МЭИ [6].

5.2. Рабочее колесо

Рабочее колесо предназначено для преобразования энергии потока воды в механическую энергию. РК состоит из 4 лопастей, которые жёстко закреплены; в случае конструкции типа "STRAFLO" лопасти закрепляются и на втулке, и на периферийном ободе.

Геометрия лопастей РК определяется в соответствии с методом Лесохина-Симонова, в этом методе искомый телесный профиль заменяется системой вихреисточников определённой интенсивности, расположенных на скелете профиля. На рисунке 5 изображена 3D-модель одного из вариантов РК, созданная в программном комплексе

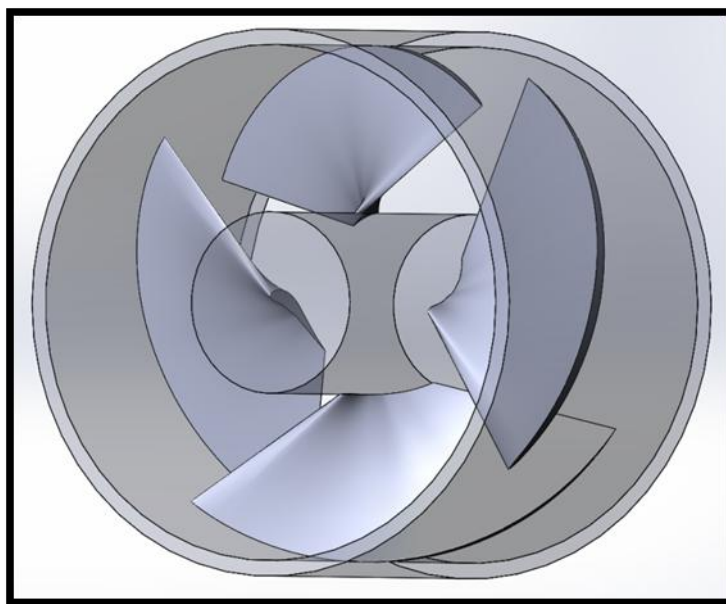


Рис. 5. 3D-модель РК.

САПР "SolidWorks". Анализ работы рабочего колеса проводится в программе численного решения прямой трёхмерной задачи для исследования и проектирования лопастных систем гидромашин. Проводится выбор наиболее оптимальной геометрии из нескольких вариантов. Для оценки совместной работы рабочих органов ГТ проводится ВЭ в про-

граммном комплексе САПР "Ansys", после которого можно определить оптимальную геометрию лопастной системы ГТ для дальнейшей разработки ГА.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с основной целью проекта, заключающейся в разработке технологических решений для создания АЭМ малой мощности, был проведен анализ облика гидроагрегата для использования малых водотоков в нескольких вариантах. Определены основные габаритные и режимные показатели гидротурбины, а также созданы модели рабочих органов ГТ и проведён их частичный анализ в различных программных комплексах САПР. Данный анализ позволил оценить работоспособность ЦНА и качество геометрии РК, оптимизировать лопастную систему ГТ. Результат этого этапа работы позволяет снизить затраты при дальнейшей разработке, в частности при создании опытного образца и проведении натурных испытаний.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Кромм Г.А., Орахелашвили Б.М.** Малая ГЭС на базе осевой гидротурбины с генератором на постоянных магнитах. Энергетика. Технологии будущего: Науч.-техн. конф. студентов (28 – 29 мая 2019 г., Москва): Тез. докл. М.: Издательство МЭИ, 2019. –с.
2. **Кромм Г.А., Орахелашвили Б.М.** Анализ работы рабочих органов осевой прямо-точной гидротурбины для малой ГЭС. Энергетика. Технологии будущего: 2-я Науч.-техн. конф. студентов (19–21 ноября 2019 г., Москва): Тез. докл. М.: Издательство МЭИ, 2019. –с.
3. **Гутовский Е.В., Колтон А.Ю.** Теория и гидродинамический расчёт гидротурбин. Л., "Машиностроение" (Ленингр. отд-ние), 1974 г., 368 с.
4. **Викторов Г.В.** Гидродинамическая теория решёток. Учеб. пособие для вузов по специальности "Гидравлические машины и средства автоматизации". М., "Высш. школа", 1969.
5. **Моделирование течений жидкостей и газов в среде ANSYS / А. Н. Рогалев, С. К. Осипов, О. В. Злышко, А. С. Зонов.** – М.: Цифровичок, 2019. – 60 с.
6. **Моргунов Г.М., Горбань В.М., Панкратов С.Н., Волков А.В.,** Численное решение прямой трехмерной гидродинамической задачи для исследования и проектирования лопастных систем гидромашин. - М.: Издательство МЭИ, 2001. - 52 с.

Н.А. Муратов¹, А.И. Давыдов², А.В. Волков³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДОПОДОБНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

АННОТАЦИЯ

В данном докладе представлено описание исследований влияния природоподобной технологии (эффект «плавника кита»[1]) применительно к динамическим насосным агрегатам. В качестве аналога была взята 3D-модель рабочего колеса насоса К-65-50-160. Был выполнен ряд виртуальных экспериментов с использованием программного комплекса «FlowVision», результаты которых уже в первом приближении показали эффективность применения данного эффекта (увеличение гидравлического КПД).

С целью получения большего эффекта от данного явления были произведены работы по определению оптимальных геометрических параметров «наростов» с использованием 3D-образов канонической области типа «пластина».

Определение основных параметров насоса типа К65-50-160 с модифицированными функциональными поверхностями рабочего колеса.

Разработка технико-экономического обоснования проекта.

Ключевые слова – природоподобные технологии, эффект «плавника кита», динамические насосы, модифицированные функциональные поверхности

1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из актуальных проблем в области производства насосного оборудования является повышение их эффективности. В настоящее время в мире более 30% вырабатываемой электроэнергии затрачивается на привод насосных агрегатов (в основном центробежных), поэтому вопросы повышения коэффициента полезного действия (КПД) насосного оборудования являются актуальными и перспективными.

Большая часть насосных станций, эксплуатируемых в мире, работают с достаточно низкими КПД, что обусловлено широким диапазоном реальной рабочей зоны, в которой работает агрегат. Следует отметить, что данная область существенно отличается от оптимальной рабочей зоны, на которую насос был спроектирован.

В жилищно-коммунальном хозяйстве (ЖКХ) только города Москвы задействовано около 90000 единиц центробежных насосов со средней мощностью привода каждого насоса в 10 кВт. Следует также отметить, что по различным данным в среднем первоначальная стоимость центробежного насоса составляет лишь 5 % от всех затрат, 10 % составляют расходы на техническое обслуживание, а остальные 85 % составляют энергозатраты. Таким образом, обеспечение высокой энергоэффективности насосного оборудования представляет собой важную народнохозяйственную задачу и соответствует приоритету научно-технического развития Российской Федерации в части перехода к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике [2].

Снижение соответствующих затрат электроэнергии возможно путем совершенствования проточных частей насосов. В настоящее время традиционные методы профилирования лопастных систем исчерпали свои возможности.

В данной работе предлагается новый подход к решению указанной задачи – исполь-

зование природоподобных технологий на основе биомиметики. Данный подход технологического развития был утвержден в указе президента «О стратегии научно-технического развития Российской Федерации» от 1 декабря 2016г., параграф 22.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ

2.1. Постановка цели и задач

Суммарная доля потребления электроэнергии насосным оборудованием, эксплуатирующимся в промышленности и в ЖКХ, по различным оценкам составляет от 15 до 25 % от всей вырабатываемой электроэнергии. Значительная часть этой энергии теряется в проточных частях насосов, в частности, в межлопастных пространствах рабочих колес. Снижение этих потерь даже на один процент даст существенный экономический эффект, в том числе, в такой социально значимой сфере, как ЖКХ.

Технологии, в основе которых лежат идеи, заимствованные у природы, сравнительно давно обсуждаются в научной среде (например, работы: [1] и [3]) и к настоящему времени уже дают положительные результаты при движении высокоскоростных подводных объектов и ветроэнергетике. Однако, в области насосостроения сведения об использовании природоподобной технологии «эффект плавника кита» отсутствуют. Причиной этого является недостаточная научно-техническая база по изучению данного эффекта, особенно, по его изучению применительно к центробежным насосам. В частности, отсутствует методология использования данной природоподобной технологии, содержащая экспериментально обоснованные указания по выбору оптимальных геометрических параметров, обеспечивающих максимальное повышение КПД центробежного насоса.

Предварительные численные эксперименты показали, что использование природоподобной технологии «плавник кита» обеспечивает снижение потерь более чем на один процент. Очевидно, соответствующий экономический эффект будет существенным только в случае достаточно широкого применения данной технологии. Переход к ее использованию не требует значительных финансовых затрат. Однако, требуется составление методологии применения данной природоподобной технологии, обеспечивающее ее широкое распространение за счет возможности применения в периоды плановых капитальных ремонтов насосного оборудования путем модернизации наличного рабочего колеса.

Данная методология должна содержать указания по выбору оптимальных геометрических параметров в соответствии с природоподобной технологией «плавник кита», а также ожидаемые изменения КПД и напора насоса в зависимости от его подачи. Отсутствие таких данных в настоящее время является основным фактором, сдерживающим внедрение указанной технологии в насосостроении. Решение соответствующей проблемы должно быть подтверждено численными исследованиями и физическим экспериментом. Численные исследования позволяют за счет высокой точности расчетов выявить результирующую составляющую рассматриваемого эффекта в КПД оборудования даже в случаях, когда эта составляющая имеет значение менее 1 % от общего к. п. д.[4]. Физический эксперимент позволяет верифицировать используемый метод численного расчета.

2.2. Создание 3D-моделей рабочих колес и проведение предварительных численных экспериментов

В качестве аналога был взят насос К65-50-160 (наиболее распространенный насосный агрегат в системах ЖКХ г. Москва). В программном комплексе SolidWorks была создана 3D-модель рабочего колеса данного насоса (рис.1).

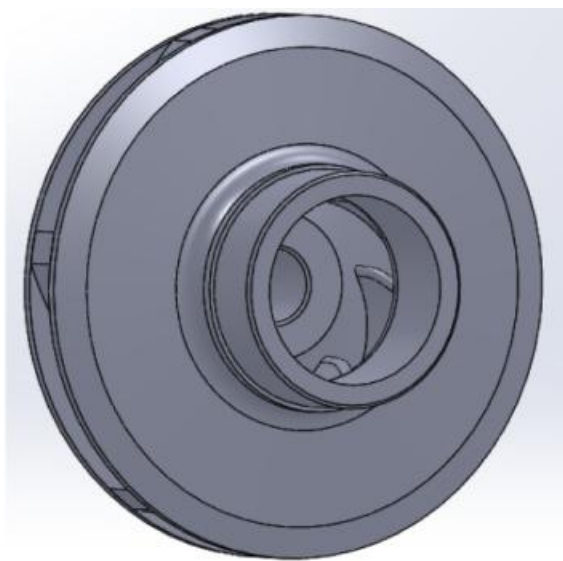


Рис.1 Трехмерная модель исходного рабочего колеса в Solidworks

Дальнейшим этапом была создана модель модифицированного рабочего колеса насоса с применением на входной кромке природоподобной технологии («эффект плавника кита») (рис.2).

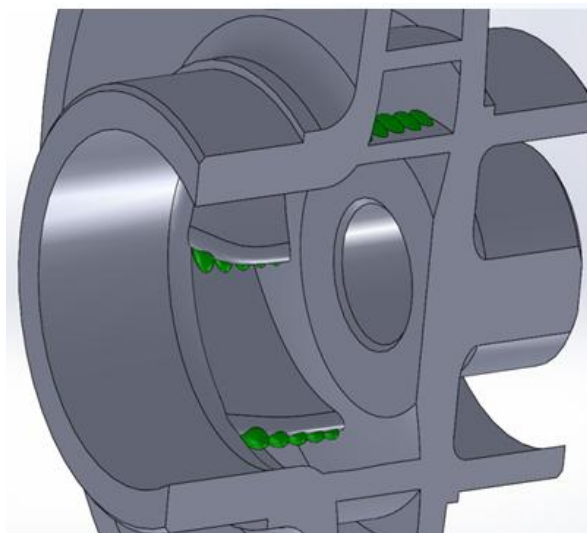


Рис.2 Трехмерная модель модифицированного рабочего колеса в Solidworks

Используя программный комплекс FlowVision, был произведен ряд численных экспериментов, которые показали, что использование природоподобной технологии «плавник кита» обеспечивает снижение гидравлических потерь более чем на один процент.

2.2. Исследование проявления эффекта «плавника кита» на канонической области типа «пластина»

С целью получения большего эффекта от данного явления были созданы 3D-образы канонической области типа «пластина» в исходном состоянии и с использованием природоподобной технологии «плавник кита» для осуществления расчетных исследований с использованием пакета Flow Vision. Для этих образов получены распределения скоростей и давлений по поверхностям исследуемых моделей и за ними.

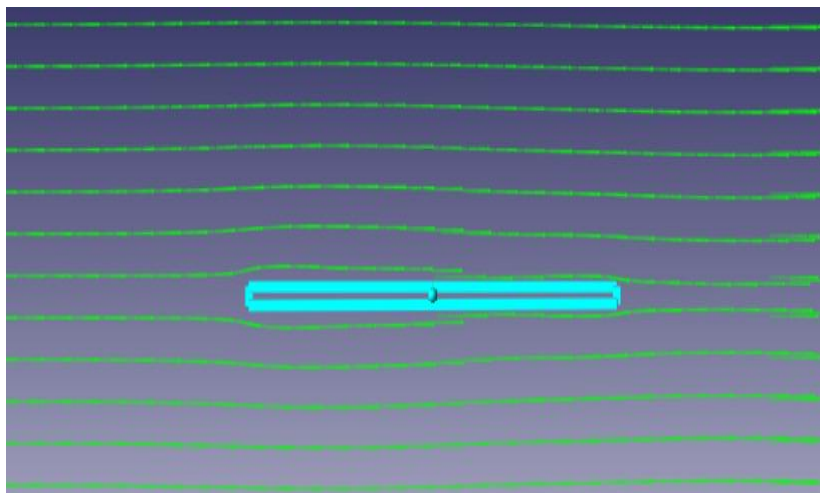


Рис.3 Распределение скоростей вдоль исходной модели пластины в Flow Vision

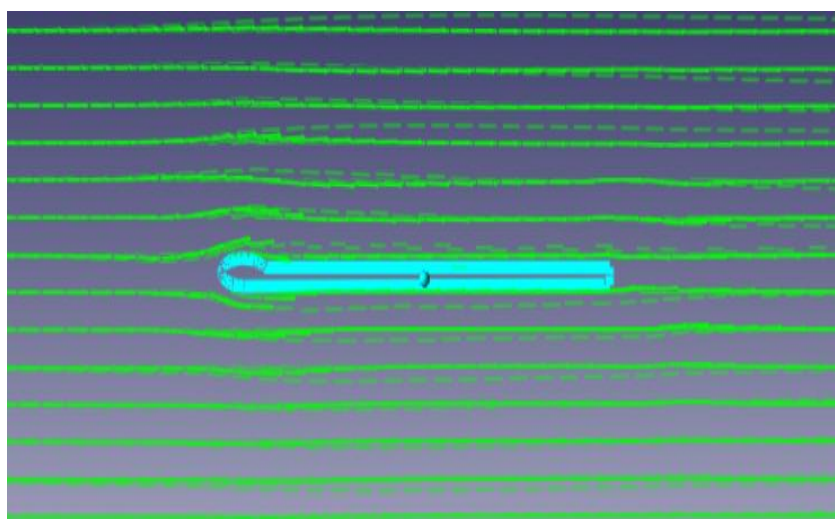


Рис.4 Распределение скоростей вдоль модифицируемой модели пластины

На основе анализа результатов ряда численных экспериментов были сделаны выводы о том, что использование природоподобной технологии «плавник кита» обеспечивает снижение гидравлического сопротивления потоку на канонической области типа «пластина», что целесообразно перейти к дальнейшей оптимизации геометрии «наростов».

2.3. Оптимизация основных геометрических параметров «наростов»

По первому из указанных направлений работ основным оптимизируемым параметром является безразмерная величина $\bar{a} = a/d$. Форму «нароста» в общем случае можно определить тремя секторами эллипсов, последовательно сопряженными между собой и с

плоскостью пластины. Они характеризуются шестью размерами по большой и малой оси, один из которых (размер для среднего сектора по малой оси) определяется величиной \bar{a} . Ввиду сложности соответствующего построения на первом этапе исследований сектора эллипсов целесообразно заменить дугами окружностей. Исследуемая модель принимает вид, показанный на рис. 5.

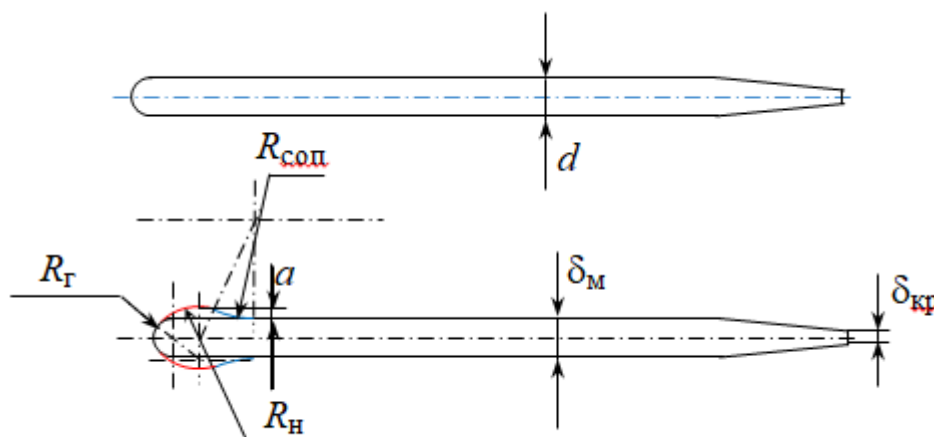


Рис.5 Значения избыточных давлений по контуру колоны.

На рис. 5 обозначены:

R_{Γ} – радиус оголовка пластины;

a – высота нароста;

$R_{\text{н}}$ – радиус головной дуги нароста;

$R_{\text{соп}}$ – радиус сопряжения.

К основному оптимизируемому параметру следует отнести также безразмерную величину радиуса головной дуги нароста $\bar{R}_{\text{н}} = R_{\text{н}}/a$. Ее увеличение растягивает «нарост» по длине пластины, что может быть полезным для снижения потерь на удар при входе в решетку на нерасчетных режимах функционирования. Дополнительными оптимизируемыми параметрами являются безразмерные величины $\bar{R}_{\text{соп}} = R_{\text{соп}}/R_{\text{н}}$ и $\bar{R}_{\Gamma} = R_{\Gamma}/\delta_{\text{м}}$ при условиях $\bar{R}_{\text{соп}} \geq 1$ и $\bar{R}_{\Gamma} \leq 0,5$. На первом этапе исследований можно принять $\bar{R}_{\text{соп}} = 3$ и $\bar{R}_{\Gamma} = 0,5$.

Были созданы 2D-образы расчетной области для девяти вариантов геометрических параметров нароста: пять вариантов для высоты нароста в диапазоне от нуля до трехсот процентов от толщины пластины и четыре варианта для радиуса нароста в диапазоне от 120 до 400% от высоты нароста.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данного исследования являлось получение значимых научных результатов в части энергосбережения, позволяющих переходить к созданию новых видов научно-технической продукции в области насосостроения, за счет повышения КПД гидроагрегатов путем модификации функциональных поверхностей рабочего колеса с использованием эффекта «плавника кита» на основе природоподобных технологий.

В ходе чего были получены следующие результаты:

1) Созданы 3D-образы канонической области типа «пластина» в исходном состоянии и с использованием природоподобной технологии «плавник кита»;

2) Разработан алгоритм оптимизации двух геометрических параметров (высота нароста и радиус нароста) в соответствии с природоподобной технологией «плавник кита»;

3) Созданы 2D-образы расчетной области для девяти вариантов геометрических параметров нароста в соответствии с природоподобной технологией «плавник кита». Пять вариантов для высоты нароста в диапазоне от нуля до трехсот процентов от толщины пластины и четыре варианта для радиуса нароста в диапазоне от 120 до 400 % от высоты нароста;

В завершение предполагаются следующие результаты:

1) Разработка 2D-образа расчетной области течения и изготовление макета канонической области типа «пластина» в исходном и модифицированном состоянии в соответствии с оптимальной геометрией по природоподобной технологии «плавник кита» для численного и физического эксперимента на гидродинамическом лотке кафедры ГГМ с целью верификации разработанного метода определения влияния эффекта «плавник кита» на гидравлические потери в проточной части насоса.

2) Вывод о достоверности разработанного численного метода исследований, сделанный на основе сравнения данных, полученных в результате численного и физического эксперимента, и уточненная на основе результатов физического эксперимента величина повышения к. п. д. за счет эффекта «плавник кита» применительно к насосу типа K65-50-160.

3) Определение основных параметров насоса типа K65-50-160 с модифицированными функциональными поверхностями рабочего колес

4) Разработка методологии использования эффекта «плавника кита» для создания эффективных центробежных насосных агрегатов, используемых в ЖКХ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Frank E. Fish.** Biomechanics of Swimming Mammals // Energetics, Hydrodynamics, 1996.

2. **Караханьян В.** Проблемы производства и эксплуатации насосов для нефтяной и газовой промышленности // Насосы. Турбины. Системы. – 2019.

3. **Neinhuis C. and Barthlott W.** Characterization and Distribution of Water-repellent, Self-cleaning Plant Surfaces // Annals of Botany, 79 (6), 1997.

4. **Валющенко Н.Ю. и др.** Численное исследование влияния лопаток центробежного компрессора на его к. п. д. // Насосы. Турбины. Системы. – 2019

С.А. Вольнов¹, А. А. Вихлянцев², А. В. Волков³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ПЕРИОД ПИКОВЫХ НАГРУЗОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЭС БАШЕННОГО ТИПА

АННОТАЦИЯ

В данной работе предлагается решение проблемы неравномерности выработки электроэнергии для автономных потребителей, использующих как традиционные, так и возобновляемые источники энергии, на основе внедрения гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) башенного типа. Проведена разработка ГАЭС малой мощности (до 100 кВт) на основе существующих водонапорных башен для энергоснабжения децентрализованных локальных потребителей.

Внедрение рассмотренных ГАЭС позволяет решить комплекс задач энергоснабжения децентрализованных потребителей:

- наиболее экономически целесообразный и технологически отработанный способ снижения неравномерности нагрузки на сеть не менее чем на 20%;
- обеспечение экологичным энергоснабжением автономных потребителей, расположенных на территории самых разных климатических зон РФ;
- бесперебойное использование различных видов генерации электроэнергии (солнечные, ветровые, традиционные);
- повышение надёжности электроснабжения автономных потребителей.

Ключевые слова: гидроаккумулирующая электростанция, мини-ГАЭС, локальная электроэнергетическая система, разветвлённая энергетика, технологии Smartgrids

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1 Роль ГАЭС в сглаживании нагрузок

Рассмотрим два графика нагрузки для локальной ЭЭС: без осуществления регулирования электропотребления в данной ЭЭС и с осуществлением регулирования электропотребления при помощи установки в данную ЭЭС мини-ГАЭС (рисунок 1). Режим электропотребления во втором случае имеет более равномерный характер, чем в первом: коэффициент неравномерности (отношение минимальной мощности к максимальной) в первом случае больше, чем во втором. Применение мини-ГАЭС в качестве аккумуляторов электрической энергии позволяет одновременно решить две задачи посредством выравнивания графика нагрузок:

1) сократить резерв мощностей генерации, снижая таким образом себестоимость выработки электроэнергии;

2) уменьшить потери на передачу электроэнергии конечным потребителям, ограничивая составляющую стоимости потерь в тарифе.

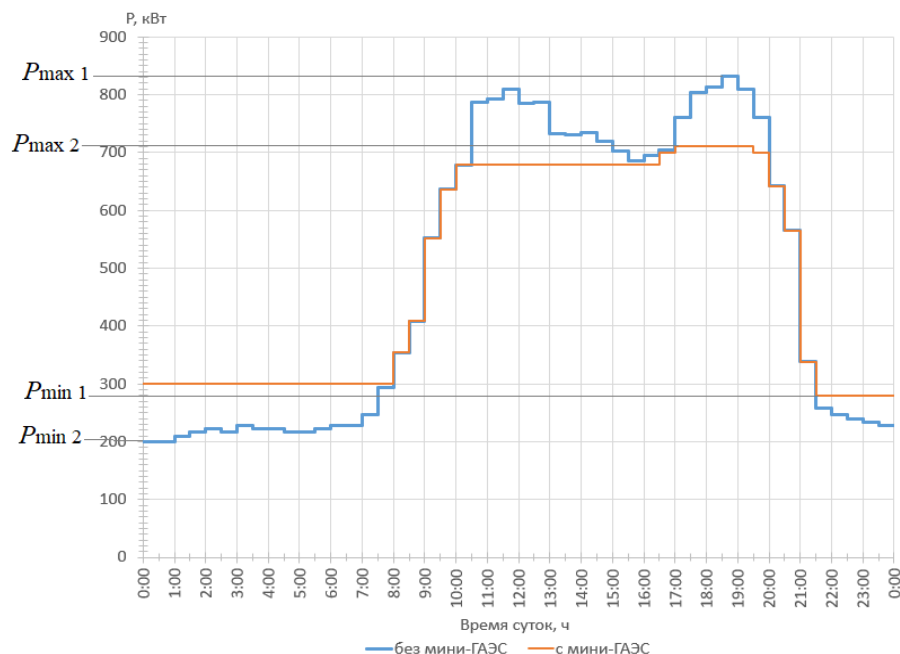


Рисунок 1. Графики нагрузки без регулирования и с регулированием электропотребления с помощью мини-ГАЭС

2. КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ

2.1. Принципиальная схема

Основными элементами ГАЭС являются два резервуара с водой (верхний и нижний бьеф), расположенные друг от друга на высоте от нескольких метров до нескольких сотен метров (рис. 1). В период прохождения провала потребления электроэнергии насосная установка ГАЭС перекачивает воду из нижнего бьефа в верхний. Таким образом потребляется лишняя электроэнергия, и происходит заряд ГАЭС как массивного электроаккумулятора. Во время прохождения максимума нагрузки ГАЭС работает как обычная гидростанция.

Ключевыми элементами ГАЭС, рассмотренными в данной работе, являются:

- Башня Рожновского ВБР-25;
- Стальной резервуар РГС 30-4;
- Гидроагрегаты КМ 65-50-160/4 и/2;
- Сеть трубопроводов (ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные) в 2 мм стали 09Г2С Ду 50 и Ду 65;
- 2х клапана и 2х задвижки Ду 50 и Ду 65;
- Система АСУТП мини-ГЭС.

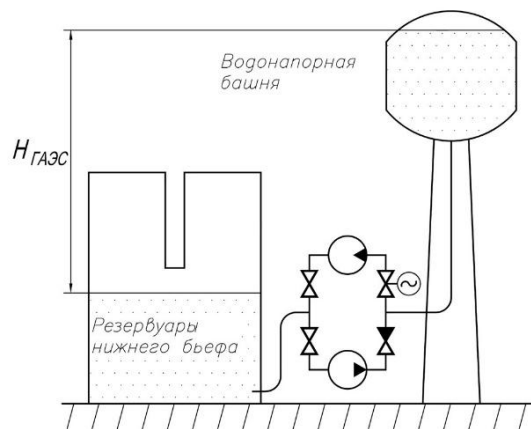


Рисунок 2. Схемное решение мини-ГАЭС

$$N_{\text{ГАЭС}} = Q\rho Hg\eta \quad (1),$$

где N - электрическая мощность, Вт; Q — расход воды, м³/с; ρ — расход воды, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; η — КПД, %;

2.2. Структура ГАЭС

Для верхнего бака целесообразно использовать конструкционные особенности зарекомендовавших себя многолетней практикой водонапорные башни системы Рожновского. Унифицированные стальные водонапорные башни системы Рожновского изготавливаются по ТП 901-5-29 с ёмкостью баков 10, 15, 20, 25, 50, 160 м³ и цилиндрическими опорами высотой 10, 12, 15, 18, 25 м, заполняемые дополнительными запасами воды. Баки различной ёмкости имеют унифицированный диаметр 3020 мм, где 4-5 мм – толщина стальных стенок.

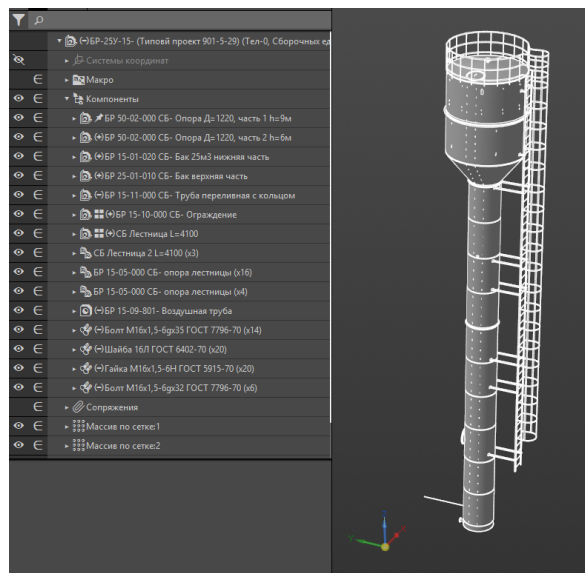


Рисунок 3. Эскизный чертёж башни Рожновского 25 м³ в Autocad

В качестве гидромашин (гидротурбина и насос) для данного конструктивного исполнения предполагается использовать как осевые, так и центробежные гидромашин, тип которых определяется параметрами конкретной ГАЭС. В рамках данной работы предполагается использование башен Рожновского высотой 15-30 метров, требующее на данном этапе применение центробежных гидромашин на напоры до 10 м.

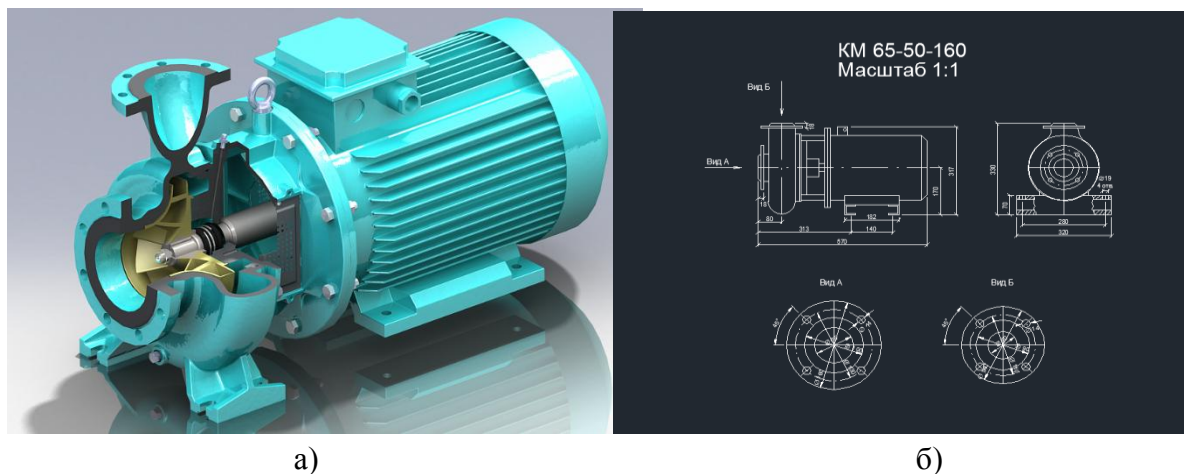


Рисунок 4 а, б. Гидротурбина на базе: КМ-65-50-160/4, 1500 об/мин $\eta = 70 \div 75\%$. Насос: КМ-50-32-125/2 3000 об/мин $\eta = 60 \div 65\%$

С целью минимизации стоимости ГАЭС в качестве корпуса гидравлической турбины выбран КМ-65-50-160/4 со специально спроектированным рабочим колесом, а в качестве насоса выбран КМ-50-32-125/2.

Оба агрегата должны быть размещены в здании ГАЭС на общем фундаменте. Отметка их установки должна быть ниже уровня рабочей среды в резервуаре нижнего бьефа.

3. ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ

3.1. Выбор расчётных параметров модульных мини-ГАЭС

С целью повышения эффективности и расширения применимости ГАЭС рассмотрены следующие построения и схемные решения для модульных мини-ГАЭС и обоснованы наиболее оптимальные варианты, использующие в своей структуре возобновляемые источники энергии:

- энергоустановки на базе водонапорных башен, в т.ч. выведенных из эксплуатации (рисунок 5 а);
- энергоустановки, интегрированные в ЭС с ветрогенераторами (рисунок 5 б).

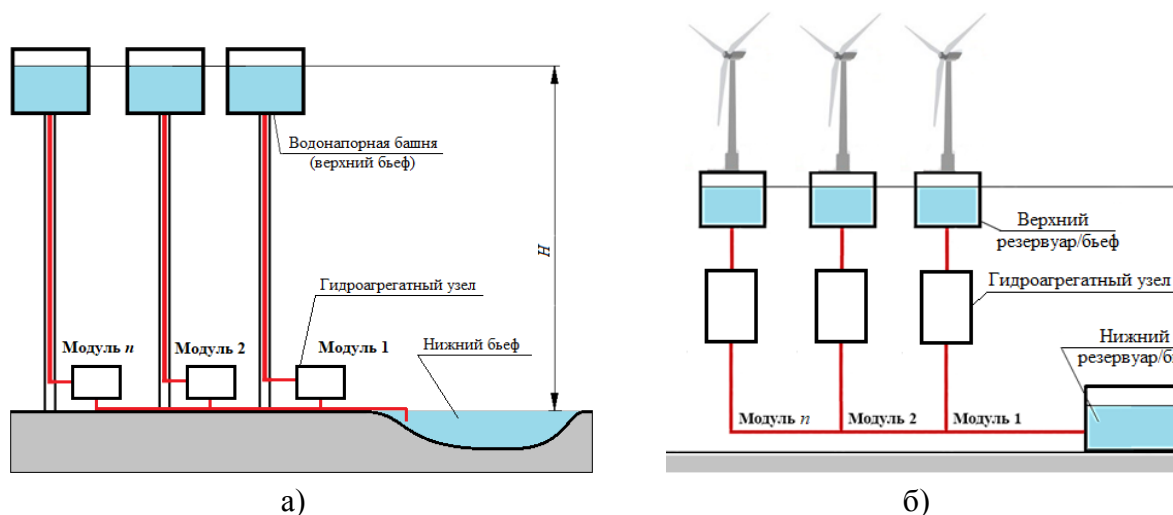


Рисунок 5 - Схемные решения создания для модульных мини-ГАЭС:

- а) – энергоустановки на базе водонапорных башен; б) – энергоустановки, интегрированные в ЭС с ветрогенераторами

Наиболее оптимально мини-ГАЭС применяется в связке с ветрогенераторами. Это достигается за счёт быстрого времени переключения такой мини-ГАЭС между режимами зарядки и разрядки и высокого энергетического потенциала ветрогенераторов независимо от времени суток. При этом увеличение высоты башни ветрогенератора за счёт резервуара позволяет дополнительно повысить выработку ветровой энергии (по различным прогнозным оценкам на 10÷20 %).

3.2. Повышение КПД мини-ГАЭС с помощью технических решений с применением биомиметики

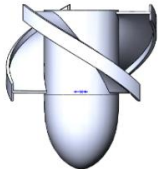
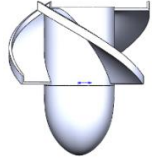
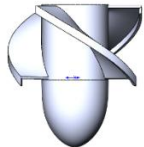
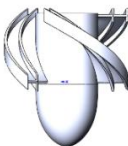
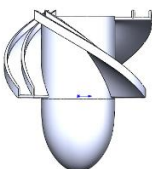
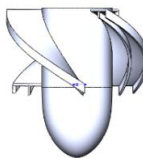
Интегральный КПД ГАЭС зависит от эффективности отдельных элементов системы. С целью повышения КПД и гидромашин предложено направление исследований, основанное на использовании принципов биомиметики, применительно к гидротурбинам и насосам осевого типа. Осевые гидротурбины и насосы мини-ГАЭС могут быть улучшены за счёт ряда перспективных направлений:

- использование эффекта Магнуса;
- винглеты или законцовки лопасти;
- разделительные рёбра.

Если аналогия влияния винглетов в газо- и гидросфере подтвердится, их применение в гидротурбинах ГАЭС может привести к увеличению выработки энергии на турбине на 2 – 20 % аналогично ветряным турбинам. Разделительные рёбра могут значительно увели-

чить надёжность оборудования за счёт более упорядоченной организации потока воды и снижения кавитационных зон во время работы на режимах, отличающихся от расчётных.

Таблица 1. Шесть (6) конфигураций гидротурбин с винглетами и рёбрами

<p>Гидротурбина с винглетами</p>	<p>1. Винглеты 90°, рабочая и тыльная сторона</p> 	<p>2. Винглеты 90°, рабочая сторона</p> 	<p>3. Винглеты 90°, тыльная сторона</p> 
<p>Гидротурбина с винглетами и разделительными рёбрами</p>	<p>4. Винглеты 90° и рёбра 90°, рабочая и тыльная сторона</p> 	<p>5. Винглеты 90° и рёбра 90°, рабочая сторона</p> 	<p>6. Винглеты 90° и рёбра 90°, тыльная сторона</p> 

Первые расчётные исследования, осуществленные с использованием пакета Ansys Fluent, показали, что наибольший КПД из всех рассмотренных конфигураций винглетов и разделительных рёбер демонстрирует вариант 2 – винглеты, расположенные с рабочей стороны лопасти без разделительных рёбер.

При режимах расхода в диапазоне $0.004 \text{ м}^3/\text{с} \div 0.0072 \text{ м}^3/\text{с}$ наибольший КПД демонстрирует вариант 2 – винглеты, расположенные с рабочей стороны лопасти без разделительных рёбер.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена систематизация расчётно-теоретических и методологических материалов исследований для построения мини-ГАЭС. Обозначены наиболее перспективные научно-технические решения повышения эффективности мини-ГАЭС на территории РФ. Установлены расчётные параметры мини-ГАЭС для ЛЭС с традиционными и возобновляемыми источниками энергии.

Рассмотрено применение наиболее перспективных с экономической точки зрения в условиях РФ схемных решений для модульных мини-ГАЭС и обоснованы наиболее оптимальные варианты. Описано применение наиболее перспективных способов повышения эффективности гидроагрегатов с помощью технических решений, основанных на применении биомиметики. Заложены основы для методологии по созданию энергоэффективных мини-ГАЭС. Проект создания экспериментальной установки мини-ГАЭС башенного типа находится в стадии подготовки к строительству, постройка запланирована на лето 2020 года.



Рисунок 7. Трёхмерная эскизная модель микро-ГАЭС. Ул. Красноказарменная, д.14, НЦ «Износостойкость», 2020

Полученный прототип будет использоваться для отработки рабочих режимов и выявления наиболее рациональных параметров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Dr. Nicolas Crettenand** Интеграция мини и малой гидроэнергетики в Швейцарии: определяя организационную структуру - ÉPFd Lausanne, 2012 – стр. 61-68.
2. **Kaczmarczyk T.Z., Żywica G., Ihnatowicz E.** The impact of changes in the geometry of a radial microturbine stage on the efficiency of the micro CHP plant based on ORC. Energy. 2017;(137) стр. 530-543.
3. **Sterner M., Stadler I.** «Накопители энергии. Спрос, технологии, интеграция» - Berlin Heidelberg, 2017 – стр. 639-644, 678-685, 694-706.
4. **Отчёт Analytic Research Group** Возобновляемая энергетика – текущее состояние и перспективы развития в России и мире. / Отчёт Analytic Research Group. Февраль, 2014. – стр. 214.
5. **Волков А.В., Парыгин А.Г., Вихлянцев А.А., Дружинин А.А.** К вопросу об оптимизации проточной части рабочих колёс центробежных насосов // Надёжность и безопасность энергетики. 2018. Т.11, №4, стр. 311–318.
6. **Воропай Н.И.** Распределённая генерация в электроэнергетических системах. URL:<http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleonnaya-generaciya-v-energeticheskikh-sistemah> (дата обращения: 05.10.2018).
7. **Емцев Б.Т.** Техническая гидромеханика. – М.: Машиностроение, 1978.
8. **Парыгин А.Г., Волков А.В., Рыженков А.В., Наумов А.В., Дружинин А.А., Вихлянцев А.А.** О возможностях применения низконапорных микроГЭС для автономного энергоснабжения технологических устройств нефтепроводов // Нефтяное хозяйство, 2015, №10, с. 127-130.
9. **Рыженков В.А., Лукин М.В., Карпунин А.П.** Проблемы и способы борьбы с инее- и льдообразованием на проводах и элементах ВЛЭП // Надёжность и безопасность энергетики. - № 4(15). - 2011. - с. 54–58.

В.А. Лукин¹, Е.В. Позняк², А.В. Волков³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАСЧЕТ ВОДОНАПОРНОЙ БАШНИ ГАЭС НА ОБЩУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ

АННОТАЦИЯ

В докладе представлена проектная часть НИОКТР «Энергообеспечение обособленного потребителя с использованием аккумуляции электроэнергии на основе ГАЭС»¹. В ходе выполнения НИОКТР была спроектирована водонапорная башня с располагаемым напором 17 м и объемом резервуара 25 м³, входящая в состав гидроаккумулирующей электростанции башенного типа. Помимо расчета на прочность на нагрузки и воздействия, предусмотренные СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия, проект включал в себя расчет конструкции на общую устойчивость. Расчет на устойчивость был выполнен статическими линейным и нелинейным методами с использованием ПК ANSYS. В докладе представлены результаты исследования общей устойчивости конструкции башни линейным и нелинейным методами.

Ключевые слова: водонапорная башня, общая устойчивость, статический метод, формы потери устойчивости, линейный и нелинейный расчет на устойчивость, коэффициент запаса устойчивости, критическая нагрузка

1. ВВЕДЕНИЕ

Расчет на общую устойчивость выполняется с целью предотвратить внезапное сильное деформирование или полное разрушение сооружения. Проблема возможной потери устойчивости особенно актуальна для таких сооружений, как водонапорные башни с гибкими стойками-колоннами и значительным весом наполненного резервуара.

При исследовании устойчивости механических систем, нагруженных статическими нагрузками, рассматривают возмущенное состояние равновесия – состояние, в которое приходит система при малых отклонениях (возмущениях) от исходного невозмущенного состояния статического равновесия. Для анализа устойчивости записывают уравнения равновесия возмущенной системы, при этом исходят из нелинейных уравнений равновесия возмущенного состояния [1-3]. В рамках теории упругой устойчивости полагают материал упругим и учитывают только конечные деформации, применяя геометрически-нелинейные модели. В линейной теории упругой устойчивости дополнительно предполагается малость отклонений параметров возмущенного состояния от невозмущенного, и нелинейные уравнения равновесия линеаризуются.

Постановка задачи упругой устойчивости положения статического равновесия формулируется следующим образом: определить такие значения нагрузки, при которых система переходит в критическое состояние равновесия, промежуточное между устойчивым и неустойчивым. Соответствующие критическим состояниям нагрузки называются критическими.

¹ НИОКТР включена в «Блок 1 Технологии будущего» Программы научных исследований «Энергетика» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» на 2019-2024 годы.

В представленном докладе определены критические нагрузки на конструкцию водонапорной башни ГАЭС от веса полностью наполненного водой резервуара по линейной и нелинейной теориям упругой устойчивости.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ

Водонапорная башня представляет собой тонкостенную стальную конструкцию, включающую:

- 1) цилиндрический резервуар диаметром 6600 мм, высотой 3000 мм;
- 2) внутреннюю трубу диаметром 1200 мм, через которую осуществляется подача воды в резервуар;
- 3) четыре опорные колонны с внешним диаметром 600 мм, соединенные между собой раскосами и горизонтальными стержнями.

По внешнему диаметру резервуар оборудован балконом шириной 1000 мм с перилами высотой 1000 мм. Пол перфорирован для дренажа.

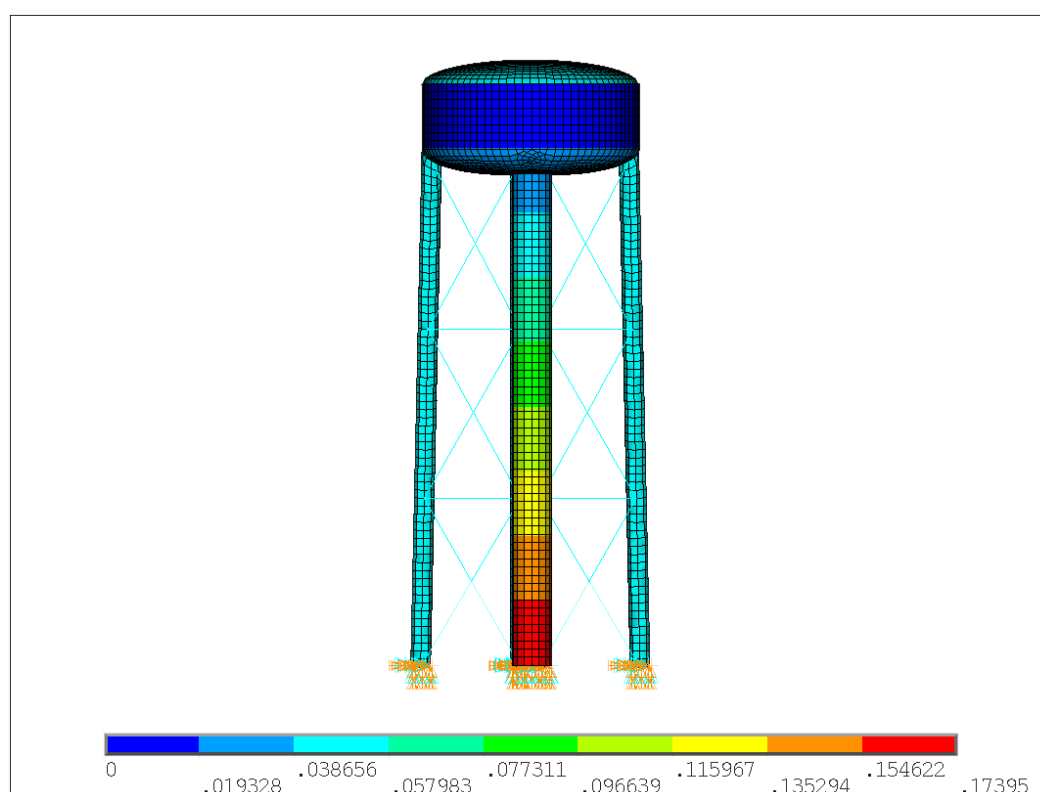


Рис.1 Конечно-элементная модель водонапорной башни ГАЭС

Минимальная толщина стальной обшивки и труб конструкции составляет 5 мм для частей, не контактирующих с водой, и 10 мм для частей, контактирующих с водой. Обшивка резервуара выполнена из стальных листов толщиной 10 мм. Толщина внешних опорных колонн и внутренней опорной колонны со сливом - 10 мм. Толщины элементов башни были определены в ходе проектного расчета на нагрузки от собственного веса, технологические и природные нагрузки согласно СП 20.13330.2011². Стальные элементы изготовлены из Ст3 (модуль упругости $E = 200$ ГПа, коэффициент Пуассона $\mu = 0.3$).

² СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*

Конечно-элементная модель создана при помощи программного комплекса ANSYS; для моделирования бака, трубы и опорных колонн использовался 4-х узловой элемент SHELL181, а для горизонтальных стержней 3-х узловой элемент BEAM189. Опорные колонны жестко заделаны в основание (рис.1). Нагрузка на модель – вес полностью заполненного водой резервуара.

В ходе исследования был проведен расчет на возможную потерю устойчивости по линейной и нелинейной теории, описание расчетов представлено в п.2.1 и 2.2.

3. РАСЧЕТЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ

3.1 Исследование устойчивости в рамках линейной теории

Линейный анализ на устойчивость позволяет определить формы потери устойчивости и коэффициент запаса устойчивости (КЗУ), представляющий собой отношение критической нагрузки к заданной. Таким образом, КЗУ представляет собой коэффициент, показывающий, во сколько раз надо увеличить приложенную нагрузку на конструкцию, чтобы она перешла в критическое состояние равновесия, промежуточное между устойчивым и неустойчивым. При переходе к неустойчивому состоянию произойдет потеря устойчивости по одной из форм, причем каждой форме будет соответствовать свой КЗУ. Система устойчива, если КЗУ больше единицы.

Алгоритм проведения линейного анализа в программном комплексе ANSYS проводится с помощью решателя Eigenvalue Buckling с учетом результатов предварительного статического анализа модели на заданную нагрузку. Результат расчета представляет собой формы потери устойчивости и соответствующие им КЗУ. На рис. 2 представлена первая форма потери устойчивости с КЗУ, равным 3,47. Очевидно, что наиболее опасный элемент конструкции с точки зрения потери устойчивости – центральная труба, через которую осуществляется подача воды в резервуар.

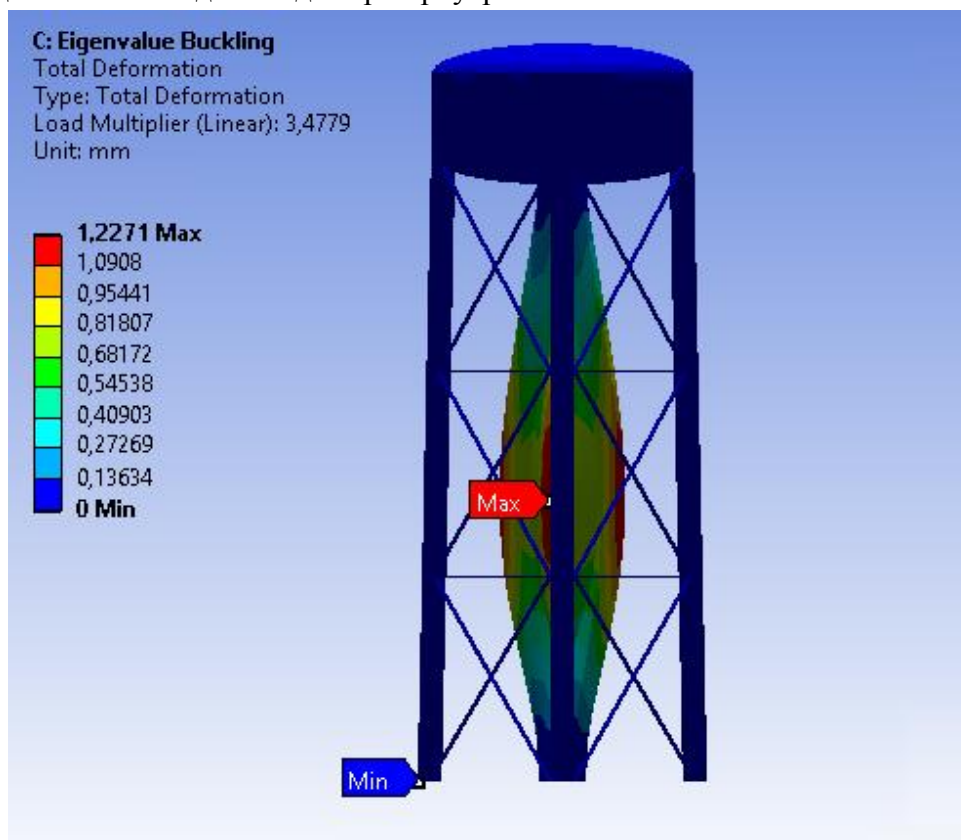


Рис.2. Первая форма потери устойчивости

Линейный анализ устойчивости исходит из линеаризованных уравнений равновесия геометрически-нелинейной модели. Для более точного решения применяют анализ в рамках нелинейной теории устойчивости.

3.2. Исследование устойчивости в рамках нелинейной теории

Нелинейный расчет на устойчивость в ANSYS проводится при пошаговом увеличении нагрузки (что соответствует пропорциональному росту КЗУ) с включенной опцией геометрически-нелинейного расчета. При решении нелинейной задачи исходят из того, что формы потери устойчивости будут такими же, как при линейном расчете. Обычно принимают, что потеря устойчивости произойдет по первой форме. Однако для практически абсолютно симметричной цифровой модели, построенной с большой точностью, критического состояния по первой форме путем постепенного увеличения вертикальной нагрузки можно и не достичь. Поэтому при исследовании устойчивости цифровых моделей, нагруженных статическими нагрузками, рассматривают возмущенное состояние равновесия, вызванное созданием небольшого дефекта или начального возмущения, например, небольших точечных нагрузок, чтобы вызвать начальную деформацию по желаемой форме. В данном расчете для создания дефекта используется деформированная форма, полученная в линейном анализе.

На рис.3 представлен график зависимости перемещений от КЗУ, полученный в результате нелинейного анализа. Видно, что начиная с КЗУ, равного 2,55, начинается резкое возрастание суммарных перемещений.

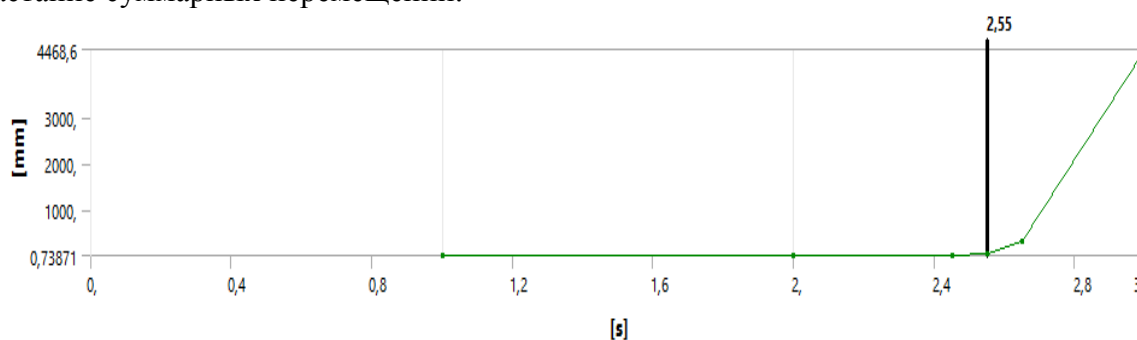


Рис.3 Зависимость суммарных перемещений от КЗУ при нелинейном анализе

4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Оба проведенных расчета на общую потерю устойчивости показывают, что конструкция башни ГАЭС сохранит устойчивое состояние при полностью заполненном резервуаре: КЗУ по линейному расчету равен 3,47, по нелинейному расчету – 2,55.

Линейный анализ устойчивости конструкции башни ГАЭС дает неконсервативные значения КЗУ, так как не учитывает нелинейные эффекты при конечных перемещениях. Более консервативное решение получено в рамках нелинейной теории устойчивости. Однако для моделирования потери устойчивости по первой форме пришлось задавать возмущенное состояние модели, соответствующее этой форме. Поэтому КЗУ в нелинейном расчете зависит от вида и способа задания возмущенного состояния.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были определены коэффициенты запаса устойчивости башни ГАЭС в линейной и нелинейной постановке, показавшие, что общая устойчивость конструкции обеспечена. Расчет по нелинейной теории дает более консервативный результат при учете небольшого несовершенства конструкции. Для более реалистичного результата при нелинейном анализе в дальнейшем предполагается рассмотреть устойчивость конструкции в деформированном состоянии, вызванном ветровой нагрузкой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Болотин В.В.** Неконсервативные задачи теории упругой устойчивости. М.: Физматгиз. 1961. - 339 с.
2. **Ржаницын А.Р.** Устойчивость равновесия упругих систем. – М.: Гос. Изд. Технико-теоретической литературы, 1955. – С. 302
3. **Радин В.П., Самогин Ю.П., Чирков В.П., Щугорев А.В.** Решение неконсервативных задач теории устойчивости. М.: ФИЗМАТЛИТ. 2017. – 240 с.

А. П. Полозкова¹, А. Ю. Финиченко¹

1- Омский государственный университет путей сообщения (ОмГУПС), г. Омск

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ СОЛНЕЧНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ В СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается вопрос применения солнечных коллекторов в сибирском регионе. Приведена методика расчета выработки тепловой энергии с использованием солнечного коллектора. Выполнен технико-экономический расчет солнечного коллектора.

Ключевые слова – солнечный коллектор, солнечная энергия, система отопления, горячее водоснабжение, тепловая энергия

1. АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

В климатических условиях России характерны высокие затраты на энергоресурсы для теплоснабжения объектов. Не слишком высокая энергетическая эффективность, большие затраты на транспортную тарификацию приводят к экологическим и экономическим проблемам, поэтому нужно разрабатывать и внедрять альтернативные варианты. Вследствие эксплуатации традиционных систем теплоснабжения – это термодинамические потери. Растут расходы, рассчитанные на эксплуатацию тепловых сетей и котельных, помимо данных затрат эти объекты довольно таки часто являются причиной аварий, а это, в свою очередь, требует также и экономического решения проблем. Суммарная протяженность тепловых сетей в России равна около 650 тыс. км. Сегодня существует потребность в замене чуть более 300 тыс. км магистральных сетей. Для одного километра трубопровода диаметром более 500 мм параметр удельной аварийности равняется одной аварии в год, а для труб меньшего диаметра этот параметр равен не менее шести аварий в год. Солнечная энергия может быть использована для теплоснабжения, в сельском хозяйстве, сушки различных продуктов и материалов, в технологических процессах в промышленности. Солнечные установки практически не требуют эксплуатационных затрат, не имеют потребности в ремонте и требуют затрат лишь на их сооружение и поддержку в чистоте. Считается, что до 15 % солнечной энергии, поступающей на поверхность Земли, может быть использовано для обеспечения жизнедеятельности человечества. Эта доля равна 63 000 миллиардов МВт ч в год или 7700 миллиардов тонн условного топлива. Развитие солнечной энергетики является наиболее перспективным для Омска по имеющемуся потенциалу солнечной энергии. Для Омского региона за один день в июне в среднем на квадратный метр земли падает 5,3 кВт ч/м². Использование возобновляемых источников энергии в автономных системах отопления предполагает денежные затраты исключительно на приобретение и установку такой системы, а также на ее техническое обслуживание и на необходимый поддерживающий ремонт. Стоит отметить, что солнечные коллекторы на сегодняшний момент стали, пожалуй, наиболее эффективными приборами, использующими солнечную энергию. Основная проблема, которая тормозит достаточно широкое внедрение солнечной энергии в практическое энергоснабжение состоит в том, что в Сибирском

регионе большой перепад температур летом и зимой. Слишком суровый климат, пасмурные дни снижают КПД коллекторов гелиоустановки.

2. КЛИМАТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГОРОДА ОМСКА

Город Омск расположен на юге Западно-Сибирской равнины. Относится к умеренной климатической зоне с континентальным климатом лесостепи Западно-Сибирского пояса. Частая смена воздушных масс обуславливает неустойчивость и изменчивость метеорологических условий, особенно в переходные сезоны, когда теплые массы воздуха могут быть в течение нескольких часов вытеснены холодными и теплая погода сменяется резким похолоданием. Самый солнечный месяц – июнь, самый пасмурный – ноябрь. Средние температуры в году колеблются от $-31\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+23\text{ }^{\circ}\text{C}$ (табл. 1). Наиболее характерными особенностями Омской области, расположенной в умеренных широтах северного полушария, являются сравнительная суровость и континентальность климата. О суровости климата говорит продолжительность зимнего периода: низкие зимние температуры, частые похолодания в весенний и осенний периоды. Континентальность климата проявляется в резком колебании температур в течение года и от месяца к месяцу, сравнительно небольшом количестве осадков.

Таблица 1. Максимальная и минимальная среднемесячная температура

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Самый теплый, $^{\circ}\text{C}$	-8,2	-7,5	-1,9	8,9	17,0	21,8	23,3	20,4	14,5	7,5	0,3	-6,7
Самый холодный, $^{\circ}\text{C}$	-0,8	-26,7	-20,0	-4,8	6,2	13,2	15,0	12,7	6,7	-4,6	-19,2	-26,1
Среднемесячная температура, $^{\circ}\text{C}$	-20,4	-16	-9,1	2,9	7,7	17,2	19,8	16,0	11,8	4,9	-6,8	-17,4

Облачность, завеса пыли и дыма, окутывающая город, уменьшают поступление прямой солнечной радиации на 47% и в то же время увеличивают поступление рассеянной радиации в 1,5 раза.

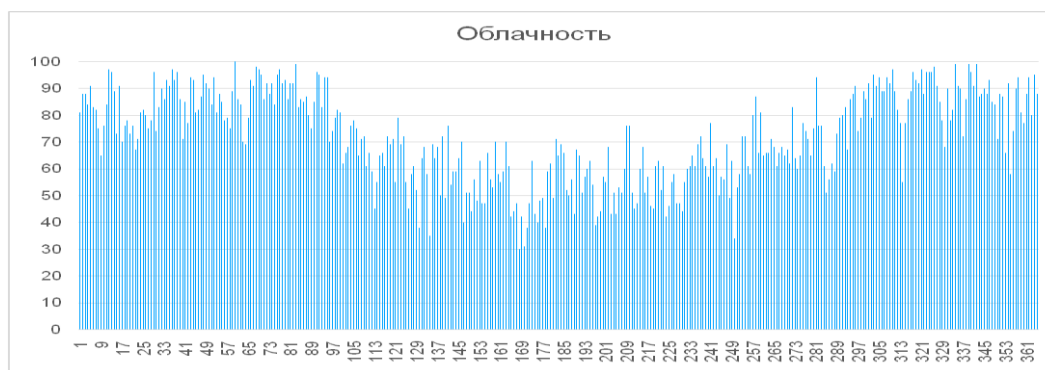


Рис.1 Годовой график облачности г. Омска

Таблица 2. Количество дней, %, с разной облачностью на территории Омской области

Тип облачности	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Ясно (1-5 баллов)	9,67	7,14	6,45	13,3	29	36,6	25,8	32,25	0	12,9	3,3	6,4
Облачно (6-8 баллов)	83,87	85,71	74,1	73,3	54,8	50	58	54,8	0	74,1	73,33	80,6
Пасмурно (9-10 баллов)	6,46	7,15	19,45	13,4	16,2	13,4	16,2	12,95	0	13	23,37	13

От облачности зависят показатели инсоляции области. Соответственно, этот фактор необходимо рассмотреть. Продолжительность солнечного сияния в Омске с ноября по январь составляет 30 – 38% возможной, а летом возрастает до 57 – 66% за счет увеличения главным образом длительности дня. Для расчета использования гелиоустановки требуется провести исследования измерений поступления суммарной солнечной энергии на поверхность Земли. (Табл.3)

Таблица 3. Среднемесячное дневное поступление суммарной солнечной энергии на поверхность Земли E_0 , МДж/(м²·день) для широты 54,99°

Город	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Омск	0,69	1,37	3,02	4,08	5,05	5,48	5,01	4,29	2,93	1,44	0,8	0,62	2,91
Среднегодовое дневное поступление 3,14													

3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЫРАБОТКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СОЛНЕЧНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Определяем, на сколько градусов должна повыситься температура воды и ее объем для семьи из 4 человек. По эмпирическим данным на среднего человека расходуется в день 50 литров воды. Суммарный объем емкостного нагревателя надо рассчитывать из расчета 1,5–2 суточной потребности. Соответственно получается 300 литров в сутки. Средняя температура входящей воды равна 15 °С. Она должна быть нагрета до 50°С. $\Delta t = 50 - 15 = 35$ °С. Затем определяем количество энергии, необходимой для нагревания этого количества воды. Учитываем, что для нагрева одного литра воды на один градус нужно затратить энергию равную 1 ккал. Получается 10500 ккал. Переводим полученную энергию в кВт·ч. Соответственно получается 12,21 кВт·ч (1 кВт·ч = 859,8 ккал). Далее определяем количество энергии, которая может поглощаться и преобразовываться в тепло солнечными коллекторами. Солнечный коллектор SH-500-60-2, способен поглощать до 80 % энергии солнца. Площадь поглощения вакуумной трубки диаметром 58 мм и длиной 1800 мм составляет 0,08 м². Следует, что одна трубка способна получать и передавать солнеч-

ное тепло в размере 0,41 кВт·ч и 0,051 кВт·ч соответственно в июне и декабре. Используя значение, вычисленное выше, определяем количество трубок, которое надо установить. Энергия, которую необходимо затратить на нагрев нужного количества воды составляет 12,21 кВт·ч.

Поступление солнечной радиации в реальных условиях для каждого месяца E рассчитали следующим образом:

$$E = \sum E_0 D_{\text{обл}i} \eta_i k_{\text{накл}} k_{\text{обл}i},$$

где E_0 – интенсивность солнечного излучения; $k_{\text{накл}}$ – коэффициент пересчета суммарного потока солнечной энергии с горизонтальной плоскости на поверхность коллектора (широта 55°), для условий Омской области при угле наклона коллектора от 30° до 45° коэффициент $k_{\text{накл}}$ может быть принят 1,1; $k_{\text{обл}i}$ – коэффициент ослабления излучения в зависимости от типа облачности; $D_{\text{обл}}$ – доля дней в месяце с рассматриваемой облачностью.

По известному поступлению солнечной радиации, Гкал/сут рассчитано количество воды V (л/сут), которое можно нагреть, по формуле:

$$V = E / (t - t_0),$$

где t_0 – начальная температура воды; $t_0=15^\circ\text{C}$.

Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты расчета.

Месяц	Поступление солнечной радиации, кВт	Выработка воды, л/сут
Январь	1,32	46,2
Февраль	2,63	92,05
Март	5,79	202,65
Апрель	7,83	274,05
Май	9,69	339,15
Июнь	10,52	368,2
Июль	9,61	336,35
Август	8,24	288,4
Сентябрь	5,63	197,05
Октябрь	2,76	96,6
Ноябрь	1,54	53,9
Декабрь	1,19	41,65

Годовая выработка теплоты, таким образом, составит 66,75 кВт или 0,054 Гкал.

При отрицательной температуре вакуумные коллекторы продолжают успешно работать. Это объясняется следующими факторами:

1. Цилиндрическая форма трубок позволяет улавливать лучи под разным градусом. Это означает, что коллектор работает и с утра, и на закате дня, независимо от того, попадают ли прямые солнечные лучи на него под 90° или нет. Работают они и в пасмурную погоду – коллектор улавливает рассеянные лучи Солнца.

2. Значительно меньшие теплопотери (по сравнению с плоскими коллекторами). Более 92 % полученной энергии преобразовывается и направляется в контур отопительной системы. При этом работать солнечный коллектор зимой может в условиях до -35°C .

3. Установка под оптимальным углом наклона способствует как повышению КПД, так и, при значительных осадках зимой, влияет на самоочищение коллектора. Снег буквально сползает с трубок, оставляя их поверхность чистой.

Таблица 5. Технические характеристики высокоэффективных вакуумных солнечных коллекторов

Характеристики	Ед. измерения	Модель
		SH-500-60-2
Длина трубок коллектора	Мм	1800
Количество трубок	шт.	60
Внешний диаметр трубы	Мм	58
Внутренний диаметр трубы	Мм	47
Площадь поглотителя	м ²	0,08
Степень поглощения	%	>91
Максимальная мощность коллектора	кВт	1
Цена одного коллектора	Руб.	188 000

Таблица 6. Стоимость выработки 0,054 Гкал теплоты

Вид теплогенерации	Стоимость единицы энергии, руб.	Количество затрачиваемой энергии в год	Стоимость выработываемой теплоты, руб.	Срок окупаемости солнечного коллектора площадью 1м ² стоимостью 18000 руб/м ² производства КНР
Текущие цены РФ				
Газовый котел с КПД 75%	5,24 (1м ³ газа)	133,3 м ³	698,49	18 лет
Электрический котел с КПД 95%	22,08 (1 кВт·ч)	1023 кВт·ч	2946,24	5 лет
Централизованное теплоснабжение	1082 за 1 Гкал	0,835 Гкал	903,47	7 лет

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для климата города Омска с его благоприятными условиями солнечной инсоляции использование солнечного коллектора не только возможно, но и выгодно. Использование гелиоустановок позволяет уменьшить затраты на отопление на 30 %, а затраты на нагрев горячей воды на 60 % в год. Экономические расчеты показывают, что при существующих и постоянно растущих ценах на топливо срок окупаемости солнечных коллекторов составляет 2–5 лет (кроме газового котла), в то время как реальный срок службы составляет 25–30 лет, а по данным некоторых производителей и более 30-ти лет. Из результатов по выбранной методике расчета выработки тепловой энергии в солнечном коллекторе подобрана модель установки с оптимальными характеристиками и стоимостью. Но необходимо использовать комбинированную систему подачи тепла, то есть совмещение работы солнечного коллектора с традиционным источником энергии, тогда срок окупаемости

установки уменьшается, а КПД комбинированное системы выше и подходит к условиям сибирского региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «ТЕХНОЛОГИИ И СИСТЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОТЫ» По материалам базы знаний, разработанной Уфимским государственным авиационным техническим университетом (кафедра АД) и Институтом механики УНЦ РАН

2. Финиченко А. Ю. Подбор оптимальных параметров системы солнечного коллектора на основе климатических данных для выбранной локации / Финиченко А. Ю., Тартачев А. А. – Омский научный вестник, 2018. № 4 (160). [с. 88 – 93.]

3. «КЛИМАТ Омска» Под редакцией канд. геогр. наук Ц. А. ШВЕР, 1980

4. URL <https://yandex.ru/pogoda/omsk> (дата обращения: 15.01.2018)

5. http://net220.ru/poleznye_stati/solnechnaya_radiaciya_tablicy_insolyacii/

6. Федоров В. Н. Солнечная радиация и климат Земли // В. Н. Федоров Физматлит, 2017. 324 с. ISBN 978-5-9221-1785-2.

7. <https://andi-grupp.su/p/939580-solnechnaya-split-sistema-sh-500-60-2-dlya-gvs-i-otopleniya/>

К.Г. Рындин¹, М.С. Власкин¹

¹Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН)

Российская федерация, 125412, г. Москва, ул. Ижорская, 13, стр.2

ВЛИЯНИЕ КАТАЛИЗАТОРА НА ФРАКЦИИ БИОТОПЛИВА, ПОЛУЧЕННОГО МЕТОДОМ ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ КАРБОНИЗАЦИИ БИОМАССЫ МИКРОВОДОРОСЛЕЙ

АННОТАЦИЯ

Проведено исследование процесса гидротермального сжижения биомассы микроводоросли *Arthrospira platensis* при различных температурах в присутствии катализатора на основе оксида титана и оксида стронция и без катализатора при тех же условиях. Продукты гидротермальной карбонизации были проанализированы методами калориметрии, ГХ-МС, элементарного анализа. Определено влияние катализатора и температуры на качество и выход продукта.

Ключевые слова: бионефть, гидротермальное сжижение, биомасса микроводорослей

1. ВВЕДЕНИЕ

В связи с ростом во всем мире спроса и предложения на энергоресурсы возникает необходимость замены ископаемого топлива на другой источник энергии. При поиске данного источника можно выделить несколько основных критериев оценки целесообразности использования того или иного вида альтернативного источника энергии: влияние на окружающую среду, энергетический потенциал, доступность, простота добычи, простота транспортировки, возможность добывать источник в большом количестве, возобновляемость источника. Под эти критерии подходят микроводоросли, так как они удовлетворяют всем вышеназванным критериям. В отличие от микроводорослей, биоэтанол из сахарного тростника или кукурузного крахмала или биодизель из масличных культур (включая сою и масличных рапс) тоже подходят под некоторые критерии, так как, в частности, они оказывают малое воздействие на окружающую среду и имеют высокий энергетический потенциал, но на данный момент ведется обсуждение о значительном изменении спроса и предложения на продовольствие в случае повсеместного введения данных источников энергии [1]. Микроводоросли же почти не оказывают влияние на доступ к продовольствию. Они проявляют малую, в отличие от других растительных культур, потребность в поступлении пресной воды, что увеличивает привлекательность данного источника энергии. Таким образом, биотопливо, полученное в результате выращивания микроводорослей, предложено в качестве альтернативного подхода, которое не влияет на сельское хозяйство, а также являются возобновляемым источником энергии [2]. Микроводоросли имеют потенциал для производства значительного количества биомассы, большего по сравнению с другими растительными культурами, и снижения выбросов парниковых газов [3]. К одной из задач, которую могут решать микроводоросли, можно отнести переработку сточных вод, которая является недорогой и экологически чистой базой для выращивания микроводорослей [4]. Основная проблема с большинством сточных вод - высокая концентрация общего N и P, а также токсичные металлы, которые требуют дорого-

стоящих химических переработок для удаления их из сточных вод [5]. Но микроводоросли способны эффективно расти в данной среде. В качестве метода переработки микроводорослей предлагается использовать метод гидротермальной карбонизации в бескислородной среде и в теплоизолированном реакторе. Данный процесс требует более низкой рабочей температуры, чем у пиролиза и газификация, что приводит к снижению потребности в оборудовании и меньшем потреблении энергии. Кроме того, вода во влажных микроводорослях выступает в качестве растворителя и реакционной среды, что означает отсутствие дополнительных расходов на сушку сырья [6-7]. Для увеличения качества биотоплива, полученного после гидротермальной карбонизации микроводорослей, предлагается использовать данный катализатор [8].

2. МЕТОДОЛОГИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Схема экспериментальной установки по ГТК представлена на рис.1, характеристики установки: $P_{\max} = 30$ Мпа, $t_{\max} = 400$ °С, $V = 0,9$ л. Изменение температуры в реакторе регулировалось оператором посредством ПИД-регулятора. Изменение температуры фиксировалось с двух термопар – внешней и боковой. Реактор и термопары находились в теплоизолированной среде, изменение давления фиксировалось с манометра, присоединённого внешне к верхней части реактора.

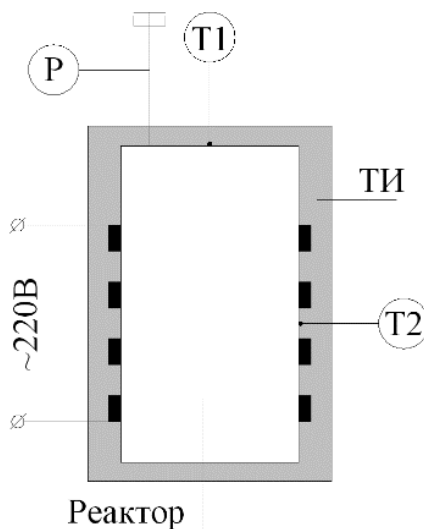


Рис. 1. Схема лабораторной установки с реактором-автоклавом.
ТИ – теплоизоляция, Р – манометр, Т – термопары.

Провели опыты по ГТК с микроводорослью *Arthrospira platensis*, заблаговременно высушенными при $t = 100$ °С. Микроводоросли (по 150 гр. при максимальной температуре в реакторе до $t = 270$ °С и до $t = 300$ °С и 100 гр. при максимальной температуре в реакторе $t = 330$ °С) смешивали с водой (500 гр. при максимальной температуре в реакторе $t = 270$ °С и при максимальной температуре в реакторе 350 гр. при нагреве до $t = 300$ °С и до $t = 330$ °С), к ним добавляли 0,1 от сухой массы микроводорослей катализатора. Различное количество массы веществ обусловлено ограничениями установки и уравнением состояния воды. Ход эксперимента: данную суспензию, размещенную в реакторе, нагревали до максимальной температуры на протяжении 80 минут, после выдерживали на про-

тяжении 60 минут на максимальной температуре. Остаточное давление снималось с реактора, остывшего до комнатной температуры. Оно создавалось неконденсированными продуктами ГТК. Продукты ГТК являются смесью трех фаз: твердый остаток, водный раствор и бионефть, данные продукты были проанализированы следующими методами:

1. Оценка удельной теплоты сгорания проводилась посредством ИКА С6000.
2. Бензиновая фракция, полученная из бионефти, анализировалась ГХ-МС на Trace GC Ultra.
3. ТГА анализ осуществлялся на STA PT1600.
4. Элементный анализ (по элементам: С, Н, N, S, O) провели на Thermo Scientific Flash 2000 HT.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Таблица 1 Остаточные давления в реакторе после остывания

$P_{270, \text{атм}}$	$P_{300, \text{атм}}$	$P_{330, \text{атм}}$
26	22	14

Таблица 2 Массовый выход продуктов без катализатора/с применением катализатора

	$t_{270, ^\circ\text{C}}$	$t_{300, ^\circ\text{C}}$	$t_{330, ^\circ\text{C}}$
Бионефть, гр	49/53	47,0/48,7	29/40,1
Водный раствор, гр	35,3/30,9	48,4/46,0	28,3/27,7
Твердый остаток, гр	17,7/18,1	16,5/17,2	13,7/14,2
Газ, гр	48	38,1	18

Таблица 3 Удельные теплоты сгорания продуктов без катализатора/с применением катализатора

	$t_{270, ^\circ\text{C}}$	$t_{300, ^\circ\text{C}}$	$t_{330, ^\circ\text{C}}$
Бионефть, Дж/гр	35127/36519	37021/38691	37960/38740
Водный раствор, Дж/гр	8447/8712	9388/9790	9829/10234
Твердый остаток, Дж/гр	3485/3523	4611/4769	7849/7953

Элементарный состав продуктов ГТК представлен в таблице 4. Для бионефти отношение углерода к водороду в среднем С/Н=6,8.

Таблица 4. Элементный состав продуктов

Продукт		Элементный состав, мас. %			
		N	C	H	S
Бионефть	$t_{270, ^\circ\text{C}}$	6,7	71,2	9,8	0,8
	$t_{300, ^\circ\text{C}}$	6,4	69,0	10,3	0,9
	$t_{330, ^\circ\text{C}}$	6,5	67,7	10,7	0,8
Водорастворимые вещества	$t_{270, ^\circ\text{C}}$	1,9	18,3	2,7	< 0,1
	$t_{300, ^\circ\text{C}}$	1,9	18,6	2,7	< 0,1
	$t_{330, ^\circ\text{C}}$	1,5	15,7	2,5	< 0,1

Твердый остаток	t ₂₇₀ , °C	7,9	43,4	6,8	< 0,1
	t ₃₀₀ , °C	7,8	42,9	7,0	0,2
	t ₃₃₀ , °C	7,9	50,5	7,8	< 0,1

Химический состав бензиновой фракции найден методом ГХ-МС. Бензиновая фракция является смесью органических веществ, основную долю которых представляют различного строения углеводороды, также присутствует значительное количество серосодержащих, азотсодержащих и кислородсодержащих соединений. Данные процентных соотношений мажорных компонентов указаны ниже (таблица 5).

Таблица 5. Процентное содержание мажорных компонентов бензиновой фракции бионефти

Компонент	Содержание, мас. %		
	t ₂₇₀ , °C	t ₃₀₀ , °C	t ₃₃₀ , °C
Толуол	22,63	27,72	30,03
Этилбензол	13,50	22,39	32,49
Стирол	3,67	3,40	2,90
Тетрадекан	2,35	1,54	0,43
Диметилдисульфид	0,46	1,41	0,60
Гептадекан	1,53	1,16	0,25
Пропилбензол	1,22	1,10	1,55
Декан	1,80	0,95	0,81
Тридекан	1,51	0,89	0,33
Додекан	1,82	0,85	0,38
Гептан	0,42	0,71	0,54
Нонан	0,95	0,68	0,92
2,3-диметилфенол	0,97	0,66	0,29
Диметилциклопентан	0,18	0,55	0,35
Циклогексан	1,42	0,52	0,44
Гексадекан	0,62	0,52	0,11
4-метил-2-этилфенол	0,55	0,46	0,18
Ксилол	0,58	0,45	0,79
Фенол	0,99	0,44	0,43
3-Этилфенол	0,55	0,40	0,20
Октан	0,29	0,39	0,47
3-Метилпиридин	0,21	0,33	0,64
Этокситолуол	1,89	0,27	0,84
Метилциклогексан	0,96	0,14	0,50
Ундекан	2,00	0,10	0,50
Пентадекан	8,24	0,05	1,08

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определили влияние максимальной температуры в реакторе на выход продукта. Катализатор на основе оксида титана и оксида стронция [8] оказал положительное влияние на удельную теплоту сгорания продуктов (увеличение на 1392 Дж/г при 270 °С, 1670 Дж/г при 300 °С, 780 Дж/г при 330 °С), для улучшения качества работы катализатора предлагается работа с реактором непрерывного перемешивания. Схожесть полученного биобензина с прямогонным бензином из ископаемой нефти следует из значительного процентного содержания в биобензине алканов нормального строения, алканов циклического строения и ароматических углеводородов. Высокое значение октанового числа следует из около 50% содержания стирола (3,67 % при 270 °С, 3,40 % при 300 °С, 2,90 % при 330 °С), этилбензола (13,50 % при 270 °С, 22,39 % при 300 °С, 32,49 % при 330 °С) и толуола (22,63 % при 270 °С, 27,72 % при 300 °С, 30,03 % при 330 °С). Из данных по процентному содержанию азотосодержащих соединений, фенолов, органических сульфидов следует, что необходимо применение процессов, направленных на облагораживание полученных продуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Demirbas, A.*, –2009. Biofuels securing the planet’s future energy needs. *Energy Convers. Manag.* –50 –2239–2249.
2. *Benemann, J.R., Weissman, J.C., Koopman, B.L., Oswald, W.J.*, 1977. Energy production by microbial photosynthesis. *Nature* –268– 19–23.
3. *Brennan, L., Owende, P.*, 2010. Biofuels from microalgae – a review of technologies for production, processing, and extractions of biofuels and co-products. *Renew.Sust. Energy Rev.* – 14–557–577.
4. *Huntley, M., Redalje, D.*, 2007. CO₂ mitigation and renewable oil from photosynthetic microbes: a new appraisal. *Mitig. Adapt. Strategies Glob. Change* –12– 573–608.
5. *Green, F.B., Lundquist, T.J., Oswald, W.J.*, 1995. Energetics of advanced integrated wastewater pond systems. *Water Sci. Technol.* – 31– 9–20.
6. *Gasperi, J., Garnaud, S., Rocher, V., Moilleron, R.*, 2008. Priority pollutants in wastewater and combined sewer overflow. *Sci. Total Environ.* – 407– 263–272.
7. *Goyal, H.B., Seal, D., Saxena, R.C.*, 2008. Bio-fuels from thermochemical conversion of renewable resources: a review. *Renewable Sustainable Energy Rev.* – 12 (2) – 504–517.
8. *Котелев М.С., Власкин М.С., Тиунов И.А., Григоренко А.В., Фролов В.И., Гуцин П.А., Иванов Е.В., Винокуров В.А.* Установка для производства биотоплива. Патент РФ на изобретение № 2689325, 2019.

Секция 3

Технологии распределенной генерации

научный руководитель –
заведующий кафедрой ТОТ, к.т.н. **К.А. Орлов**

Е.В. Афанасьева¹, С.К. Осипов², И.И. Комаров³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

АВТОНОМНАЯ КОГЕНЕРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА НА ПЕЛЛЕТНОМ ТОПЛИВЕ

АННОТАЦИЯ

В докладе приведены расчеты тепловой схемы автономной когенерационной установки на пеллетном топливе для автономного энергоснабжения удаленных районов, где отсутствует доступ к традиционным видам топлива (газ, уголь, дизель и т.д.). Одним из ключевых элементов энергетической установки на пеллетном топливе является пластинчатый газоздушный теплообменник, в котором продукты сгорания от пеллетной горелки передают тепло сжатому в компрессоре воздуху. По результатам проведенного конструкторского расчета определены его тепловые и габаритные характеристики.

Ключевые слова – малая распределенная генерация, удаленные регионы, энергетическая установка на пеллетном топливе, теплообменный аппарат

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для удаленных и труднодоступных регионов России, в частности регионов крайнего Севера, существует проблема организации их энергообеспечения, характеризующейся высокой стоимостью привозного углеводородного топлива и отсутствием технической возможности присоединения к централизованным системам энергоснабжения. Проблема энергоснабжения стоит не только в отдаленных населенных пунктах, которые обслуживаются малой генерацией, но и в отдаленных населенных пунктах, которые присоединены к общей энергосистеме, характеризующейся большими затратами на обслуживание линий электропередач, а также большими потерями в них. В настоящее время Правительством РФ разработана концепция, сохраняющая небольшие населенные пункты, количество которых оценивается порядка 100 000 по всей стране, путем организации децентрализованного энергоснабжения потребителей, которое сейчас в большинстве малых населенных пунктов крайнего Севера обеспечивается за счет дизельных энергогенераторов (например, на территории республики Саха работает порядка 145 дизельных электрических станций). Большие удельные расходы дизельного топлива, его дороговизна за счет его завоза на удаленные территории, высокая изношенность оборудования приводят к очень высокой стоимости электроэнергии, которая в некоторых районах достигает 40 руб/кВт*ч. В этой связи возникает необходимость замены энергетического оборудования на установки, позволяющие использовать местные виды топлива (пеллеты, дрова, уголь) для выработки электрической и тепловой энергии. Существующие технологии преобразования твердых видов топлив в тепловую и электрическую энергию характеризуются большим количеством оборудования и высокой стоимостью (газотурбинные установки с газификатором, микро- ПТУ). Одним из альтернативных вариантов установок, использующих местный вид твердого топлива, могут являться энергетические комплексы на пеллетном топливе [1].

2. АВТОНОМНАЯ КОГЕНЕРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА НА ПЕЛЛЕТНОМ ТОПЛИВЕ

2.1. Термодинамический расчет когенерационной установки на пеллетном топливе

В состав автономной когенерационной установки на пеллетном топливе входят: пеллетный котел, компрессор, теплообменный аппарат, пеллетная горелка, турбодетандер (рис. 1). Тепловая энергия от сжигания пеллет в котле передается воде из тепловой сети. Вода нагревается и подается потребителю. Высокотемпературные дымовые газы от пеллетной горелки поступают в теплообменный аппарат, где нагревают воздух, сжатый в компрессоре. После теплообменного аппарата воздух поступает в турбодетандер. Потенциальная энергия воздуха преобразуется в механическую энергию вращения турбодетандера. На одном валу с турбодетандером находится электрогенератор, в котором в результате вращения вырабатывается электроэнергия. Часть энергии, вырабатываемой турбодетандером, будет использоваться для собственных нужд пеллетного котла, остальная может использоваться для нужд потребителей. Тепловой расчет для рассматриваемой установки был проведен в работе [1]. Здесь будут приведены результаты теплового расчета утилизационного турбодетандерного блока, состоящего из пеллетной горелки, компрессора, турбодетандера, теплообменного аппарата. Рассматриваемый утилизационный турбодетандерный блок может работать и без наличия пеллетного котла в его тепловой схеме.

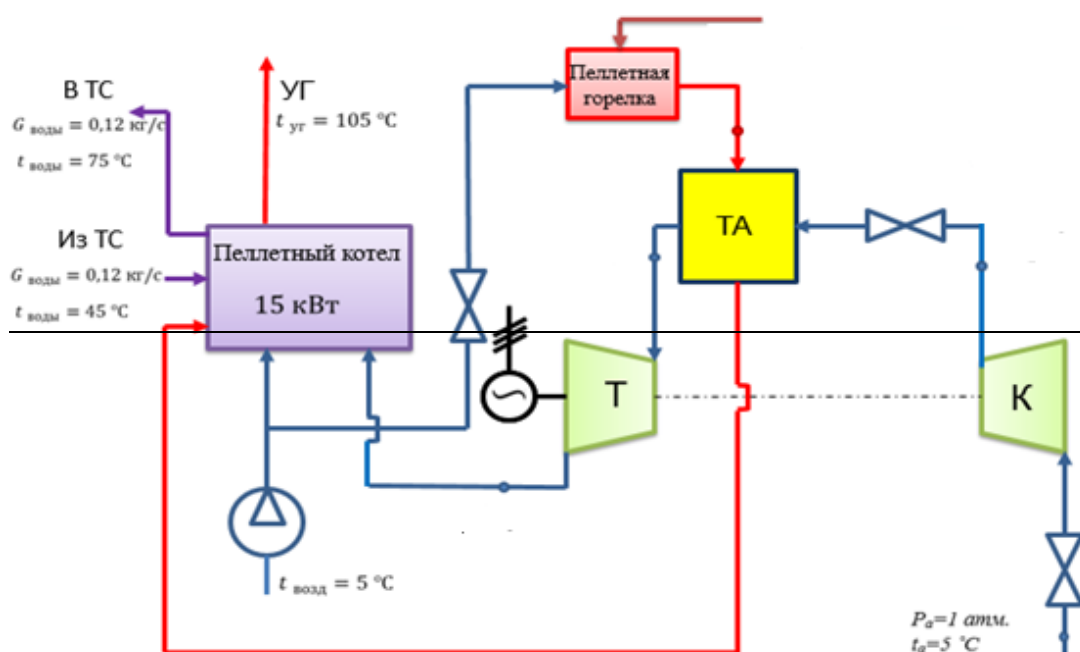


Рис. 1. Схема автономной когенерационной установки.

Термодинамический анализ тепловой схемы автономной когенерационной установки на пеллетном топливе производится по стандартной методике для расчета газотурбинной установки [2], только рабочим телом является не уходящие газы из камеры сгорания, а нагретый в теплообменном аппарате воздух. При расчете схемы полезная мощность, вырабатываемая детандером, была принята равной 5 кВт.

В результате вариативного термодинамического анализа тепловой схемы были рассчитаны параметры энергетического комплекса при степенях сжатия в компрессоре от 3 до 11 и температурах воздуха перед турбодетандером равной 500-900 °С. На рисунке 2 результаты расчета представлены зависимостями удельной полезной работы от степени сжатия при разных начальных температурах. КПД данной установки варьируется от 13,0 до 33,3 % при степенях сжатия от 3 до 11.

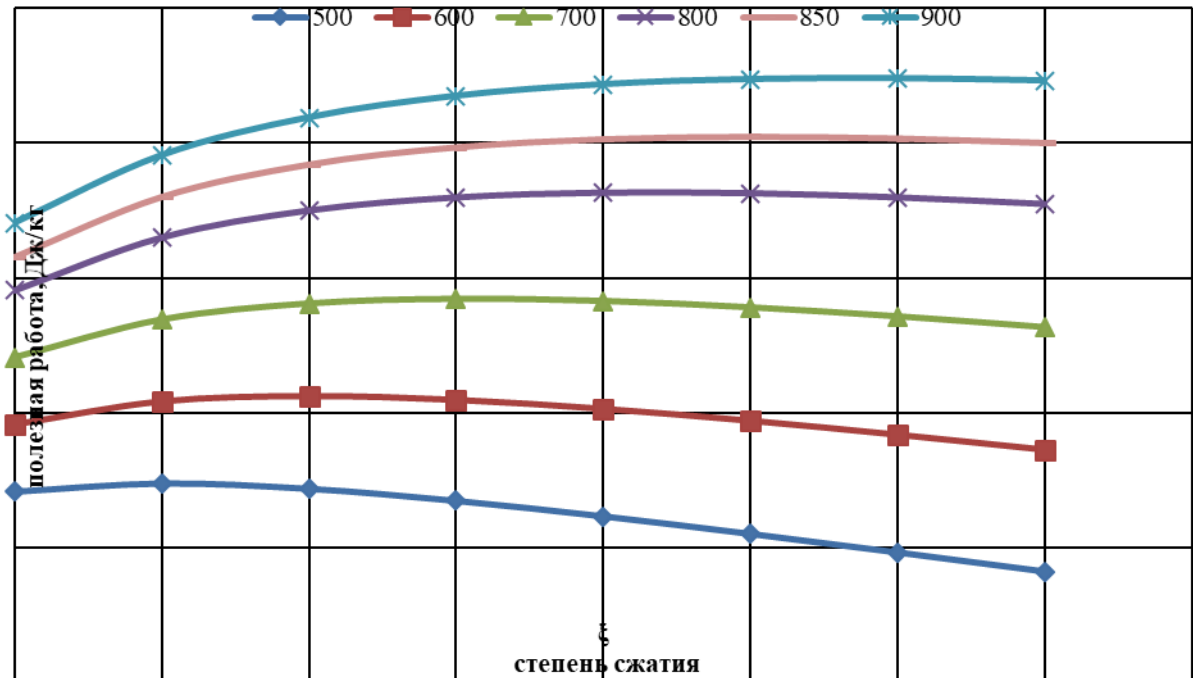


Рис. 2. Зависимость удельной полезной работы от температуры и степени сжатия

Для дальнейших расчетов была принята температура перед турбодетандером равная 700 °С. Выбор рабочей температуры перед турбодетандером обусловлен предельной температурой, которую может выдержать сплав, из которого будет изготовлена его проточная часть. Низкая вырабатываемая турбодетандером мощность (5 кВт) приводит к тому, что для увеличения его эффективности, проточную часть необходимо выполнять радиального типа. При мощностях менее 100 кВт радиальные турбины превосходят по экономичности турбины осевого типа на 20-30 %. Радиальный тип проточной части обуславливает сложности в организации ее охлаждения. Таким образом, температура потока не должна превышать максимальную рабочую температуру для сплава, из которого изготовлена проточная часть детандера. При температуре потока равной 700 °С проточная часть детандера может быть изготовлена из сплава ХН70ВМЮТ (ЭИ765), максимальная рабочая температура которого равняется 750 °С. Результаты расчета тепловой схемы при данной температуре представлены на рис. 3. Оптимальная степень сжатия в компрессоре при такой температуре равна 6. КПД данной установки при этих параметрах равен 26,7 %.

Одним из наиболее ответственных элементов данной схемы, от которого зависит его эффективность, является теплообменный аппарат. Далее приводятся результаты его конструкторского расчета.

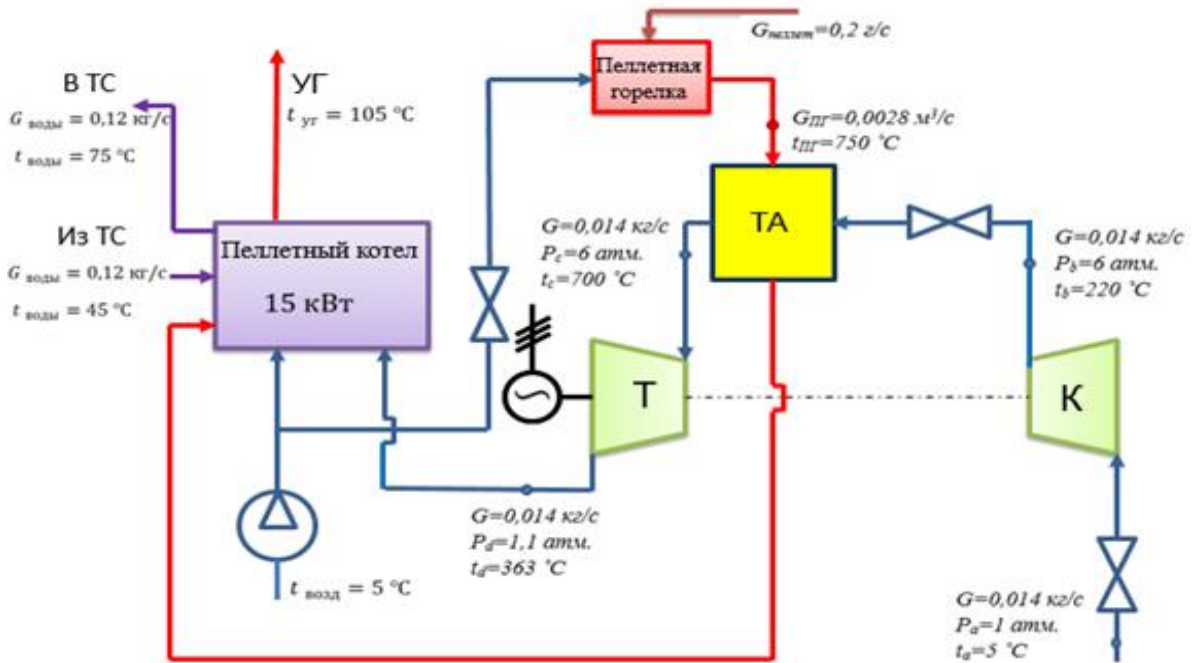


Рис. 3. Результаты расчета автономной когенерационной установки для температуры перед турбодетандером равной 700 °С.

2.2. Конструкторский расчет пластинчатого теплообменного аппарата

Для рассматриваемой автономной когенерационной установки был выбран пластинчатый тип теплообменного аппарата, так как его тепловые характеристики превосходят характеристики кожухотрубных теплообменников [3].

Конструкторский расчет теплообменного аппарата для автономной когенерационной установки был выполнен по методике, в основе которой лежит выбор стандартных пластин, из которых состоит его теплообменная зона [4]. Исходные данные для расчета представлены на рис. 4.

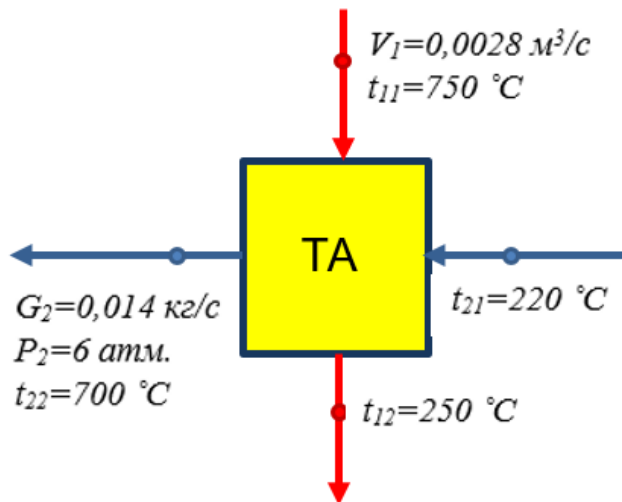


Рис. 4. Параметры теплоносителей пластинчатого теплообменного аппарата.

Нагреваемой средой является сжатый в компрессоре воздух с температурой на входе в теплообменный аппарат равной 220 °С, а греющей средой являются дымовые газы из пеллетной горелки с температурой на входе 750 °С. Тепловая мощность данного теплообменника равна 7,28 кВт. В результате расчета были получены основные конструктив-

ные параметры теплообменных аппаратов при разных габаритных размерах пластин (табл. 1).

Таблица 1 - Результаты расчета пластинчатого теплообменного аппарата.

	Габариты пластины, мм		
	650×650	650×650	650×650
Площадь пластины, м ²	0,2	0,3	0,5
Скорости теплоносителей, м/с	w ₁ =0,263; w ₂ =0,193	w ₁ =0,843; w ₂ =0,158	w ₁ =1,15; w ₂ =0,225
Площадь теплообмена, м ²	20	16	12,5
Число пластин, шт.	102	56	24
Коэффициент теплоотдачи, Вт /м ² ·К	α ₁ =19,9 α ₂ =18,9	α ₁ =23,9 α ₂ =22,9	α ₁ =30,0 α ₂ =29,7
Количество ходов	Z ₁ =2; Z ₂ =2	Z ₁ =1; Z ₂ =1	Z ₁ =1; Z ₂ =1
Гидравлическое сопротивление, Па	ΔP ₁ =67,9 ΔP ₂ =14,0	ΔP ₁ =143,2 ΔP ₂ =30,38	ΔP ₁ =293,6 ΔP ₂ =67,38
Длина теплообменника, мм	489	269	115
Габаритные размеры теплообменного аппарата, мм	650×650×489	1370×300×269	1370×500×115

Из результатов расчета видно, что переход с квадратной пластины (650х650) к прямоугольному типу пластины (1370х300/1370х500) приводит к изменению габаритов теплообменника. Для обеспечения компактности теплообменника была выбрана пластина с габаритами 650х650 мм, которая обеспечивает при толщине 1 мм следующие габаритные размеры теплообменной зоны будущего теплообменника: длина 489 мм, высота 650 мм, ширина 650 мм. При этом количество ходов по горячей и холодной среде будет равно двум.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Определена актуальность использования автономной когенерационной установки на pelletном топливе и приведены результаты вариативного расчёта её тепловой схемы. Для дальнейших расчетов была принята температура перед турбодетандером, равная 700 °С. КПД данной установки при оптимальной степени сжатия ε=6 равен 26,7%.

Произведен конструкторский расчёт теплообменного аппарата и определены его основные геометрические характеристики (длина 489 мм, высота 650 мм, ширина 650 мм). Теплообменный аппарат будет состоять из 102 пластин. Коэффициент теплоотдачи для воздуха равен 18,9 Вт /м²·К, а для дымовых газов 19,9 Вт /м²·К.

Далее для обеспечения практической реализации в работе будут решены вопросы, связанные с проектированием пластинчатого теплообменника с использованием современных цифровых инструментов проектирования оборудования, разработка трехмерной модели, расчетно-экспериментальное исследование методов интенсификации теплообмена для улучшения его тепло гидравлических характеристик и уменьшения площади теплообменного аппарата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Komarov I., Rogalev A., Rostova D.** Autonomous Biofuel Power Unit to Provide Thermal and Electrical Energy for Individual Consumers //2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – IEEE, 2018.
2. **Методика** теплового расчёта газотурбинных энергетических установок/В.В. Рыбалко, А.А. Часовских. М.: СПбГТУ РП. СПб., 2002. 120 с.
3. **Теплообменные** аппараты в энергетике/Зорина Е.О., Тимерьянов А.Е. // «Научно-практический электронный журнал Аллея Науки» №5(21) 2018 Alley-science.ru.
4. Теплообменные аппараты и методы их расчета и гидродинамика в каналах сложной формы / **Л.В. Таранова.** – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009-152 с.

*А. Кайраткызы*¹, *М.В. Горелов*², *И.И. Комаров*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ СЖИГАНИЯ ПРОДУКТОВ ГАЗИФИКАЦИИ ТКО

АННОТАЦИЯ

В докладе рассмотрены проблемы термической утилизации ТКО. Предложена технологическая схема для выработки электрической и тепловой энергии за счет использования ТКО в газотурбинном цикле с газификатором. Осуществлен выбор наилучшего способа газификации отходов, определены теплофизические характеристики генераторного газа. Оценена энергетическая эффективность предлагаемой схемы с учетом затрат на собственные нужды. Разработан эскиз проточной части камеры сгорания ГТУ – ключевого оборудования энергетического комплекса. Выполнено численное моделирование горения в КС с целью теоретического подтверждения ее работоспособности и соответствия заявленным характеристикам.

Ключевые слова – твердые коммунальные отходы (ТКО), газификатор, газовая турбина (ГТ), генераторный газ (ГГ), камера сгорания (КС), жаровая труба (ЖТ), газотурбинная установка (ГТУ)

1. ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным Министерства природных ресурсов в России объем твердых коммунальных отходов (ТКО) за 2019 год составил 70 млн т, что на 20 % больше, чем за 2018 год. Каждый среднестатистический россиянин производит около 1,1 кг отходов в день (400 кг ТКО в год). Больше 25 % отходов составляют пищевые отходы, 20 % – изделия из бумаги, 20 % – пластик и 17 % – стекло. Из них только 13 % подвергается переработке, а остальные 87 % захораниваются на мусорных полигонах [1]. Решением данной проблемы является термическая утилизация ТКО путем газификации отходов с использованием генераторного газа в цикле ГТУ. Препятствует реализации данной технологии непостоянство морфологического состава ТКО в течение года. Для стабилизации теплотворной способности предлагается включить в состав ТКО отходы деревоперерабатывающей промышленности, характеризующиеся высокой теплотворной способностью, которая не зависит от сезона. В работе была поставлена цель оценить эффективность предлагаемого энергетического комплекса и разработать конструктивный прототип камеры сгорания ГТУ для сжигания продуктов газификации ТКО.

2. ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ ТКО

Термическая утилизация ТКО – процесс теплового воздействия на отходы с целью их обезвреживания. При этом могут быть получены как углеводородное топливо, так и инертные материалы, используемые в качестве сырья для производства строительных материалов и удобрений для сельского хозяйства. К основным методам термической утилизации ТКО относят:

– прямое сжигание – процесс сжигания органических соединений с дальнейшим использованием теплоты горячих газов для получения электроэнергии и надёжного обезвреживания отходов. Процесс сжигания осуществляется в печах и топках. Несмотря

на ряд преимуществ, данный метод имеет существенные недостатки. Топочный газ, образовавшийся в результате сжигания ТКО, имеет в составе хлористый и фтористый водород, сернистый газ, оксиды азота, а также металлы и их соединения, негативно влияющие на состояние атмосферы и окружающей среды;

– пиролиз представляет собой процесс разложения органических соединений под действием высоких температур при отсутствии или недостатке кислорода. В результате происходит расщепление органической массы с получением на выходе простых газов (угарный, углекислый, водяной пар, водород) и сложных органических соединений – смол. Недостатки данного метода заключаются в высокой стоимости обслуживания установок;

– газификация – это термохимический высокотемпературный процесс взаимодействия органической массы с газифицирующими агентами, в результате которого образуется генераторный газ [1]. В отличие от вышеуказанных методов утилизации ТКО газификация имеет ряд преимуществ: интегрально требуется меньший избыток окислителя ($\alpha = 1,02 - 1,05$) для полного выгорания топлива, отсутствует механический недожег, дешевле осуществлять транспортировку газа, газообразное топливо проще сжигать.

Таким образом, учитывая преимущества и недостатки каждого метода, за основу технологической установки выбран метод утилизации ТКО – газификация. В работе рассмотрены и проведены расчеты равновесного состава генераторного газа для трех видов газификации: воздушной, кислородной и паровоздушной (обогащенной кислородом $k_{O_2} = 40\%$). Расчет газификации базируется на решении уравнений теплового и материального балансов. На основе теплового баланса была определена теплотворная способность генераторного газа. По расчету уравнения материального баланса определен расход ТКО, необходимый для выработки 1 м^3 генераторного газа. Для расчета процесса газификации был принят состав смеси ТКО и высококалорийных компонентов в соотношении 50:50. Из состава ТКО при расчетах исключалась массовая доля металлов на том основании, что до подачи в газификатор осуществляется магнитная сепарация металлов. В качестве высококалорийного компонента используются отходы деревообрабатывающей промышленности (сосна мягкой породы с теплотворной способностью $Q_n^P = 19,89\text{ кДж/кг}$). Элементный состав смеси ТКО с добавлением древесины в соотношении 50:50 представлен в таблице 1.

Таблица 1. Элементный состав ТКО с добавлением древесины в соотношении 50:50

$C^P, \%$	$H^P, \%$	$O^P, \%$	$N^P, \%$	$S^P, \%$	$A^P, \%$	$W^P, \%$	$Q_n^P, \text{кДж/кг}$
38,576	4,058	25,82	0,39	0,079	7,701	23,425	13,87

Согласно расчетам наибольшей теплотворной способностью обладает газ, полученный при паровоздушной ($k_{O_2} = 40\%$) газификации. В таблице 2 приведены результаты расчета газификации.

Таблица 2. Результаты расчета теплотворной способности генераторного газа для различных видов газификации.

Вид газификации	Теплотворная способность газа, МДж/м ³	
	Базовый состав	ТКО (после магнитной сепарации)

	ТКО	с древесиной в пропорции 50:50
Воздушная	4,50	5,25
Кислородная	5,15	7,09
Паровоздушная ($k_{O_2} = 40\%$)	6,79	7,58

По результатам расчета процесса газификации был определен выход генераторного газа, который составил 0,07 кг/с при загрузке ТКО 0,10 кг/с (356,4 кг/ч) или 0,71 кг генераторного газа на 1 кг ТКО. Температура генераторного газа на выходе из газификатора составила 400 °С, равновесный состав генераторного газа представлен в таблице 3.

Таблица 3. Равновесный состав генераторного газа по результатам расчета паровоздушной газификации.

Компоненты в % от объема газа						
CH_4	CO	CO_2	H_2	H_2O	N_2	SO_2
0,22	25,49	8,08	41,31	16,60	8,27	0,03

3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТЕРМИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ ТКО НА БАЗЕ ГТУ

Для утилизации ТКО предложена принципиальная тепловая схема со сжиганием генераторного газа в камере сгорания ГТУ (рис.1).

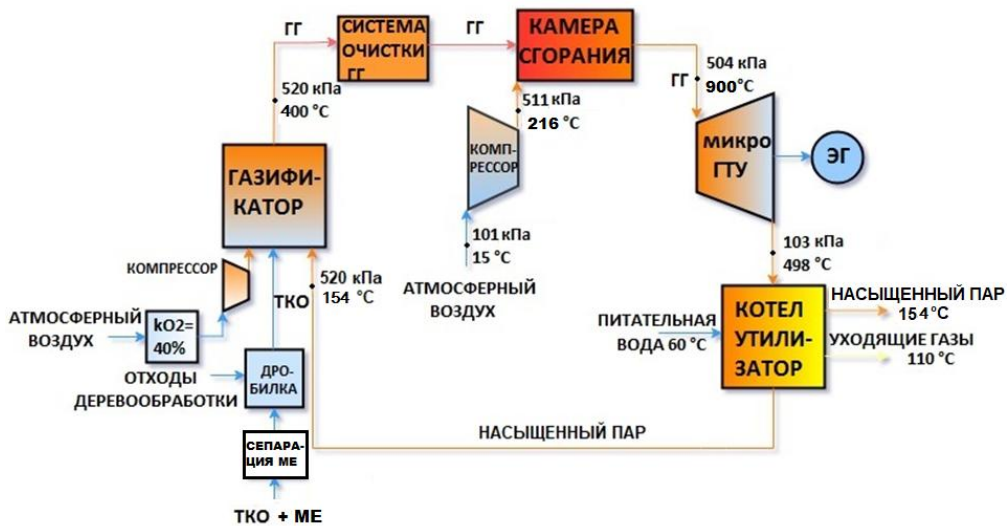


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема термической утилизации ТКО на базе ГТУ

В газификатор одновременно поступает газифицирующий агент (O_2 , N_2 и H_2O) и предварительно прошедшая магнитную сепарацию от металлов смесь ТКО с отходами деревообработки. В качестве газифицирующего агента используется обогащенный кислородом воздух. Горючий газ, образовавшийся из органической массы, движется по газопроводу в систему очистки генераторного газа, которая состоит из двух ступеней очистки. В качестве первой ступени очистки генераторного газа используется центробежный фильтр – циклон, предназначенный для удаления частиц диаметром более 5 мкм. Для удаления мелких частиц диаметром 0,5 – 100 мкм применяется барьерный фильтр, используемый для второй ступени очистки газа. Очищенный газ одновременно с окислителем поступает в горелочное устройство предварительного смешения камеры сгорания для образования топливовоздушной смеси. В качестве окислителя служит сжатый воздух по-

сле компрессора. Топливоздушная смесь поступает в камеру сгорания, где происходит горение топлива, образуются горячие газы, которые поступают в турбину. После турбины отработанный газ направляется в котел-утилизатор. В котле-утилизаторе образуется пар, необходимый для паровоздушной газификации. Методика расчета тепловой схемы состоит из совокупности расчетов газификатора, компрессора, камеры сгорания, газовой турбины и котла-утилизатора. В результате расчета были определены параметры элементов тепловой схемы: расход, состав и теплотворная способность генераторного газа; температура и расход воздуха на выходе из компрессора; паропроизводительность котла-утилизатора. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты теплового расчета технологической схемы

Элементы	Результаты расчета			
Компрессор	Мощность компрессора $N_k = 283$, кВт		Степень сжатия $n_k = 5,2$	
КС	Коэффициент избытка окислителя $\alpha = 4,25$	Расход топлива $B_T = 0,07$ кг/с	Расход окислителя, $B_o = 1,39$ кг/с	Тепловая мощность КС, $Q_{kc} = 769$ кВт
ГТ	Расход газов через турбину $B_T = 1,46$ кг/с		Мощность ГТ $N_{ГТ} = 493$ кВт	
Котел-утилизатор	Паропроизводительность $m_{ку} = 5,3$ кг(пара)/кг(ТКО)		Температура пара на выходе $t_{п} = 154$ град. С	

Согласно результатам расчета тепловой схемы расчетная паропроизводительность котла-утилизатора составляет 5,3 кг пара на 1 кг ТКО, а удельный расход пара, необходимый для паровоздушной газификации, – 0,4 кг пара на 1 кг ТКО. Таким образом, паропроизводительность котла-утилизатора полностью покрывает удельный расход пара для паровоздушной газификации. КПД брутто тепловой схемы составил $\eta_{бр} = 27,3$ %, а КПД нетто $\eta_n = 25,2$ %. КПД нетто учитывает расходы электрорезергии на собственные нужды, которые включают в себя расход электроэнергии на работу компрессора, питательного насоса и других элементов.

4. КОНСТРУКТИВНАЯ ПРОРАБОТКА КАМЕРЫ СГОРАНИЯ

Камера сгорания – устройство для получения рабочего тела в цикле ГТУ в виде газовой смеси заданной температуры путем сжигания углеводородного топлива в потоке воздуха для последующей ее подачи в проточную часть газовой турбины [2]. Камера сгорания состоит из основных элементов: корпуса, жаровой трубы и горелочного устройства. Жаровая труба в свою очередь состоит из диффузора, цилиндрической части (ЦЧ) и газосборника.

Для разработки конструкции камеры сгорания ГТУ проведен конструкторский расчет по методике В. Ф. Харитонова [3], определены основные габаритные размеры камеры сгорания – объем, диаметр, длина корпуса, диффузора, цилиндрической части и газосборника жаровой трубы, диаметр отверстий для вторичного воздуха в зоне смешения (рис.2).

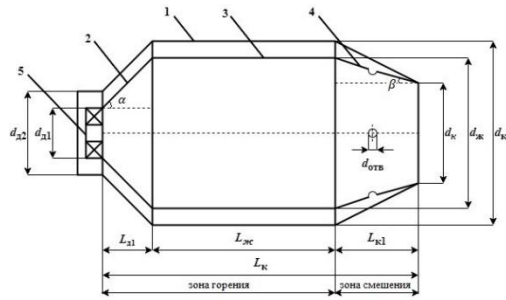


Рис. 2. Основные габаритные размеры камеры сгорания: 1 – корпус; 2 – диффузор ЖТ; 3 – цилиндрическая часть ЖТ; 4 – газосборник; 5 – горелочное устройство.

Результаты конструкторского расчета камеры сгорания представлены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты конструкторского расчета

Геометрические параметры	Объем элемента КС V_i , м ³	Диаметр элемента КС d_i , мм	Длина элемента КС L_i , мм	Диаметр отверстий d_i , мм	Угол
Корпус КС	$V_k = 0,247$	$d_k = 501$	$L_k = 1639$	–	–
Диффузор ЖТ	–	$d_{д1} = 121$	$L_{д1} = 242$	–	$\alpha = 30^\circ$
ЦЧ ЖТ	$V_{ж} = 0,09$	$d_{ж} = 358$	$L_{ж} = 896$	–	–
Газосборник	–	$d_{к1} = 200$	$L_{к1} = 501$	$d_{отв} = 20$	$\beta = 17^\circ$

Конструктивный профиль камеры сгорания представлен на рисунке 3.



Рис. 3. Прототип конструкции камеры сгорания: а – вид 3 D, б – вид 3 D в разрезе

5. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ЖАРОВОЙ ТРУБЫ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ

Численное моделирование проточной части жаровой трубы камеры сгорания проведено с использованием упрощенного механизма горения в условиях теплообмена в Ansys CFX. В качестве модели горения использовалась модель – Eddy Dissipation, а модели турбулентности – k-epsilon. Условия теплообмена задавались на стенке жаровой трубы коэффициентом теплоотдачи $\alpha_{от} = 900 \text{ Вт/}^\circ\text{С м}^2$ и температурой вторичного воздуха, движущегося между корпусом и жаровой трубой $t_{окс} = 216 \text{ }^\circ\text{С}$. Топливо с окислителем подавалось в горелочное устройство для предварительного смешения и образования топливовоздушной смеси. Состав генераторного газа на входе в камеру сгорания задавался согласно результатам расчета газификатора, представленным в таблице 3.

Результаты расчетов численного моделирования представлены на рис. 4.

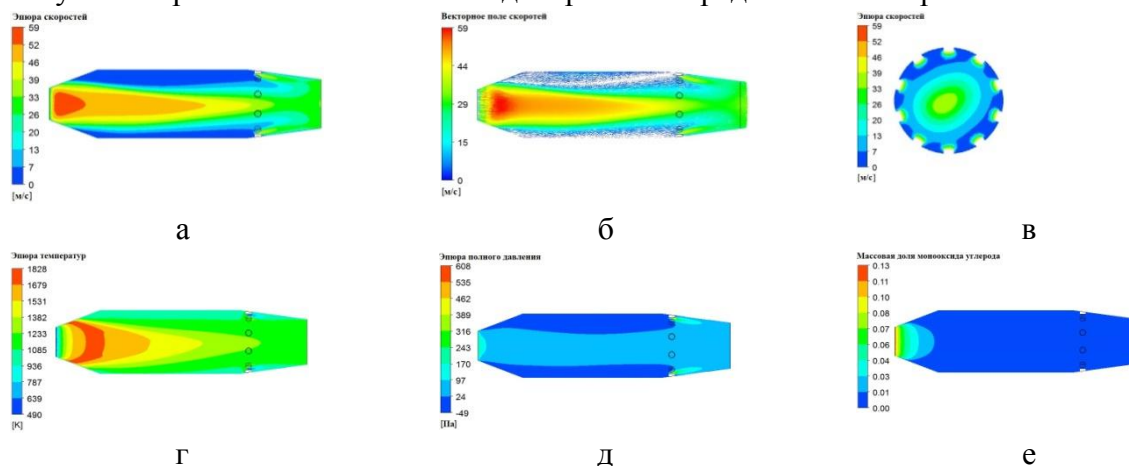


Рис. 4. Эпюры результатов: а - б – эпюры скорости, г – эпюра температуры, д – эпюра полного давления, эпюра массовой доли монооксида углерода в продольном разрезе, в – эпюра скорости подачи вторичного воздуха в поперечном разрезе.

Согласно расчетам численного моделирования были определены следующие параметры: температура пламени – 1556 °С, температура продуктов горения на выходе – 962 °С, средняя скорость распространения пламени – 56 м/с, скорость газов на выходе – 30 м/с, массовая доля монооксида углерода на выходе составила – $8,47 \cdot 10^{-7}$.

Полученные результаты показывают, что камера сгорания соответствует заданным требованиям и результатам теоретических расчетов.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенного исследования получены следующие результаты:

1. Обоснован выбор наилучшего метода термической утилизации ТКО – паровоздушная газификация с $k_{O_2} = 40$ %.
2. Определен состав, теплотворная способность генераторного газа – продукта паровоздушной газификации ТКО, перемешанного с древесиной.
3. Предложена принципиальная технологическая схема для термической утилизации твердых коммунальных отходов (ТКО) в цикле ГТУ с газификацией, оценена ее энергетическая эффективность. КПД нетто составил 25,2 %.
4. Разработан конструктивный профиль камеры сгорания для сжигания продуктов газификации ТКО и выполнено численное моделирование процесса горения. Результаты расчетов подтвердили высокую эффективность и теоретическую работоспособность КС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тимербаев, Н.Ф. Исследование восстановительной зоны процесса газификации древесных отходов // Вестник Казанского технологического университета. 2011 г. № 8. С.90-96.
2. Старцев Н. И. Конструкция и проектирование камеры сгорания ГТД. – Самара: Издательство Самар.гос.аэрокосм.ун-та. 2007, 120 с.
3. Харитонов В.Ф. Проектирование камер сгорания: учеб. пособие. Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 2008. 138 с.

*А.А. Кобзева*¹, *В.С. Глазов*², *С.И. Нефедкин*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ НА БАЗЕ ВОДОРОД-ВОЗДУШНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ОТКРЫТЫМ КАТОДОМ

АННОТАЦИЯ

Данная статья содержит материалы по предварительному моделированию системы термостабилизации энергетического модуля на базе водород-воздушных топливных элементов с открытым катодом. Представлены различные схемы регулирования потоков воздуха в системе термостабилизации энергетического модуля. Получены распределение полей скоростей, температуры и давлений для модели в программном продукте PHOENICS.

Ключевые слова – система термостабилизации, водород-воздушные топливные элементы с твердым полимерным электролитом, моделирование

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день рынок беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) ежегодно растет на более чем 30 % в год. Электрохимические системы энергоснабжения БПЛА на литиевых аккумуляторах имеют недостатки, в частности время полета БПЛА ограничено и происходит резкое падение емкости при отрицательных температурах.

Энергосистема на водород-воздушных топливных элементах с твердым полимерным электролитом и открытым катодом способна обеспечить удельную энергию до 700 Вт час/кг по сравнению с 160 Вт час/кг (максимально) у литиевых батарей, что добавляет дальность полета дрона в несколько раз [1]. Однако у такой энергосистемы имеется прямой контакт с окружающим воздухом, который подается в энергетический модуль (ЭМ) топливных элементов (ТЭ) энергосистемы нагнетателем. Окружающий воздух используется не только как реагент для катодной реакции, но и для отвода теплоты от ТЭ.

Чтобы обеспечить стабильность работы энергосистемы на различных режимах работы БПЛА, необходимо обеспечивать параметры входящего воздуха в узком интервале температур (10 ÷ 25 °С). При этом рабочей температурой такой энергосистемы без внешнего увлажнителя является температура около +40 °С.

Топливный элемент в режиме номинальной мощности имеет КПД около 50 %, поэтому помимо электрической энергии выделяется низкопотенциальная тепловая энергия, которую возможно использовать для создания рабочих режимов работы ТЭ при отрицательных температурах наружного воздуха.

Так как БПЛА эксплуатируется в различном диапазоне температур и различных высотах полета, актуальным вопросом является создание системы термостабилизации ЭМ. Такая система термостабилизации позволит за счет регулирования расхода входящего наружного воздуха обеспечивать оптимальные параметры его смешения с нагретым воздухом из ТЭ и поддерживать оптимальные режимы его работы без использования дополнительных нагнетателей.

2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАБОТЫ

Цель работы – разработать математическую модель, которая описывает процесс тепло- и массообмена в системе, обеспечивающей предварительный подогрев наружного воздуха с отрицательной температурой, необходимого для поддержания нормального функционирования энергосистемы БПЛА.

Задача работы - провести численное моделирование процессов теплообмена, протекающих в системе термостабилизации ЭМ и получить распределение полей температур и скоростей в зависимости от параметров окружающей среды.

3. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ СИСТЕМЫ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ

Для решения поставленной задачи предложены две принципиальные схемы термооболочек, позволяющие производить регулирование потоков воздуха (рис. 1). Однако обе схемы обладают свои достоинства и недостатки.

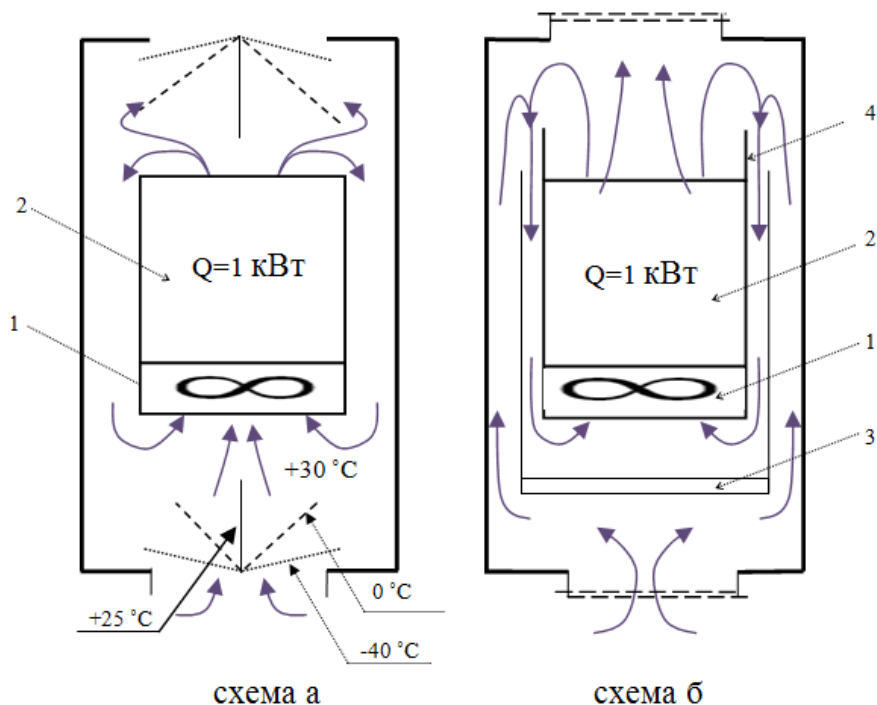


Рисунок 1. Принципиальные схемы системы термостабилизации ЭМ, 1 – нагнетатель воздуха; 2 – батарея топливных элементов;

На рис. 1 (схема а), регулирование потоков наружного воздуха реализовано за счет применения «веерного» механизма, который производит закрытие входного и выходного каналов термооболочки.

Если температура наружного воздуха составляет $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, то створки находятся в вертикальном положении, вследствие чего проходное сечение максимально. При температуре наружного воздуха $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ заслонки раскрываются, уменьшая площадь проходного сече-

ния до 40 %. При температуре наружного воздуха -40°C площадь проходных сечений сокращается до 5%.

Помимо функции регулирования площади проходного сечения данные створки выполняют функцию изменения направления движения воздуха с целью его возврата на вход в топливный элемент для дополнительного подогрева. Таким образом, воздух, нагретый от топливного элемента 2, в случае, когда температурные условия недостаточны для его функционирования, будет разворачиваться и направляться обратно на вход теплового вентилятора 1.

Малый вес конструкции является основным достоинством схемы а. Однако данная схема обладает двумя недостатками. Первый связан с ограничением угла раскрытия створок α , определяющийся по формуле (1).

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{h}{l}\right) \quad (1)$$

где h - расстояние от входа в систему термостабилизации до нагнетателя; l - длина створки;

При превышении α значительная часть воздуха будет обтекать ТЭ по внешнему каналу и, следовательно, не будет происходить охлаждение ТЭ до требуемых температур. Кроме того, створки, расположенные на выходе из системы термостабилизации, создают тепловую инерционность процесса, что может привести к сбою работы топливного элемента. Вторым недостатком является то, что конструкция створок позволяет регулировать направление движения воздуха только одной плоскости.

Второй вариант системы регулирования параметров наружного воздуха на входе в ТЭ изображен на рис. 1 (схема б). В данной схеме изменение площади проходного сечения воздуха на входе происходит за счет изменения просвета шторок, а на выходе регулирование потоков воздуха из ТЭ реализовано применением перегородок 4.

Движение воздуха внутри осуществляется по такому маршруту: наружный воздух, попадающий внутрь системы термостабилизации, ударяется об теплоизоляцию 3 и после нескольких поворотов разделяется на две части. Одна его часть выходит из термооболочки, а другая попадает на вход в нагнетатель 1, который направляет воздух на топливный элемент 2. После ТЭ одна часть потока выходит из системы термостабилизации, а другая обходит перегородку 4, во время движения по внутреннему кольцевому каналу смешивается с воздухом, поступающим из внешнего кольцевого канала, и попадает обратно на вход нагнетателя 1 и затем в топливный элемент 2.

Основным недостатком конструкции является необходимость использования легких материалов.

4. ДВУХМЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ В ТЕРМООБОЛОЧКЕ

Данная модель реализована в программе PHOENICS 2018 [2]. Кольцевой канал в ЭМ служит для дополнительного подогрева воздуха, выходящего из прямого канала и направляемого на его вход. Створки на входе и выходе служат для регулирования расхода входного и выходного воздуха. При моделировании теплообмена в ЭМ были использованы следующие данные:

- температура наружного воздуха -20°C ;
- электрическая мощность энергетического модуля на топливных элементах 1 кВт;

- КПД энергетического модуля 50 %;
- стенки канала, имитирующие тепловыделение в ТЭ, мощностью 0,2 Вт каждая;
- коэффициент теплоотдачи от внешней поверхности кожуха к наружному воздуху 10 Вт/(м²К).

На рисунках 2-5, для этих условий, представлены результаты моделирования для определенного значения положения воздушной заслонки термооболочки.

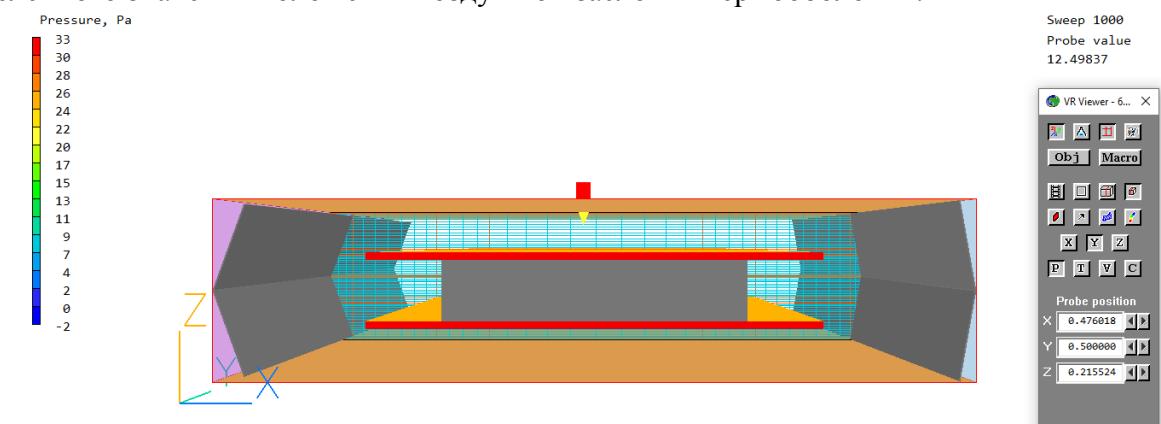


Рисунок 2. Сетка в продольном направлении

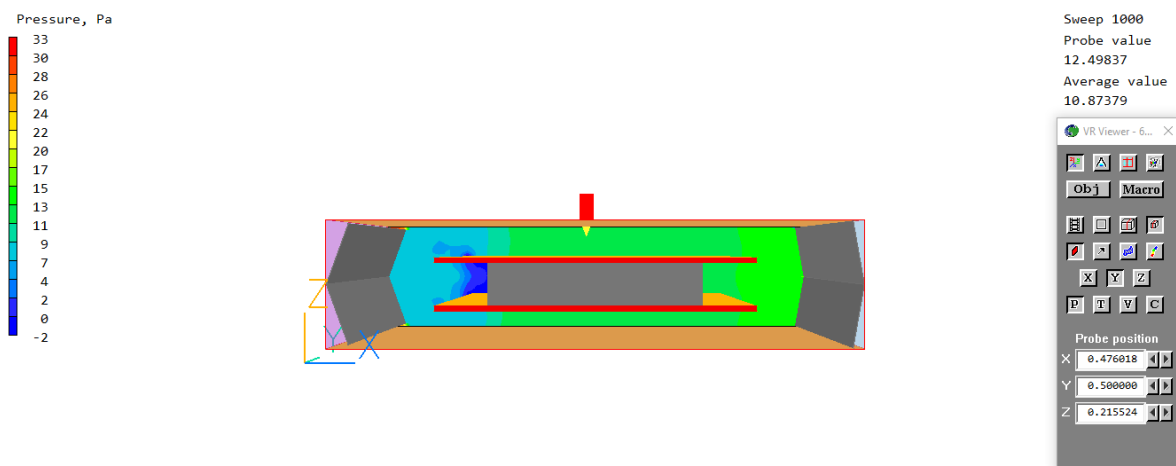


Рисунок 3. Поле давления воздуха в термооболочке энергетического модуля

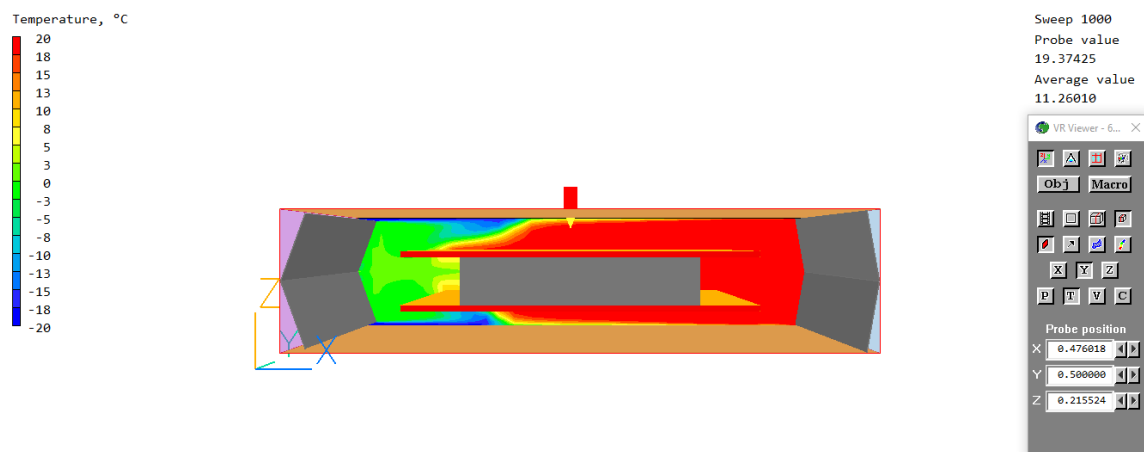


Рисунок 4. Поле температуры воздуха в термооболочке энергетического модуля

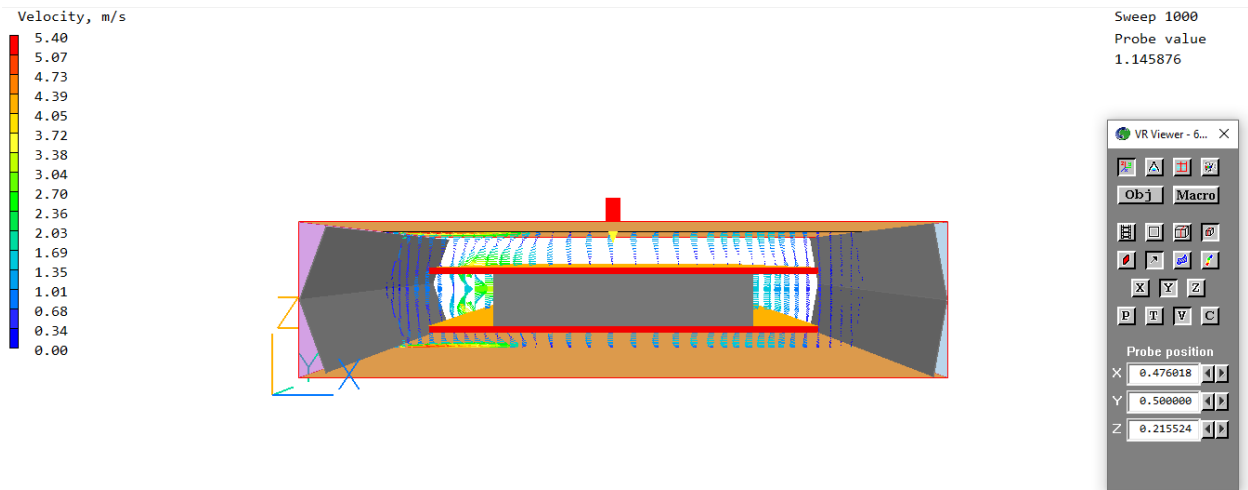


Рисунок 5. Поле скорости воздуха в термооболочке энергетического модуля

В результате расчета получены поля давления, температуры и скорости воздуха, а также средние значения температуры воздуха на входе и выходе в воздушные каналы энергетического модуля, равные, соответственно, $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $+18,3\text{ }^{\circ}\text{C}$. При решении задачи использовалась турбулентная модель Chen-Kim KE.

В наших исследованиях не рассматривалась задача внешнего обтекания БПЛА, так как она требует знания условий полета (зависание, наличие попутного и встречного ветра, а также штиль).

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы:

- Разработана двухмерная математическая модель процесса, протекающего в системе, предназначенной для термостабилизации энергетического модуля.
- Данная модель показала, что предлагаемая система термостабилизации способна обеспечить эксплуатацию БПЛА при низких температурах входного воздуха.
- В ходе математического моделирования процессов, протекающих в исследуемом объекте, использован опыт, полученный на занятиях «Геометрическое моделирование».
- Дальнейшие исследования будут направлены на совершенствование математической модели, переход к трехмерному моделированию, учету режимов набегания воздуха на конструктивные элементы, многоканальности топливного элемента. Также будет производиться выбор материала, формы, теплозащитных и прочностных характеристик кожуха.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефедкин С.И. Автономные энергетические установки системы: М.: Издательство МЭИ, 2018. - 218 с.
2. CHAM. FINITE-VOLUME EQUATIONS solved by PHOENICS. 2020.

Е.С. Ковшикова¹, А.С. Маленков², И.И. Комаров³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ СТУПЕНЧАТОГО СЖИГАНИЯ ОТХОДОВ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

АННОТАЦИЯ

Применение комбинированных технологий термической утилизации древесных отходов позволяет повысить эффективность их переработки. Разработанный энергетический комплекс, основанный на организации двухступенчатого сжигания отходов деревообрабатывающей промышленности, может использоваться как для индивидуального электроснабжения, так и для обеспечения энергией малых населенных пунктов, находящихся в удаленных и изолированных районах со слаборазвитой инфраструктурой и при этом обеспечивать высокие эксплуатационные показатели при невысоких капитальных затратах.

Ключевые слова: древесные отходы, ступенчатое сжигание, газификация, газотурбинная установка, камера сгорания, деревообрабатывающая промышленность

1. ВВЕДЕНИЕ

Россия – лидер по запасам древесины. Ежегодно в РФ образуется 35,5 млн м³ древесных отходов [1]. Проблема утилизации древесных отходов является актуальной для страны, так как наиболее распространённые методы, а именно: сжигание в печах и складирование в котлованах, неэффективны [2]. Перспективным направлением является организация двухступенчатого сжигания древесных отходов.

Такой реактор имеет две зоны: зону газификации и зону дожигания генераторного газа. Процесс термической переработки древесных отходов в зоне газификации осуществляется с пониженным коэффициентом избытка воздуха ($\alpha < 1$, ориентировочные оптимальные значения: $\alpha \approx 0,3 - 0,45$), унос частиц древесных отходов с поверхности практически отсутствует. Полученный генераторный газ сжигается во второй зоне с повышенным коэффициентом избытка воздуха ($\alpha > 1$). На рис. 1 представлена структурная схема такого реактора [3].

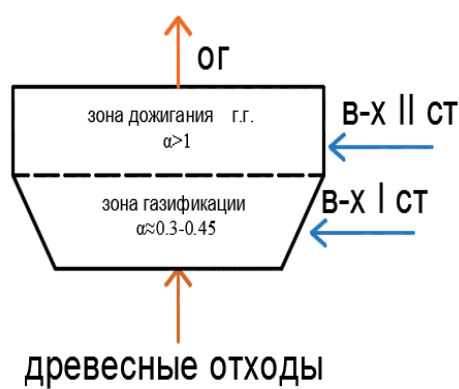


Рис. 1. Принцип организации ступенчатого сжигания

Принцип двухступенчатого сжигания позволит: снизить унос, а вследствие этого, механические потери по сравнению со сжиганием в слое; снизить эффективную площадь горения; снизить коэффициент избытка воздуха первой ступени; снизить потери с отходящими газами; повысить КПД реактора; утилизировать отходы лесопромышленного комплекса [2].

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

2.1. Описание расчетной модели

Компрессор сжимает воздух до давления 560 кПа и температуры 230 °С. Сжатый воздух вместе с опилками, элементный состав которых приведен в таблице 1, направляется в первую ступень реактора, в которой осуществляется процесс газификации с $\alpha = 0,35$.

Таблица 1. Элементный состав древесных опилок

C, %	H, %	O, %	N, %	A, %	W, %
35,07	4,2	30,1	0,07	0,56	30

Полученный генераторный газ с составом, представленным в таблице 2, теплотой горения 4200 кДж/м³, и расходом 0,809 кг/с вместе со сжатым воздухом направляется на вторую ступень реактора, где сжигается с $\alpha = 5,32$.

Таблица 2. Полученный состав генераторного газа

CH ₄ , %	CO, %	CO ₂ , %	H ₂ O, %	N ₂ , %	H ₂ , %
0,429	12,966	14,194	12,174	37,709	22,528

Продукты горения, процентный состав которых представлен в таблице 3, при заданной температуре 816 °С и расходом 5,53 кг/с направляются в турбину, которая вырабатывает электроэнергию. Температура продуктов горения на выходе из турбины около 600 °С.

Таблица 3. Полученный состав продуктов горения

RO ₂ , %	H ₂ O, %	N ₂ , %	O ₂ , %
5,027	5,643	74,691	14,639

В результате расчетов были получены зависимости температуры генераторного газа и теплоты генераторного газа от коэффициента расхода окислителя в газификаторе. Зависимости представлены на рис. 2. Найдены оптимальные параметры схемы.

Также на рис. 3 показано влияние степени повышения давления в компрессоре на КПД всей энергоустановки. КПД всей установки рассчитан по формуле 1.

$$\eta = \frac{l_t \cdot b_{пт} - l_k \cdot (b_{ок1} + b_{ок2})}{b_{до} \cdot Q_{нр}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где l_t и l_k – удельные работы турбины и компрессора соответственно, кДж/кг; $b_{пт}$, $b_{до}$, $b_{ок1}$, $b_{ок2}$ – расходы продуктов горения, древесных опилок и окислителя соответственно, кг/с; $Q_{нр}$ – низшая рабочая теплота горения древесных опилок, кДж.

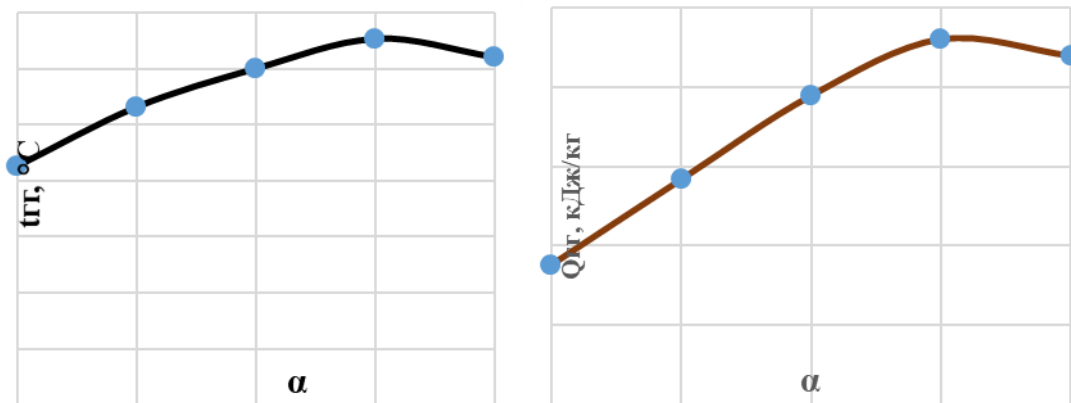


Рис. 2. Зависимости температуры генераторного газа и теплоты горения генераторного газа от коэффициента расхода воздуха.

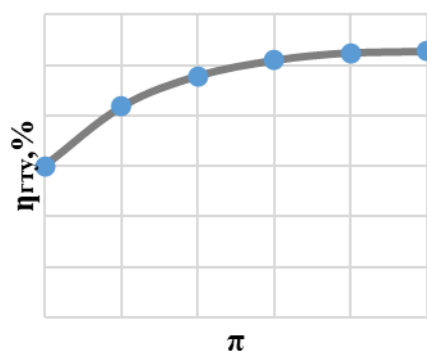


Рис. 3. Влияние степени повышения давления на КПД ГТУ в составе энергетического комплекса.

2.2. Камера сгорания

В камерах сгорания (КС) внутренняя энергия топлива при сжигании преобразуется в потенциальную энергию рабочего тела. При сжигании топлива образуются продукты сгорания высокой температуры, которые перемешиваются с дополнительным количеством воздуха. Образующийся горячий газ (рабочее тело) направляется в газовую турбину. Выбрана кольцевая камера сгорания, поскольку она отличается компактностью и легкостью конструкции по сравнению с другими типами КС. Рабочий объем такой камеры представляет собой сплошное кольцевое пространство между внутренней и наружной обечайками пламенной трубы. Количество форсунок устанавливается из расчета, чтобы сечение кольцевого пространства КС полностью заполнялось пламенем [4]. На рис. 4 приведен эскиз кольцевой камеры сгорания.

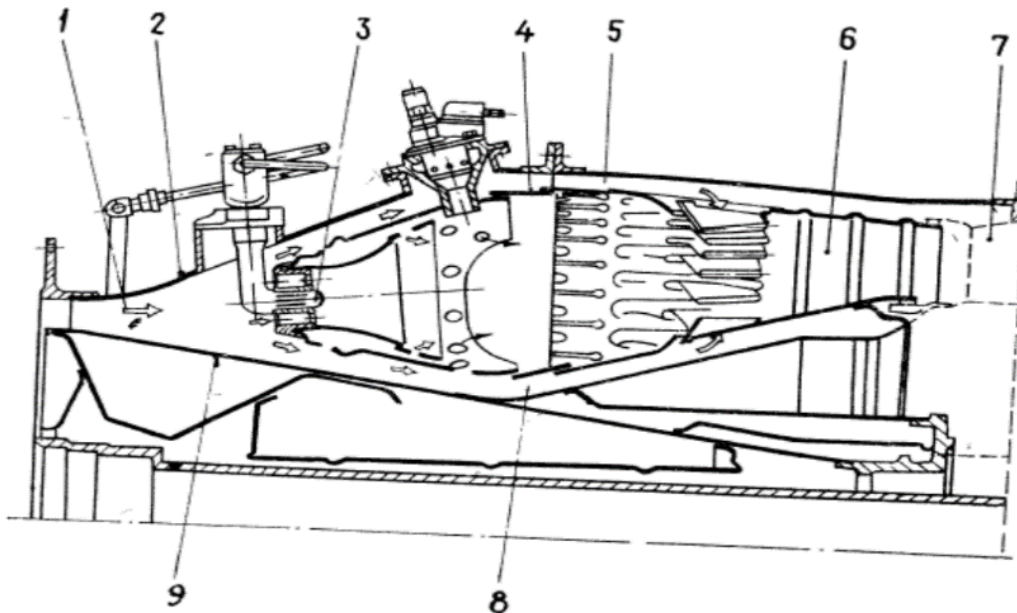


Рис. 4. Эскиз кольцевой камеры сгорания: 1 – поток воздуха; 2 – наружный корпус; 3 – форсунка; 4 – кольцевая жаровая труба; 5 – наружный кольцевой канал; 6 – газосборник; 7 – сопловой аппарат турбины; 8 – внутренний кольцевой канал; 9 – внутренний корпус.

В таблице 4 приведены основные габаритные размеры кольцевой камеры сгорания, рассчитанные по методике [5]. Расчет камеры проводился по алгоритму, представленному на рис. 5.

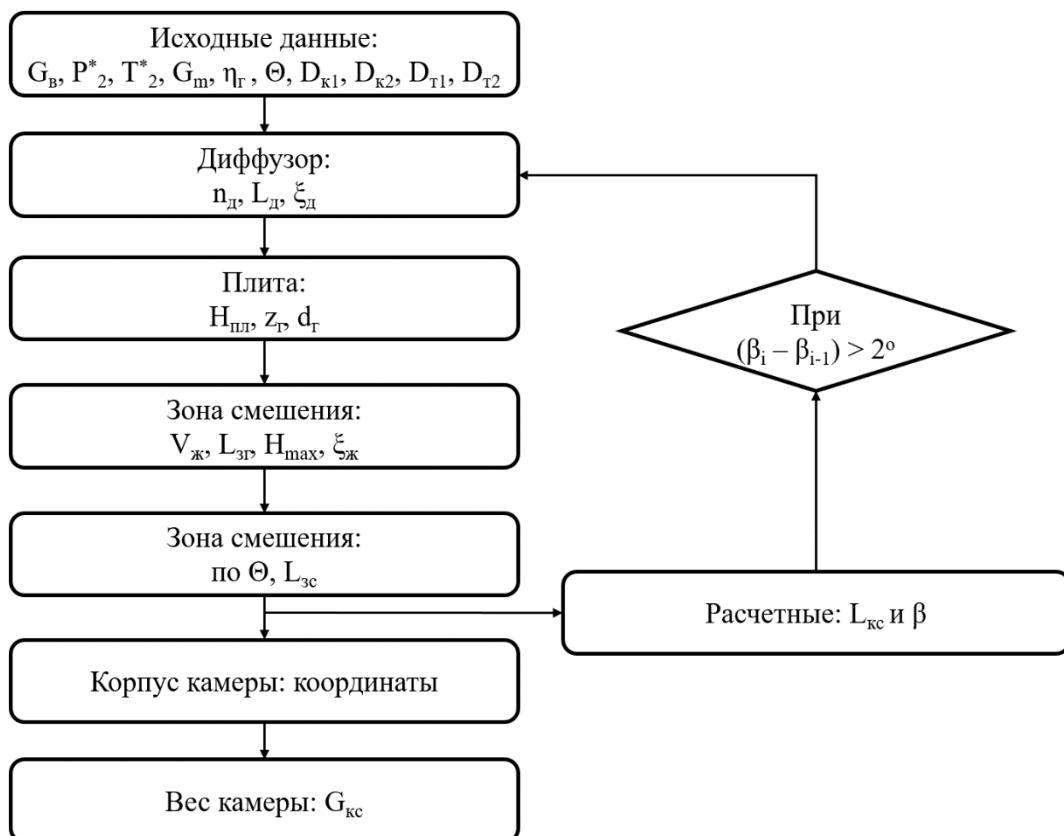


Рис. 5 – Блок-схема проектирования камеры сгорания.

Таблица 4. Основные габаритные размеры камеры сгорания

Длина диффузора, м	0,281
Высота плиты, м	0,040
Объем жаровой трубы, м ³	0,035
Длина камеры сгорания, м	1,045

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы рассчитаны материальный и тепловой балансы энергетического комплекса, основанного на утилизации древесных отходов путем двухступенчатого сжигания, выбран тип камеры сгорания генераторного газа, определены её основные габаритные размеры. КПД предложенной схемы составил 26,7 %. Принцип двухступенчатого сжигания позволит утилизировать отходы деревообрабатывающих производств и решить проблему обеспечения электроэнергией удаленных районов страны, где отсутствует газоснабжение. Результаты расчета энергетического комплекса представлены на рис. 6.

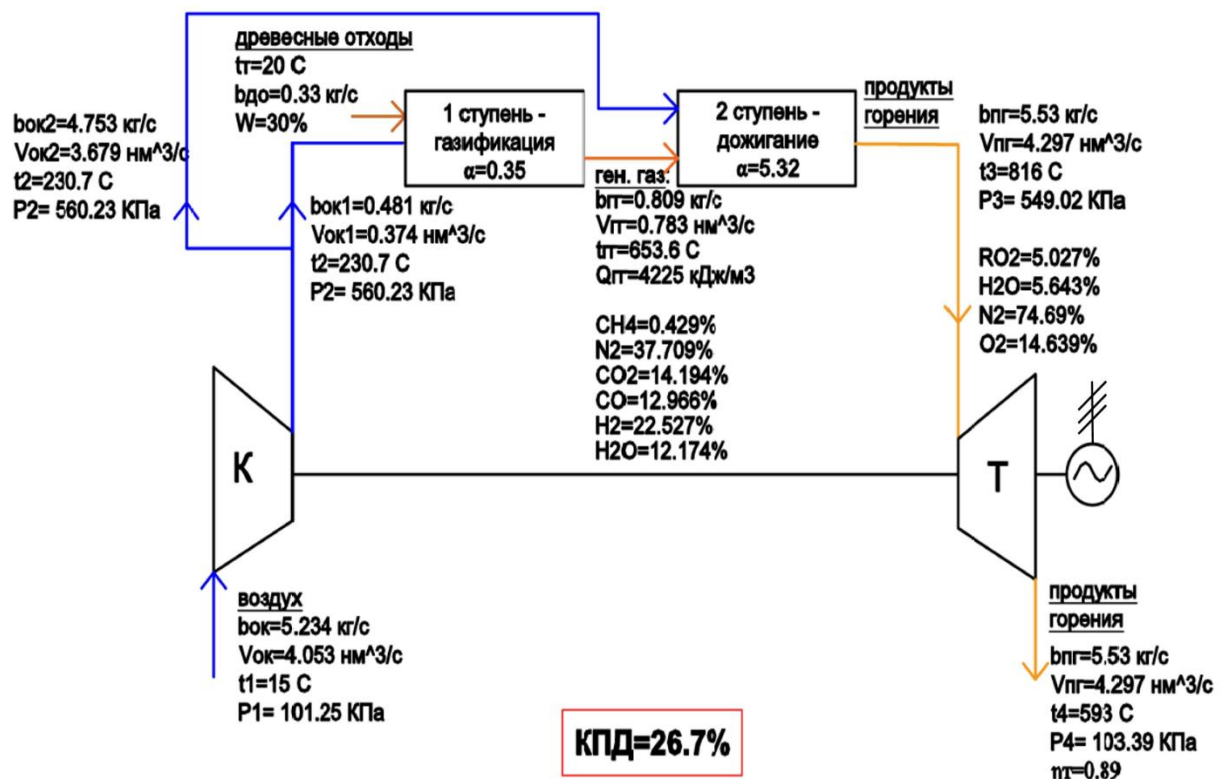


Рис. 6. Математическая модель энергетического комплекса

Следующим этапом будет являться определение экономической конкурентоспособности предлагаемых решений в сравнении с существующими системами и способами энергоснабжения в удаленных и изолированных районах РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гончаренко Л.П. и др.** Применение инновационных технологий производства на предприятиях деревообрабатывающей промышленности России // Теоретическая и прикладная экономика. – 2018. – №. 3. – с. 70 – 87.
2. **Мохирев А.П., Безруких Ю.А., Медведев С.О.** Переработка древесных отходов предприятий лесопромышленного комплекса, как фактор устойчивого природопользования // Инженерный вестник Дона. – 2015. – Т. 36. – №. 2.
3. **Бирюков А.Б.** Сжигание и термическая переработка органических топлив. Твердое топливо: учебное пособие // А.Б. Бирюков, И.П. Дробышевская, Ю.Е. Рубан. – Донецк: ГВУЗ «ДонНТУ», 2014. – 232 с.
4. **Цанев С.В. И др.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 584 с.
5. **Резник В.Е. и др.** Проектный расчет камеры сгорания авиационного ГТД: Учебное пособие. – Куйбышев: КуАИ, 1982. – 84 с.

*А. Сорунзан*¹, *Д.А. Хохлов*², *К.А. Плешанов*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО БИОТОПЛИВА В СТЕСНЕННЫХ УСЛОВИЯХ КАМЕР СГОРАНИЯ

АННОТАЦИЯ

В данной работе была рассмотрена разработка перспективной парогазовой установки, а именно камеры сгорания газотурбинной установки, работающей на твердом биотопливе, и котла-утилизатора. Для разработки модели камеры сгорания были проведены исследования горения биотоплива в программе Ansys Fluent. Исходя из полученных результатов, была выбрана конструкция камеры сгорания. Расчет котла-утилизатора был проведен с помощью программы Boiler Designer.

Ключевые слова – биотопливо, парогазовая установка (ПГУ), газотурбинная установка (ГТУ), камера сгорания (КС), котел-утилизатор (К-У), факельное сжигание, абразивный износ, поверхность нагрева

1. ВВЕДЕНИЕ

Актуальной проблемой в последнее время является «парниковый эффект». Из-за сжигания ископаемых видов топлива для последующего получения энергии в атмосферу выбрасываются огромные количества CO₂ и других парниковых газов, которые легко смешиваются с составом атмосферы и создают пленку, удерживающую часть излучения, отраженного от поверхности земли, ведущую к повышению температуры атмосферы, [1].

Одним из способов решения этой проблемы является переход на сжигание экологически чистого топлива – биотоплива.

Разработка установки, работающей на биотопливе, является перспективной, хотя имеет свои сложности: сложность организации подачи топлива и воздуха в камеру сгорания, [1], надежное выгорание частиц топлива при больших скоростях и ограниченном объеме, абразивный износ проточной части [2-3] и проблема подготовки топлива [4].

Для решения данных вопросов было изучено множество исследований, в том числе и работы МВТУ им. Баумана по газотурбинной установке (Рис.1)[5]. Исходя из анализа работы, было принято решение применить конструкцию топливоподачи для проектируемой камеры сгорания (Рис.2.) [5].

Здесь ротор 1 вращается электродвигателем, в нижней части его имеется обод со спицами 4, на которых укреплена металлическая сетка 5. Каменноугольная пыль 3 располагается над сеткой в бункере 2. Над выходным отверстием установлена продувочная труба с конусом 6, по которой подается сжатый воздух для транспортировки угля. Слой пыли, захватываемой вращающейся сеткой, выдувается сжатым воздухом, и топливовоздушная смесь поступает к форсунке. Подача топлива регулируется изменением частоты вращения ротора.

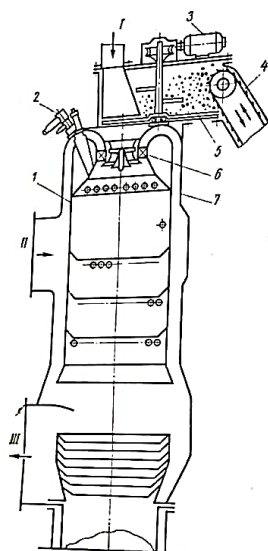


Рис.1. Схема камеры сгорания МВТУ. 1 – телескопическая жаровая труба; 2 – воспламенитель; 3 – электромоторчик; 4 – транспортер; 5 – сетчатый пылеподачник; 6 – лопаточный регистр; 7 – верхняя часть камеры сгорания; I – поток воздуха на пылеподачник; II – основной воздушный поток; III – продукты сгорания, [5].

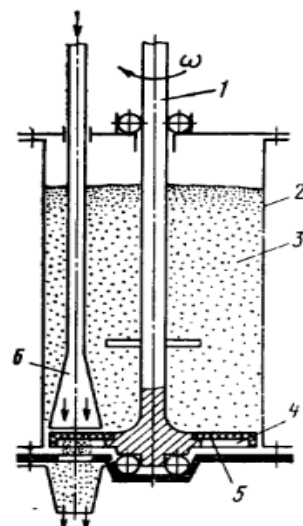


Рис.2. Схема пылеподачника сетчатого типа, [5].

2. КАМЕРА СГОРАНИЯ

2.1. Исходные данные

Используемое топливо – древесная пыль, состоящая из: углерода С – 50,46 %; водорода H_2 – 6,05 %; кислорода O_2 – 43,40 %; азота N_2 – 0,08 %; серы S – 0,01 % (состав приведен на сухую массу)

Таблица 1. Основные теплофизические параметры для расчета, [4-5]

Наименование	Размерность	Значение
Низшая теплота сгорания на сухую массу	МДж/кг	16,7
Диаметр частиц	мкм	80
Влажность на сухую массу	%	8,7
Выход летучих	%	81,9
Зольность на сухую массу	%	0,5
Расход топлива	кг/с	4,020
Расход воздуха общий	кг/с	66,112
Температура горячего воздуха	°С	354
Давление газов на входе в газовую турбину	МПа	1,203

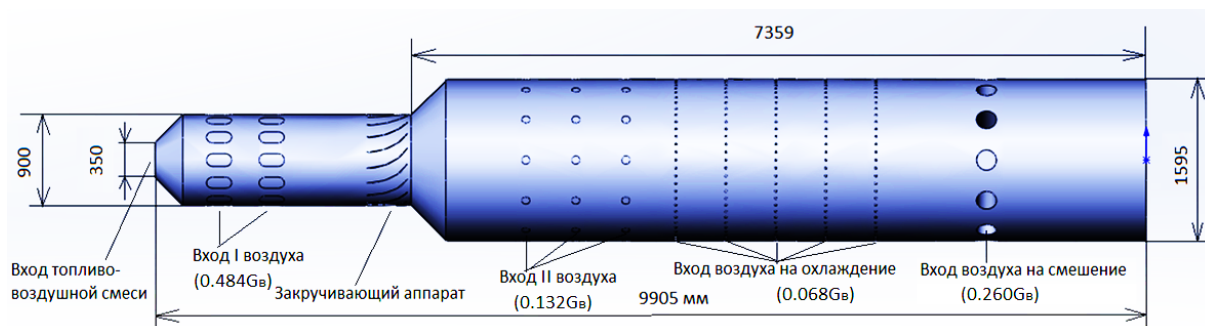


Рис.3. Проточная часть камеры сгорания.

2.2. Результаты расчетов

Таблица 2. Результаты расчетов основных характеристик

Наименование	Размерность	Значение
Средняя температура газов на выходе из КС	°C	1147
Неравномерность температурного поля на выходе из КС	%	23
Максимальная температура газов в КС	°C	2094
Массовая концентрация твердых частиц (зола)	мг/м ³	74,8

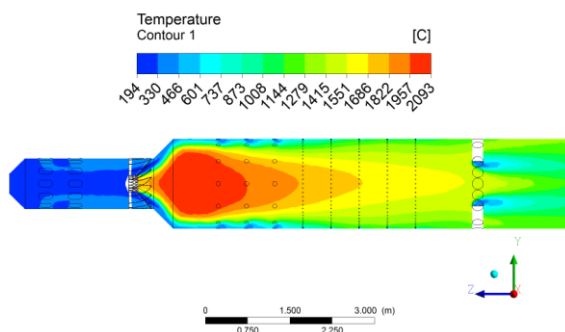


Рис.4. Распределение температуры (°C).

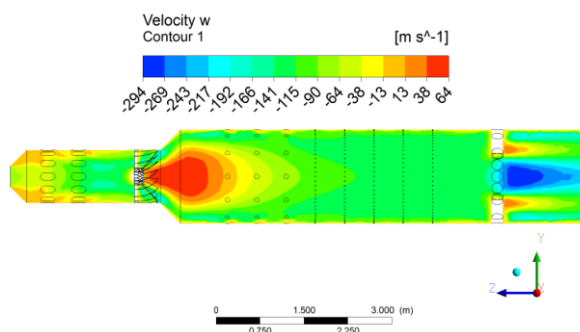


Рис.5. Распределение скорости, м/с

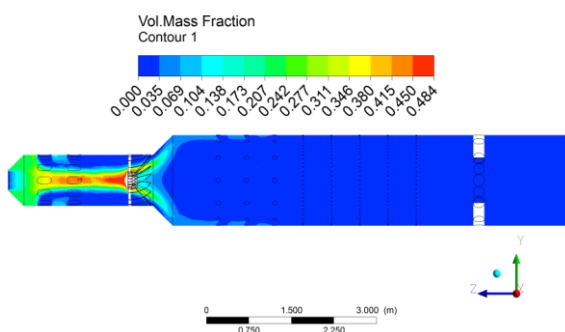


Рис.6. Поле выхода летучих.

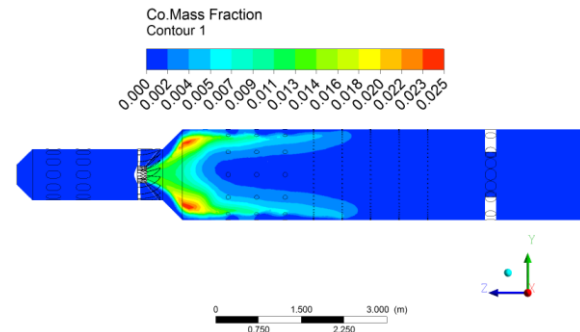


Рис.7. Поле концентрации CO.

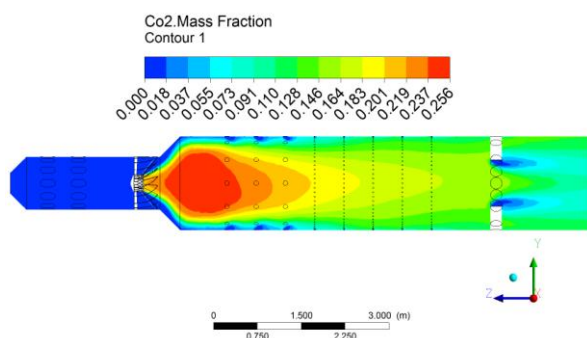


Рис.8. Поле концентрации CO₂.

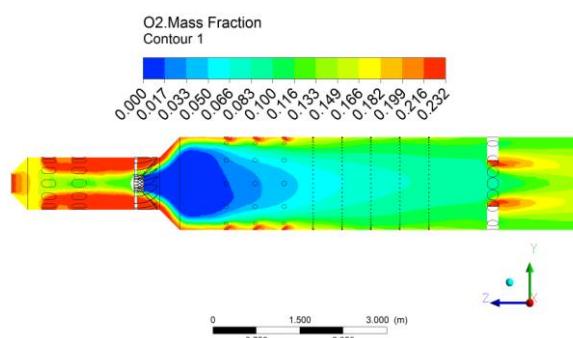


Рис.9. Поле концентрации O₂.

3. КОТЕЛ-УТИЛИЗАТОР

3.1. Исходные данные

Таблица 3. Основные характеристики теплоносителя и рабочей среды

Наименование	Размерность	Значение
Температура газов на входе в К-У	°С	590
Расход газов (от двух газовых турбин)	кг/с	282,632
Избыточное давление газов на выходе из К-У	Па	4411
Температура пара на входе в турбину	°С	540
Давление пара на входе в турбину	МПа	6,500
Расход пара	кг/с	43,6
Давление в барабане	МПа	6,825
Недогрев воды до состояния насыщения на выходе из экономайзера	°С (ккал)	6 (6,870)
Давление питательной воды	МПа	7,160
Температура питательной воды, поступающей в экономайзер	°С	60
Давление в барабане деаэрационного испарителя	МПа	0,050
Расход среды на деаэрационный испаритель	кг/с	0,573

Для проведения расчетов по котлу-утилизатору были смоделированы поверхности нагрева в программе BoilerDesigner. Подбор размеров конвективной шахты котла-утилизатора производился, исходя из расчетов обеспечения скорости дымовых газов перед первой поверхностью нагрева по ходу газов на уровне 15-20 м/с. Площади поверхностей нагрева определялись, исходя из расчетов тепловой мощности поверхностей нагрева. Все поверхности нагрева имеют спиральное оребрение, за исключением деаэрационной поверхности нагрева.

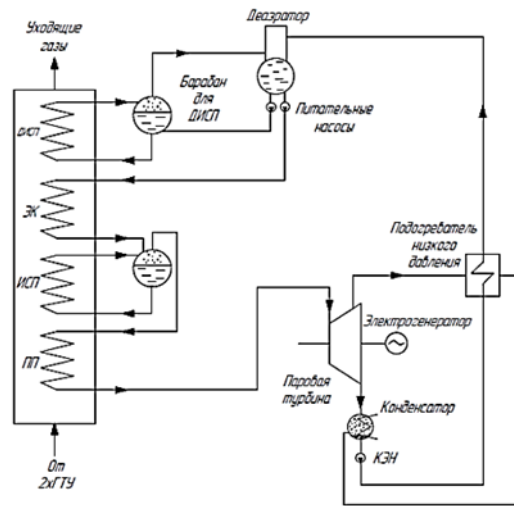


Рис.10. Схема котла-утилизатора, работающего в составе одноконтурной парогазовой установки.

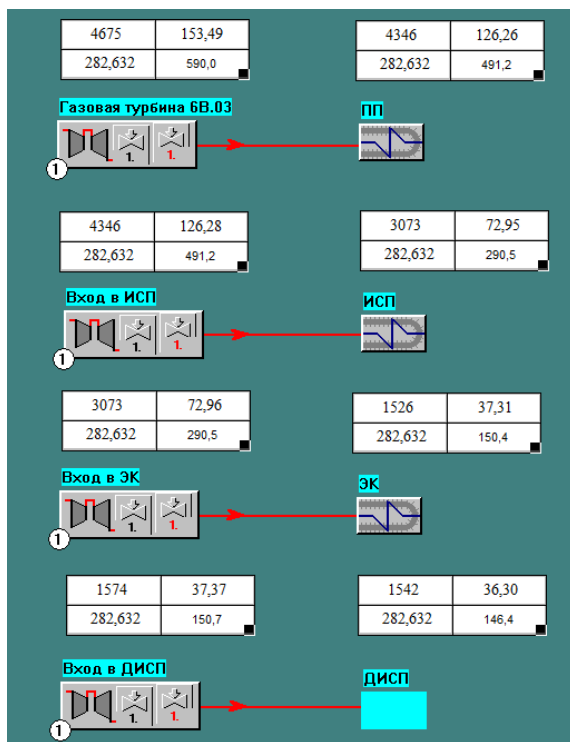


Рис.11. Схема газового тракта.

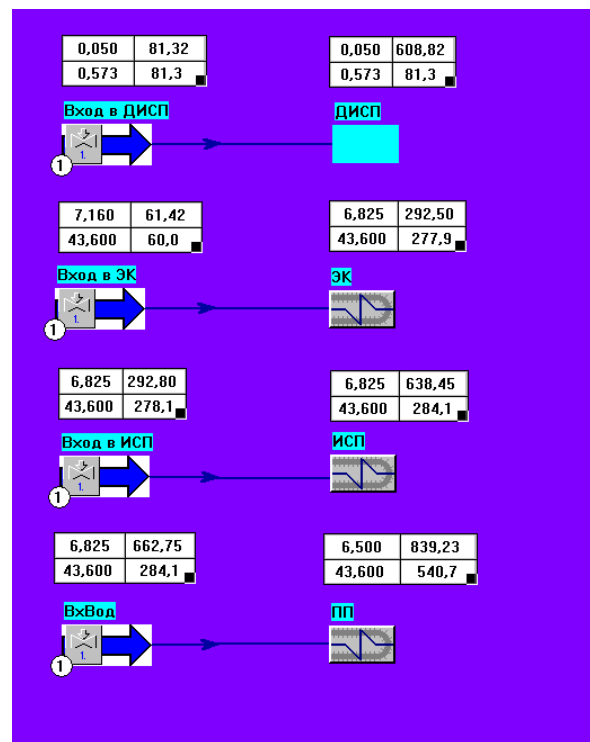


Рис.12. Паровой тракта.

3.2. Результаты расчетов

Глубина конвективной шахты вдоль трубы – 14 м, ширина – 4.7 м, поперечный шаг труб во всех поверхностях, за исключением деаэраторного испарителя (ДИСП), составляет 90 мм, число труб по ширине газохода, также за исключением ДИСП, составляет 50.

Пароперегреватель сделан из труб $\varnothing 38 \times 3$, материал труб – сталь 12Х1МФ, число труб в змеевике – 2, поверхность нагрева – 3978,7 м², тепловая мощность – 32216 кВт.

Испарительная поверхность выполнена из труб $\varnothing 38 \times 4$, материал труб – сталь 20, число труб в змеевике – 4, поверхность нагрева – 18757,0 м², тепловая мощность – 63097 кВт.

Экономайзерная поверхность выполнена из труб $\varnothing 38 \times 3$, материал труб – сталь 20, число труб в змеевике – 4, поверхность нагрева – $33022,3 \text{ м}^2$, тепловая мощность – 42183 кВт.

Поверхность нагрева деаэрационного испарителя выполнена из труб $\varnothing 38 \times 2,5$, материал труб – сталь 20, число труб в змеевике – 2, поверхность нагрева – $346,2 \text{ м}^2$, тепловая мощность – 1266 кВт.

Температура уходящих газов – $146,4 \text{ }^\circ\text{C}$, избыточное давление на выходе из котла-утилизатора составляет 1542 кПа.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведён комплекс работ:

1) Изучены различные виды биотоплив и выбран состав наилучшего топлива для факельного сжигания в камере сгорания.

2) Рассмотрены процессы горения в стесненных условиях камер сгорания при больших скоростях и малом времени пребывания частиц топлива в высокотемпературной зоне.

3) Приняты конструкторские решения при организации подачи топлива и воздуха в камеру сгорания.

4) Принята схема парогазовой установки.

5) Рассчитаны основные параметры работы котла-утилизатора.

В результате выполненной работы были разработаны конструкция камеры сгорания газовой турбины и котел-утилизатор, работающие в составе ПГУ.

При сжигании древесной пыли в камере сгорания газовой турбины запыленность потока составляет $74,8 \text{ мг/м}^3$. При использовании центробежного сепаратора запыленность потока можно снизить до $5-6 \text{ мг/м}^3$, что в свою очередь ничем не отличается от запыленности потока при сжигании генераторного газа ($5-10 \text{ мг/м}^3$) [5].

Температурная неравномерность на выходе из камеры сгорания составила 23 %, что в свою очередь является тоже неплохим показателем, для выносных камер неравномерность температурного поля может достигать 25 % [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Ольховский Г.Г., Сучков С.И., Березинец П.А.** Разработка отечественной ПГУ с газификацией угля // Теплоэнергетика. 2010. № 2.

2. **Anindya Gloschal, Muthuvel Murugan, Michael J. Walock, Andy Nieto, Blake D. Barnett.** Molten Particulate Impact on Tailored Thermal Barrier Coatings for Gas Turbine Engine// Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2018. No. 2.

3. **Иванов В.Л., Скибин Д.А.** Твердые бытовые отходы как топливо для газотурбинной установки // Вестник ПНИПУ. 2015. Т. 15.

4. **Белосельский Б.С.** Низкосортные энергетические топлива. Особенности подготовки и сжигания. М.: Энергоатомиздат, 1989.

5. **Пчелкин Ю.М.** Камеры сгорания газотурбинных двигателей. М.: Машиностроение, 1984.

Д.А. Шумилин¹, А.В. Сизякин², М.Ю. Румянцев³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта и ВКР

РАЗРАБОТКА МИКРОТУРБИННОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, РАБОТАЮЩЕЙ ПО ОРГАНИЧЕСКОМУ ЦИКЛУ РЕНКИНА

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты разработки и исследования высокоскоростных турбогенераторов с лепестковыми газодинамическими подшипниками, работающих на органическом цикле Ренкина (ОЦР), а также воздушных турбогенераторов. Представлены результаты исследования перспективных рабочих тел для реализации ОЦР. При проектировании генератора была получена теоретическая зависимость влияния частоты вращения и диаметра магнита на величину магнитной индукции в воздушном зазоре. Также для анализа поведения машины при пуске разработана модель системы управления и определен подход к пуску маломощных высокоскоростных турбогенераторов.

Ключевые слова – высокоскоростной турбогенератор, фреон, органический цикл Ренкина, лепестковые газодинамические подшипники, автономная энергоустановка, синхронный магнитоэлектрический генератор, постоянные магниты, бандаж, микротурбина, низкопотенциальное тепло, вспомогательная силовая установка

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции в энергетике во многом определяются увеличением доли децентрализованных систем энергоснабжения и систем распределенной генерации. В соответствии с прогнозом Navigant Research и ИНЭИ РАН (рис.1) к 2026 году ввод новых мощностей распределенной генерации в мире будет превышать ввод мощностей централизованной генерации более, чем в три раза [1]. Представленная тенденция говорит об изменении спроса на объекты распределенной генерации и необходимости науки, рынка и технологий своевременно отвечать на этот спрос.

Важно отметить, что развитие распределенной генерации связано не только с применением возобновляемых источников, использующих энергию ветра, солнца и воды, но и с развитием энергоустановок, использующих для выработки электроэнергии сбросное тепло от промышленных производств и транспорта, геотермальную энергию Земли, местные виды топлива, включая древесину, торф, биотопливо и сжиженный природный газ, а также традиционные виды углеводородного топлива.

Одним из перспективных типов установок малой мощности для децентрализованных систем энергоснабжения являются высокоскоростные микротурбинные энергетические



Рис. 1. Прогноз Navigant Research и ИНЭИ РАН по объемам ввода мощностей распределенной генерации.

установки (МКТЭУ) на основе газовых или паровых турбин, в последнем случае работающих на органических циклах Ренкина. Утилизируя низкопотенциальное тепло, подобные установки повышают суммарную эффективность оборудования, являясь дополнительным источником полезной электрической энергии, уменьшают тепловое загрязнение окружающей среды.

При строительстве объектов распределенной энергетики очень часто имеем дело с населенными пунктами и объектами, находящимися на отдалении от централизованных энергетической и газотранспортной систем. В таких регионах проживает свыше 20 млн. человек. Привозное топливо резко удорожает стоимость единицы произведенной тепловой и электрической энергии. Применение МКТЭУ, работающих на местных, возобновляемых видах топлива, позволяет эффективно решить проблему энергообеспечения таких регионов, населённых пунктов, промышленных и иных объектов.

Поскольку для МКТЭУ наиболее важным элементом является турбогенератор (ТГ), преобразующий энергию топлива в электроэнергию, то данная работа посвящена в наибольшей степени разработке именно высокоскоростных ТГ. В статье представлены результаты разработки ТГ мощностью 20 кВт и частотой вращения 65 000 об/мин, работающего на фреоне по ОЦР, а также результаты исследования и разработки ТГ мощностью 1 кВт и частотой вращения 150 000 об/мин с приводом от воздушной турбины.

2. ТУРБОГЕНЕРАТОР ДЛЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА

2.1. Выбор рабочего тела для реализации цикла

Важной составляющей разработки энергоустановки является выбор теплового цикла, определяющий её предельную эффективность. Поскольку ОЦР является достаточно эффективным в широком диапазоне температур, то выбор рабочего тела становится важным этапом разработки. На базе анализа разных разрешенных рабочих тел и расчетов эффективности ОЦР для них было установлено, что, в зависимости от исходных диапазонов температур, наиболее предпочтительны следующие рабочие тела: для реализации циклов с начальной температурой от 150 до 300 °С наиболее эффективен фреон R318 и затем R227ea; при реализации цикла с начальной температурой до 150 °С наиболее эффективен фреон R245fa, затем R236fa, далее R318.

Также был определен подход к выбору оптимального начального давления цикла на основе определения интенсивности прироста термического КПД $\Delta\eta/\eta_{\max}$ в зависимости от давления. Оптимальное давление находится на участке низкого приращения при удовлетворении выбранного давления условиям прочности корпуса ТГ.

2.2. Разработка проточной части микротурбины на ОЦР

Разработка проточной части МКТЭУ велась под разработанный в НИУ «МЭИ» высокоскоростной генератор на 30 кВт, 100 000 об/мин, герметичного типа.

Поскольку критическими величинами для разработки проточной части высокоскоростной микротурбины являются высота лопатки и осевое усилие, то наиболее предпочтительным шагом для начала проектирования становится выбор типа турбины на основе сравнения проектировочных расчетов [2-3] или использования приближенной формулы, разработанной в ЦАГИ для оценки быстроходности вентиляторов. По этой процедуре для разрабатываемой машины был определен оптимальный тип проточной части – радиально-осевая турбина с канальным сопловым аппаратом.

При последующей разработке использовался метод конечных элементов для детальной проработки проточной части и исключения диффузорных участков в рабочем колесе. Достигнутый расчётный внутренний КПД турбины составил 81% при высоте сопловой лопатки в 4 мм. Получившееся рабочее колесо удовлетворяет требованиям прочности, и его первая собственная частота колебаний находится выше рабочей частоты вращения.

Поскольку проведение испытаний подобного типа машин требует создания специальных газовых стендов, сопряжено с закупкой сложного оборудования, входящего в цикл, то стоимость и сложность испытаний высокоскоростных генераторов для ОЦР возрастает. Поэтому, для отработки методов проектирования и проверки правильности принятых решений, было решено разработать экспериментальный образец ТГ с приводом от воздушной турбины на мощность 1 кВт с целью его исследования на лабораторном воздушном стенде НИУ «МЭИ».

3. ВОЗДУШНЫЙ ТУРБОГЕНЕРАТОР

Отправной точкой для создания экспериментального образца высокоскоростного ТГ стало определение параметров лабораторного воздушного стенда, а именно измерение: расхода воздуха, гидравлического сопротивления сети и возможного давления во входном патрубке. В соответствии с результатами разработки проточной части для установки на ОЦР был определен тип проточной части для воздушного ТГ – радиально-осевая турбина с канальным сопловым аппаратом, образованным дугой окружности.

Проектирование проточной части также проводилось методом конечных элементов. Достигнутый расчетный внутренний КПД турбины при высоте сопловой лопатки в 4,1 мм составил 83 %.

3.1. Синхронный генератор с постоянными магнитами

Выбор постоянных магнитов для высокоскоростных турбогенераторов малой мощности в составе теплового цикла не велик. Чаще всего применяются магниты из сплава редкоземельных металлов на основе Sm-Co. Поскольку прочность этих сплавов не высока, а центробежные усилия велики, приходится компенсировать нагрузку установкой непроводящего металлического бандажа горячим натягом. С учётом оценки прочности ротора и необходимого натяга, было теоретически получено распределение магнитной индукции вдоль радиуса воздушного зазора. Полученное распределение амплитуды магнитной индукции от диаметра постоянного магнита при различных частотах вращения представлено на рисунке 2 при технологическом ограничении минимальной толщины бандажа в 1 мм.

В попытке сократить массу и потери в электрической машине, а также упростить обмотку, была рассмотрена возможность применения типового порошкового магнитомягкого материала Somaloy для реализации магнитопровода машины. Был проведен расчет трех электрических машин: с классической конфигурацией магнитопровода; с числом пазов на полюс и фазу, равным 2 ($q=2$) и укорочением обмотки $5/6$; с обмоткой вида «зубец-катушка» с $q=1$ и укорочением $1/3$.

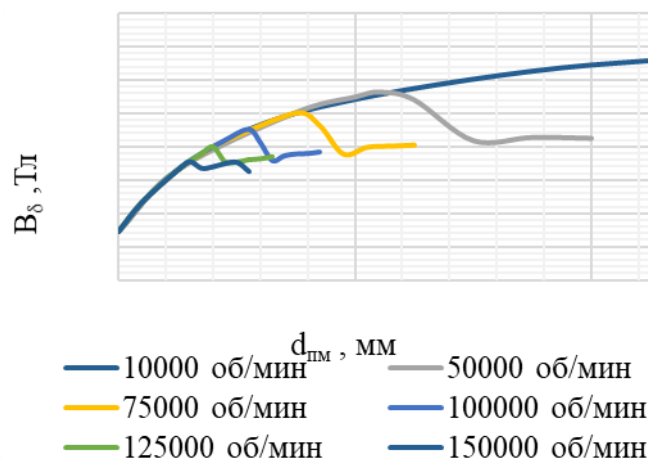


Рис. 2. Зависимость амплитуды магнитной индукции в воздушном зазоре в 1мм от диаметра постоянного магнита из Sm-Co и частоты вращения

У генератора с конфигурацией «зубец-катушка» с магнитопроводом из Somaloy КПД составил 92 %, а с классической конфигурацией - 94,4 %, что говорит о большей эффективности классической конструкции и возможности удешевления процесса укладки обмотки в пазы посредством снижения КПД. У генератора с классической конфигурацией магнитопровода, выполненного из электротехнической стали 2421, КПД составил 96,3 %. Это, в свою очередь, может свидетельствовать о неэффективности использования типового материала Somaloy при высоких частотах перемагничивания статора.

Был спроектирован генератор с классической конструкцией магнитопровода [4] из стали 2421, выполнен его поверочный расчет методом конечных элементов и получена его внешняя характеристика. Также проведен его тепловой расчет МКЭ, определена температура нагрева обмотки генератора при свободной конвекции без введения охлаждающего воздуха внутрь корпуса генератора. Температура обмотки составила 132 °С.

3.2. Прочность ротора

Для дальнейшей оценки прочности роторной системы была создана детальная 3D-модель воздушного ТГ, представленная на рисунке 3.

Для оценки прочности роторной системы был проведен расчет методом конечных элементов. Рабочее колесо из сплавов алюминия выдерживает центробежную нагрузку, а роторная система имеет запас прочности не менее двух. Также были определены собственные частоты колебаний системы и подтверждено, что ротор проходит по критериям надежности. Ротор в ТГ на газодинамических лепестковых подшипниках должен быть жестким (его первая собственная частота колебаний находится выше, чем номинальная рабочая частота вращения).

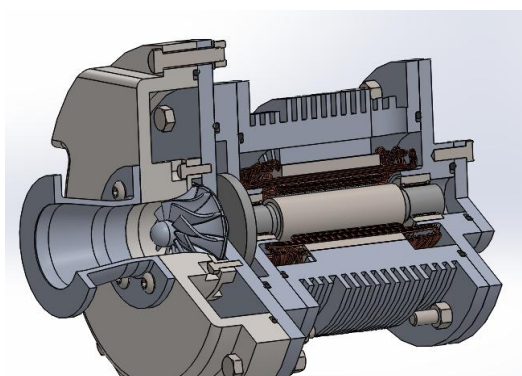


Рис. 3. 3D модель воздушного ТГ

4. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПУСКОМ МАЛОМОЩНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Для создания автономных источников энергии необходимо создание хорошей системы автоматизации пуска и поддержания работы системы. Для маломощных ТГ номинальное давление создает большое осевое усилие, которое прижимает пята упорного лепесткового газодинамического подшипника (ЛГП) к корпусу, создавая большой момент сухого трения, препятствующий разгону машины. Ситуация усугубляется еще и тем, что полезный пусковой крутящий момент на рабочем колесе очень мал у маломощных машин, поскольку велика частота вращения ротора. Все это приводит к тому, что запустить маломощные ТГ на ЛГП естественным образом становится невозможно. Возможным решением проблемы запуска МКТЭУ является использование свойства обратимости электрических машин и раскрутка ротора при работе в двигательном (стартерном) режиме. Источником энергии в этом случае может являться либо аккумуляторная батарея, установленная в шине постоянного тока электронного преобразователя, либо сеть переменного тока в случае работы МКТЭУ параллельно с этой сетью. В стартерном (пусковом) режиме фазы электрической машины подключаются к инвертору напряжения, и осуществляется раскрутка ротора МКТЭУ до заданной частоты подхвата. После подачи газа на турбину этот же инвертор может быть переведен в режим активного выпрямителя с целью выпрямления напряжения ТГ, формирования формы его фазных токов и стабилизации напряжения шины постоянного тока.

На рисунке 4 представлена разработанная модель системы пуска маломощного высокоскоростного ТГ, которая соответствует процессу разгона ТГ в двигательном режиме, с учетом потерь на вентиляцию ротором [5]. В дополнение, модель переводит систему с разгона от инвертора в разгон турбиной при достижении частоты в 2000 Гц самостоятельной системой регулирования частоты вращения ТГ. Турбина моделируется при помощи математических выражений, описанных в [2], с учетом динамических процессов, описанных в [6].

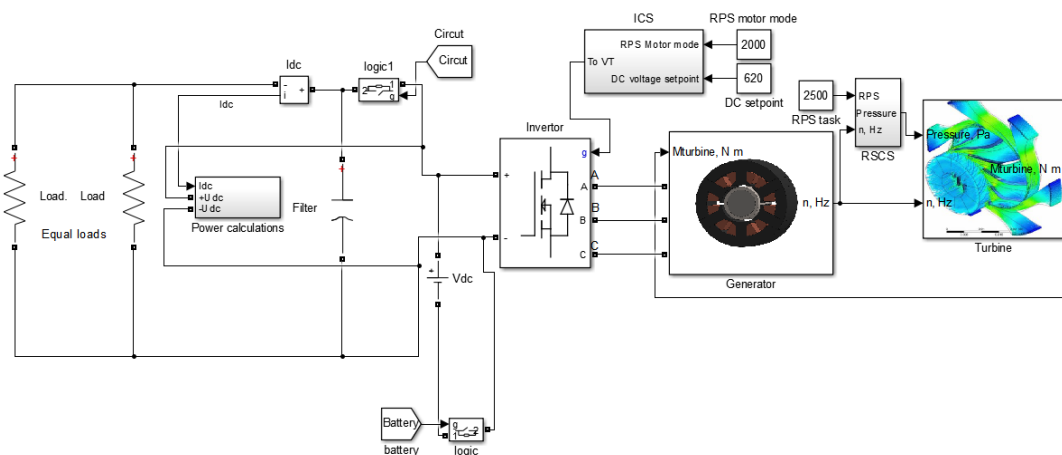


Рис. 4. Модель системы пуска и поддержания номинальной частоты вращения маломощного высокоскоростного ТГ

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненной работы были исследованы рабочие тела, которые могут эффективно использоваться в ОЦР, а также определен подход к выбору оптимального

начального давления рабочего тела и типа турбины. Разработаны ТГ на ОЦР и воздушный ТГ для проведения экспериментальных исследований.

В процессе разработки выполнены исследования прочности бандажа и величины натяга для различных диаметров и частот вращения роторов, а также теоретически выведен метод оценки магнитной индукции в воздушном зазоре электрогенератора с постоянным магнитом и с числом пар полюсов равным двум. Расхождение в определении магнитной индукции в зазоре, в сравнении с численными методами, составляет не более 5 %. При проектировании генератора оказалось, что наилучшей эффективностью обладает классическая конструкция магнитопровода из стали 2421 с укороченной обмоткой 5/6, которая увеличивает жесткость внешней характеристики, уменьшая индуктивность обмотки.

Разработана концепция и модель системы пуска посредством широтно-импульсной модуляции [7] и поддержания частоты вращения маломощных высокоскоростных ТГ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Прогноз** развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина; ИНЭИ РАН–Московская школа управления Сколково – Москва, 2019. – 210 с.
2. **А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний**; Под редакцией А.Г. Костюка, В.В. Фролова. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник для вузов. - 2е изд. М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
3. **А.Е. Зарянкин, А.Н. Шерстюк**. Радиально-осевые турбины малой мощности. М.: Машгиз, 1963. – 248 с.
4. **Балагуров В.А.** Проектирование специальных электрических машин переменного тока. М.: Высш. школа, 1982. – 272 с., ил.
5. **Rumyantsev M.Yu., Sizyakin A.V., Shevryev N.I.** Analysis of electromagnetic processes in high-speed electrical machines with foil gas-dynamic bearings // IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference. 2016. Varna. pp. 530-536.
6. **Г.С. Самойлович, Б.М. Трояновский**. Переменный режим работы паровых турбин. – М.: Госэнергоиздат, 1955. – 280 с.
7. **Калачёв Ю.Н.** Векторное регулирование (заметки практика). [Электронный ресурс]. http://www.efo-power.ru/BROSHURES_CATALOGS/KALACHEV.pdf (дата обращения: 20.03.2020)

Секция 4

Распределенные системы энергоснабжения

научный руководитель –
директор ИЭЭ, к.т.н., **В.Н. Тульский**

*А.П. Болтунов*¹, *С.П. Васильев*², *Е.А. Волошин*³, *А.А. Волошин*⁴

1 – студент, 2 – студент, 3 – консультант ВКР, 4 –руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗОК ЧАСТНЫХ МАЛОМОЩНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В МИКРОГРИД СЕТЯХ

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются вопросы организации отказоустойчивой программно-аппаратной инфраструктуры, осуществляющей функции прогнозирования нагрузок частных домохозяйств, входящих в микроэнергосистему, и функции управления накопителями электроэнергии на основе спрогнозированных значений показателей потребляемой активной мощности на сутки вперед.

Ключевые слова – микрогрид, прогнозирование нагрузок, машинное обучение, отказоустойчивая инфраструктура, моделирование микроэнергосистем.

1. ВВЕДЕНИЕ

Практика объединения частных маломощных потребителей электроэнергии, расположенных на относительно небольшом географическом удалении друг от друга и имеющих собственные накопители и генераторы на основе возобновляемых источников энергии, привела к созданию концепции сетей типа «микрогрид». Такие сети, как правило, характеризуются высокими уровнями выработки и накопления собственной электроэнергии и низким уровнем потребления из внешней сети, обуславливаемым только покрытием пиковых нагрузок и при чрезвычайных ситуациях.

Эффективность работы таких энергосистем напрямую зависит от работы систем управления процессами выработки, передачи, накопления и потребления электроэнергии. Высокая продуктивность всей системы зависит от выбора оптимальных значений режимных параметров, определяемых множеством факторов, как внутренних (например, объем накопленной электроэнергии), так и внешних (погода, социальные факторы и т.д). Разрабатываемые адаптивные алгоритмы, предназначенные для контроля какого-либо установленного энергообъекта, опираются при выборе закона управления на данные о текущих, будущих и ретроспективных значениях множества параметров. Эти данные генерируются множеством датчиков, сенсоров, измерительных приборов, и для их эффективного использования они должны быть правильным образом переданы, сохранены и предобработаны до передачи непосредственно в алгоритм, который генерирует управляющие воздействия. Эти действия, как правило, требуют достаточно большого объема вычислительных мощностей. Таким образом, для эффективного функционирования всей микроэнергосистемы необходимо использовать единую и надежную управляющую инфраструктуру, в которую входят как адаптивные алгоритмы, так и мощная аппаратная платформа, способная обрабатывать огромный объем данных и передавать управляющие воздействия оборудованию.

Микрогрид-системы уже активно используются за рубежом [1]; отечественные энергетические компании также имеют планы на пилотное внедрение микроэнергосистем для удаленных и изолированных территорий [2], однако, российские реалии вносят некото-

рые ограничения и отличия от типовых иностранных проектов. Наиболее существенным отличием от опыта зарубежных микроэнергосистем является удаленность потенциальных регионов, где целесообразно создание микрогридов, от крупных центров обработки данных, способных предоставить надежные вычислительные мощности для реализации сложных адаптивных алгоритмов управления. Из этого следует, что такие проекты предусматривают создание отдельной информационно-технической инфраструктуры, отвечающей высоким уровням надежности, безопасности, эффективности и экономичности.

Поскольку концепция микрогрид-систем предполагает использование распределенных энергетических ресурсов и накопителей электроэнергии, наиболее целесообразным решением для организации программно-аппаратной части такого рода систем является применение распределенных вычислительных ресурсов и хранилищ информации.

Данная статья повествует об опыте создания распределенной отказоустойчивой информационно-технологической инфраструктуры, обеспечивающей эффективное функционирование модели микроэнергосистемы, разработанной в программно-техническом комплексе Real Time Digital Simulator, а также о разработке интеллектуального алгоритма на основе методов машинного обучения для прогнозирования нагрузок частных домохозяйств, входящих в микрогрид-систему.

2. РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЛЯ МИКРОГРИД-СИСТЕМЫ

Исходя из указанных особенностей создания систем информационно-технологического сопровождения микрогрид-систем в России, к распределенной инфраструктуре должны быть предъявлены следующие требования:

- аппаратная надежность и отказоустойчивость каждого узла системы и системы в целом;
- масштабируемость и простота развертывания новых узлов системы;
- компактность узлов;
- экономичность;
- простота развертывания и интеграции любых алгоритмов систем управления энергообъектами.

Одним из наиболее перспективных решений, отвечающих вышеуказанным требованиям, является применение микросервисной архитектуры построения программного обеспечения на базе распределенных вычислительных кластеров.

В качестве узлов кластеров предлагается использовать однокристалльные системы (SoC). Выбор данной аппаратной платформы обуславливается высокими показателями следующих параметров данных систем:

- экономичности – стоимость вычислительного узла кластера не превышает 1000\$;
- аппаратной надежности – системы подготовлены для эксплуатации в практически любых условиях, активно используются в военной и аэро-космической области;
- компактности – размеры подготовленного вычислительного узла кластера позволяет устанавливать его на опорах линий электропередач, на энергообъектах и непосредственно у потребителей электроэнергии.

Программная платформа такой системы реализуется при помощи современных практик построения информационно-технологической инфраструктуры - каждый процесс

и действие системы рассматриваются отдельно друг от друга и выделяются в отдельный программный контейнер. Управление контейнером осуществляется при помощи оркестратора – внешнего распределенного программного агента, не имеющего привязки к конкретному объекту информационно-технологической инфраструктуры, который полностью контролирует жизненный цикл контейнера. Применение такого подхода позволило удовлетворить оставшиеся требования к инфраструктуре:

- Отказоустойчивость узлов и системы в целом – оркестратор осуществляет непрерывный мониторинг состояния вычислительных узлов и в случае полного отказа какого-либо узла осуществляет перераспределение его задач между другими узлами в системе.
- Масштабируемость и простота развертывания новых узлов – для добавления или замены вышедшего из строя узла необходимо лишь загрузить подготовленный образ операционной системы в постоянное запоминающее устройство узла и подключить его в систему.
- Простота развертывания и интеграции любых алгоритмов систем управления энергообъектами – разработчики программного обеспечения могут работать удаленно от системы, установка новых версий ПО происходит автоматически.

Для проведения испытаний был создан распределенный вычислительный кластер, состоящий из 5 плат Raspberry Pi 3 B+ и 1 платы NVIDIA Jetson Nano, на котором был развернут оркестратор Kubernetes, а также установлено распределенное хранилище на базе GlusterFS и Heketi, обеспечивающее отказоустойчивое хранение данных за счет механизма репликации. Локально-вычислительная сеть системы построена на базе маршрутизатора MikroTik RB750Gr3 и коммутатора DLink DGS-1008D. На Рис. 1 представлена итоговая схема тестового стенда, на котором производилось тестирование алгоритма прогнозирования нагрузок частных маломощных потребителей электроэнергии [3].

3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗОК ЧАСТНЫХ МАЛОМОЩНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В МИКРОГРИД-СЕТЯХ

Суточный график нагрузок представляет собой временной ряд, то есть совокупность значений показателей потребления электрической энергии, собранную через равные промежутки времени. Анализ временных рядов, в свою очередь, подразумевает выявление структуры и закономерностей во временном ряду с помощью набора математико-статистических методов. Выявление структуры ряда позволяет построить математическую модель процесса потребления электроэнергии, являющуюся источником анализируемого временного ряда и, кроме того, используемую для составления прогноза значения параметра электропотребления на основе последовательных значений в прошлом, а также дополнительных данных.

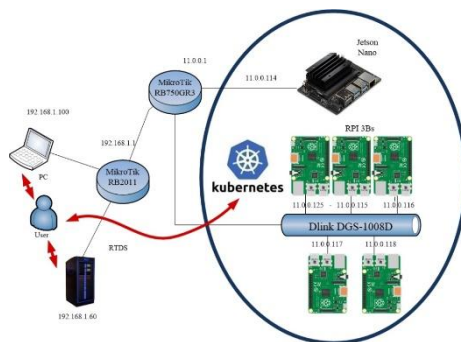


Рис. 1. Схема стенда для тестирования программно-аппаратного комплекса для прогнозирования нагрузок частных маломощных потребителей

Качество прогноза во многом зависит от выбранной математической модели. Основной осложняющим фактором для построения достоверных моделей является необходимость в установлении множества корреляционных зависимостей (например, нагрузки от температуры окружающей среды, влажности воздуха, дней недели и т.д.) и постоянного их уточнения.

Общий принцип формирования математической модели сводится к шести этапам:

- Выбор периода сравнения различных моделей.
- Анализ периода истории и обработка данных для настройки моделей.
- Непосредственная настройка моделей на подготовленных данных.
- Составление прогнозов на основе настроенных математических моделей и оценка их точности на периоде сравнения.
- Выбор лучшей математической модели и перенастройка ее параметров на всей истории наблюдений.
- Построение прогноза с учетом будущих событий и значений корреляционных зависимостей внешних факторов.

Для проведения исследования был выбран набор данных REFIT, подготовленный исследователями университета Лафборо (Великобритания). [4] Данный набор содержит данные о суммарном электропотреблении 21 домохозяйства, а также от 9 отдельных счетчиков электроэнергии, установленных в каждом домохозяйстве на протяжении периода с ноября 2013 по июль 2015 года. Авторы указывают, что погрешность измерительных приборов в опытах составляла около 6 %.

Перед проведением непосредственного опыта прогнозирования данные были преобразованы и очищены, а также расширены за счет внесения ряда статистических величин (медиана, среднее, автокорреляция по окну и пр.), а также дополнены рядом внешних параметров, таких как погодные явления, длительность светового дня и социальные события. Кроме того, был изменен интервал семплирования с 8 до 10 минут. Прогнозирование графика нагрузок частных маломощных потребителей осуществлялось на основе подготовленных данных на 24 часа вперед. Обучение модели велось на графических ускорителях Nvidia GTX 1050Ti.

На основе опыта, полученного при предыдущих исследованиях [5], в качестве исследуемой модели была выбрана модель градиентного бустинга, реализованная в библиотеке XGBoost. На рис. 2 представлены примеры соответственно наиболее неуспешного и успешного прогнозов нагрузок потребителей. Среднее значение показателей MAPE –

28,67%, MAE -323, 21 Вт.

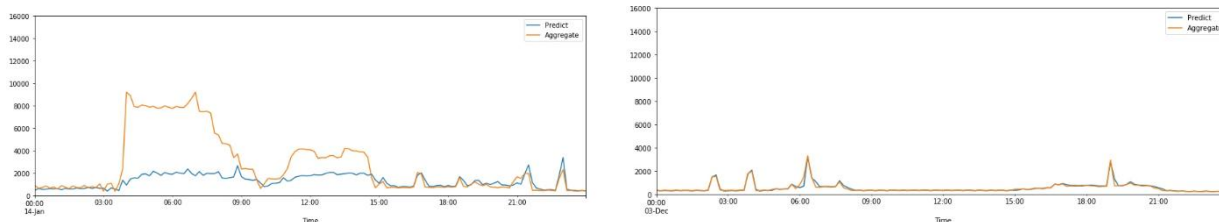


Рис. 2. Худший и лучший примеры спрогнозированных графиков нагрузок частных потребителей в микрогрид-сетях

4. ИНТЕГРАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ В ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ И ПРОВЕРКА РАБОТЫ КОМПЛЕКСА

Подготовленная на предыдущем этапе модель была портирована в качестве Docker-контейнера в Kubernetes-кластер и развернута на вычислительном узле Jetson Nano, поддерживающем GPU-вычисления, подготовлены API для передачи исходных данных в модель и для получения прогноза.

В ПТК RTDS была разработана простейшая модель микроэнергосистемы, функционирующая на основе данных из набора REFIT.

RTDS с равными промежутками времени обновляет текущие показатели нагрузок в соответствии с полученным из данных графиком и передает данные значения в Kubernetes-кластер по протоколу TCP. Полученный прогноз в дальнейшем используется для построения эффективной стратегии управления накопителями электроэнергии (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**)

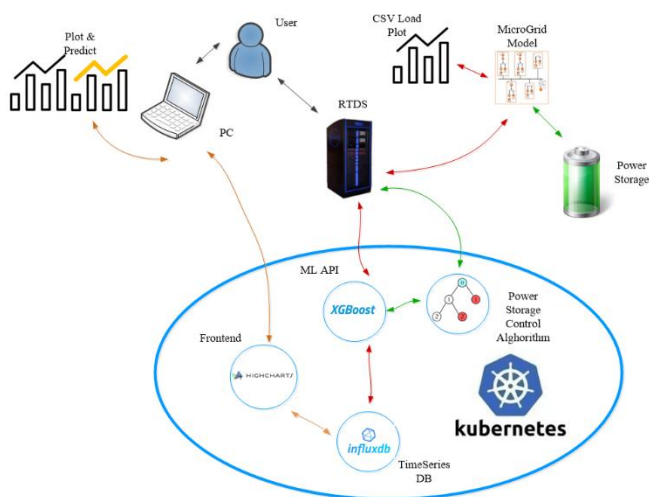


Рис. 3. Схема функционирования разработанного комплекса

Дополнительно было разработано API для визуализации текущих и спрогнозированных значений потребляемой активной мощности, работающее в реальном времени (рис. 4).

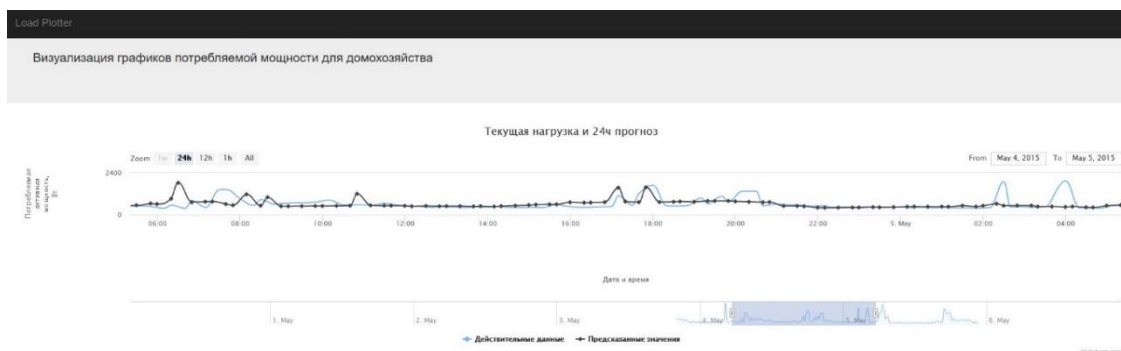


Рис.4. Пример визуализации графика нагрузок и 24 ч прогноза для пользователя

Комплекс был протестирован в различных сценариях работы, в том числе при отказах вычислительных узлов. Опыты показали, что при отказе до 2 узлов не прекращается нормальное функционирование микрогрид-системы. Отказ мастер-узла и узла Jetson Nano не рассматривался ввиду невозможности перераспределения их функций в случае отказа между другими узлами.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный программно-аппаратный комплекс успешно выполняет функцию отказоустойчивой обработки данных и реализации алгоритмов управления. Дальнейшие исследования будут направлены на доработку алгоритма управления накопителями электроэнергии, установленными у частных потребителей, проверку работы на более масштабной модели микроэнергосистемы, а также оптимизацию и улучшение полученной системы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **SmartEnergy Summit** «MicroGrid – будущее электросетей. Кейсы, перспективы, возможности» 02 02 2018. [В Интернете]. Available: <http://smartenergysummit.ru/novosti/microgrid-%E2%80%93-budushhee-elektrosetej.-kejsyi,-perspektivyi,-vozmozhnosti>. [Дата обращения: 04 04 2020].
2. **Чаусов И.С.** «Энергетические «острова»: микрогрид для удаленных и изолированных территорий. Автономные гибридные энергетические системы обещают эффективное и экономичное энергоснабжение труднодоступных территорий.» 30 01 2019. [В Интернете]. Available: http://www.energystrategy.ru/Docs/30_01_19_02.pdf. [Дата обращения: 04 04 2020].
3. **Boltunov A.P., Vasilev S.P., Karpenko V.I., Voloshin A.A., Voloshin E.A.** «2019 2nd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA),» в *Modelling a distributed computing system for BigData processing and managing algorithms implementation in MicroGrids*, Moscow, 2019.
4. **Murray, D., Stankovic, L. & Stankovic, V.** «An electrical load measurements dataset of United Kingdom households from a two-year longitudinal study,» *Sci Data*, т. 4, 2017.
5. **А.П. Болутнов, С.П. Васильев, В.И. Карпенко, А.А. Волошин, Е.А. Волошин** «Международная научно-техническая конференция молодых специалистов "РЕЛАВЭКСПО-2019"» в *Интеллектуальная система прогнозирования нагрузок в микрогрид-системах*, Чебоксары, 2019.

*Д.В. Голубев*¹, *С.В. Белоусов*², *Д.И. Ковалев*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА ПО ВЫПУСКУ И РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ УСТРОЙСТВ С ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена исследованию эффективности проекта производства инновационных высоковольтных устройств с твёрдой изоляцией.

В работе описан принцип действия разработки и приведено описание, отражающие принципы работы технологии производства инновационных высоковольтных устройств с твёрдой изоляцией, представлены результаты обзора рынка соответствующей продукции, а также подробно изложены результаты маркетингового анализа.

Ключевые слова – инновационные высоковольтные устройства с твёрдой изоляцией, литая полимерная изоляция, комплектное распределительное устройство, электрическая прочность, желирование жидкого компаунда

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции в развитии энергетического оборудования предполагают большую компактность, а также возрастающие требования к надёжности работы устройств. Кроме того, с точки зрения повышения экономической эффективности, более перспективными являются установки, требующие минимальных трудозатрат персонала при эксплуатации. В связи с этим целесообразным представляется переход от воздушной и элегазовой изоляции к твёрдой (из эпоксидных смол).

Одним из путей повышения надёжности функционирования систем электроснабжения является применение необслуживаемых комплектных распределительных устройств с твёрдой экранируемой изоляцией на основе эпоксидной смолы [1].

В данной работе рассматриваются инновационные комплектные устройства с твёрдой изоляцией (КРУТ), отличающиеся от обычных устройств наличием твёрдой экранируемой изоляции, а также цифровыми приборами учёта показателей качества электроэнергии. Разрабатываемые проектные решения должны качественно уменьшить габаритные размеры изделия, повысить характеристики прочности, герметичности, ремонтпригодности устройства, а также устойчивость к внешним воздействиям, обеспечить удобство обслуживания и ремонта, исключить влияние окружающей среды на работоспособность надёжности изделия.

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

2.1. Инновационная технология в изоляции КРУ

Литая полимерная изоляция (ЛПИ) находит большое применение в высоковольтных распределительных устройствах - вводятся в эксплуатацию КРУ с твёрдой изоляцией (КРУТ) на напряжение 6÷35 кВ.

Электрическая прочность, а, следовательно, и надежность ЛПИ зависит не только от электроизоляционных характеристик самого материала, но и от технологии изготовления изоляционных конструкций и систем [3].

В настоящее время используются три основных технологии изготовления ЛПИ для высоковольтного оборудования напряжением 6÷220 кВ:

- простой впрыск термопластичного компаунда в форму;
- свободное литье жидкого компаунда горячего отверждения в форму под вакуумом;
- желирование жидкого компаунда в форме под давлением (технология APG).

В рамках работы было определено, что наиболее эффективной технологией, которая может быть применена в процессе изготовления модулей КРУТ, является технология APG. Процесс изготовления литой полимерной изоляции представлен на Рис 1.

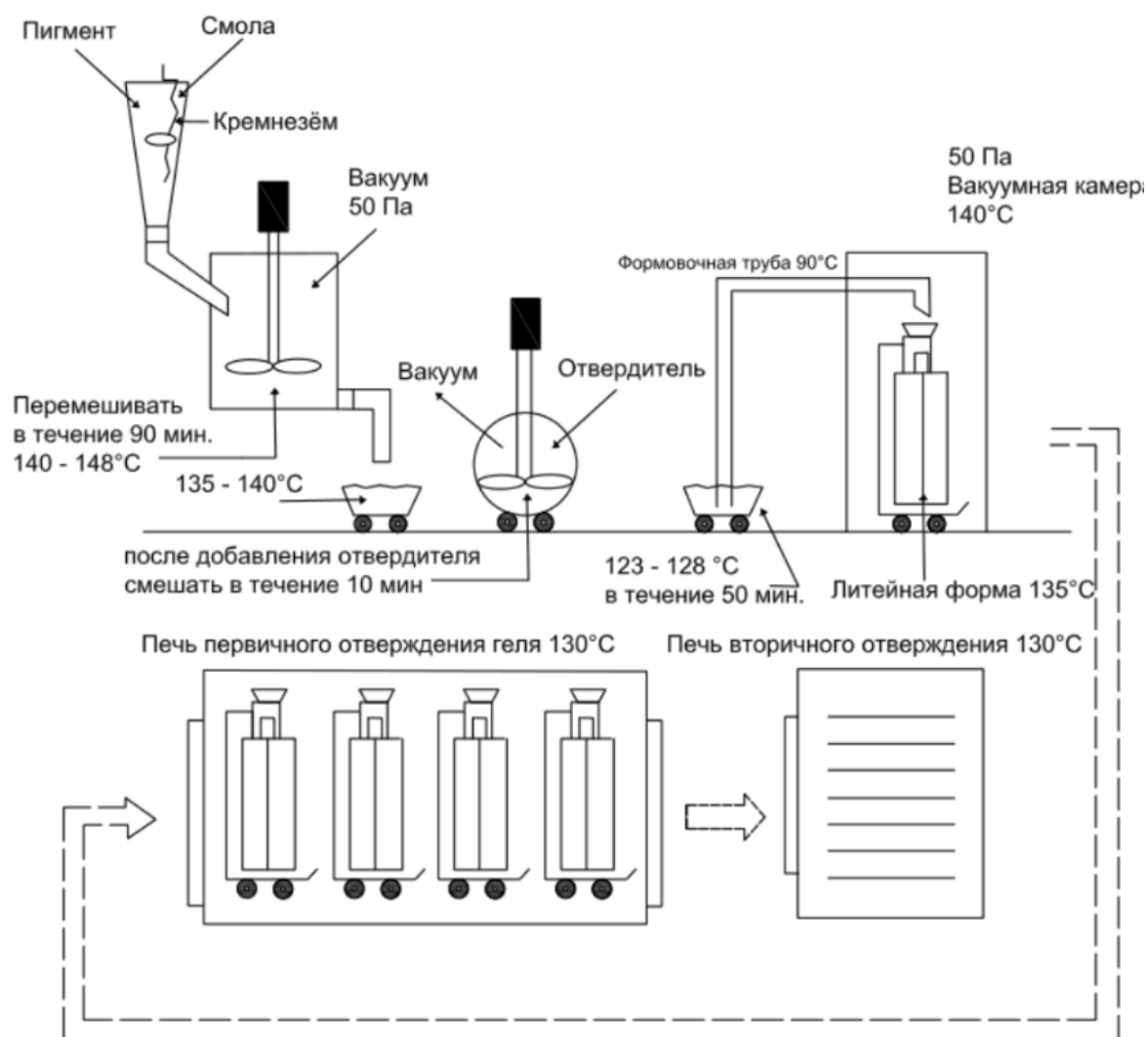


Рис. 1. Схематическое представление процесса изготовления литой полимерной изоляции по технологии APG.

2.2. Составление комплексной модели разработки

В качестве исходных данных к планируемому к внедрению высоковольтному устройству было получено техническое задание с перечнем основных технических характеристик, которые необходимо обеспечить в рамках прорывного проекта.

Исходя из технического задания, были составлены однолинейные схемы ячеек, разрабатываемых КРУТ-10 кВ двух типов, с различной технологической конфигурацией.

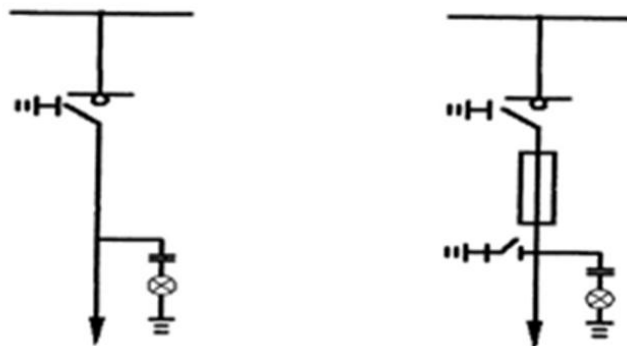


Рис. 2. а) ячейка А (с трёхпозиционным выключателем нагрузки – заземлителем). б) – ячейка В (с дополнительным предохранителем и быстродействующим заземлителем)

Одной из основных задач программы научных исследований ПНИ "Энергетика 2019/24", в рамках которой была выполнена данная работа, является составление детально проработанной модели планируемой разработки. Данная задача была выполнена в полной мере в программном комплексе Компас-3D. Трёхмерные модели ячеек типа А и В продемонстрированы на рисунке 3.

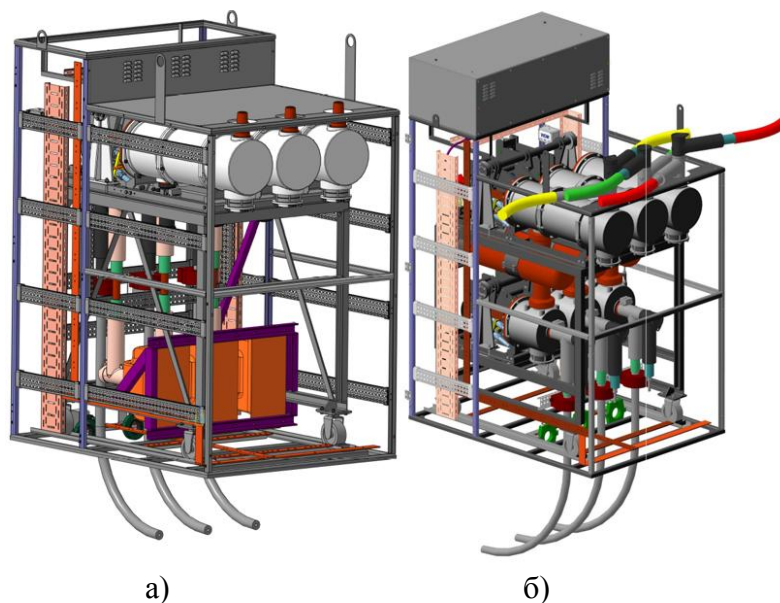


Рис. 3. а) – ячейка А. б)– ячейка В

Исполнение КРУТ – модульное: распределительное устройство состоит из 4-х силовых модулей и системы управления и мониторинга.

2.3. Техническое обоснование уникальности проекта

Чтобы понять, имеет ли разработка уникальные свойства, необходимо сравнить полученные технические характеристики с ранее разработанными устройствами. Данная работа в рамках проекта проводилась в двух направлениях, экспериментальное исследование технических полученных характеристик полимерного компаунда, а также физико-математическое моделирование разработанной ячейки в программном комплексе COMSOL Multiphysics [2].

Экспериментальное исследование разработанного компаунда позволило определить такие зависимости, как зависимость кратковременной электрической прочности в слабо неоднородном электрическом поле от интенсивности частичных разрядов (ЧР) при воздействии напряжения промышленной частоты; зависимость времени до пробоя изоляции в слабо неоднородном электрическом поле от интенсивности частичных разрядов, и др.

В сравнении с традиционной изоляцией твёрдая является неоспоримым лидером, поэтому в работе делается акцент на поиск нового химического состава эпоксидной смолы и процесса изготовления литой полимерной изоляции для КРУ. С применением нового типа эпоксидной смолы удалось увеличить большинство изоляционных параметров. На Рис. 4. показан результат улучшения характеристик нового компаунда, благодаря которому электрическая прочность возросла в полтора раза.

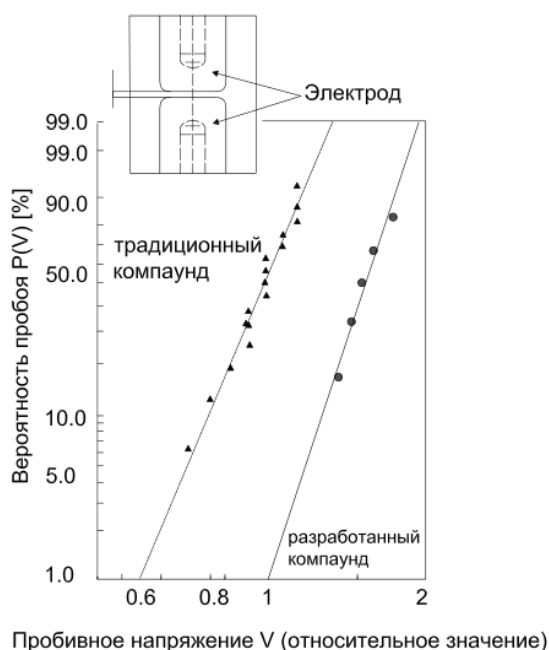


Рис. 4. Графики зависимости вероятности пробоя изоляции для новой эпоксидной смолы и традиционного компаунда

Данный график приведён как основной и служит прямым подтверждением улучшения основной характеристики высоковольтного устройства, планируемого к внедрению на рынок.

Второй частью исследования являлось моделирование распространения потенциала, температуры внутри и снаружи комплектной ячейки, а также внутри выключателя нагрузки – заземлителя, чтобы определить, может ли предложенный компаунд полностью

сделать ячейку экранированной и обеспечить нулевой потенциал на корпусе, и будет ли улучшена электромагнитная обстановка рядом с оборудованием.

3. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

3.1. Финансово-экономическая модель в среде Project Expert

Финансовый расчет всех инвестиционных показателей был произведен в программе Project Expert.

Модель позволила оценить такие экономические показатели инвестиционного проекта как: окупаемость проекта по трём сценариям развития проекта (Рис. 5.), чистый дисконтированный доход (ЧДД) от изменения объёма продаж (Рис. 6.), доход от изменения цены сбыта и др.

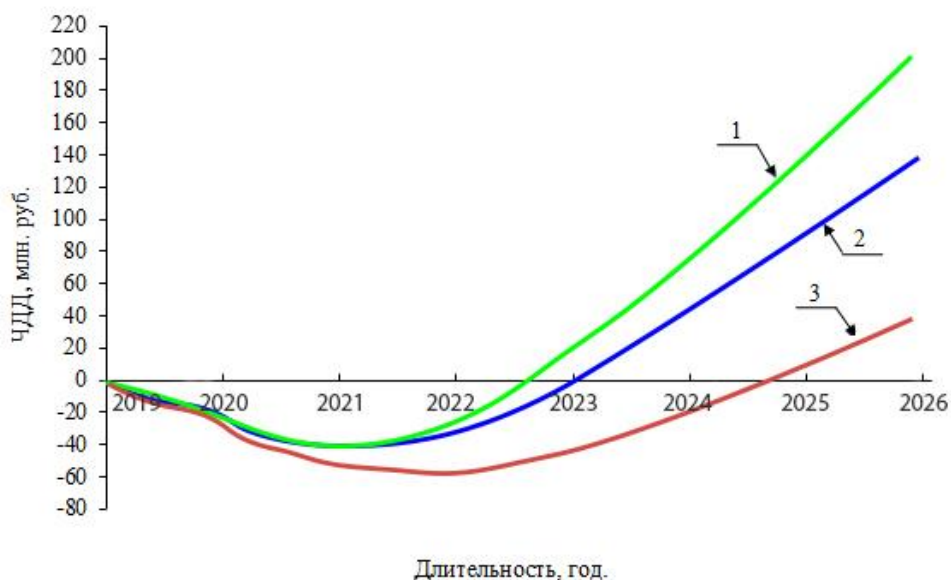


Рис. 5. Графики окупаемости трех сценариев проекта
1 – оптимистический сценарий; 2 – базовый сценарий;
3 – пессимистический сценарий

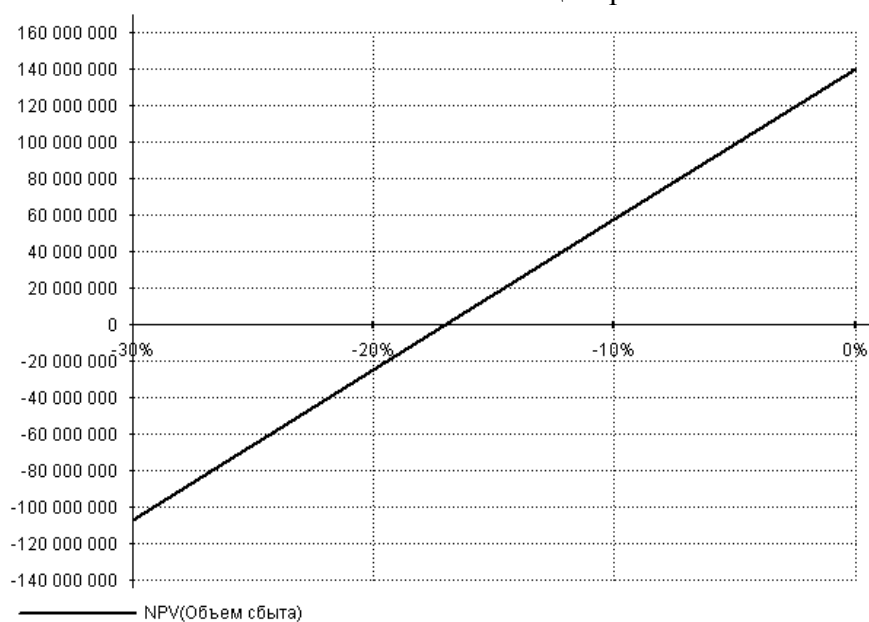


Рис. 6. График ЧДД проекта при изменении объема продаж

Также был произведён анализ чувствительности, где рассматривалось распределение чистого дисконтированного дохода проекта по методу Монте-Карло при изменении цены сбыта от -10 % до +10 %.

На основании проведенного расчета инвестиционных показателей проекта в программной среде Project Expert сделаны следующие выводы:

1. Базовый сценарий проекта показал, что проект производства инновационных устройств КРУТ является экономически выгодным и рекомендуется к реализации.

2. Проанализировав пессимистический сценарий, можно с уверенностью сказать, что даже при снижении объема продаж (наряду с аналогичным снижением объема производства), ростом себестоимости продукции, увеличением общих издержек (затрат на ЖКХ, НИОКР и продвижение продукции) и привлечением кредитных средств, проект все равно остается экономически целесообразным, так как все показатели эффективности удовлетворительны: ЧДД положителен, ВНД превышает ставку дисконтирования, индекс прибыльности больше единицы.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Статистический анализ подтвердил степень устойчивости проекта к случайным и непредвиденным изменениям, т.к. вероятностное изменение цены сбыта инновационного устройства КРУТ от -10 % до +10 % относительно базового сценария привело к изменению показателей эффективности проекта не более, чем на 2,5 %, а вероятностное изменение объема продаж от -10 % до 0 % относительно базового сценария (при неизменном объеме производства) привело к снижению значения ЧДД на $\approx 2,7$ %, при этом среднее значение ЧДД в указанном случае составило ≈ 102 млн руб.

На основании изложенного рассматриваемый проект производства инновационных устройств КРУТ признан эффективным и рекомендован к реализации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Журавлев В.** Заливка и пропитка в электротехнике и электронике. Новейшие технологии для российской промышленности // Новости электротехники, №5, 2018.

2. **Коваленко А.В.** Математическое моделирование физико-химических процессов в среде Comsol Multiphysics 5.2., 2017 г.

3. **Вариводов В.Н., Демкин А.А., Емельянова Л.И.** Зависимость электрической прочности литой эпоксидной изоляции от размеров в слабонеоднородном электрическом поле// Энергоатомиздат, «Электротехника», 1983 г., № 1, с. 33-36 с.

*П.Д. Иванов*¹, *И.А. Пуцылов*², *С.Е. Смирнов*³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОДА ЛИТИЕВОГО АККУМУЛЯТОРА

АННОТАЦИЯ

Рассмотрен оригинальный метод синтеза титаната лития, являющегося перспективным активным веществом отрицательного электрода литиевого аккумулятора. Проведена структурная оптимизация твердофазного электрода на основе титаната лития, показано его преимущество над аналогами.

Ключевые слова – электрод, аккумулятор, литий, пластическое деформирование, анод

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные тренды развития микроэлектроники, направленные на миниатюризацию электронных плат, позволяют уменьшить напряжение потребления до 3 В и более низких значений, что делает перспективными альтернативные графиту материалы анода в литиевых аккумуляторах. Одним из таких материалов анода представляется титанат лития ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$), которому присущи обратимость процесса разряда/заряда и стабильность кристаллической структуры. Анод на основе титаната лития разряжается при стабильном потенциале 1,5 В относительно металлического лития [1-3]. Это позволяет использовать данный анод в паре с катодами из литированных металлооксидов, обеспечивая разрядное напряжение аккумулятора в 2,5 В, тем самым повышая его взрыво- и пожаробезопасность.

Аноды на его основе отличаются достаточно высокой емкостью и способностью циклироваться большими токами. Кристаллическая решетка титаната лития обеспечивает обратимость процесса интеркаляции/экстракции иона лития, что выгодно отличает его от углеродных анодов. Как известно, интеркаляция иона лития в двумерную кристаллическую решетку графита сопровождается расширением графеновых слоев, что и приводит к возникновению напряжений в его структуре. Тем не менее, титанату лития присущи и недостатки: это низкие удельная электропроводимость и коэффициент диффузии иона лития [1-3]. Для нивелирования перечисленных недостатков в настоящее время существуют следующие способы: увеличение дефектности структуры материала, уменьшение размера частиц анода, нанесение на поверхность частиц титаната лития углерода, допирование титаната лития металлами. Повышение дисперсности материала анода позволяет уменьшить длину пути диффузии иона лития в его структуре и увеличить площадь поверхности между фазами. Увеличение электронной проводимости титаната лития обеспечивается графитизацией его поверхности, а также допированием металлами, что также положительно сказывается на стабильности электродов и их поляризации [1-3].

В настоящее время титанат лития, в основном, синтезируют в процессе взаимодействия стехиометрических количеств оксида титана и карбоната лития (гидроксида лития). Данному методу присущи следующие недостатки: микронный размер частиц титаната лития, большой разброс в их размерах, достаточно сложная морфология частиц, большое количество примесей. Также этот метод энергозатратен, поскольку требует длительной

термической обработки при высоких температурах. Другие исследователи используют золь-гель метод, который основан на взаимодействии соединений лития с соединениями титана, синтезированными в виде геля из различных соединений. Данный метод является многостадийным: за золь-гель процессом следует термическая обработка, в результате чего происходит образование титаната лития. Этот метод также отличает высокая температура термообработки, а также он не обеспечивает фазовую чистоту материала, что сказывается на его электрохимических характеристиках и стабильности.

Ряд исследователей пошли по другому пути: они сосредоточились на предварительной обработке исходных смесей. Так в работах [3, 4] рассмотрены электрохимические свойства электродов на основе титаната лития, синтезированного с применением механоактивации с использованием планетарных центробежных мельниц. Авторы показали, что полученный материал анода является высокодисперсным, обладающим дефектной структурой, что позволяет существенно повысить его электрохимические свойства.

В работах НИУ «МЭИ» и ИХФ им. Н.Н. Семенова РАН было показано, что механоактивация на аппаратуре высокого давления типа наковален Бриджмена является эффективным способом воздействия на структуру многокомпонентных материалов, подвергая их совместному воздействию высокого давления и сдвиговых деформаций. В результате пластического деформирования многокомпонентных материалов происходит интенсивное уменьшение размеров гетерофаз, а также гомогенизация смеси компонентов [5]. Так было установлено, что пластическое деформирование прекурсора на аппаратуре высокого давления типа наковален Бриджмена позволяет синтезировать нанодисперсные катодные материалы для литиевых аккумуляторов, существенно сократив при этом энергозатраты [6]. В связи с вышесказанным в настоящей работе было исследовано влияние механической активации на процесс синтеза и электрохимические характеристики титаната лития.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В качестве исходных компонентов синтеза титаната лития были использованы водный гидроксид лития и нанодисперсный диоксид титана (размер частиц 25 нм). Смесь порошкообразных компонентов перемешивали в ступке, а затем подвергали механической активации на аппаратуре высокого давления типа наковален Бриджмена. Полученный материал отжигали в муфельной печи в диапазоне температур 700-900 °С. Рентгенофазовый анализ осуществлен с использованием дифрактометра EMPYREAN (CuK α -излучение).

Как следует из дифрактограмм, при отжиге смесей диоксида титана и гидроксида лития при температуре 700 °С образуется титанат лития и непрореагировавший TiO $_2$ при соотношении 9:1. Вычисленный по размерам области когерентного рассеяния (ОКР) размер частиц титаната лития составляет 800 нм. В случае использования пластического деформирования прекурсора и отжига при температуре 600 °С образуется титанат лития и диоксид титана при соотношении 10:1. Дифрактограммы образцов, полученных использованием механоактивации и отжига при температурах 700 °С и 800 °С, практически совпадали, и на них легко идентифицировались уширенные линии титаната лития. Вычисленный по размерам ОКР размер частиц титаната лития составляет 110 нм. В результате механическая активация прекурсора на наковальнях Бриджмена позволяет уменьшить температуру отжига на 100 °С (с 800 до 700 °С) при достижении нанодисперсного состоя-

ния продукта синтеза. Полученный эффект объясняется следующим образом: под действием высокого давления и сдвиговых деформаций формируются наноструктуры, которым присущи большое количество дефектов и дислокаций. Механическая активация способствует интенсификации процессов массопереноса в твердых телах, что обеспечивает высокую гомогенизацию гетерогенных смесей на молекулярном уровне. Последующий отжиг прекурсора способствует увеличению растворимости атомов лития в оксиде титана, интенсифицируя процесс диффузии.

Известно, что отрицательный электрод современного литиевого аккумулятора представляет собой сложную многокомпонентную систему, свойства которой существенно зависят от размера и характеристик отдельных фаз. Для электрохимических исследований были выбраны электроды, активная масса (АМ) которых была получена на основе смеси диоксида титана и гидроксида лития, подвергнутой механоактивации с последующим отжигом при температуре 700 °С.

В качестве электропроводящей добавки использовали: пенографит, ацетиленовую сажу, углеродные нанотрубки (УНТ), технический углерод. Результаты исследования по влиянию природы электропроводящей добавки на удельную емкость отрицательного электрода свидетельствуют о превосходстве электродов, в активную массу которых входят УНТ. Эти результаты можно объяснить, опираясь на уникальные параметры УНТ и в первую очередь их малый размер, который, видимо, определяет достижение раннего перколяционного предела. В данном случае имеется ввиду поверхностная перколяция, которая возникает существенно раньше объемной и зависит от размера частиц [7]. Кроме того, титанат лития и УНТ образуют композит, который имеет преимущества перед «отдельным» титанатом лития, согласно данным авторов [8]. Оптимальное содержание электропроводящей добавки составляет 8 %, при этом достигается выигрыш в поляризации и стабильность разрядно/зарядных характеристик. При увеличении доли УНТ в активной массе анода происходит снижение разрядной емкости за счет уменьшения доли титаната лития, а разрядный потенциал меняется незначительно.

Исследование влияния доли твердополимерного электролита (ТПЭ) в активной массе анода на его электрохимические характеристики, показало преимущество электродов с 10 % содержанием ТПЭ над электродами с 5 % содержанием ТПЭ в качестве связующего. Увеличение содержания ТПЭ свыше 10 % приводит к снижению удельной емкости, что, очевидно, связано с уменьшением содержания активного вещества в активной массе анода, а также, как следует из результатов рентгенофазового анализа по распределению титана и углерода на поверхности, с ухудшением гомогенности активной массы.

Таким образом, в результате проведенных экспериментальных исследований показано, что существует оптимальное соотношение между компонентами активной массы отрицательного электрода 82 % АМ: 8 % ЭД: 10 % ТПЭ. Изменение соотношений между компонентами анода приводит к снижению его энергетических параметров и электрохимических характеристик.

Результаты проведенных сравнительных испытаний электродов показали: электроды на основе полученного в работе титаната лития по удельной емкости и стабильности превосходят известные промышленные аналоги в среднем на 12-15 %.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан оригинальный метод синтеза нанодисперсного титаната лития с высокими электрохимическими характеристиками. Проведена структурная оптимизация отрицательного электрода в твердофазном исполнении на основе титаната лития. Установлено, что соотношение 82 % АМ: 8 % ЭД: 10 % ТПЭ компонентов активной массы позволяет достичь максимальных энергетических параметров отрицательного электрода литиевого аккумулятора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Сафронов Д.В.**, Новикова С.А., Ярославцев А.Б., Скундин А.М. Интеркаляция и деинтеркаляция лития из титаната лития и двойного фосфата лития-железа // Неорганические материалы. – 2012. – Т. 48. – № 1. – С. 63-67.
2. **Кулова Т.Л.** Новые электродные материалы для литий-ионных аккумуляторов (обзор) // Электрохимия. – 2013. – Т. 49. – № 1. – С. 3-27.
3. **Косова Н.В.** Использование механической активации для синтеза новых наноструктурированных композиционных катодных материалов литий-ионных аккумуляторов / Н. В. Косова, Е. Т. Девяткина // Доклады Академии Наук. – 2014. – Т. 458. – № 6. – С. 676-679.
4. **Косова Н.В.** Использование механической активации при создании перезаряжаемых литиевых аккумуляторов / Н. В. Косова, Е. Т. Девяткина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2002. – № 10. – С. 127-133. 2.
5. **Смирнов К.С.** Жорин В.А., Смирнов С.Е. Исследование свойств катодных материалов на основе литий-железо фосфата // Перспективные материалы. 2014. №4. С.13-17
6. **Воробьев И.С.**, Жорин В. А., Смирнов К. С., Смирнов С. Е. Синтез и электрохимические свойства композиционных катодных материалов // Журнал прикладной химии. 2015. Т.88. №3. С.387-390.
7. **Рашковский С.А.** Инициирование детонации высоковольтным разрядом в порошкообразных взрывчатых веществах с наноразмерными инертными добавками / С. А. Рашковский, Г. Г. Савенков // Журнал технической физики. – 2013. – Т. 83. – № 4. – С. 47-58.
8. **Ярославцев А.Б.**, Кулова Т.Л., Скундин А.М. Электродные наноматериалы для литий-ионных аккумуляторов // Успехи химии. – 2015. – Т. 84. – № 8. – С. 826-852.

*Е.В. Конюшенко*¹, *К.В. Крюков*², *П.А. Курбатов*³
1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА РЕГУЛЯТОРА РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ГЕНЕРАТОРА, РАБОТАЮЩЕГО В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматривается способ регулирования реактивной мощности линейного генератора для повышения эффективности волновой энергоустановки. Источником энергии является волна, энергия которой с помощью линейного генератора преобразуется из механической в электрическую энергию. Рассмотрены основные виды систем для поиска оптимальной рабочей точки волновой энергоустановки с линейным генератором, а также их системы управления. В работе представлены новые схемотехнические решения и алгоритмы управления регулятором потоков мощности линейного генератора для волновой поплавковой электростанции. Представлены результаты компьютерного моделирования рассматриваемых вариантов системы в программном комплексе MATLAB.

Ключевые слова – низкоскоростной линейный генератор, реактивная мощность, электронный преобразователь, гистерезисный контроллер, ШИМ-выпрямитель, волновая энергоустановка с прямым приводом

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для получения электрической энергии в основном используется углеводородное и ядерное топливо, однако эти виды топлива являются невозобновляемыми ресурсами, а их использование и отходы загрязняют окружающую среду. Также точный запас этих источников не известен. Из-за этого стараются все больше развивать альтернативные и экологически чистые источники энергии.

Ресурсы возобновляемых источников являются достаточно большими для того, чтобы заменить невозобновляемые источники энергии. Также они не оказывают серьезного воздействия на окружающую среду. Одним из таких источников является энергия движения волн. Самым эффективным, для волновых энергоустановок, является прямое преобразование механической энергии волны в электрическую при помощи линейного генератора. Однако, напряжение на выходе линейного генератора, изменяется как по амплитуде, так и по частоте, поэтому для согласования с сетью переменного тока необходимо применение согласующих устройств, позволяющих стабилизировать амплитуду и частоту напряжения на выходе генератора. Такую задачу можно решить при помощи управляемых электронных регуляторов. Целью данной работы является разработка регулятора реактивной мощности на основе полностью управляемого выпрямителя и управляемой группы конденсаторов, позволяющих осуществлять отбор максимальной мощности от линейного генератора волновой энергоустановки.

2. ПОИСК ОПТИМАЛЬНОЙ РАБОЧЕЙ ТОЧКИ ВЭУ

Целью оптимального управления движением линейного генератора является отбор максимальной мощности от волны. Для этого необходимо выполнить следующие условия:

- 1) движение транслятора генератора должно находиться в резонансе с волной;
- 2) демпфирующая сила от линейного генератора должна быть равна демпфирующей силе воды.

Существует несколько способов нахождения оптимальной рабочей точки [1]:

- 1) Движение транслятора регулируется в резонансе с волной [2];
- 2) С помощью системы управления реактивной силой [3, 4];
- 3) С помощью системы управления на основе линеаризованной модели транслятора, что было реализовано с помощью преобразователя напряжения [5].

Первые две системы управления из-за их реализации ограничены по быстродействию и они не могут работать по принципу «волна за волной».

Третья система, на основе линеаризованной модели транслятора, где система управления реализована на базе преобразователя напряжения, намного быстрее, и регулирование может быть выполнено в режиме «волна за волной».

3. РЕГУЛЯТОР РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Большая внутренняя индуктивность фазных обмоток (150-200 мГн) ограничивает значение тока генератора из-за большого полного сопротивления обмоток фазы. Напряжение, получаемое с обмоток линейного генератора, представлено на рис.1.

Основные параметры генератора:

Максимальная частота ЭДС (f): 180 Гц

Внутреннее сопротивление линейного генератора, R_s : $R_a=5,92$ Ом; $R_b=4,9$ Ом; $R_c=6,47$ Ом;

Внутренняя индуктивность линейного генератора, L_s : $L_a=162,5$ мГн; $L_b=125,7$ мГн; $L_c=157,9$ мГн;

Амплитуда напряжения, снимаемого с обмоток линейного генератора (e): 120 В;

Теоретическая выходная мощность: $P_{\text{ВЫХ}} = 500$ Вт/секция;

Количество секций: 4;

Период механических колебаний: $T_{\text{мех.кол.}} = 3$ с;

$$U_{Lmax} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_s \cdot e}{2 \cdot R_s} = 1863 \text{ В} \quad (1)$$

$$U_{DC} = 1.1 \cdot U_{Lmax} = 2050 \text{ В} \quad (2)$$

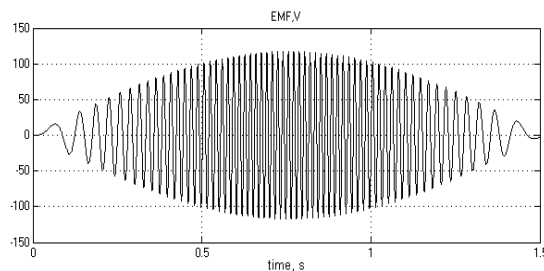


Рис.1. Напряжение холостого хода, снимаемого с обмоток линейного генератора

Сложность регулирования реактивной мощности заключается в том, что напряжение изменяется не только по амплитуде, но и по частоте.

Пульсации напряжения постоянного тока, вызванные механическими колебаниями, должны составлять около 3 – 5 % от среднего значения напряжения постоянного тока для постоянного входного тока преобразователя:

$$C_{\Phi} = \frac{P_{\text{вых}} \cdot T_{\text{мех. кол.}}}{2 \cdot K \cdot U_{\text{DC}}^2} = 3569 \text{ мкФ}, \quad (3)$$

где K это коэффициент в относительных единицах, который обозначает желаемую пульсацию U_{DC} . C_{Φ} было рассчитано при 5 % желаемой пульсации U_{DC} .

3.1. Компенсация реактивной мощности с помощью управляемого выпрямителя

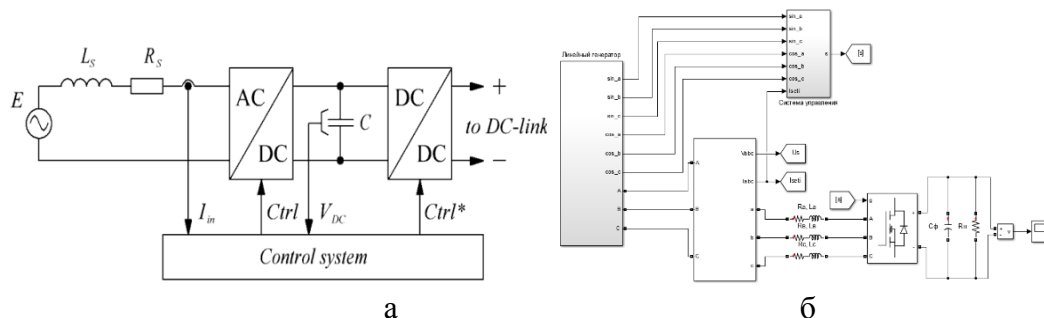


Рис. 2. Компенсация реактивной мощности с помощью управляемого выпрямителя: а-общая схема, б-реализация схемы в Matlab

Схемы для моделирования (рис. 2а) состоят из линейного генератора, выпрямителя и его системы управления. Для повышения величины активной мощности на выходе линейного генератора волновой энергоустановки необходимо, чтобы ток линейного генератора совпадал по фазе с напряжением холостого хода. Компенсация реактивной мощности генератора возможна следующими способами:

А. Использование выпрямителя с релейной системой управления

Релейная система управления более подробно рассмотрена в [6] и представляет собой независимый регулятор. Достоинством данного метода является то, что он имеет хорошие динамические характеристики. Недостатком является непостоянная частота коммутации силовых ключей.

В. Использование ШИМ-выпрямителя

Принцип работы схемы более подробно рассмотрен в [7]. Достоинством данного регулятора является постоянная частота коммутации силовых ключей. Недостатком является то, что будет высокое значение напряжения на шине постоянного тока для отбора максимальной мощности.

В результате обзора литературных источников был выбран ШИМ-выпрямитель, так как он имеет постоянную частоту коммутаций силовых ключей, что уменьшает мощность динамических потерь, схема для моделирования в программном комплексе MATLAB Simulink показана на рис. 2б.

Результаты моделирования представлены в табл.2. В процессе моделирования был проведен анализ модели и выбраны оптимальные параметры для отбора максимальной мощности.

3.2. Компенсация реактивной мощности с помощью коммутируемых конденсаторов

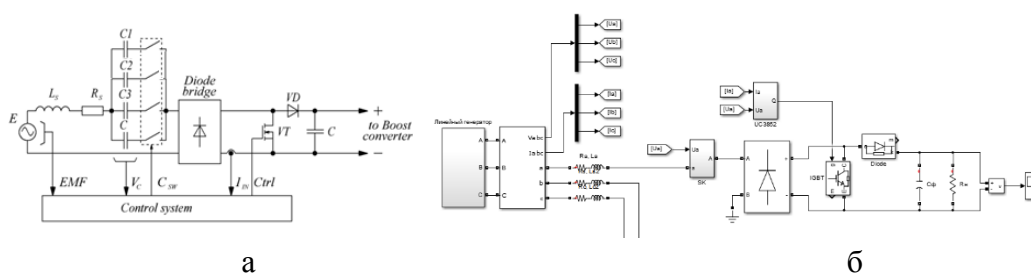


Рис. 3. Компенсация реактивной мощности с помощью коммутируемых конденсаторов: а-общая схема, б-реализация схемы в Matlab

Для компенсации внутренней индуктивности линейного генератора используется последовательное подключение компенсирующих конденсаторов. В схеме (рис. 3а) блок компенсирующих конденсаторов включен последовательно между обмоткой генератора и выпрямителем.

Управление регулятором постоянного тока осуществляется с помощью гистерезисного контроллера на базе микросхемы UC3852.

Значения компенсирующих емкостей рассчитываются так, чтобы получить резонансный контур между внутренней индуктивностью генератора и подключаемой емкостью для исключения реактивной составляющей тока и, как следствие, - компенсации сдвига между фазным током и напряжением:

$$C_{\text{к}} = \frac{1}{4 \cdot \pi^2 \cdot f^2 \cdot L} \quad (4)$$

Значение компенсирующей емкости в зависимости от частоты напряжения представлены в табл.1. Частоты компенсации от 20 до 180 Гц выбраны на основе распределения плотности энергии сигнала ЭДС генератора (рис. 4.).

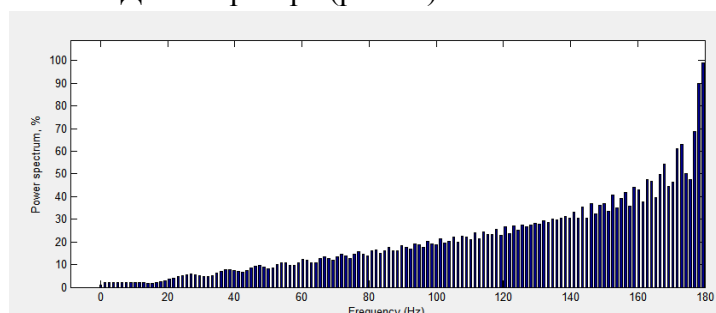


Рис. 4. Зависимость распределения плотности энергии сигнала от частоты ЭДС генератора

Таблица 1. Значение компенсирующей емкости в зависимости от частоты напряжения

Частота, Гц	≥20	≥70	≥100	≥180
Ск_А, мкФ	390,1	31,8	15,6	4,8
Ск_В, мкФ	504,3	41,1	20,2	6,2
Ск_С, мкФ	401,5	32,7	16,1	4,9

Схема для анализа работы представлена на рис. 3б. Результаты моделирования пред-

ставлены в табл.2. В процессе моделирования был проведен анализ модели и выбраны оптимальные параметры для отбора максимальной мощности.

3.3. Компенсация реактивной мощности с помощью управляемого выпрямителя и коммутируемых конденсаторов

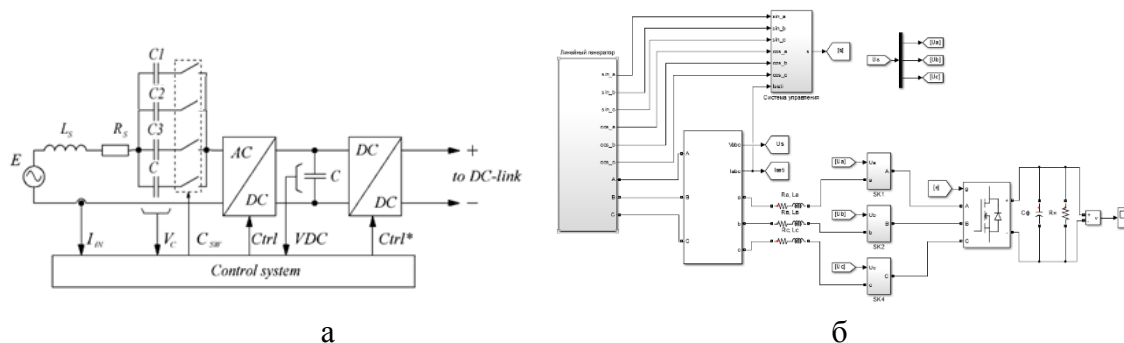


Рис. 5. Компенсация реактивной мощности с помощью управляемого выпрямителя и коммутируемых конденсаторов: а-общая схема, б-реализация схемы в Matlab

В данном решении (рис. 5 а) используется комбинация управляемого выпрямителя и блока коммутируемых конденсаторов. На рис.5 б представлена модель, созданная в MATLAB Simulink.

В табл. 2 представлены результаты моделирования четырех схмотехнических решений. Как можно заметить, наиболее оптимальным получился комбинированный способ регулирования реактивной мощности. Рассмотренные схмотехнические решения являются универсальными для линейного генератора любой мощности. На рис.6 представлены графики напряжения и тока линейного генератора до и после регулятора реактивной мощности.

Таблица 2. Сравнительные характеристики схмотехнических решений

Схема	Напряжение на шине постоянного тока, В	Выходная мощность, Вт
Неуправляемый выпрямитель + ККМ	400	160
С управляемым выпрямителем	1700	435
С коммутируемыми конденсаторами + ККМ	608	360
С коммутируемыми конденсаторами и с управляемым выпрямителем	650	432

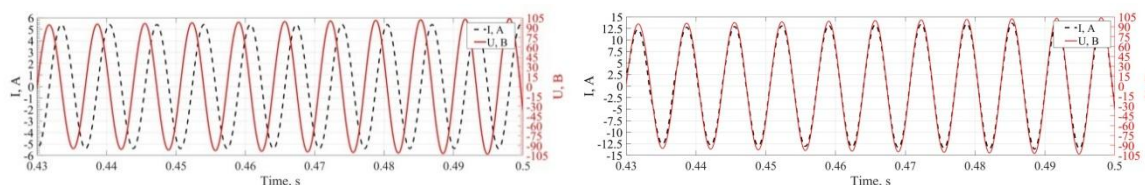


Рис. 6. Графики напряжения и тока линейного генератора до (а) и после (б) регулятора реактивной мощности

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования разработан регулятор реактивной мощности, работающий в распределенной системе электроснабжения, который позволяет отбирать от волны

большую мощность. Рассмотренные схемотехнические решения являются универсальными, и их можно применять для линейного генератора любой мощности.

Также был сделан обзор технической литературы на тему регулирования реактивной мощности для волновой энергии и возможных способов его реализации, разработаны алгоритмы управления выпрямителем и группой конденсаторов.

Созданы компьютерные модели рассматриваемого преобразователя и проведено исследование различных схем на компьютерной модели в программном комплексе Matlab Simulink.

Для поиска оптимального способа компенсации реактивной мощности генератора было проведено сравнение четырех различных схемотехнических решений. С точки зрения передаваемой в нагрузку мощности наиболее предпочтительным решением являются схемы система с управляемым выпрямителем $P_{\text{вых}} = 435$ Вт и система с управляемыми выпрямителем и группой конденсаторов $P_{\text{вых}} = 432$ Вт, однако в первой системе необходимо поддерживать высокое напряжение на стороне постоянного тока, что является недостатком, в результате чего была выбрана топология решения с управляемым выпрямителем и группой конденсаторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **F. Wu et al.**, Modeling, Control Strategy, and Power Conditioning for Direct-Drive Wave Energy Conversion to Operate With Power Grid // in Proceedings of the IEEE, vol. 101, no. 4, pp. 925-941.

2. **A. Babarit and A. H. Clement**, “Optimal latching control of a wave energy device in regular and irregular waves,” Appl. Ocean Res., vol. 28, no. 2, pp. 77–91, Apr. 2006.

3. **K. H. Shek, D. E. Macpherson, M. A. Mueller, and J. Xiang**, “Reaction force control of a linear electrical generator for direct drive wave energy conversion,” IET Renew. Power Generat., vol. 1, no. 1, pp. 17–24, Mar. 2007.

4. **J. K. H. Shek, D. E. Macpherson, and M. A. Mueller**, “Experimental verification of linear generator control for direct drive wave energy conversion,” IET Renew. Power Generat., vol. 4, no. 5, pp. 395–403, Sep. 2010.

5. **F. Wu, X.-P. Zhang, P. Ju, and M. Sterling**, “Optimal control for AWS based wave energy conversion system,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 4, pp. 1747–1755, Nov. 2009.

6. **M. P. Kazmierkowski and L. Malesani**, “Current control techniques for three-phase voltage-source pwm converters: a survey,” Industrial Electronics, IEEE Transactions on, vol. 45, no. 5, pp. 691–703, 1998.

7. **Z. Yu**, “Space vector PWM with TMS 320C24x/F24x using hardware and software determined switching patterns,” Texas Instruments Report SPRA524, March 1999.

Е.А. Кущенко¹, П.А. Курбатов², Е.П. Курбатова³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА БЕСКОНТАКТНОГО МАГНИТНОГО ПОДШИПНИКА НА ОСНОВЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СВЕРХПРОВОДИМОСТИ ДЛЯ КИНЕТИЧЕСКОГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ

АННОТАЦИЯ

Работа посвящена разработке новой конструкции бесконтактного магнитного подшипника на основе высокотемпературных сверхпроводящих лент для кинетического накопителя энергии. Представлены результаты экспериментальных измерений и расчетов силовых взаимодействий сверхпроводящих лент с постоянными магнитами и их сравнение с объемными сверхпроводниками. Получены результаты математического моделирования магнитных подшипников с различными типами сверхпроводящих элементов и выбрана наиболее эффективная конструкция.

Ключевые слова – высокотемпературная сверхпроводимость (ВТСП), ВТСП лента, кинетический накопитель энергии, магнитный подшипник, магнитная левитация

1. ВВЕДЕНИЕ

Высокотемпературные сверхпроводящие (ВТСП) материалы в настоящее время находят применение в различных областях. Одним из направлений развития ВТСП устройств является создание бесконтактных магнитных подвесов для кинетических накопителей энергии [1-3].

ВТСП материалы применяются в конструкциях магнитных подшипников для создания устойчивой магнитной левитации без использования управляемых магнитных подшипников. В случае кинетических накопителей энергии эта особенность позволяет уменьшить энергетические затраты на поддержание работоспособности подвеса и в целом повысить эффективность хранения энергии.

В работе изучается возможность создания ВТСП подвесов на основе сверхпроводящих лент 2-го поколения. В отличие от используемых в настоящее время объемных сверхпроводников, ВТСП ленты обладают более высокими удельными параметрами и позволяют создавать более однородные по свойствам структуры, которые могут иметь произвольные размеры и форму.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ВТСП ОБРАЗЦОВ

Высокотемпературные сверхпроводники обладают сложными электромагнитными свойствами, в том числе нелинейной зависимостью удельного сопротивления от параметров магнитного поля, плотности тока и температуры. При проектировании магнитных систем с ВТСП необходимо использовать специальные математические модели, описывающие свойства сверхпроводников [4].

Определение параметров моделей для конкретного ВТСП материала осуществляется на основе экспериментальных исследований и сравнении с данными компьютерного моделирования. В данной работе измерялись силовые характеристики ВТСП образцов при взаимодействии с постоянным магнитом. Лабораторная установка для измерения сил по-

казана на рис. 1. Она состоит из подвижного штока 1, на котором закрепляется постоянный магнит, кюветы с закрепленным в ней ВТСП образцом 3, датчика положения 4 для измерения перемещения постоянного магнита и электронных весов 5 для измерения силы, действующей на ВТСП образец. Для экспериментов был использован постоянный магнит в виде диска диаметром 50 мм и толщиной 10 мм с намагниченностью 860 А/м. Эксперименты проводились в двух режимах охлаждения ZFC (в нулевом магнитном поле) и FC (охлаждение вблизи постоянного магнита).

Для сравнения характеристики были получены для двух типов ВТСП материала (рис. 2): объемного сверхпроводника в виде диска (диаметр 46 мм, высота 7 мм) и образца, изготовленного из отрезков ВТСП ленты (20 слоев, общий размер 36 x 36 мм).

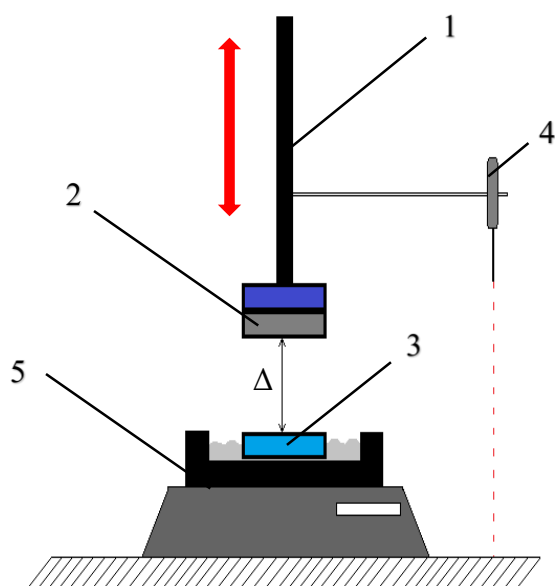


Рис. 1. Лабораторная установка для исследования ВТСП образцов: 1 - подвижный шток, 2 - постоянный магнит, 3 - ВТСП образец, 4 - датчик положения, 5 - электронные весы

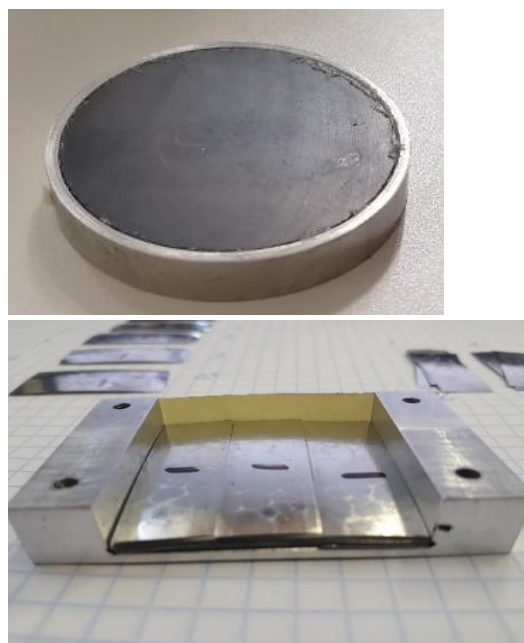


Рис. 2. Исследуемые образцы сверхпроводников: а) - образец объемного ВТСП; б) – образец из ВТСП лент

При измерении сил постоянный магнит двигался по заранее заданной траектории. В случае FC режима – от минимального зазора, при котором происходило охлаждение сверхпроводника, до максимального зазора и обратно. В случае ZFC аналогично, но начальная точка находилась при большом удалении магнита. Проведенные эксперименты были смоделированы с помощью программы численного анализа электромагнитных полей на основе метода пространственных интегральных уравнений EasyMAG3D. Свойства ВТСП элементов учитывались с помощью резистивной модели, описывающей нелинейные свойства материала в виде зависимости удельного электрического сопротивления от тока и магнитного поля. Сопоставление полученных теоретических и экспериментальных результатов приведено на рис. 3 для объемного ВТСП образца и на рис. 4 для образца из ВТСП лент. Как видно на графиках, данные измерений и расчетов показывают близкие

значение, что подтверждает адекватность используемых методов расчета.

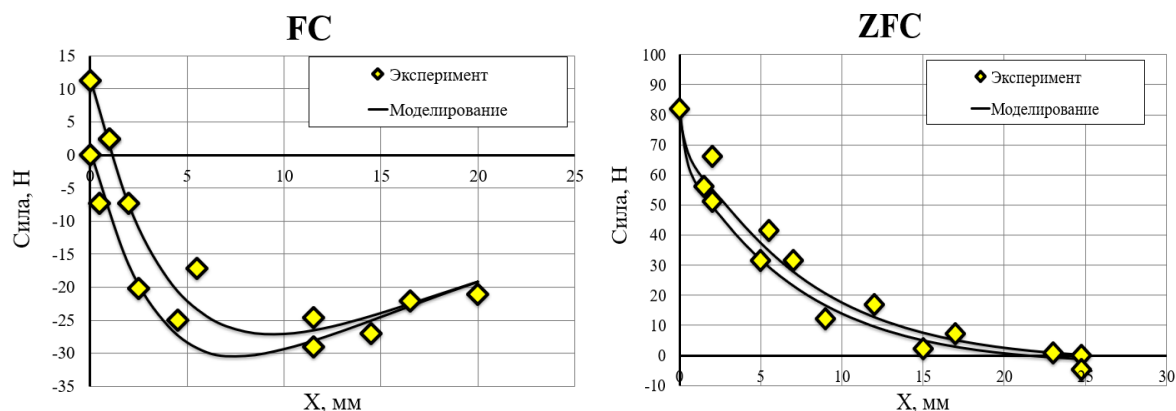


Рис. 3. Сопоставление результатов для объемных ВТСП элементов

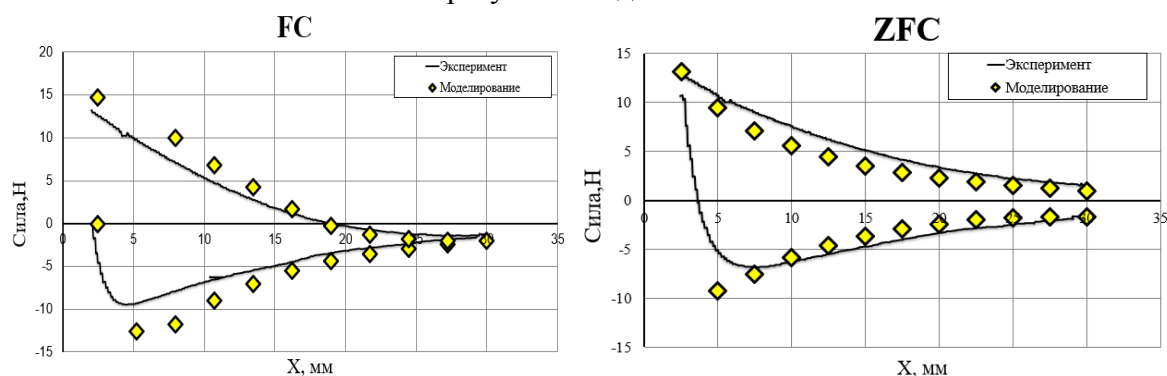


Рис. 4. Сопоставление результатов для образца из ВТСП лент

Анализ результатов показал, что при охлаждении в ZFC режиме сила, действующая на образец из объемного ВТСП материала, на порядок выше, чем для образца из ВТСП ленты. Однако, как показывают оценочные расчеты, при использовании ВТСП ленты с более высокими параметрами (уже доступных на рынке), их удельные показатели становятся сопоставимы [5]. В случае FC режима, различие образцов намного меньше и связано в первую очередь с отличием их размеров. Удельное значение силы ВТСП лент в этом режиме в 1.5 раза превосходит полученное значение для объемного образца.

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВТСП ПОДШИПНИКОВ

Полученные выше результаты показали, что эффективное использование сверхпроводящих лент 2-го поколения в магнитных системах возможно при охлаждении в FC режиме. Поэтому в качестве основы для создания нового типа ВТСП подшипника рассматривается цилиндрическая конструкция магнитного подвеса, состоящая из системы вращающихся постоянных магнитов, выполняющих роль ротора, и неподвижного сверхпроводящего элемента (рис. 5).

На этом этапе был проведен анализ эффективности замены объемных сверхпроводников на элементы из ВТСП ленты. Расчет проводился для трех типов сверхпроводящего статора: в виде сплошного кольца из объемного ВТСП материала, в виде отдельных блоков из объемного ВТСП материала и в виде незамкнутых катушек из ВТСП ленты. ВТСП кольцо является предпочтительной формой для объемных материалов. Однако из-за ограничения на максимальный размер и форму изготовление таких сверхпроводящих статоров возможно только для подшипников небольших размеров (примерно до 50 мм диамет-

ром). Поэтому чаще всего в таких подшипниках статор является набором отдельных ВТСП блоков, что приводит к уменьшению параметров жесткости. В качестве формы статора из ВТСП лент выбраны незамкнутые катушки. Это связано с простотой изготовления таких элементов по сравнению со стопкой лент, использованной при описанных выше экспериментах. При этом по своим свойствам незамкнутая катушка аналогична исследованному образцу.

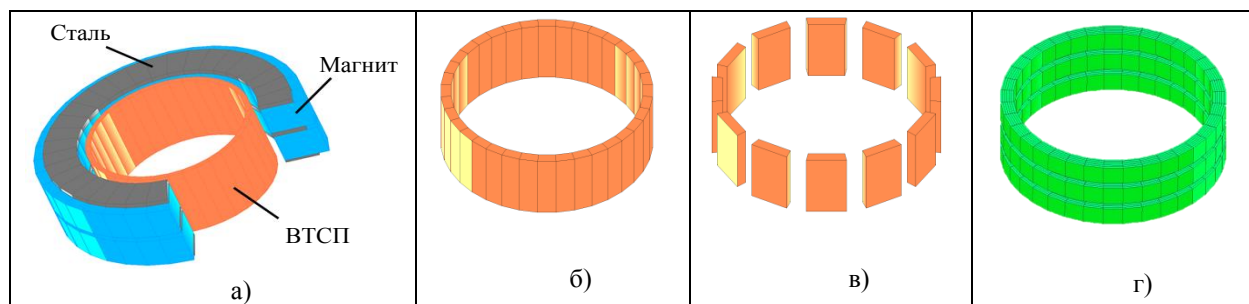


Рис. 5. Моделируемые топологии магнитных подшипников: а) – магнитная система ВТСП подшипника; б) – сплошное кольцо; в) – отдельные элементы; г) – ВТСП катушка

В результате компьютерного моделирования были получены силовые характеристики 3-х моделей подшипников (рис. 6) при перемещении вдоль оси на 5 мм (нижняя часть кривой) и обратно (верхняя часть). Как и ожидалось по результатам исследования образцов материала, конструкция магнитного подшипника на основе ВТСП ленты показывает максимальные значения силы и жесткости, что говорит об эффективности использования исследуемого типа материала в качестве основы для создания нового ВТСП подшипника.

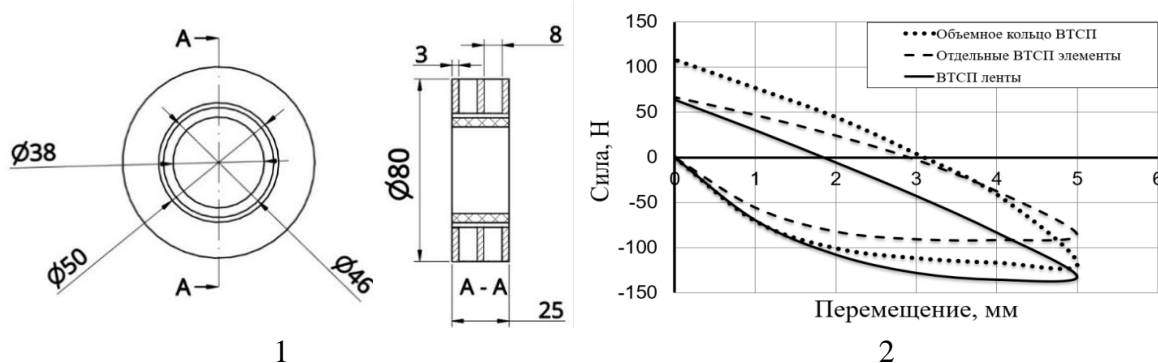


Рис. 6. К расчету ВТСП подшипника: 1) – размеры магнитной системы; 2) – силовые характеристики

4. ВТСП ПОДШИПНИК ДЛЯ КИНЕТИЧЕСКОГО НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ

Разрабатываемый ВТСП подшипник планируется применять в качестве элемента магнитного подвеса кинетического накопителя энергии. Рассматриваемая в работе конструкция КНЭ представлена на рис. 7. Она состоит из вращающегося маховика 1, устойчиво левитирующего в вакууме, благодаря ВТСП подшипникам 2. Внутри маховика располагаются обмотки мотор-генератора 3. Маховик является составным из магнитной и немагнитной стали и также выполняет роль ротора мотор-генератора. Для охлаждения используется жидкий азот, который поступает по трубе 4, жестко закрепляемой в корпусе. Вес устройства компенсируется подшипниками на постоянных магнитах (на рисунке не показано).

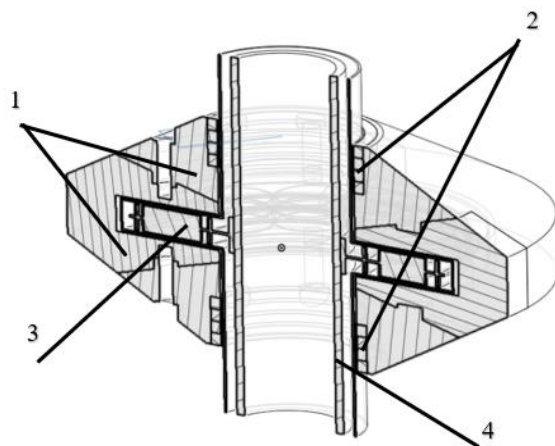


Рис. 7. Конструкция кинетического накопителя энергии

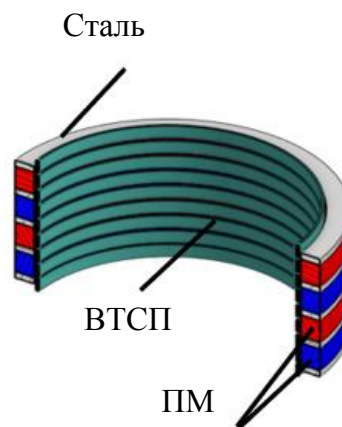


Рис. 8. Магнитная система VTСП подшипника

Выбор параметров подшипников проводился при следующих параметрах КНЭ: масса маховика 846 кг, момент инерции $78 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, запасаемая энергии 10 - 30 МДж, скорость вращения до 10000 об/мин. На основе проведенных расчетов динамики работы КНЭ с заданными параметрами и дисбалансе маховика получена минимальная радиальная жесткость 400 Н/мм, при которой смещение вала в радиальном направлении не превосходит допустимых 0.2 мм. Так как при расчетах не учитывалась прочность маховика, окончательные значения допустимой скорости и запасаемой энергии могут быть получены после расчета механики с учетом жесткости разрабатываемых подшипников.

На основе проанализированной выше топологии VTСП подшипника с учетом особенностей рассматриваемой конструкции была разработана магнитная система VTСП подшипника, показанная на рис. 8. Система постоянных магнитов фиксируется внутри маховика и вращается вместе с ним. VTСП катушки закрепляются на поверхности неподвижной охлаждающей трубы. Геометрические параметры магнитной системы разработанного VTСП подшипника представлены в таблице 1.

Таблица 1. Размеры элементов VTСП подшипника для КНЭ

Элемент	Внешний диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Высота, мм	Количество
VTСП	276	270	12	9 по 25 витков
Стальные пластины	320	280	6	5
Магниты	320	280	22	4

Охлаждение производится в собранном состоянии, после чего любое смещение маховика приводит к возникновению сил, стремящихся вернуть его в начальное положение. Рассчитанные значения сил при осевом и радиальном перемещении показаны на рис. 9 (для одного подшипника). Полученная осевая жесткость – 1300 Н/мм, радиальная – 590 Н/мм.

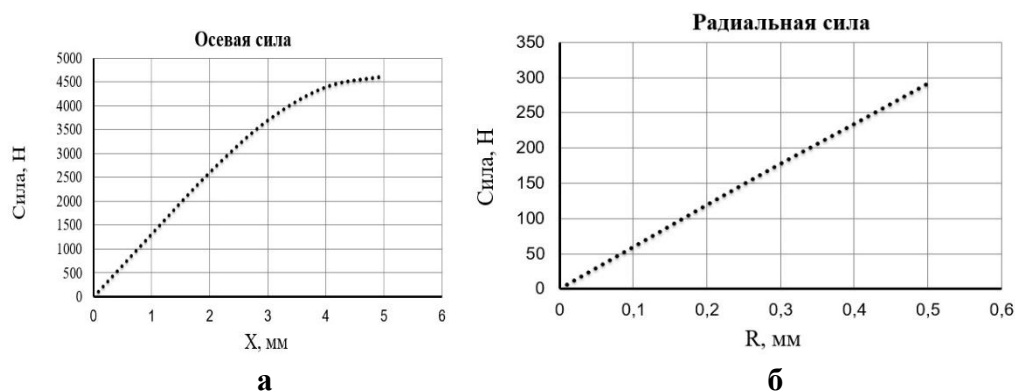


Рис. 9. Рассчитанные силовые характеристики ВТСП подшипника для КНЭ:
а) – осевая; б) - радиальная

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы были исследованы свойства ВТСП материалов, подобраны параметры математических моделей, необходимые для компьютерного моделирования магнитных систем с ВТСП материалами. Исследованы силовые характеристики для ВТСП подшипников с различными типами сверхпроводящих материалов. На основе анализа полученных данных проведено моделирование и спроектирована конструкция магнитного подшипника на основе ВТСП лент 2-го поколения для кинетического накопителя энергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Amiryar M.E., Pullen K.R.** A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications // *Applied Sciences*. 2017, No 7, P. 286.
2. **F. N. Werfel et al.** Technical Progress in HTS Magnetic Bulk Application Development // *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 2015. vol. 25, No. 3, P. 1-4, Art no. 3600304.
3. **S.M. Mousavi G.** A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology // *Renewable and Sustainable EnergyReviews*, 2017. No 67, P. 477-490.
4. **Кулаев Ю.В., Курбатов П.А., Курбатова Е.П., Матвеев В.А., Сысоев М.А.** Моделирование электрофизических свойств объемных высокотемпературных сверхпроводников при расчетах магнитных систем // *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана сер. «Приборостроение»*, 2014. № 6. С. 117-127.
5. **Курбатова Е.П., Кущенко Е.А., Курбатов П.А., Сысоев М.А.** Анализ эффективности применения ВТСП лент 2-го поколения для создания бесконтактных магнитных подвесов // *Материалы III Международной научно-технической конференции "Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности"*. Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2019. С. 283-290.

Ю.К. Лукина¹, А.А. Волошин^{2,3}

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ СРЕДСТВАМИ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ СЕТЯХ

АННОТАЦИЯ

Данная работа содержит описание разработки интеллектуальной системы, позволяющей в реальном времени в автоматическом режиме производить оптимизацию работы группы подстанций по потерям активной мощности и вносить изменения в топологию сети.

В работе описан принцип действия разработки и приведено описание, отражающее принципы работы технологии.

Ключевые слова – мультиагентные системы, агент, компенсация реактивной мощности, децентрализованные системы

1. ВВЕДЕНИЕ

В условиях повышения спроса на энергетические ресурсы и соответствующему ему росту цен все более важной становится проблема энергосбережения. Основным направлением в решении данной проблемы является повышение качества электроэнергии, которое существенно влияет на расход электроэнергии, надежность систем электроснабжения и технологический процесс производства. Повышения качества можно достигнуть уменьшением доли реактивной мощности, наличие которой значительно ухудшает показатели работы энергосистемы.

Скоординированное и автоматическое управление средствами компенсации реактивной (СКРМ) мощности – это один из эффективных способов повышения качества электроэнергии и повышения технико-экономических показателей работы электрооборудования. Это позволяет значительно снизить суммарные потери по сравнению с возможной компенсацией группой отдельных СКРМ. Скоординированное управление может позволить выбирать режимы неоптимальные с точки зрения отдельных СКРМ, но компенсирующие большие потери суммарно.

В настоящее время существуют решения по определению оптимальных уровней напряжения в контрольных точках энергосистемы, поддержание которых с использованием СКРМ позволяет снизить потери электроэнергии при ее транспортировке в магистральных электрических сетях. Однако нет решения для комплексной оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТКИ

Существующие системы управления представлены в основном в виде централизованных систем управления. Они, как правило, собирают измерения со всех точек наблюдаемого участка, производят оптимизацию по напряжению и реактивной мощности, после чего отправляют команды на контролируемые СКРМ, то есть реагируют на отклонение контролируемых величин. При этом не учитывается, что отклонение может носить кратковременный характер, и что для реализации управляющих воздействий требуется

время. В результате в больших энергосистемах будет часто возникать ситуация, когда для достижения незначительного эффекта, с точки зрения оптимизации потерь, будет требоваться реализация большого количества управляющих воздействий в течение достаточно длительного времени. При этом за время реализации управляющих воздействий текущий режим уже будет существенно отличаться от того режима, для которого выполнялась оптимизация.

2.1. Децентрализованная система

Использование централизованных систем позволяет решать задачу уменьшения потерь и скоординировано управлять лишь сетью с неизменной топологией. Однако внесение изменений в топологию требует перенастройки всей системы, что может привести к выводу системы из работы после непредусмотренного изменения схемно-режимной ситуации. Альтернативой к централизованному подходу являются децентрализованные системы. В таких системах отсутствует центральный узел принятия решений, вместо этого решение находится в результате взаимодействия всех узлов системы. Одной из реализаций децентрализованного подхода являются мультиагентные системы управления.

Мультиагентная система – это распределенная сеть так называемых агентов, работающих совместно для разрешения какой-либо задачи, решение которой неосуществимо средствами или “знаниями” только одного агента.

Агент – это экземпляр программного обеспечения (или элемент программно-технического комплекса), который существует в некоторой окружающей среде и может автономно реагировать на изменения в этой среде.

Учитывая то, что агент обладает лишь частичными знаниями об окружающей среде посредством датчиков или сенсоров, у него есть возможность решать только часть общей задачи. Поэтому для решения сложной задачи применяется целое множество агентов, которые эффективно взаимодействуют друг с другом, что позволяет реализовать целостную мультиагентную систему. В мультиагентных системах все задачи распределяются между всеми агентами по определенным правилам, исходя из их возможностей.

Основными преимуществами мультиагентных систем являются устойчивость и расширяемость. Под устойчивостью понимается возможность сохранения работоспособности всей системы агентов при выходе из строя одного или более агентов. Расширяемость же подразумевает легкое добавление новых агентов в уже существующую систему. Более того, при необходимости гораздо проще добавить новые агенты, чем реорганизовывать одну монолитную систему. Возможности агента вступать во взаимодействие и самостоятельно инициировать взаимодействие с другими агентами, оценивать и анализировать текущую ситуацию дают возможность мультиагентной системе находить оптимальное решение задачи за минимальное время. Агент стремится решить задачу наиболее оптимальным путем, используя доступные ему инструменты и данные, которые он получает в настоящий момент.

2.2. Принцип работы децентрализованной интеллектуальной системы управления СКРМ

Мультиагентная система включает в себя группу агентов с различными задачами. Для реализации децентрализованного подхода согласованного управления СКРМ можно представить структуру в виде двух уровней (верхний и нижний).

Верхний уровень включает в себя группу агентов, которые должны определять оптимальные уровни напряжения на подстанциях, чтобы минимизировать суммарные потери активной мощности. Каждый агент представляет собой одну подстанцию и отвечает за поддержание оптимального уровня напряжения на главной шине этой подстанции (вариант для небольшого количества подстанций). Когда число подстанций велико, есть смысл сгруппировать их в кластеры.

Минимизация потерь активной мощности в верхнем уровне происходит по определенному порядку:

Каждый агент кластера решает задачу минимизации потерь своего кластера (независимо от других агентов). Определяется минимальный уровень потерь активной мощности и значения напряжений на граничных подстанциях.

Желаемые уровни напряжения на граничных подстанциях передаются другим агентам кластеров в качестве фиксированных значений. Исходя из них, рассчитывается величина потерь активной мощности в кластере. Агентам в процессе взаимодействия необходимо определить такие уровни напряжения на граничных подстанциях, чтобы суммарные потери активной мощности всех кластеров оказались минимальными. Этот процесс происходит итерационно и реализуется в виде агентских «торгов», где ставками являются суммарные потери каждого агента в своем кластере.

«Торги» завершаются, когда суммарные потери активной мощности агентов не уменьшаются в течение нескольких итераций. В качестве результата принимаются значения напряжений, соответствующие минимальным суммарным потерям во всех кластерах.

По завершении торгов полученные уровни напряжений передаются на контролируемые подстанции в качестве уставок для дальнейшего локального регулирования напряжения. Процесс регулирования реализован в нижнем уровне системы управления.

Нижний уровень системы включает в себя группу агентов, задача которых применить полученные уставки по напряжению на главной шине подстанции. Основная задача агентов нижнего уровня – определение состояния каждого СКРМ на подстанции. Агенты на нижнем уровне системы представляют фактически первичное оборудование, которое может изменять свое состояние, например:

- для управляемых шунтирующих реакторов или статических тиристорных компенсаторов – плавно изменить загрузку;
- для шунтирующих реакторов – включить или отключить СКРМ;
- для регулирования под нагрузкой – поменять номер отпайки.

Представление каждого элемента первичного оборудования в виде агента главным образом направлено на унификацию системы - программное обеспечение для каждой подстанции остается неизменно, при этом при изменении состава СКРМ на подстанции (вывод в ремонт ШР, ввод нового оборудования и т.д.) не потребует изменения кода программы и даже ее перезапуска. Агент первичного оборудования сам уведомит других агентов об изменении его состояния, и система в целом автоматически реконфигурируется.

На каждой подстанции находится Агент Основной Шиной. Именно для нее приходит уставка по напряжению от системы верхнего уровня. В нем реализован алгоритм ПИД-регулятора. Настройка коэффициентов регулятора выполняется последовательным

изменением значений каждого звена до получения приемлемого отклика от объекта управления. Выходным управляющим воздействием является значение реактивной мощности, которое необходимо «докомпенсировать». Регулятор производит циклический расчет необходимого значения реактивной мощности, необходимой для компенсации в текущий момент. Определив величину реактивной мощности на текущем шаге, выбираются СКРМ, которые будут реализовывать рассчитанное значение реактивной мощности. Циклический расчет реактивной мощности производится по следующему алгоритму:

1. Определение путей до каждого СКРМ. Это необходимо для нахождения штрафных коэффициентов, влияющих на итоговую цену реализации требуемой величины реактивной мощности для каждого СКРМ. Позволяет определять приоритет работы СКРМ в случае, когда существует несколько вариантов реализации требуемой реактивной мощности. Учитывает расположение СКРМ (находится на шине, за трансформатором, на шине низшего напряжения) и необходимые дополнительные действия, которые необходимо произвести (переключение других выключателей). При неизменной топологии этот этап выполняется только в первый момент работы, после этого пропускается. В противном случае будет произведен перезапуск определения пути.

2. Проведение торгов. На этом этапе выполняется определение наилучшего способа компенсации требуемого количества реактивной мощности среди доступных агентов СКРМ. Каждому агенту СКРМ отправляется реактивная мощность, которую требуется скомпенсировать, а он в свою очередь отправляет в ответ стоимость выполнения этой операции в соответствии со штрафными коэффициентами, определёнными на первом этапе. В случае, когда агент СКРМ не может обеспечить реализацию полученного количества реактивной мощности, он отправляет отказ.

3. Определение победителя. Агент Основной Шины, получив ответ от всех агентов СКРМ (или по прошествии заданного времени), выбирает наилучшее предложение и отправляет подтверждение агенту СКРМ с лучшей ценой, а алгоритм переходит к следующему циклу. В случае, когда от всех агентов был получен отказ, начинаются внутренние торги между агентами. Это может случиться, когда данное значение реактивной мощности может быть достигнуто работой нескольких СКРМ.

4. Внутренние торги агентов. Агенты СКРМ получают от Агента Основной Шины сообщение о начале внутренних торгов. После чего каждый агент вычисляет необходимое количество реактивной мощности для реализации заявки и отправляет рассчитанное значение другим агентам СКРМ, ожидая их предложения. Определив количество агентов СКРМ, которое ему необходимо задействовать, и получив от них стоимость реализации, агент СКРМ формирует общую стоимость с учетом всех штрафов и отправляет ее Агенту Основной Шины. Агент Основной Шины выбирает наилучшее предложение.

Рассмотренное циклическое поведение выполняется в течение всего времени жизни агента шины.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализованный децентрализованный подход для регулирования СКРМ позволяет в автоматическом режиме производить оптимизацию работы группы подстанций по потерям активной мощности. В отличие от централизованного подхода мультиагентная сис-

тема допускает возможность легкой интеграции новых объектов в существующую топологию сети без доработки и перенастройки разработанного программного комплекса, а также самостоятельного перераспределения задач между агентами при отключении отдельного узла и быстрого реагирования на изменение внешних факторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **J. Yu, W. Dai, W. Li, X. Liu and J. Liu.** Optimal Reactive Power Flow of Interconnected Power System Based on Static Equivalent Method Using Border PMU Measurements // IEEE Transactions on Power Systems, volume: 33, issue: 1, Jan. 2018.
2. **В.А. Овсейчук и др.** Компенсация реактивной мощности. К вопросу о технико-экономической целесообразности // Новости электротехники, 2008. № 4. с. 42-46.
3. **А.А. Волошин, А. В. Жуков, И. Л. Архипов.** Применение мультиагентных систем в электроэнергетике за рубежом и в России// Новости электроэнергетики, 2016. № 2, № 3, № 4.

*А.Д. Приходько*¹, *А.А. Волошин*^{2,3}

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ РЕКОНФИГУРАЦИИ ТОПОЛОГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена созданию интеллектуальной системы, позволяющей в реальном времени производить реконфигурацию сети после ликвидации аварий с целью сохранения энергоснабжения потребителей.

В работе описан принцип действия разработки и приведено описание, отражающее принципы работы технологии.

Ключевые слова – мультиагентная система, реконфигурация сети, агент, база знаний, восстановление после аварий, распределенная генерация

1. ВВЕДЕНИЕ

Повсеместный ввод объектов распределенной генерации (ОРГ) связан с мировой тенденцией ухода от полностью централизованного построения энергосистем. Рост доли ВИЭ на рынке электроэнергии и ввод в эксплуатацию установок малой генерации открывают новые перспективы развития энергетического комплекса [1].

К основным причинам растущей популярности распределенной генерации можно отнести:

- Наличие источников генерации в непосредственной близости от потребителей увеличивает надежность энергоснабжения, способствует поддержанию должных режимных параметров в сети и снижает риск потери устойчивости.
- При появлении новых требований к сети отсутствует необходимость реконструкции и строительства новой сетевой инфраструктуры.
- Повышение надежности энергоснабжения для владельца собственного источника электроэнергии, так как большинство перерывов в энергоснабжении связано с аварийными ситуациями в энергосистеме.
- Возможность расширения производства на предприятии из-за отсутствия необходимости ждать развития инфраструктуры поставщиками электроэнергии.

Наряду с этим включение ОРГ приводит к возникновению ранее не свойственных для распределительных сетей, имеющих в основном радиальную топологию режимов работы, внося существенные изменения в схемно-режимную ситуацию. ОРГ потребителей могут выдавать в сеть излишки электроэнергии, создавая в линиях электропередач двунаправленные потоки мощности. Следовательно, подпитка точек КЗ становится многосторонней, возникают ранее не свойственные для распределительной сети режимы работы, с которыми не справляются существующие системы управления. Таким образом, регулирование режимов работы распределительной сети с распределенной генерацией ставит необходимость ввода интеллектуальных систем с новым подходом к управлению.

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТКИ

2.1. Децентрализованная система

Децентрализованная архитектура подразумевает отсутствие единого центра контроля и точки отказа. Использование такого принципа требует обеспечения средствами коммуникации для обмена данными между узлами сети. К технологиям, реализующим данный подход, относятся мультиагентные системы (МАС) [2].

МАС являются направлением искусственного интеллекта, в котором для решения конкретной задачи используется множество взаимодействующих между собой узлов, называемых агентами. Агент определяется как интеллектуальная сущность, обладающая своими задачами, целями, поведением и ролью в общей системе. Поведение агента описывает алгоритм и правила его взаимодействия с другими узлами.

Модель МАС основывается на определенных принципах:

- все агенты существуют в единой внешней среде с ее ограничениями;
- агенты имеют ограниченные общие ресурсы;
- каждый из агентов обладает ограниченной информацией (данными о своей зоне ответственности), что ставит необходимость информационного обмена внутри системы;
- агенты обладают ограниченными возможностями, что восполняется с помощью использования знаний и компетенций других агентов;
- при решении большой общей проблемы агентом необходимо синхронизировать свои действия друг с другом.

Такой принцип построения взаимодействий позволяет как обеспечивать своевременное выполнение общей задачи, так и учитывать интересы отдельных узлов системы.

Таким образом, к основным преимуществам децентрализованного подхода можно отнести:

- отсутствие единого узла отказа;
- простоту горизонтального масштабирования;
- отсутствие необходимости цифрового соединения каждого узла с центральным, за счет использования принципа P2P;
- самовосстановление;
- самоконфигурацию.

2.2. Принцип работы децентрализованной интеллектуальной системы восстановления энергоснабжения

Перейдем к рассмотрению алгоритма принятия решений разработанной интеллектуальной системы. Каждый агент представляет трансформаторную подстанцию (включая узлы с установленными генераторами и накопителями электроэнергии). Основная задача агента заключается в обеспечении надежного электроснабжения своих потребителей с минимальными потерями мощности. Для достижения этих целей агент способен определить неисправность на подключенных к подстанции линиях (с использованием обмена данными по медленному каналу связи) и запустить алгоритм реконфигурации с целью восстановления электроснабжения.

Первым этапом работы является фиксация признаков аварийного режима, таких как срабатывание соответствующих защит и превышение заданных значений тока. После вступает в работу механизм определения места повреждения. В предлагаемой системе он реализуется с помощью следующих алгоритмов:

- При возникновении КЗ на каком-либо участке все агенты, зафиксировавшие превышение тока на своем участке, начинают посылать сигналы агентам, находящимся выше по цепи передачи энергии. Агент, отправляющий сообщение, но не получающий при этом соответствующего сообщения от нижестоящих агентов, считается ближайшим к месту повреждения. Данный метод эффективен для сетей, имеющих радиальное построение.

- Агенты контролируют изменение перетока мощности на своем участке. При фиксации не свойственных для текущей топологии направлений перетока энергии агенты определяют КЗ на линии, их связывающей. Данное решение оптимально для петлевых и кольцевых схем.

- Для агентов, к которым прилегают фидеры с установленными детекторами повреждения, место повреждения определяется по соответствующим индикаторам.

После определения поврежденного участка он изолируется и энергоснабжение восстанавливается. Следующим этапом каждый агент проверяет послеаварийный режим работы, используя текущие измерения. Если агент обнаруживает, что питание его потребителей было потеряно, он начинает процесс восстановления, отправляя своим соседним агентам сообщения с запросом на реконфигурацию сети. Алгоритм работы системы реконфигурации также определяется подходом к построению распределительных сетей:

- Включение (резервных) линий электропередач, которые обычно нормально отключены.

- Использование установленной распределенной генерации (солнечные электростанции, ветряные электростанции, топливные генераторы) для восстановления энергоснабжения потребителей.

2.3. Пример работы алгоритма системы

В схеме на рис.1 линия между узлами SA3 и SA4 нормально отключена. Короткое замыкание происходит между узлами SA2 и SA5. Когда поврежденная линия определена и замыкание устранено, потребители узлов SA4, SA5, SA6, SA7 и SA8 остаются без энергоснабжения. Агенты этих узлов приступают к запуску механизма реконфигурации. Отметим, что в узле SA7 установлен объект собственной генерации, который способен обеспечить питание некоторых потребителей. Узел SA6 запросит обеспечения электропитания от узла SA7 для потребителей и других агентов, так как является соседним к нему. Когда узел SA4 начнет процесс восстановления, он также получит информацию о наличии возможности питания от узла SA3.

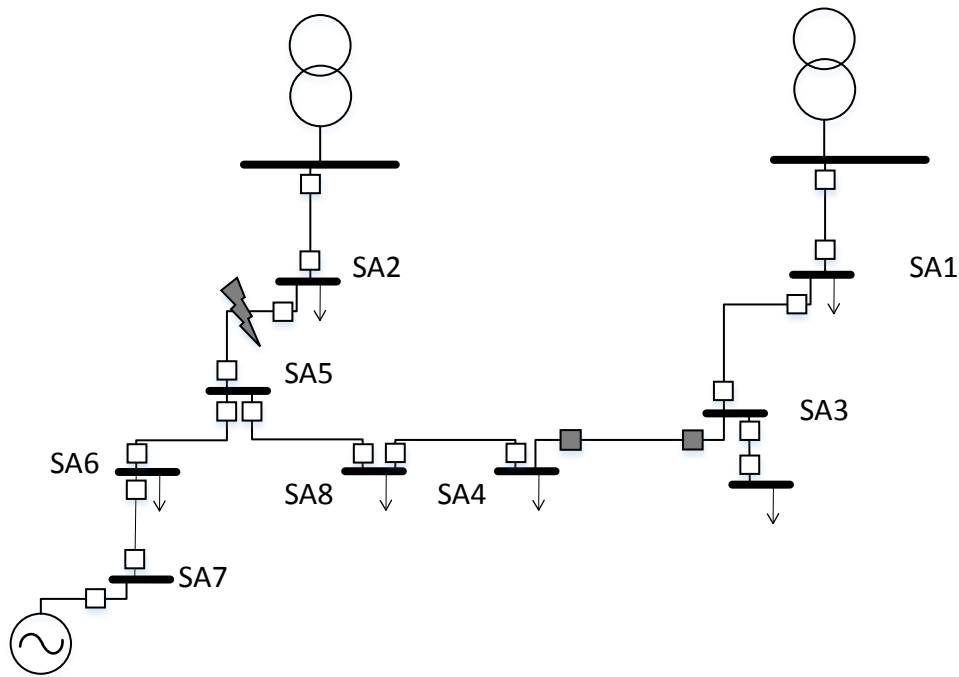


Рис. 5. Схема распределительной сети с ОРГ

При получении запроса на реконфигурацию каждый агент вычисляет значение штрафной функции, основываясь на различных текущих ограничениях (пропускной способности линии, отклонении напряжения, категории потребителя и т.д.). Ниже приведена формула расчета одного из слагаемых штрафной функции, отвечающего за включение линии:

$$P = k_l \times \sum_{i=1}^n L + k_s \times S, \quad (1)$$

где L – расчетное значение потерь мощности при реконфигурации; S – количество выключателей, необходимых для выполнения реконфигурации; k_l и k_s – весовые коэффициенты.

Топология сети с наложенными на нее ограничениями описывается в базе знаний. База знаний описания сети была составлена с использованием свободного, открытого редактора онтологий Protégé. Граф онтологической модели представлен на рис. 2.

Важность каждого ограничения зависит от установленного режима. Например, если узел SA8 имеет потребителя первой категории, однако транзитной мощности от узлов SA4 и SA5 оказывается недостаточно для обеспечения полноценного энергоснабжения этого потребителя, то узел SA8 способен отправить запрос своим соседям с требованием полного обеспечения электроснабжения потребителей первой категории. Таким образом, узлы SA6 и SA4 частично отключают свои нагрузки, чтобы обеспечить питание важного узла SA8.

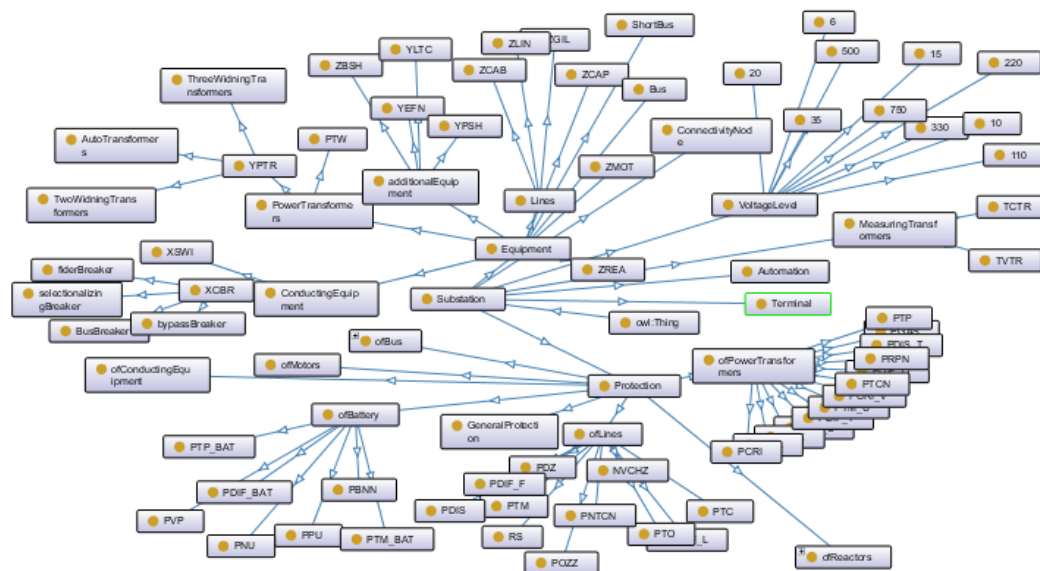


Рис. 6. Граф онтологической модели

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, использование мультиагентного подхода дает ряд преимуществ:

- перераспределение задач между агентами при выходе из строя отдельного узла;
- быстрое реагирование на изменение внешних факторов;
- гибкость структуры, которая позволяет эффективно использовать систему в сетях различных топологий;
- автоматическое обновление данных при расширении сети;
- децентрализованное управление в случае невозможности принятия централизованного решения;
- возможность учета перетоков мощности в сетях с распределенной генерацией.

Применение мультиагентных систем в совокупности с механизмами машинного обучения позволяет определять оптимальное решение задачи распределения электроэнергии. Каждый узел системы соответствует агенту и анализирует параметры режима лишь на своем участке сети, обмениваясь необходимой информацией с соседними агентами. Требования по наблюдаемости такой системы являются минимальными.

Предлагаемое решение полностью соответствует концепции Smart Grid и создает необходимые условия для ввода новых объектов распределенной генерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тен М.Г. Мировая энергетика: современное состояние и прогноз развития // Территория новых возможностей. 2012. №1(14). С. 7-13.
2. Волошин А.А., Волошин Е.А., Rogozinnikov E.I. Распределенная система автоматического управления генерацией, потреблением и накоплением электроэнергии в распределительных сетях с ВИЭ // Релейная защита и автоматика энергосистем: Межд. конф.: Санкт-Петербург, 2017.

К.Н. Соловьева¹, А.В. Сизякин², М.Ю. Румянцев³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МАШИНЫ С ВОЗБУЖДЕНИЕМ ОТ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПАРОВОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА

АННОТАЦИЯ

В статье представлены результаты разработки бесконтактной электрической машины для микротурбинной установки. В ходе работы были рассмотрены две конструкции ротора высокоскоростной электрической машины. С помощью моделирования в программном пакете Flux проведён сравнительный анализ генераторов, выполненных на базе разных конструкций ротора, и получены их характеристики.

Ключевые слова – автономные источники энергии, микротурбина, когенерация, мини ТЭЦ, паротурбинная установка, турбогенератор, высокоскоростной генератор, лепестковые газодинамические подшипники, синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов, повышение эффективности выработки электрической энергии и тепла

1. ВВЕДЕНИЕ

Энергосбережение и повышение эффективности использования энергетических ресурсов является в настоящее время важнейшими задачами, стоящими перед человечеством. Одним из путей решения этих задач является развитие малой нетрадиционной энергетики, все более широкое использование децентрализованных и автономных систем энергоснабжения (СЭС), в том числе малой (от единиц до сотен кВт) мощности. В Российской Федерации актуальность развития систем малой автономной энергетики диктуется еще дополнительным рядом причин:

- наличием огромного числа территорий и отдельных объектов, удаленных от централизованных сетей электропитания и/или не охваченных централизованным энергоснабжением;

- необходимостью обеспечения надежного энергоснабжения потребителей в условиях участвовавших в последние годы техногенных и климатических катастроф, при возникновении чрезвычайных ситуаций;

- наличием множества объектов, требующих для работы сравнительно небольших мощностей и удаленных от централизованных систем электропитания, таких как газоперекачивающие станции, системы катодной защиты нефте- и газопроводов, радиорелейные станции, буровые установки и т.д.;

- необходимостью обеспечения автономного и аварийного электроснабжения специальных объектов, обеспечивающих обороноспособность страны, в том числе в условиях возникновения террористической или военной угроз;

- ограниченностью мощностей местных электросетей и постоянным повышением стоимости как подключения к сетям централизованного электроснабжения, так и пользования электроэнергией.

2. СТРУКТУРА СЭС НА ОСНОВЕ МИКРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

2.1. Генератор

При относительно небольших мощностях МКТЭУ наибольшая эффективность преобразования энергии рабочего тела в механическую энергию вращения ротора достигается при использовании радиально-осевых центробежных турбин. При этом, как показывают расчеты специалистов, частота вращения таких маломощных турбин должна быть относительно высокой, исчисляемой десятками-сотнями тысяч об/мин.

Соответственно, электрический генератор МКТЭУ, ротор которого располагается на общем валу с турбиной, также является высокоскоростным, что достижимо только в бесконтактных электрических машинах (ЭМ), среди которых наиболее распространены:

- асинхронные электрические машины;
- индукторные машины;
- ЭМ с возбуждением от постоянных магнитов (ПМ).

Для асинхронных ЭМ характерно потребление из сети реактивного тока и наличие значительного тепловыделения в роторе, что в конечном счете приводит к недостаточно высокому КПД и сравнительно низким массогабаритным показателям.

Индукторная ЭМ отличается улучшенными массогабаритными показателями, надежностью и простой конструкции, низкой себестоимостью, хорошими регулировочными и динамическими характеристиками. Однако, в этих машинах, также как и в асинхронных, имеют место потери в роторе.

Машины с возбуждением от ПМ теоретически обладают наибольшей энергетической эффективностью по сравнению с остальными типами бесконтактных машин, практически не потребляют из сети реактивного тока ($\cos \varphi \rightarrow 1$), отличаются простотой электрической схемы и высокой надежностью. Поэтому, как показывает практика, именно ЭМ с возбуждением от постоянных магнитов применяются в подавляющем большинстве МТУ ведущих мировых производителей [2].

2.2. Подшипники микротурбинной установки

Работоспособность работы микротурбинной установки во многом определяется выбором подшипников. Основные трудности этого выбора связаны с высокими скоростями вращения вала, с большими радиальными и осевыми нагрузками, с необходимостью работы в широком диапазоне температур при воздействии вибрационных и ударных нагрузок. Для высокоскоростных МТУ в подавляющем большинстве случаев применяются бесконтактные подшипники, так как на сегодняшний день даже самые совершенные подшипники качения с керамическими шариками имеют ограниченный ресурс работы, нуждаются в сложных системах смазки и охлаждения, требуют прецизионного монтажа и, в целом, являются достаточно дорогостоящим изделием. Среди бесконтактных подшипников на сегодняшний день наибольшее распространение получили магнитные газостатические и газодинамические подшипники. При этом опыт показывает, что для применения в МТУ наиболее целесообразно применять лепестковые газодинамические подшипники (ЛГ), являющиеся разновидностью подшипников с газовой смазкой. Эти подшипники не нуждаются ни во внешнем источнике сжатого газа, необходимом для работы газостатических опор, ни в источнике электроэнергии, питающем электромагнитные опо-

ры. Ресурс ЛГ превышает 200 000 часов и 100 000 циклов «пуск/останов», частота вращения может достигать до 750 000 об/мин, а вес ротора может достигать 70 кг [3].

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЭЛЕКТРОТУРБОГЕНЕРАТОРА

3.1. Исходные данные

На первом этапе исследование проводилось моделирование магнитного поля в электрогенераторе. Для этого сначала был выполнен проектный расчет генератора, затем с помощью программы Flux12 произведено моделирование генератора. В качестве исходных данных были взяты параметры, приведенные в таблице 1.

Таблица 1. Исходные данные для проектного расчета генератора

Номинальная электрическая мощность, кВт	30
Частота вращения, об/мин	100 000
Электромагнитный КПД	не менее 87 %

3.2. Исследование разных типов конструкций ротора генератора

При выборе конструкции роторов высокоскоростных ЭТМ необходимо учитывать, что постоянные магниты в этих машинах должны работать при высоких механических и температурных нагрузках. Опыт показывает, что обеспечить требуемую прочность роторов высокоскоростных ЭТМ можно в двух различных конструкциях:

1) используя роторы с монолитным магнитом и цилиндрический бандаж из высокопрочного немагнитного материала (см. рис.1(а));

2) используя составные роторы с магнитами из редкоземельных элементов и бандажом, состоящим из комбинации двух высокопрочных материалов – магнитопроводящего над полюсом и немагнитного над межполюсным пространством (см. рис.1(б)).

В результате проведенного моделирования были получены картины распределения магнитного поля для разных конструкций ротора и для различных режимах его работы. На рис.1 показано распределение магнитного потока, которое было получено при моделировании и изображены типы конструкций ротора генератора.

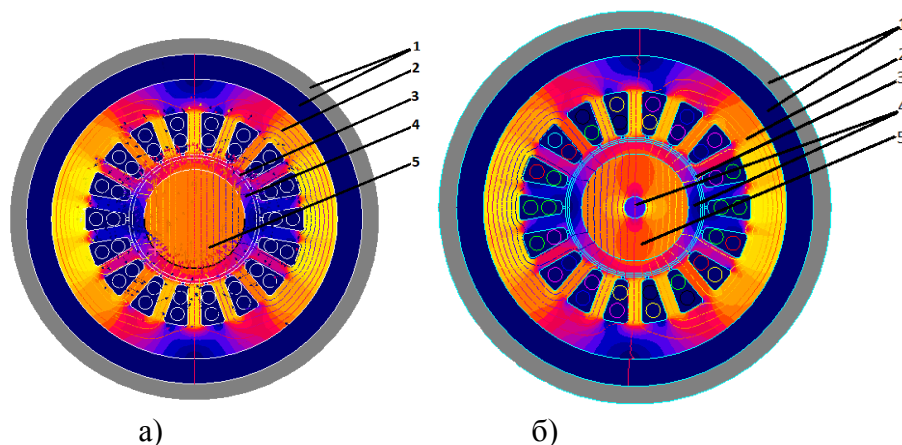


Рис. 1. Конструкции генераторов и распределение магнитного потока в них.

а – монолитный ротор из высокопрочных магнитных сплавов; б – составной ротор с магнитами и внешним бандажом из высокопрочных сплавов; 1 – окружающая немагнитная среда; 2 – внешний магнитопровод (модель статора); 3 –воздушный зазор; 4 – немагнитный участок ротора; 5 – магнитная система ротора.

Технология изготовления составных роторов более сложная и дорогая, чем монолитных роторов, для её реализации необходимо решать вопросы стабильного и надёжного соединения магнитов, бандажа и конструктивных элементов вала методами сварки и т.д. Использование магнитов из редкоземельных элементов (неодим-железо-бор и/или самарий-кобальт) обеспечивает прекрасные магнитные свойства составных роторов при их малом весе и габаритах, что особенно важно для высокоскоростных электрогенераторов. Часто использование составных роторов позволяет упростить структуру электронных преобразователей [3].

3.3. Характеристики ЭМ

Одной из важнейших характеристик электрического генератора, характеризующей его работу под нагрузкой является его внешняя характеристика. Генератор должен обеспечивать выходное напряжение выше минимально допустимого во всём диапазоне нагрузок.

Для построения внешней характеристики в программе Flux к моделям двух спроектированных генератору была подключена модель нагрузки. Внешняя характеристика и график зависимости мощности двух конструкций генератора приведена на рис.2.

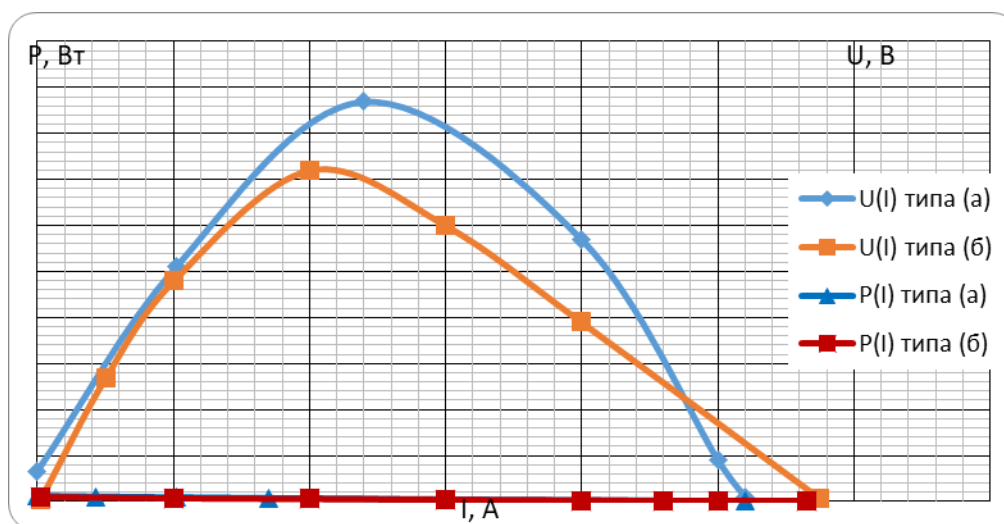


Рис.2 Внешняя характеристика и график зависимости мощности от тока. Генератор типа (а) – это генератор с монолитным ротором, генератор типа (б) – генератор с составным ротором.

Оба варианта конструкции турбогенератора обладают достаточно жёсткой внешней характеристикой. Оба варианта обеспечивают требуемое напряжение на нагрузке при росте выходного тока. Однако, составная конструкция немного уступает конструкции с монолитным магнитом ротора по уровню предельно отдаваемой мощности. Приведённое отличие нельзя считать существенным, т.к. перегрузочная способность генератора по прежнему остаётся выше 2.

В связи с технологическими трудностями, связанными с производством комбинированного ротора и несущественным отличием характеристик рассматриваемых конструкций на дальнейших этапах работы было принято решение использовать конструкцию с монолитным магнитом.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КПД, РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТОВ И ПОСТРОЕНИЕ 3D-МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МАШИНЫ

4.1. Потери и КПД

После выполнения электромагнитных расчетов машины необходимо провести тепловой расчет для определения ожидаемого установившегося превышения температуры обмоток. Для его выполнения на предыдущем этапе с помощью конечно-элементного моделирования были получены электромагнитные потери в статоре и роторе. КПД в обеих конструкциях генератора удовлетворяет исходному требованию, что видно из формул (1) и (2).

1) КПД генератора с монолитным ротором:

$$\eta = \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВЫХ}} + \Delta P} = \frac{30000 \text{ Вт}}{30000 \text{ Вт} + 2029 \text{ Вт}} = 0.93, \quad (1)$$

$$\text{где } \Delta P = \Delta P_{\text{ротора}} + \Delta P_{\text{Cu}} + \Delta P_{\text{статора}} = 732 + 897 + 400 = 2029 \text{ Вт}$$

2) КПД генератора с комбинированным ротором:

$$\eta = \frac{P_{\text{ВЫХ}}}{P_{\text{ВЫХ}} + \Delta P} = \frac{30000 \text{ Вт}}{30000 \text{ Вт} + 3124 \text{ Вт}} = 0.9, \quad (2)$$

$$\text{где } \Delta P = \Delta P_{\text{ротора}} + \Delta P_{\text{Cu}} + \Delta P_{\text{статора}} = 1827 + 897 + 400 = 3124 \text{ Вт}$$

4.2. Тепловые результаты расчетов

По результатам теплового расчета были получены температуры для отдельных элементов конструкции генератора (в номинальном режиме работы):

1) Перегрев корпуса относительно окружающей среды:

$$\Delta T_1 = 74,2^\circ\text{C};$$

2) Перегрев ярма относительно меди в пазу:

$$\Delta T_2 = -7,8^\circ\text{C};$$

3) Перегрев ярма относительно зубцов:

$$\Delta T_3 = -3^\circ\text{C};$$

4) Перегрев меди в пазу относительно лобовых частей:

$$\Delta T_4 = 122,4^\circ\text{C};$$

5) Перегрев меди в пазу относительно зубцов:

$$\Delta T_5 = -4,8^\circ\text{C};$$

6) Перегрев меди в пазу относительно зазора:

$$\Delta T_5 = 122,4^\circ\text{C};$$

7) Перегрев зубцов относительно зазора:

$$\Delta T_6 = 127,3^\circ\text{C}.$$

Поскольку основным источником тепла является обмотка статора, то максимальный перегрев приходится на нее. При проектном расчете выбраны провода, изоляция которых способна выдержать данную температуру с запасом.

4.3. Разработка 3D-модели машины

Следующий этап это построение 3D-модели машины. На рис.3 приведена модель машины с учетом размещения обмотки по пазам статора.

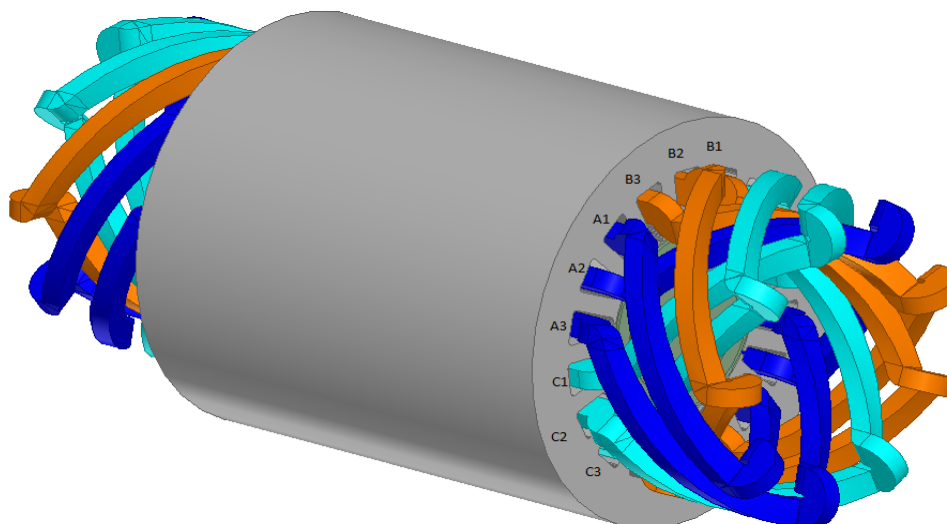


Рис.3. 3D-модель генератора. A1,A2,A3,B1,B2,B3,C1,C2,C3 – распределение обмоток по пазам статора генератора.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе рассмотрена энергетическая установка для преобразования низкопотенциального тепла в электрическую энергию. Рассмотрены различные варианты исполнения электрических машин для микротурбинных установок, обоснована перспективность применения электрических машин с постоянными магнитами. Разработаны и рассмотрены две модели различной конструкции электрической машины. Определены преимущества конструкции с монолитным магнитом. С помощью разработанных моделей проведены расчеты, результаты которых удовлетворяют требованиям технического задания. Рассмотренные в докладе модели могут быть использованы для дальнейших исследований электротурбогенератора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Понамарева Л.Н., Румянцев М.Ю., Сизякин А.В. Имитационное компьютерное моделирование высокоскоростных электромашин для автономных систем генерирования электроэнергии. Инновации на основе информационных и коммуникационных технологий: Материалы международной научно-практической конференции. М.:МИЭМ НИУ ВШЭ, 2012, стр.426-436.
2. Ледовский А.Н. Электрические машины с высококоэффициентными постоянными магнитами. М.: Энергоатомиздат, 1985. 230 с.
3. Захарова Н.Е., Зотов С.Н., Румянцев М.Ю., Сигачёв С.И., Щедухин С.И. Высокоскоростные турбомшины на базе вентильных двигателей. Электротехнические комплексы автономных объектов: Сборник научных статей. М.: Издательский дом МЭИ, 2008. С.90-93.
4. Балагуров В.А., Галтеев Ф.Ф., Ларионов А.Н. Электрические машины с постоянными магнитами. М.: Издательство «Энергия» 1964.

Н.А. Сабайкин¹, М.Г. Киселев², Ю.К. Розанов³

1 – студент, 2 – руководитель или консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

СЕТЕВОЙ РЕГУЛЯТОР И МЕТОДЫ ЕГО УПРАВЛЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается трехфазный сетевой регулятор с различными методами управления. Сетевой регулятор подключается параллельно между сетью и нагрузкой для снижения коэффициента гармонических искажений тока сети и улучшения коэффициента мощности нагрузки.

Ключевые слова – FACTS, широтно-импульсная модуляция (ШИМ), гистерезисная модуляция, прогностическое управление, качество электрической энергии.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в системах электроснабжения растет доля полупроводниковых силовых устройств, к которым относятся электрические приводы, преобразователи, применяемые в сетях распределенной генерации, бытовая электроника, светодиодные осветительные приборы и другие. Применение таких устройств позволило расширить возможности потребителей, но также привело к ухудшению качества электрической энергии [1]. Для решения этой проблемы применяют устройства для поддержания качества электроэнергии. Исследования методов управления такими устройствами выходят на передний план и представляют большой интерес, что подтверждается большим количеством опубликованных статей на эту тему.

Современные устройства для поддержания качества электроэнергии основаны на базе полупроводниковых приборов, которые также положили начало развития гибких систем передачи переменного тока, – FACTS. К устройствам FACTS первого поколения принято относить устройства, обеспечивающие регулирование напряжения (реактивной мощности). К устройствам FACTS второго поколения относят устройства, регулирующие как величину, так и фазу напряжения. Такими устройствами являются СТАТКОМ, объединенный регулятор потока мощности и другие [2].

Основные методы управления: гистерезисная модуляция, ШИМ-модуляция. С развитием микропроцессорной техники стало возможным применять более сложные методы, такие как управление с использованием нечеткой логики, прогностическое управление и другие.

В данной статье рассмотрены различные методы управления сетевым регулятором (СР) для поддержания качества электроэнергии и представлен алгоритм перераспределения функций между регуляторами в сети.

2. ПРИНЦИП РАБОТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕГУЛЯТОРА

Интеграция в электрическую сеть источников возобновляемой энергетики, применение активных выпрямителей, компенсаторов реактивной мощности (СТАТКОМ) выполняется на основе универсальной структуры сетевого регулятора, состоящего из полупроводникового преобразователя и выходного фильтра.

Трехфазный сетевой регулятор (СР), работающий параллельно с сетью, изображен на

рис. 1. В случае четырехпроводной системы нейтральный проводник подключается к нейтральной точке на стороне постоянного тока.

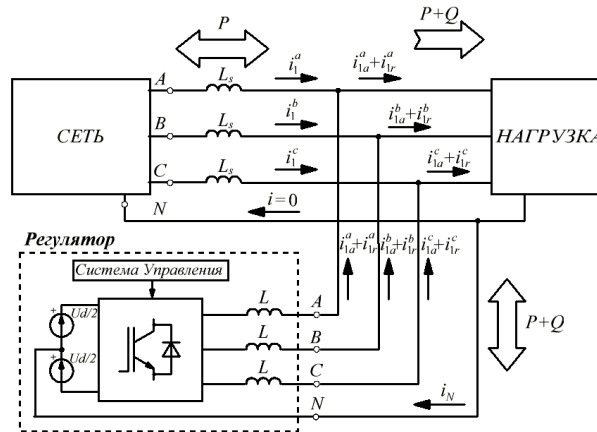


Рис. 1. Сетевой регулятор, подключенный параллельно сети.

Реализация системы управления (СУ) при применении ШИМ-модуляции представлена на рис. 2. Вычисление напряжения регулирования (U_{reg}) в СУ осуществляется на основе преобразования Парка-Горева. Сигналы тока СР и тока нагрузки преобразуются на dq -составляющие в зависимости от желаемых функций, активной (d_i) и реактивной (q_i) составляющих, по гармоникам (d_5q_5 , d_7q_7 , и т.д.), обратной (d_2q_2) и нулевой последовательностей (d_0q_0) и др. По каждой из составляющих тока регулятора и тока нагрузки вычисляются ошибки и подаются на ПИ-регулятор. С выхода ПИ-регулятора сигналы подаются на блок обратного преобразования dq/abc , где по отдельности преобразуются в abc координаты, сумма которых дает сигнал напряжения регулирования [3]. Полученные сигналы складываются с напряжением сети, масштабируются относительно половины напряжения на конденсаторных батареях и подаются на блок ШИМ.

Гистерезисная модуляция реализуется проще. Ошибка сигнала тока дросселя и тока задания подается на релейный элемент, формирующий сигналы управления.

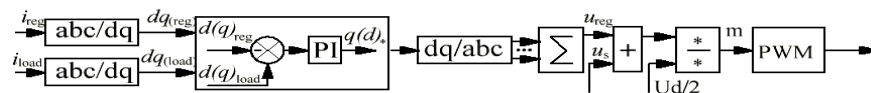


Рис. 2. Блок схема системы управления для ШИМ (I_{reg} , I_{load} – ток регулятора и нагрузки соответственно; $dq_{(reg)}$, $dq_{(load)}$ – составляющие соответствующих токов, в синхронных координатах; U_{reg} , U_s , U_d – напряжение регулирования, напряжение сети и напряжение на конденсаторных батареях соответственно; m – модулируемый сигнал).

3. МОДЕЛЬ РЕГУЛЯТОРА

Модель разработана в программном комплексе Matlab/Simulink и изображена на рис. 3. В результате расчета моделей получены спектральные составы выходного тока регулятора и зависимость коэффициента гармоник от частоты переключения ключей (рис. 4).

Анализ гармонического состава тока показывает, что высшие гармоники при ШИМ-модуляции сосредоточены около модуляционных частот. При гистерезисной модуляции

гармоники равномерно распределены по спектру, в том числе и в области низких частот, близких к основной. Коэффициент гармоник при ШИМ-модуляции меньше, чем при гистерезисной модуляции, и принимает допустимые значения уже при частоте ШИМ 5 кГц. Увеличение частоты модуляции является нецелесообразным, так как это приведет к увеличению потерь.

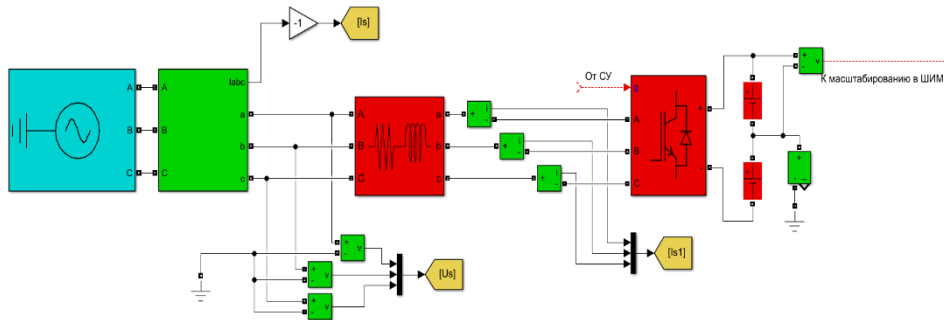


Рис. 3. Модель регулятора.

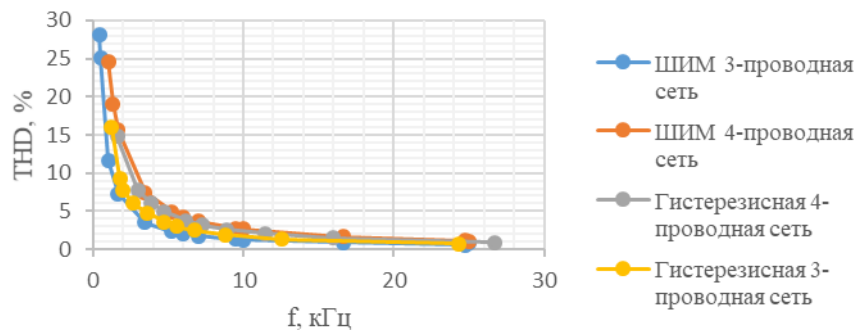


Рис. 4. Зависимость коэффициента гармоник от частоты переключения ключей.

4. АЛГОРИТМ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФУНКЦИЙ

В умной сети одновременно работают множество устройств, некоторые из которых могут быть перегружены. В связи с тем, что большинство этих устройств построены на структуре, изображенной на рис. 1, имеется возможность перераспределить функции по поддержанию качества электроэнергии между ними. Перегрузка появляется при превышении единицы коэффициента модуляции в системах управления с ШИМ.

На рис. 5 изображена схема, на основе которой был разработан алгоритм перераспределения функций. Система состоит из трехфазного выпрямителя (ТВ) и активно-индуктивной нагрузки, а также активного выпрямителя (АВ), работающего на активную нагрузку. Параметры системы представлены в табл. 1, модель 1. Нагрузка в модели обеспечивает перегрузку регулятора. Модулированный сигнал СР равен 1,21, при этом на АВ сигнал равен 0,78. Рассматривались такие функции регулятора, как компенсация реактивной мощности и фильтрация 5, 7, 11 гармоник.

В процессе моделирования были рассмотрены различные случаи распределения функций между СР и АВ с целью уменьшения перегрузки первого. По итогам моделирования оказалось, чтобы добиться требуемого условия, необходимо перераспределить функции с одного регулятора на другой в соответствии с коэффициентами, и был разра-

ботан алгоритм, по которому происходило данное перераспределение. Результат работы предложенного алгоритма представлен на рис. 6.

В центре управления формируются сигналы напряжения регулирования и его гармонические составляющие, в зависимости от требуемых функций, для каждого преобразователя. Затем рассчитываются модулируемые сигналы для СР и АВ. В соответствии с алгоритмом, если регулятор оказался перегружен, то необходимо найти участок, на котором наблюдается превышение единицы. На данном участке выделяется наибольшая гармоника напряжения регулирования. По результатам формируются сигналы на разделение данной гармоники на СР и АВ. Иными словами, распределение гармоник определяется в соответствии с коэффициентами K_{reg} и K_{VSC} [4].

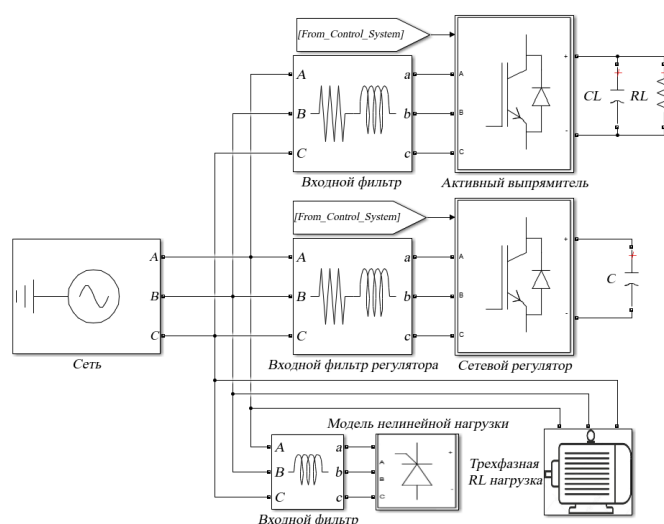


Рис. 5. Модель системы.

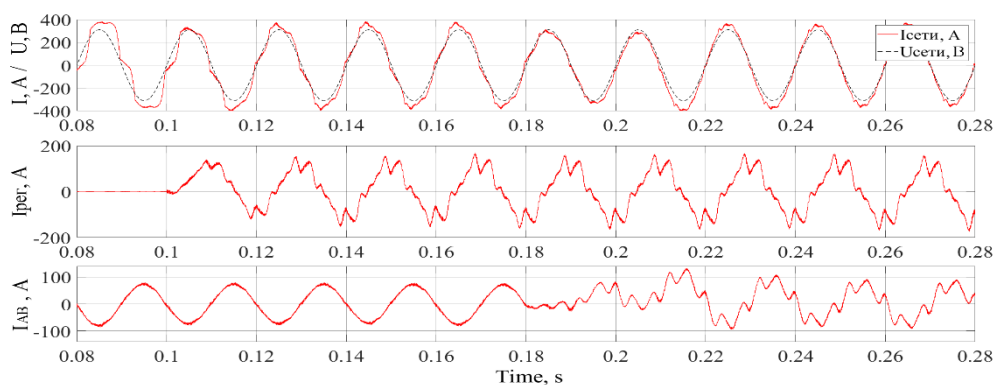


Рис. 6. Работа алгоритма.

5. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ С ПРОГНОЗИРОВАНИЕМ

Прогноз заключается в вычислении вектора тока в будущий момент времени, предполагая отсутствие изменения амплитуды и вращения вектора с постоянной скоростью. Вычисление вектора осуществляется с использованием обратного преобразования Парка-Горева со смещенными осями синхронной системы координат на угол равный приращению угла за один шаг дискретизации. Поворот осей обратного преобразования Парка-Горева эквивалентен повороту вектора тока относительно исходных осей прямого преобразования. Действительное значение тока регулятора сравнивается со спрогнозированным

ным значением опорного тока. Полученная ошибка подается на блок ШИМ, аналогично рис. 2 [5].

Модель системы похожа на систему на рис. 5 при отсутствии активного выпрямителя. Параметры системы указаны в табл. 1, модель 2.

Таблица 1. Параметры модели

Параметры модели		Модель 1	Модель 2
Напряжение сети, В		380	380
Частота, Гц		50	50
Активная мощность нагрузки, кВт		7,07	2,5
Реактивная мощность нагрузки (индуктивная), кВА		7,07	2,5
ТВ	R , Ом	2	7,5
	L , мГн	2,5	2,5
	Индуктивность входного фильтра L_f , мГн	30	0,5
СР	Индуктивность входного фильтра L_f , мГн	1,05	1,46
	Сопротивление входного фильтра R_f , Ом	0,033	0,046
	Входное напряжение, В	750	750
АВ	Индуктивность входного фильтра L_f , мГн	1,6	-
	Сопротивление входного фильтра R_f , Ом	0,05	-
	Сопротивление нагрузки, Ом	20	-
	Выходное напряжение, В	800	-
Коэффициент гармоник тока нагрузки, %		18,5	20,5
Итоговый коэффициент гармоник тока сети, %		3,64	8

Проведено исследование модели с прогностическим управлением с различными шагами дискретизации и различной частотой ШИМ. Выявлено их влияние на коэффициент гармоник. Оказалось, что чем больше шаг дискретизации, тем больше коэффициент гармоник. Это связано с тем, что сигнал ошибки принимает большие значения, так как при большом шаге опорный ток изменяется большими скачками. Поэтому оптимальными параметрами являются частота ШИМ 5250 Гц, а шаг дискретизации 0,2 мс. Дальнейшее моделирование проводилось при этих параметрах. Выбранная частота позволит добиться снижения коэффициента гармоник без роста дополнительных потерь, а шаг дискретизации не будет нагружать микропроцессор при расчете опорного тока.

На рис. 7 представлены графики тока сети фазы А вместе с его основной гармоникой и тока регулятора фазы А прогностического метода. По полученным результатам видно, что у прогностического метода нет переходных процессов, это связано с отсутствием ПИ-регулятора. Коэффициент гармоник тока сети в обоих случаях снизился до 8%.

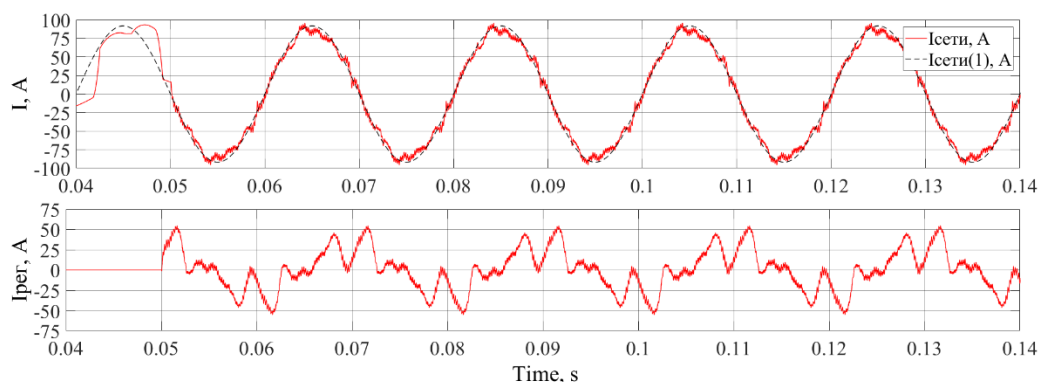


Рис. 7. Графики токов в системе при работе прогностического метода управления.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье был проведен анализ методов управления сетевым регулятором, возможности перераспределения функций коррекции коэффициента мощности и подавления высших гармоник между регуляторами.

Результаты моделирования показали, что коэффициент гармоник принимает меньшие значения при ШИМ-модуляции, чем при гистерезисном управлении, но реализация метода сложнее. Также у ШИМ-модуляции из-за наличия ПИ-регулятора возникает переходной процесс.

Работа предложенного алгоритма перераспределения функций по поддержанию качества электроэнергии показывает, что для эффективной работы регуляторов необходимо перераспределять гармоники напряжения задания не полностью, а частично, с коэффициентом, определяемым центром управления всей системы умной сети.

Применение прогностического метода управления позволяет добиться аналогичных результатов как в случае с обычной ШИМ, но с лучшими динамическими и статическими характеристиками.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Rohouma W., Balog R. S., Peerzada A.A., Begovic M.M.** D-STATCOM for harmonic mitigation in low voltage distribution network with high penetration of nonlinear loads// *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 1449–1464, January 2020.
2. **Hingorani N. G., Gyugyi L.** *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York, IEEE Press, pp.452.2000.
3. **Розанов Ю.К.** Силовая электроника для управления качеством электрической энергии. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2015. 88 с.
4. **Sabaykin N. A., Kiselev M. G., Konyushenko E. V., Erokhina E. S. and Rozanov Y. K.** Power Grid Regulator Utilization for Current Harmonic Reduction in Smart Grid// 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russia, 2020, pp. 1-5.
5. **Jeong S.G., and Woo M.H.** DSP-based active power filter with prediction current control// *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 44, no.3, pp.329-336, June 1997.

*А.С. Филатов*¹, *А.В. Сизякин*², *М.Ю. Румянцев*³

1 – студент, 2 – руководитель или консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПАРОВОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассмотрены разработанные алгоритмы управления электронным преобразователем на базе микроконтроллера STM32F407.

Ключевые слова – аналогово-цифровой преобразователь, широтно-импульсная модуляция, «мертвое» время, инвертор, несущий сигнал, моделирующий сигнал

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существуют три основных класса систем управления (СУ): аналоговые, цифровые, смешанные (цифро-аналоговые). Аналоговые СУ уступают сегодня место смешанным, и вектор развития направлен на применение в силовых преобразователях чисто цифровых СУ[1].

2. АЛГОРИТМ РАБОТЫ СУ

Структурная схема системы управления представлена на рис.1 и состоит из следующих элементов: датчики напряжения ДН, блок операционных усилителей БОУ, микроконтроллер STM32F407, блок драйверов БД, датчик тока ДТ.

Рассмотрим алгоритм работы данной системы. Фазное напряжение с выхода инвертора измеряется датчиками напряжения ДН. Сигнал с датчиков приходит на блок операционных усилителей БОУ и масштабируется до необходимого уровня напряжения. Далее аналоговый сигнал подается на встроенный в микроконтроллер аналогово-цифровой преобразователь (АЦП). Так же собирается информация с датчика тока ДТ, который находится в шине постоянного тока и служит для информирования системы управления о текущем уровне нагрузки. На основании собранных с датчиков данных в микроконтроллере формируется управляющий сигнал, который подается на блок драйверов, где происходит его усиление и преобразование к уровню, обеспечивающему управление транзисторами. С блока драйверов уже усиленный управляющий сигнал подается на затворы IGBT транзисторов.

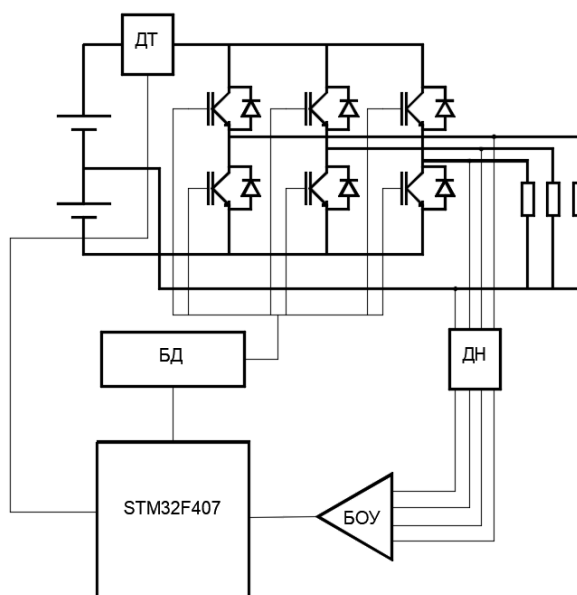


Рис.1. Структурная схема СУ.

3. ОРГАНИЗАЦИЯ ШИМ

Так как управление инвертором осуществляется с помощью синусоидальной широтно импульсной модуляции (ШИМ), то необходимо пояснить принцип формирования ШИМ в микроконтроллере STM32F407.

Генерация ШИМ в микроконтроллере STM32F407 осуществляется с помощью таймеров общего назначения. В микроконтроллерах STM32 есть несколько таймеров, способных работать в режиме широтно-импульсной модуляции. Такой функциональностью обладают все таймеры, кроме Basic timers (TIM6 и TIM7). Для того чтобы сформировать синусоидальную ШИМ (рис.2), необходимо иметь два сигнала: несущий (пилообразный сигнал) и моделирующий (в данном случае синусоидальный).

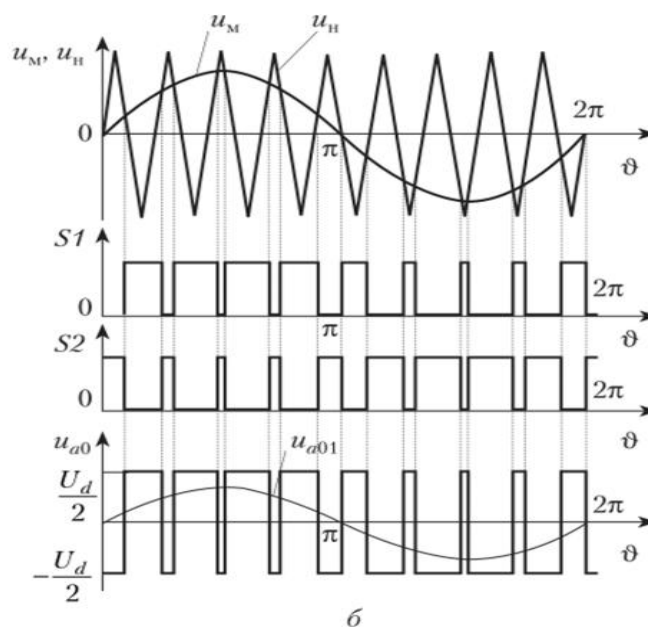


Рис.2. Диаграмма формирования синусоидальной ШИМ.

Но если получение пилообразного сигнала в микроконтроллере не составляет труда, так как контроллер может выдавать только два уровня сигнала (логические 0 и 1), то формирование синусоидального сигнала требует дополнительных мер. Для этого необходимо высчитать значения точек пересечения пилообразного и синусоидального сигналов и с определенной периодичностью заносить эти значения в регистр сравнения таймера (рис. 3).

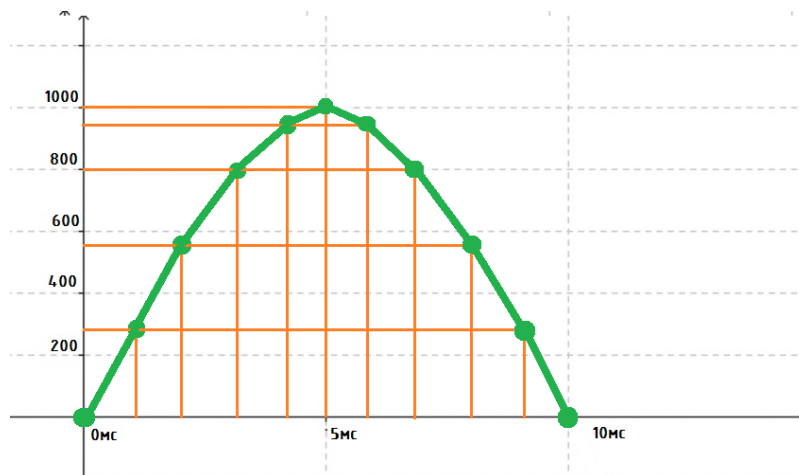


Рис.3. Формирование массива значений счетного регистра.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ «МЕРТВОГО» ВРЕМЕНИ

Кроме того, необходимо предупредить возможность возникновения сквозных токов инвертора. Типовая схема силовой части инвертора на основе IGBT показана на рисунке 4. В нормальном режиме работы транзисторы верхнего и нижнего плеча должны включаться по очереди. Одновременное нахождение двух транзисторов в проводящем состоянии приведет к короткому замыканию источника питания и появлению сверхтоков, величина которых ограничивается лишь малым активным сопротивлением в силовой цепи.

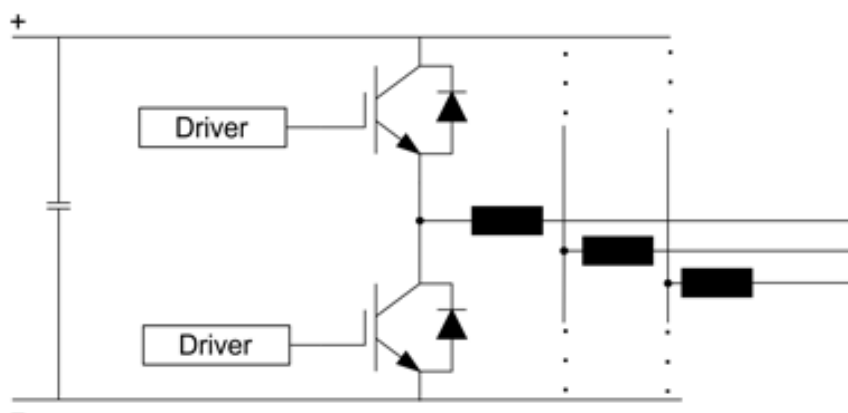


Рис. 4. Типовая схема силовой части инвертора.

Конечно, нецелесообразно проектировать инвертор так, чтобы транзисторы верхнего и нижнего плечей одновременно находились в открытом состоянии. Однако IGBT не являются идеальными ключами и имеют конечную длительность времен включения и выключения, которые не только не равны друг другу, но еще и зависят от множества факто-

ров, в числе которых температура кристалла и величина коммутируемого тока. Поэтому на практике в сигналы управления транзисторами вводится задержка, известная как «мертвое время» (Dead Time), гарантирующая, что транзистор одного плеча будет открыт только после того, как транзистор другого плеча будет полностью закрыт.

Различают две длительности мертвого времени – расчетную и фактическую. Расчетная длительность мертвого времени (Control Dead Time) – это длительность задержки между сигналами открытия транзисторов, формируемая схемой управления на основе специализированных алгоритмов. Фактическая длительность мертвого времени (Effective Dead Time) – это длительность интервала времени, на протяжении которого оба транзистора находятся в закрытом состоянии. В идеальном случае фактическая длительность мертвого времени должна быть равна нулю, и транзистор одного плеча инвертора должен открываться сразу после закрытия транзистора другого плеча. Однако из-за сложности контроля параметров, влияющих на длительность переключений транзисторов, расчетная длительность мертвого времени закладывается в алгоритм работы схемы управления для наихудшего случая, поэтому на практике фактическая длительность мертвого времени обычно всегда больше нуля.

Введение задержки в сигналы управления транзисторами предотвращает появление сквозных токов, однако из-за негативного влияния на форму выходного напряжения инвертора увеличивать ее длительность более 1-3 мкс нельзя. Рассмотрим это на примере работы одного из плеч инвертора (рисунок 5). Пусть в исходном состоянии транзистор верхнего плеча T_1 был открыт, а ток нагрузки протекал в направлении, указанном стрелкой. После закрытия T_1 и до открытия транзистора нижнего плеча T_2 ток нагрузки замыкается через диод D_2 , что в данном случае соответствует логике работы инвертора, ведь после закрытия верхнего плеча ток нагрузки должен протекать через нижнее плечо. Однако после закрытия транзистора T_2 и до открытия T_1 ток нагрузки снова будет протекать через диод D_2 , а это уже противоречит алгоритму формирования выходного напряжения. При изменении направления тока нагрузки ситуация будет аналогична, только ток будет замыкаться через диод верхнего плеча D_1 , что при выключении транзистора T_1 также будет нарушать порядок формирования выходного напряжения.

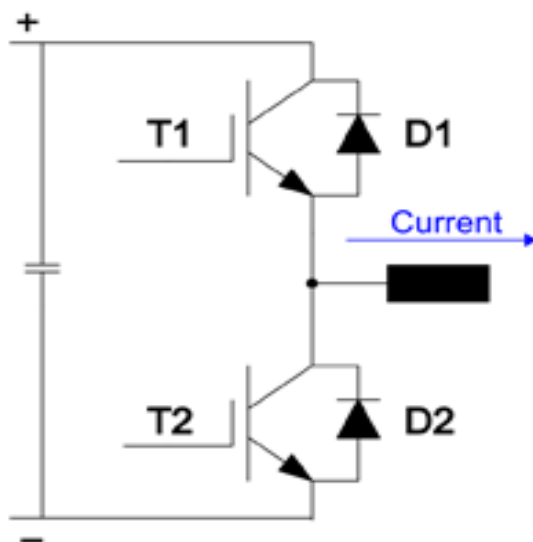


Рис. 5. Плечо инвертора.

Таким образом, когда оба транзистора закрыты, выходное напряжение инвертора становится неуправляемым и определяется направлением тока нагрузки. Чем больше фактическая длительность мертвого времени, тем более неконтролируемым становится выходное напряжение. На практике, например, при подключении к выходу инвертора асинхронного двигателя, это может привести к нестабильной работе всей системы вплоть до выхода из строя ее компонентов, поэтому к определению необходимой длительности мертвого времени следует подходить очень осторожно и с четким пониманием всех процессов, происходящих при переключении транзисторов силовой части инвертора [2]. Для снижения влияния мертвого времени на форму напряжения можно изменить алгоритм управления таким образом, чтобы длительность импульсов, увеличивающихся за счёт мертвого времени, искусственно уменьшалась системой управления. Такой алгоритм позволяет существенно улучшить форму кривой напряжения, оставляя искажения лишь в зоне, где ток нагрузки переходит через ноль. [3].

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе рассмотрен алгоритм работы системы управления электронным преобразователем. Рассмотрена работоспособная структура, а также выявлены особенности формирования мертвого времени в инверторе. По рассмотренному алгоритму в настоящее время отлаживается программа для микроконтроллера.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Юдинцев А.Г., Юдинцев А.Г., Рулевский В.М. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРЁХФАЗНЫМ АВТОНОМНЫМ ИНВЕРТОРОМ С ВЕКТОРНОЙ ШИРОТНО-ИМПУЛЬСНОЙ МОДУЛЯЦИЕЙ // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 5-1. – С. 168-173;
2. **D.Grahame Holmes, Thomas A. Lipo:** „Pulse width modulation for power converters: principles and practice“, IEEE Press, 2003. ISBN 0-471-20814-0
3. **Анучин А.С.** Системы управления электроприводов. Учебник для вузов. – 2015.

П.Д. Тихонов¹, С. И. Хренов²

1 – студент, 2 – научный руководитель

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИБРИДНЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ. ВЛИЯНИЕ ТРАНСПОЗИЦИИ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ НА НАПРЯЖЕНИЕ ПРИКОСНОВЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

В последние годы в мировой практике по эксплуатации электрических сетей остро встает вопрос по увеличению передаваемой мощности протяженных воздушных линий. В частности, рассматривается возможность преобразования двухцепной воздушной линии переменного тока в гибридную воздушную линию. Под гибридной понимается воздушная линия, содержащая в своей конструкции цепи постоянного и переменного тока, закрепленные на одной опоре. В данной работе рассматривается одна из особенностей эксплуатации такой линии, а именно влияние транспозиции фазных проводов работающей цепи переменного тока на значения напряжения прикосновения в отключенной и заземленной цепи постоянного тока при проведении на ней ремонтных работ.

Ключевые слова — воздушные линии постоянного и переменного тока; индуцируемое напряжение; напряжение прикосновения; эксплуатация гибридных воздушных линий

1. ВВЕДЕНИЕ

Использование высоковольтных воздушных линий постоянного тока для передачи электроэнергии на большое расстояние становится все более популярно в странах Западной Европы. Это позволяет уменьшить потери по передаче электроэнергии, а также увеличить передаваемые мощности при совместном использовании классических и возобновляемых источников электроэнергии. Одной из последних тенденций является преобразование существующей воздушной линии переменного тока в линию постоянного тока.

Так, например, двухцепная воздушная линия переменного тока может быть преобразована в линию, одна цепь которой остается цепью переменного тока, в то время как вторая будет эксплуатироваться в качестве цепи постоянного тока [1–3]. В этом случае электрические цепи постоянного и переменного тока могут эксплуатироваться независимо друг от друга.

Протяженные воздушные линии переменного тока обычно выполняются с транспозицией фазных проводов. Линии постоянного тока, в свою очередь, не требуют транспозиции, однако, в случае гибридной линии, транспонированная цепь переменного тока оказывает влияние на цепь постоянного тока. Транспозиция фазных проводов позволяет уменьшить токи, наводимые в соседней цепи, однако при этом может наблюдаться увеличение значения напряжения прикосновения в цепи постоянного тока, отключенной для проведения на ней ремонтных работ.

В литературе рассматривались случаи увеличения индуцируемого напряжения в отключенной и заземленной линии переменного тока вблизи транспозиционных узлов при наличии рядом с ней второй параллельно идущей воздушной линии [4, 5]. В вышеупомянутой литературе было замечено, что максимальные значения напряжения прикосновения, индуцируемые цепью переменного тока с транспозицией фазных проводов, оказались выше значений этого напряжения в случае отсутствия транспозиции. Таким образом,

есть опасность превышения допустимых значений напряжения прикосновения при проведении персоналом ремонтных работ на отключенной и заземленной цепи постоянного тока вблизи работающей цепи переменного тока.

Ниже рассматривается двухцепная высоковольтная воздушная линия переменного тока, которая может быть преобразована в гибридную линию. Цель данной работы заключается в изучении влияния цепи переменного тока на напряжение прикосновения, индуцируемое в отключенной и заземленной цепи постоянного тока, при различных схемах транспозиции фазных проводов.

2. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Опора двухцепной высоковольтной воздушной линии переменного тока, которая может быть преобразована в гибридную линию, схематически представлена на рисунке 1. Цепи I и II могут эксплуатироваться независимо друг от друга. На рисунке 2 схематично изображена модель ситуации прикосновения персоналом фазного провода отключенной цепи.

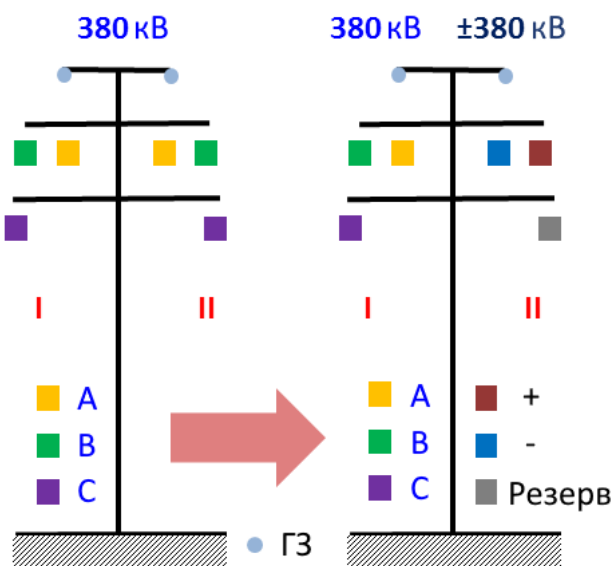


Рис.1. Преобразование двухцепной воздушной линии переменного тока в гибридную линию ГЗ - грозозащита.

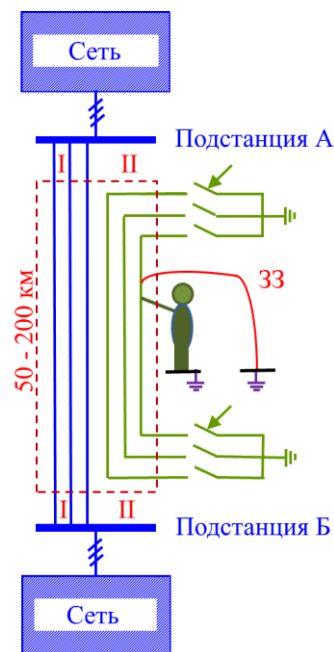


Рис.2. Прикосновение персоналом фазного провода отключенной цепи при наличии защитного заземления (ЗЗ).

Анализ влияния различных схем транспозиции фазных проводов цепи переменного тока на цепь постоянного тока проводился с помощью пакета программного обеспечения Matlab Simulink. Была построена математическая модель гибридной воздушной линии, а также работающего персонала. Ниже на рисунке 3 представлена модель момента касания персоналом фазного провода отключенной цепи.

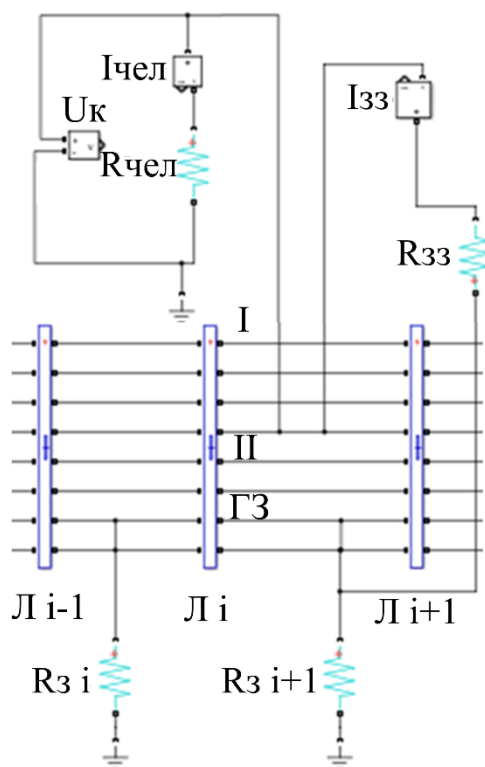


Рис. 3. Модель случая касания персоналом фазного провода отключенной цепи в среде MATLAB / Simulink.

Важно заметить, что защитное заземление не всегда напрямую подключено к конкретному месту работы. Может возникнуть ситуация, при которой защитное заземление установлено на расстоянии одной или двух секций от места проведения работ с обеих сторон (например, на соседних опорах). Таким образом, персонал работает как бы «между заземлениями» [6]. Такая ситуация смоделирована на рисунке 3 в виде наличия отдельного сопротивления $R_{зз}$, обозначающего сопротивление проводов защитного заземления от места заземления до места проведения работ.

Двухцепная воздушная линия была смоделирована в виде совокупности двух трехфазных электрических цепей и проводов заземления, учитывая геометрию проводников и опор, электромагнитную связь между проводниками, скин-эффект в проводах, а также токи утечки. Рассматривались воздушные линии длиной 50 и 200 км. Линия была смоделирована в виде последовательного соединения нескольких участков (L_i , L_{i+1} , и т.д.). Каждый участок представляет собой несколько пролетов. Сопротивление заземления опор представлено в виде эквивалентного сопротивления R_z для каждого участка линии. Напряжение прикосновения U_k измерялось при помощи вольтметра, соединенного параллельно с эквивалентным сопротивлением человека $R_{чел}$.

Для моделирования гибридной воздушной линии использовалось минимально необходимое число участков. К ним относятся участки воздушной линии вблизи подстанций, а также участки между опорами, на которых выполняется транспозиция фазных проводов. Таким образом, часть трехфазной цепи, к которой прикасается рабочий персонал, была смоделирована между двумя узлами транспозиции.

Перемещение измерительного оборудования вдоль линии моделировалось путем изменения соответствующих параметров эквивалентного участка, таких как его длина и эквивалентное сопротивление.

В качестве эквивалентного сопротивления тела человека была принята величина, равная 1000 Ом. Способ подключения эквивалентного сопротивления человека показан на рисунке 3. Электрическая цепь I была смоделирована в режиме нормальной работы с рабочими токами 1800 и 3600 А, которые являются максимально допустимыми рабочими токами для этого класса напряжения. Значения напряжения прикосновения измерялось в отключенной и заземленной цепи II (рисунок 2).

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты симуляции работы линии длиной 50 и 200 км при отсутствии транспозиции при рабочих токах 1800 и 3600 А представлены на рисунках 4 и 5. Зависимости на рисунках 4 и 5 показывают, что только при значении рабочего тока 3600 А может наблюдаться превышение допустимого в Германии значения напряжения прикосновения 50 В [7]. В этом случае при проведении ремонтных работ требуются дополнительные защитные меры.

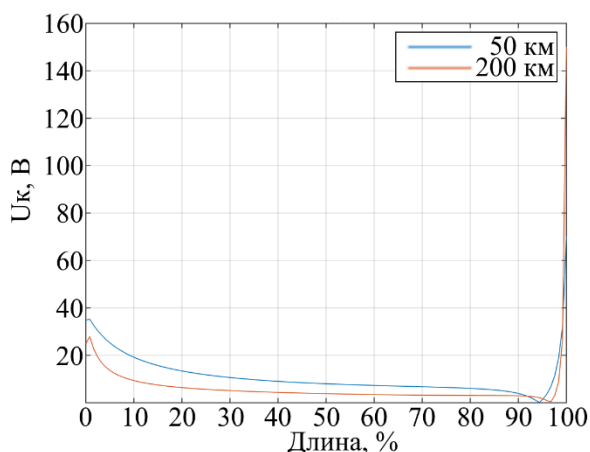


Рис. 4. Напряжение прикосновения в отключенной и заземленной цепи II. В обоих цепях отсутствует транспозиция фазных проводов. Рабочий ток 1800 А.

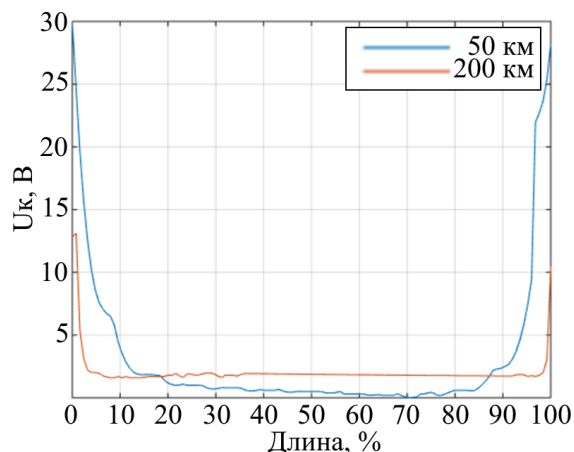


Рис. 5. Напряжение прикосновения в отключенной и заземленной цепи II. В обоих цепях отсутствует транспозиция фазных проводов. Рабочий ток 3600 А.

На рисунках 6 – 9 представлены результаты измерений напряжения прикосновения при различных схемах транспозиции фазных проводов, в соответствии с [8]. Работа модели показала (рисунки 6 - 9), что для всех вариантов транспозиции наблюдается увеличение значений напряжения прикосновения в отключенной и заземленной цепи двухцепной воздушной линии вблизи транспозиционных опор. При этом существует вероятность превышения допустимых значений напряжения прикосновения в отключенной и заземленной цепи двухцепной воздушной линии, как вблизи подстанций, так и вблизи узлов транспозиции.

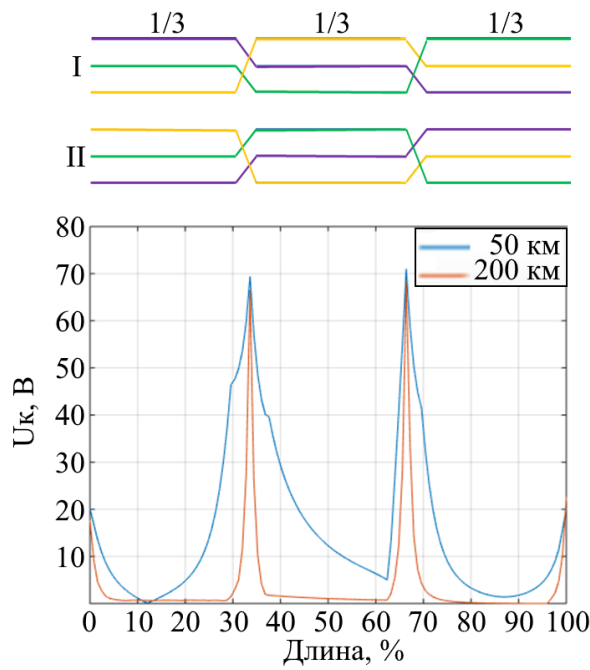


Рис. 6. Напряжение прикосновения в цепи II. Рабочий ток в цепи I составляет 1800 А. Вариант транспозиции 1.

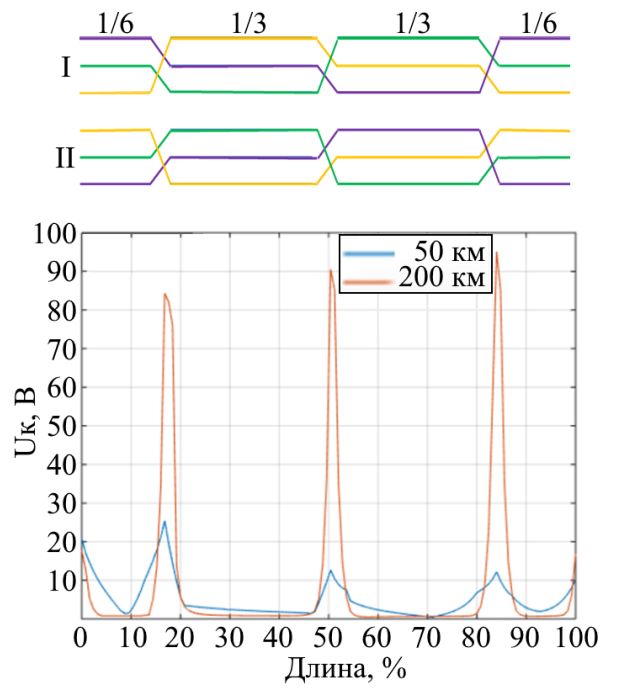


Рис. 7 Напряжение прикосновения в цепи II. Рабочий ток в цепи I составляет 1800 А. Вариант транспозиции 2.

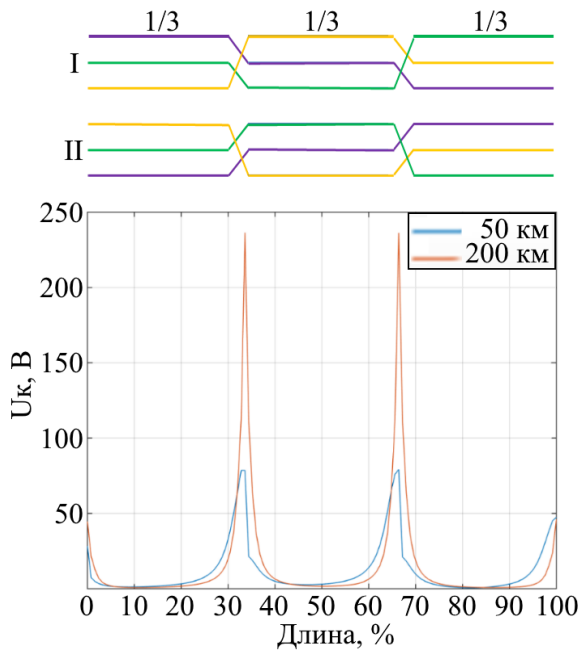


Рис. 8. Напряжение прикосновения в цепи II. Рабочий ток в цепи I составляет 3600 А. Вариант транспозиции 1.

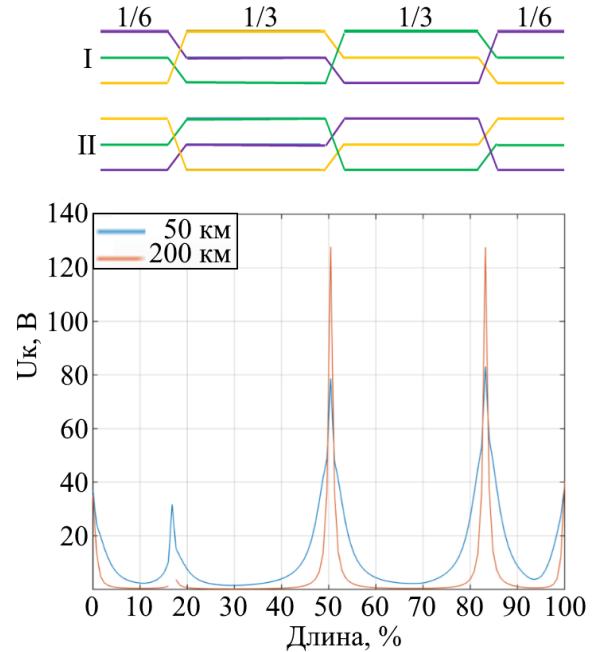


Рис. 9. Напряжение прикосновения в цепи II. Рабочий ток в цепи I составляет 3600 А. Вариант транспозиции 2.

Сравнение графиков показывает, что максимальные значения напряжения прикосновения напрямую зависят от величины рабочего тока. Таким образом, при величине рабочего тока 3600 А в отключенной и заземленной цепи наблюдаются максимальные значения напряжения прикосновения, равные приблизительно 240 В. Для случая рабочего тока 1800 А максимальные значения напряжения прикосновения достигают порядка 70 В (рисунки 8 и 6).

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривается одна из особенностей эксплуатации гибридной двухцепной воздушной линии, а именно проведение ремонтных работ на отключенной и заземленной цепи постоянного тока вблизи работающей цепи переменного тока. При этом рассматривается влияние работающей цепи переменного тока на значения напряжения прикосновения, наводимого в отключенной и заземленной цепи постоянного тока.

В работе анализируется влияние разных схем транспозиции фазных проводов на ожидаемые значения напряжения прикосновения. В ходе исследования было установлено, что транспозиция фазных проводов способствует превышению допустимых значений напряжения прикосновения, наводимого в отключенной и заземленной цепи постоянного тока, находящейся вблизи работающей цепи переменного тока. Превышение, как правило, происходит вблизи узлов транспозиции, а также на концах воздушной линии вблизи подстанций при нормальном режиме работы.

Для определения ожидаемых значений напряжения прикосновения рекомендуется проводить отдельное математическое моделирование для каждого конкретного случая эксплуатации подобного типа воздушных линий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. B. Sander, J. Lundquist, I. Gutman, C. Neumann, B. Rusek, K.-H. Weck.** Conversion of AC multi-circuit lines to AC-DC hybrid lines with respect to the environmental impact, Cigre Science & Engineering, N°1, Feb. 2015, P. 36-47
- 2. M. Kizilcay, A. Agdemir, M. Lösing.** Interaction of a HVDC System with 400-kV AC Systems on the Same Tower, in Proc. of the conf. IPST 2009, 2 – 6 June 2009, Kyoto, Japan
- 3. A. Novitskiy, D. Westermann.** Some Aspects of Steady State Simulations of AC/DC Hybrid Transmission Lines, in Proc. of the conf. IEEEIC 2017, 6 – 9 June 2017, Milan, Italy
- 4. Ефимов Б. В., Фастий Г. П., Якубович М. В.** Наведенные напряжения на воздушных линиях при неоднородных трассах сближения, Электрические станции, :№ 8, 2002, С. 32-38.
- 5. О.Залесова, В.Селиванов.** Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи 110 кВ. Труды Кольского научного центра РАН, № 10 (28) / 2015
- 6 M. El-Sharkawi.** Electric Safety, Practice and standards, CRC Press, 2014
- 7. DGUV Vorschrift 3** Elektrische Anlagen und Betriebsmittel Unfallverhütungsvorschrift. BGW Berufsgenossenschaft für Gesundheitsdienst und Wohlfahrtspflege. 2014
- 8. G. Herold,** Elektrische Energieversorgung II, Schlembach Fachverlag, 2010

Секция 5

Современные технологии теплоснабжения

научный руководитель –
заведующий кафедрой ГГМ,
д.т.н., профессор **А.В. Волков**

*П.К. Лентяев*¹, *А.В. Рыженков*²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР

О «СВЕРХПРОВОДИМЫХ» ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены традиционное понимание гидрофобных и ультрагидрофобных материалов и покрытий и их уникальные свойства. Обсуждены основные направления создания ультрагидрофобных поверхностей. Проанализирована возможность создания макро-рельефа на внутренней поверхности трубопровода при помощи лазерной обработки. Представлены результаты математического моделирования течения жидкости в трубопроводе в программном пакете ANSYS Fluent.

Ключевые слова: трубопроводная система, снижение потребления энергии, снижение гидравлического сопротивления, гидрофобизация, многоуровневый рельеф, микрорельеф, гидравлические потери, гидродинамика

1. ВВЕДЕНИЕ

Обычно гидрофобными называют материалы и покрытия, угол смачивания которых различными жидкостями и растворами больше 90°. Неустойчивость тонких смачивающих водных слоев является одной из основных особенностей гидрофобных покрытий. Свойства и структура приповерхностного слоя толщиной в несколько нанометров определяют гидрофобность покрытия, а не характеристики материала в целом. Поэтому для создания гидрофобных материалов и покрытий в первую очередь требуется анализ процессов, происходящих в наноразмерных системах.

Практический интерес представляют гидрофобные покрытия с краевыми углами смачивания, превышающими 120°. Наибольший интерес среди таких покрытий представляют ультрагидрофобные покрытия, их особенностью являются большие краевые углы (превышающие 150°) и малые углы скатывания с поверхности[1].

Гидрофобные и ультрагидрофобные покрытия обладают рядом интересных свойств — водонепроницаемостью, стойкостью к коррозии, устойчивостью к биообрастанию, к неорганическим, а иногда и к органическим загрязнениям. Так как такие покрытия обладают большим количеством функциональных свойств, в современном мире формирование гидрофобных покрытий стало отдельным направлением материаловедения. Анализ современных научных публикаций показывает высокую актуальность разработки новых методов формирования поверхностных структур, гидрофобных покрытий и т. д.

2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ГИДРОФОБНОСТИ

Изначально принципы гидрофобности были представлены Вензелем, Касси и Бакстером (рис. 1) [2]. Концепция водоотталкивающего покрытия была вдохновлена поверхностью листа лотоса.

Для жидкости энергетически выгодно покоится на пиках и выступах поверхности таким образом, чтобы капля лежала на плоских пиках с плоскими частицами воздуха между ними, как описывает Касси-Бакстер.

Раньше все покрытия с углом смачивания, превышающим наблюдаемый максимум на

плоской поверхности, считали гидрофобными, но по мере развития это значение менялось, и в современных статьях принято считать ультрагидрофобными покрытия с углом смачивания больше 150° , при этом гистерезис угла контакта должен быть минимальным. Это условие необходимо для практического применения данных покрытий, потому что низкий гистерезис угла контакта является фундаментом для многих применяемых эффектов ультрагидрофобности. Данная проблема присутствует на шероховатых гидрофильных поверхностях с требованиями к углу контакта в 0° , что определяет супергидрофильность.

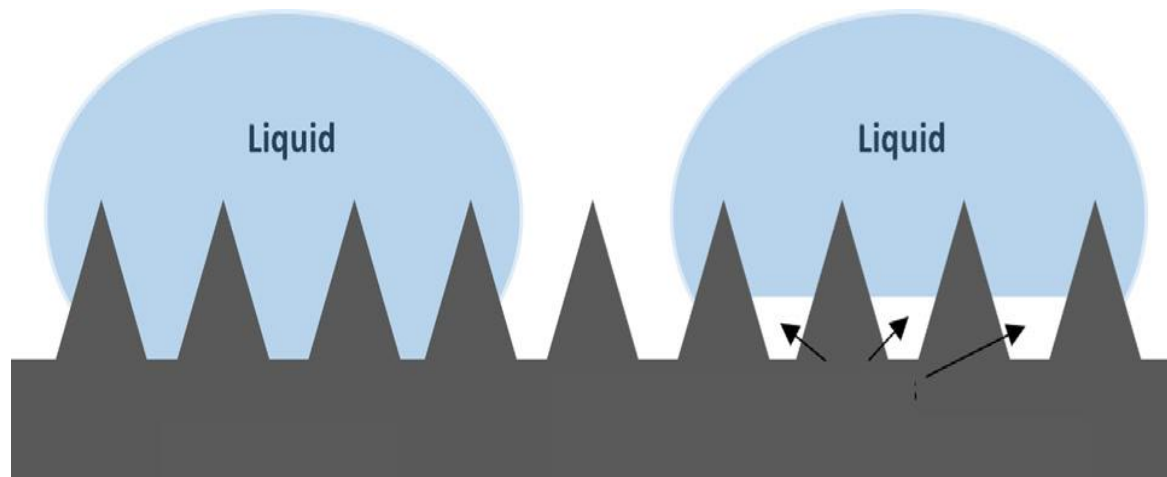


Рис. 1 – Состояния смачивания: Вензеля(слева) и Касси-Бакстера(справа)

По мере развития инженерии поверхности ученые научились создавать гидрофобные поверхности в лабораторных условиях. В современных публикациях есть информация, что ультрагидрофобные поверхности характеризуются коэффициентом сопротивления течению капли жидкости до 99 % меньше, чем обычные поверхности. Это происходит из-за снижения площади контакта жидкости с поверхностью и благодаря формированию на поверхности ультрагидрофобной структуры, таким образом, угол смачивания поверхности приближается к 180° [3].

В современной литературе описано большое количество работ по изучению механизмов и принципов супергидрофобности. Было получено, что основные факторы, благодаря которым можно определить угол смачивания и угол скатывания воды на поверхности, - это микрогеометрия и низкая поверхностная энергия химического состава твердой поверхности.

Можно выделить три направления формирования ультрагидрофобных покрытий:

- модификация исходной поверхности (химическое травление, ионная бомбардировка и т.д.);
- создание новой поверхности (различные виды осаждения, формирование пленок и покрытий, использование золь-гелей и т.д.);
- комбинация первого и второго направлений [4].

При помощи нанесения гидрофобизирующих агентов на гладкие поверхности имеется возможность получения углов смачивания 120° . Для того, чтобы сформировать покрытие с большими углами смачивания, следует совместить влияние шероховатости поверхности и химической структуры. Благодаря формированию поверхностной структуры, имеется возможность получить ультрагидрофобное состояние. Многие из используемых в

современном мире методов дают возможность формировать ультрагидрофобные покрытия на основе неупорядоченных поверхностных текстур. Для этого технологические режимы нанесения покрытия или обработки поверхности подбирают в процессе долгой экспериментальной работы. Но, например, такие методы, как нанесение покрытий из дисперсий, фотолитографические и темплатные методы, дают возможность получать высокоупорядоченную и хорошо контролируемую поверхностную шероховатость [1].

В зависимости от метода создания такой текстуры и от используемого шаблона получают набор форм сечений этих структур. Изменяя высоту, размер и расстояние между элементами текстуры, можно в широких пределах варьировать шероховатость поверхности и краевой угол.

Основным преимуществом структуры на основе столбиков, упорядоченно расположенных на поверхности материала, является возможность получения углов смачивания около 180° . Если нанести на поверхность столбиков гидрофобизатор, сильно увеличится наноструктурная шероховатость, и появится возможность получить углы оттекания, также близкие к 180° .

3. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Основными проблемами, из-за которых применение гидрофобных материалов не имеет больших масштабов, являются недостаточные износостойкость и химическая стойкость гидрофобных слоев. Но основной проблемой данных способов снижения гидравлического сопротивления является невозможность формирования гидрофобных поверхностей на больших площадях, поэтому разработка альтернативных решений по снижению гидравлического сопротивления является актуальной задачей. По мнению автора, таким способом может являться создание многоуровневого рельефа с использованием лазера и его последующая гидрофобизация. Наличие гидрофобизатора позволяет не только улучшить гидродинамические свойства, но и защитить рельеф от окисления.

Лазерная обработка, как экологический, эффективный и контролируемый метод часто применяется для гидрофобной модификации различных металлических покрытий. Лазерную обработку проводят как в воздушной среде (рис. 2), так и в различных растворах. По сравнению с лазерным текстурированием поверхности в условиях окружающей среды, эффективность лазерного излучения в растворе может быть значительно увеличена из-за высокого давления (10^5 – 10^7 Па), высокой температуры (10^3 – 10^4 К) и долгого «времени жизни» ударных волн.

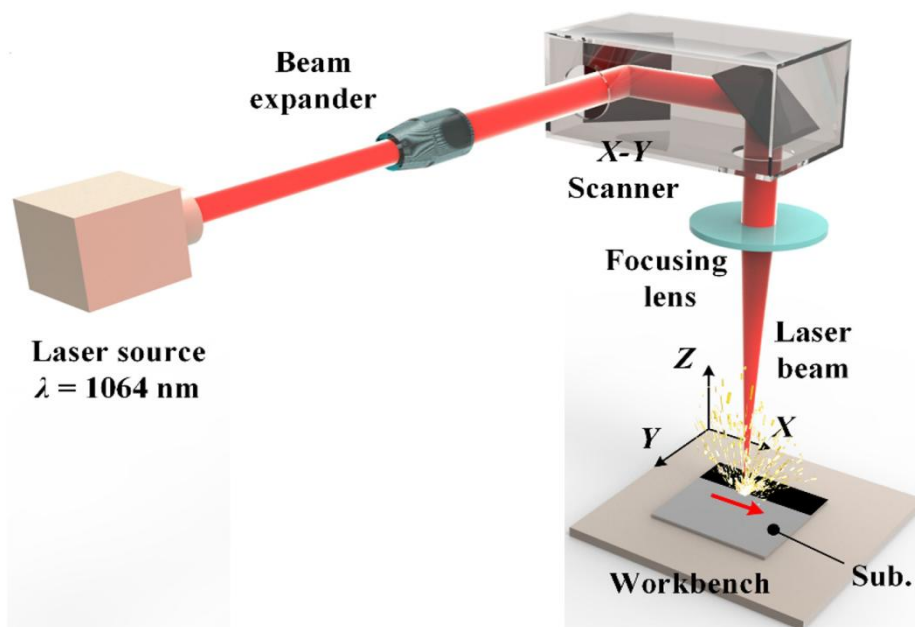


Рис. 2 – Схематичное изображение импульсной лазерной системы [6].

На сегодняшний день имеются технические возможности по созданию макрорельефа на наружных поверхностях. Также в разработке находится методика по созданию макрорельефа на внутренней поверхности трубопровода. Она заключается в использовании поворотной линзы, на которую направлен поток лазера. Линза помещается внутрь трубы, а труба с помощью поворотного механизма может вращаться и перемещаться относительно линзы.

4. ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Для более детального исследования влияния разномасштабной шероховатости на гидравлическое сопротивление трубопровода было решено построить математическую модель течения жидкости (рис. 3). В качестве программного пакета был выбран ANSYS Fluent.

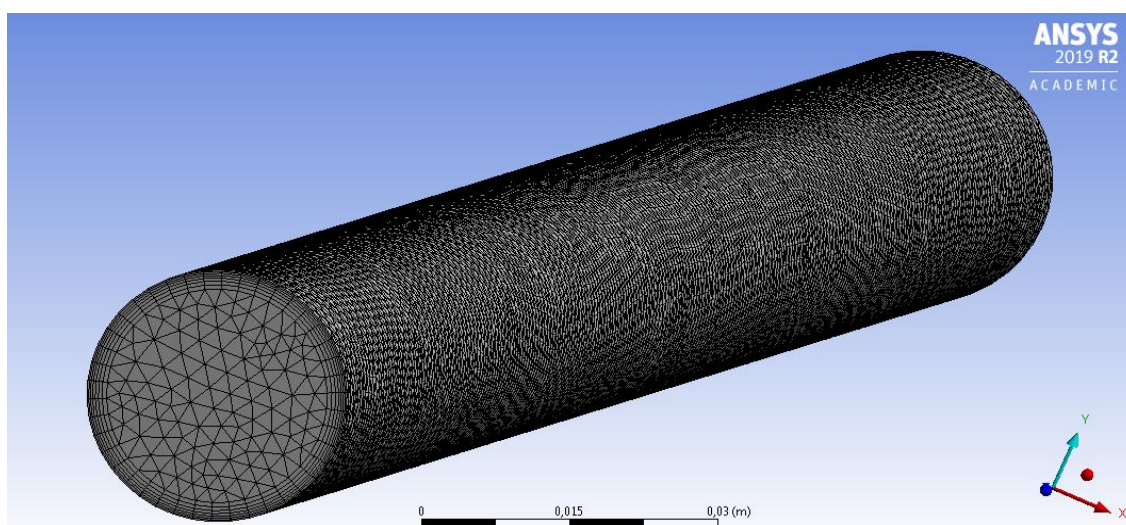


Рис. 3 – Расчетная сетка математической модели. Количество элементов сетки — 295557.

Для построения математической модели были выбраны следующие исходные данные:

- в качестве жидкости была выбрана вода;
- диаметр трубы 0,025 м;
- скорость потока в трубе 1,5 м/с;
- длина трубы 0,5 м.

Так как программная система ANSYS не позволяет провести расчет при условии наличия гидрофобизатора на внутренней поверхности трубопровода, было решено на первом этапе произвести расчет при различных значениях шероховатости.

В результате расчета для каждого значения шероховатости были построены векторное поле скоростей (рис. 4) и профиль скорости в трубе (рис. 5). По результатам видно, что с уменьшением шероховатости скорость жидкости в трубопроводе увеличивается.

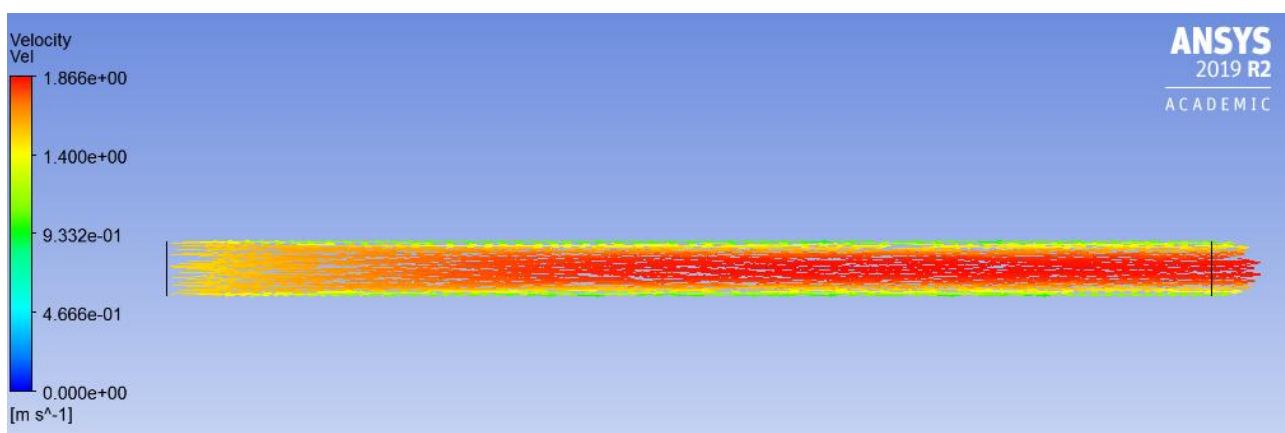


Рис. 4 – Векторное поле скоростей течения жидкости в трубе.

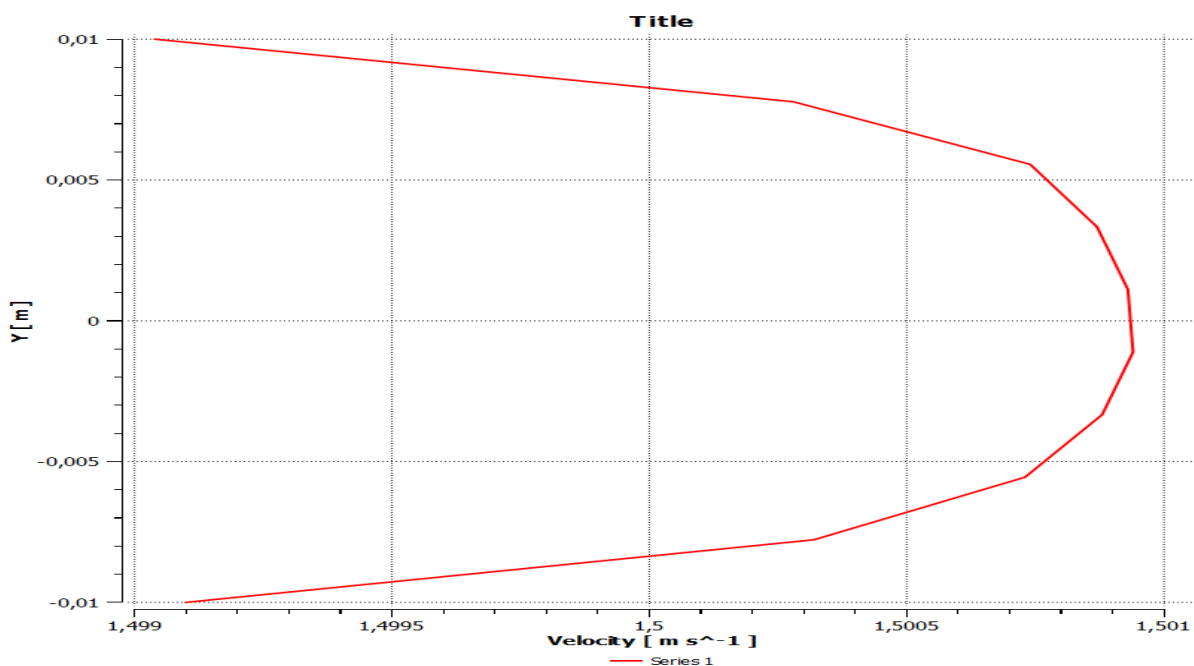


Рис. 5 – Профиль скорости в трубе.

Также была построена зависимость потерь давления по длине трубопровода от значе-

ния шероховатости (рис. 6). На графике видно, что с уменьшением значения шероховатости потери давления также уменьшаются. Следовательно, для улучшения гидродинамических показателей течения жидкости в трубопроводе необходимо уменьшать влияние взаимодействия жидкости с внутренней поверхностью трубопровода.

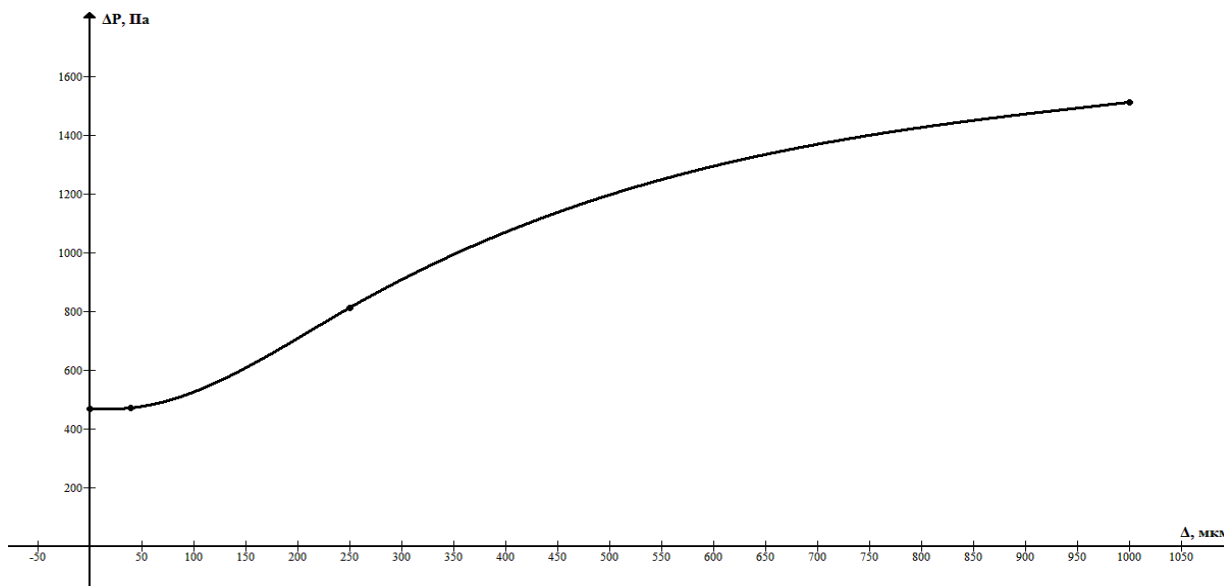


Рис. 6 – График зависимости потерь давления по длине трубопровода от значения шероховатости.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке изделий с ультрагидрофобными свойствами предполагается применение низкоэнергетических покрытий совместно с текстурированием поверхности, характеризующимся многомодальной шероховатостью. Необходимым условием, обеспечивающим супергидрофобные свойства материала, является создание на его поверхности рельефов такого типа, чтобы гетерогенный режим смачивания поверхности оказался термодинамически устойчивым.

С помощью программного пакета ANSYS Fluent была разработана математическая модель течения жидкости в трубе. На рис. 6 видно, что с уменьшением значения шероховатости потери давления также уменьшаются. Следовательно, для улучшения гидродинамических показателей течения жидкости в трубопроводе необходимо уменьшать влияние взаимодействия жидкости с внутренней поверхностью трубопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Л.Б. Бойнович, А.М. Емельяненко** Гидрофобные материалы и покрытия: принципы создания и применение // Успехи химии 77, 2008 г.
2. **Vahid Mortazavi, M.M.Khonsari.** On the degradation of superhydrophobic surfaces: A review/ Wear 2017, P.145-157
3. **Ivan U. Vakarelski, Neelesh A. Patankar, Jeremy O. Marston, Derek Y. C. Chan, Sigurdur T. Thoroddsen** Stabilization of Leidenfrost vapour layer by textured superhydrophobic surfaces // Nature. – 2012. – 489, pp. 274–277
4. **Рыженков А.В.** Разработка методологии повышения эффективности трубопроводных систем транспортировки энергоносителей с использованием поверхностно-активных веществ: дис. док. технич. наук. - Москва, 2017. – 306 с.

*А.М. Кошелева*¹, *Ю.В. Яворовский*², *И.А. Султангузин*³, *И.Д. Калякин*⁴
1 – студент, 2 – руководитель проекта, 3 – руководитель ВКР, 4 – консультант ВКР

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ SMART-СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

АННОТАЦИЯ

Цель исследования — разработка общих принципов для создания smart-системы теплоснабжения энергоэффективного микрорайона на примере студенческого городка «Лефортово» НИУ «МЭИ».

Преобразование системы теплоснабжения района в smart-систему теплоснабжения предлагается начинать с разработки информационных моделей зданий и математических моделей энергопотребления зданий. В данной работе рассматриваются мероприятия по повышению энергоэффективности зданий, построенных более 50-ти лет назад, а также оценивается целесообразность использования нетрадиционных источников энергии и применения систем управления микроклиматом в помещениях.

Ключевые слова – тепловые потери, микроклимат помещения, регулирование микроклимата, солнечное энергоснабжение, smart-система теплоснабжения, регулирование теплоснабжения, энергосбережение

1. ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования является учебный корпус М НИУ «МЭИ», расположенный по адресу: г. Москва, ул. Красноказарменная 13. Первые два этажа здания соединены со зданием научно-технической библиотекой МЭИ. Здание построено в 1970-ых годах. Здание имеет стены толщиной 0,55 м из керамзитобетонных плит с теплопроводностью $\lambda_{пл}=0,27$ Вт/(м·К), покрытых изнутри слоем штукатурки толщиной 15-20 мм. Перекрытия выполнены из железобетонных плит. В здании преимущественно двойные деревянные оконные переплеты (70%), остальное остекление – пластиковые окна с двухкамерными стеклопакетами. Система отопления запроектирована вертикальная двухтрубная, в качестве отопительных приборов используются чугунные радиаторы. Системы принудительной вентиляции нет.

Сопrotивление теплопередаче у ограждающих конструкций здания существенно меньше требуемых, например, для стен это значение составляет 1,99 Вт/(м²·К), тогда как нормативное значение — 3,14 Вт/(м²·К) [1]. За счёт этого здание имеет высокие тепловые потери.

В данной работе предлагается алгоритм проведения энергосберегающих мероприятий для общественных и административных зданий, которые подключаются к smart-системам теплоснабжения.

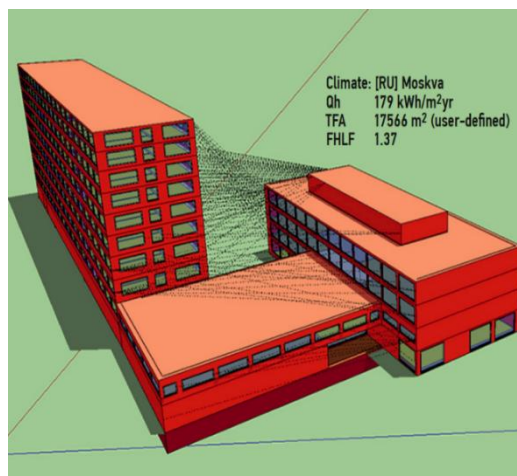


Рис. 1. Математическая модель здания, включающего в себя учебный корпус М НИУ «МЭИ» и Научно-техническую библиотеку НИУ «МЭИ».

2. СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ НА ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЕ

2.1. Улучшение теплозащитных свойств здания

Для уменьшения тепловых потерь через ограждающие конструкции здания необходимо увеличить их термическое сопротивление. В данной работе рассматривается применение теплоизоляционной конструкции на основе комбинирования минераловатной теплоизоляции различной плотности.

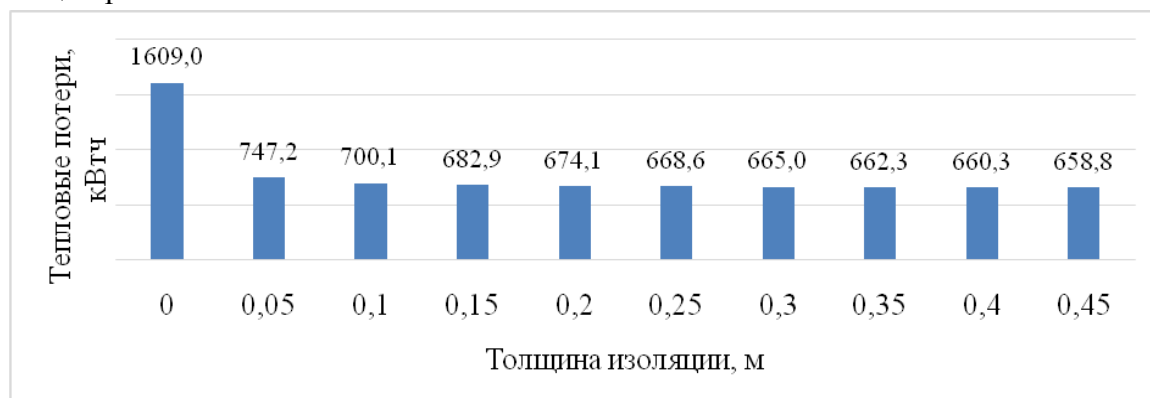


Рис. 2. Величина тепловых потерь здания в зависимости от толщины изоляции.

Первичное утепление фасада толщиной 50 мм снижает тепловые потери здания больше, чем в 2 раза. Дальнейшее наращивание толщины изоляции должно происходить из соображений экономической целесообразности, так как значительной экономии теплопотребления не приносит, по сравнению с первичным утеплением голых стен.

Больше 50 % тепловых потерь в корпусе М приходится на окна и до 30 % на стены. Такая картина является характерной для большинства учебных зданий за счёт большой площади остекления (до 80 % площади вертикальных ограждающих конструкций), поэтому одним из важнейших шагов по улучшению теплозащитных характеристик является замена старых окон на новые с увеличенным сопротивлением теплопередаче и уменьшенной воздухопроницаемостью.

2.2. Проектирование системы вентиляции

В ходе метаболических процессов в организме человека концентрация кислорода в выдыхаемом воздухе снижается с 20,9 до 16,3 %, а углекислого газа, наоборот, возрастает с 0,03 до 4 %, т.е. более, чем в 100 раз [2]. Для поддержания комфортных условий труда и обучения необходимо поддерживать допустимую концентрацию CO_2 в помещениях. Требуемый расход воздуха рассчитывается по формуле

$$L = \frac{V_{\text{уд}} \cdot n}{g_{\text{н}} - g_{\text{нар}}}, \frac{\text{м}^3}{\text{час}} \quad (1)$$

где $V_{\text{уд}}$ — количество углекислого газа, выделяемое в помещение одним человеком,

n — количество людей в помещении,

$g_{\text{н}}, g_{\text{нар}}$ — концентрация углекислого газа, соответственно, нормативная и в наружном воздухе [3].

Для общественных зданий широко применяется система вентиляции с рециркуляцией. Также к классу перемешивающей вентиляции относятся системы с вентиляторными доводчиками систем кондиционирования воздуха (сплит-системами или фанкойлами) [4].

Благодаря системе вентиляции с рециркуляцией и рекуперацией снижаются затраты энергии на подогрев воздуха в холодное время года.

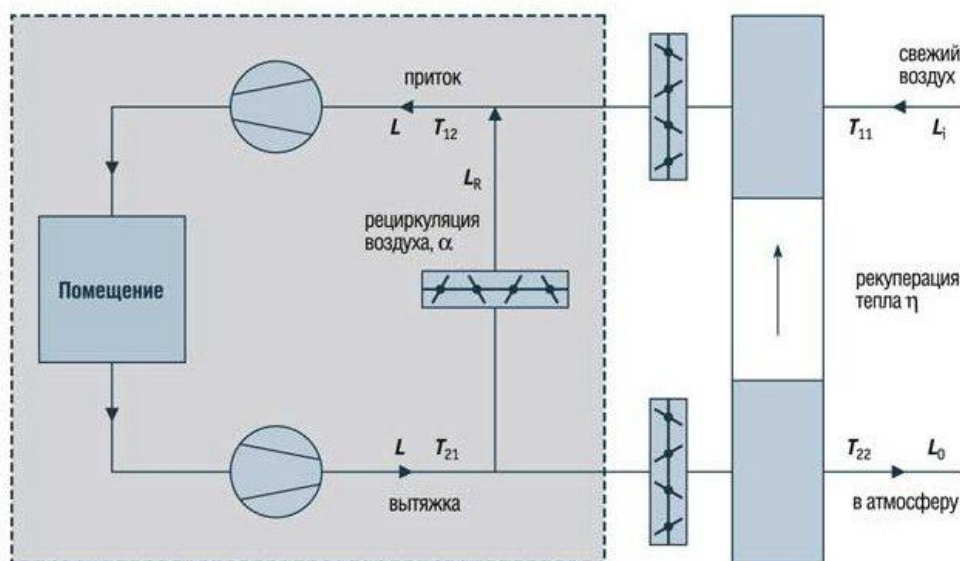


Рис. 3. Схема вентиляции с рециркуляцией и рекуперацией. L – расход воздуха, T – температура воздуха.

3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

3.1. Генерация электрической энергии с помощью солнечных батарей

Объект исследования расположен на $55,76^\circ$ северной широты, $37,70^\circ$ восточной долготы. Для зданий, находящихся на этой широте, оптимальный угол наклона солнечной фотоэлектрической панели в летнее время составляет $25-30^\circ$, а в зимнее время оптимальный угол равен широте. Таким образом, если нет возможности каждый сезон менять угол наклона, солнечную панель стоит устанавливать под углом, равным географической широте.

КПД поликристаллических солнечных панелей равен 12-18 % — это меньше, чем у монокристаллических (до 22 %), однако они дешевле и улавливают рассеянный свет, что является достоинством в случае стационарной установки [6].

Таблица 1. Значения суммарной солнечной радиации для Москвы, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{час}}{\text{м}^2}$

Наклон панели	январь	февраль	март	апрель	май	июнь
Горизонтальная панель	16,4	34,6	79,4	111,2	161,4	166,7
Вертикальная панель	21,3	57,9	104,9	93,5	108,2	100,8
Наклон панели 55°	20,8	54,5	107,4	117,4	148,9	144,3

Таблица 1. Значения суммарной солнечной радиации для Москвы, $\frac{\text{кВт}\cdot\text{час}}{\text{м}^2}$ (продолжение)

Наклон панели	июль	август	сент-рь	окт-рь	ноябрь	дек-рь	Итого за год
Горизонтальная панель	166,3	130,1	82,9	41,4	18,6	11,7	1020,7
Вертикальная панель	108,8	103,6	86,5	58,1	38,7	25,8	908,3
Наклон панели 55°	150,0	132,6	99,2	59,9	36,0	23,1	1094,1

При среднегодовом КПД солнечной панели 15 %, за год 1 м² панели в климатических условиях г. Москвы произведет 164 кВт·ч. Располагаемая площадь крыши учебного корпуса составляет около 4000 м² (корпус М — 1620 м², научно-технической библиотеки 1266 м², переход между ними 1557 м²).

В среднем длина и ширина солнечной панели составляет 1,65 x 1,00 м², угол наклона 55°, занимаемая площадь равна примерно 1 м². На всей площади крыши можно установить 4000 м² солнечных панелей. Таким образом, максимальная суммарная выработка которых будет составлять $650 \frac{\text{МВт}\cdot\text{ч}}{\text{год}}$. Учитывая, что суточное потребление учебным корпусом электроэнергии составляет порядка 23 кВт ч на освещение и работу оборудования, т.е. 8 МВт ч/год, то 50 м² солнечных панелей хватит, чтобы закрыть среднесуточную потребность в электроэнергии.

3.2. Генерация тепловой энергии с помощью солнечных коллекторов

Наиболее распространёнными видами солнечных коллекторов являются плоские и вакуумные. Они имеют сравнительно близкие КПД при разности температур 50-70 °С.

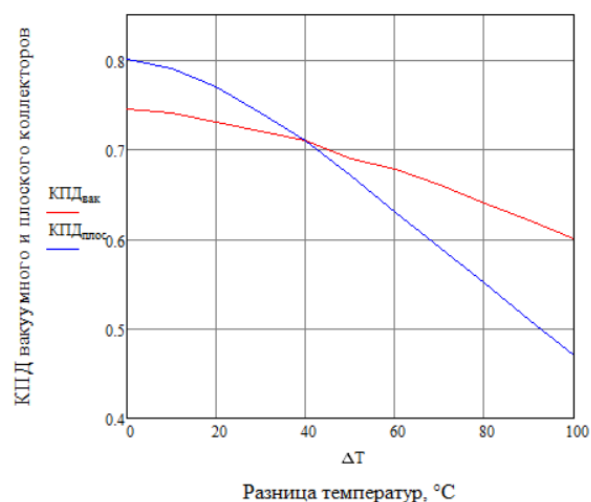


Рис. 4. Зависимость КПД солнечных коллекторов различных конструкций от разности температуры теплоносителя и окружающей среды.

Поскольку средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха меньше и равной 0 °C равняется -5,5 °C [7], а минимальная температура воды на входе в систему отопления в Москве составляет 70 °C, то в расчетах была принята средняя разность температур 75 °C.

Таблица 2. Сравнение результатов

Тип коллектора	Плоский	Вакуумный
КПД, % (для расчёта)	55-60 (58)	60-65 (64)
Выработка с 1 м ² , кВт час в год	635	733

Потребление тепловой энергии в корпусе М составляет около 1925 МВт·ч в год, а на всё здание, включая НТБ МЭИ и переход между корпусом и библиотекой - 4300 МВт·ч в год. Таким образом, установка солнечных коллекторов на крыше научно-технической библиотеки может компенсировать до 10 % теплового потребления всего здания.

4. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ МИКРОКЛИМАТОМ ПОМЕЩЕНИЙ

Актуальными задачами энергосбережения в общественных и административных зданиях являются автоматизированный диспетчерский контроль потребления энергоресурсов, автоматическое регулирование параметров микроклимата в помещениях, таких как температура внутреннего воздуха, уровень концентрации CO₂.

Многолюдные места учебного корпуса, такие как лекционные аудитории и читальные залы, предлагается оборудовать датчиками CO₂ для управления режимами работы приточной вентиляции.

Измерения температуры воздуха в аудиториях в период с 6 марта по 18 апреля 2018 года показали, что в помещениях преобладают перетопы с перегревом внутреннего воздуха до 29 °C, тогда как оптимальный интервал температур составляет 19-21 °C [3].

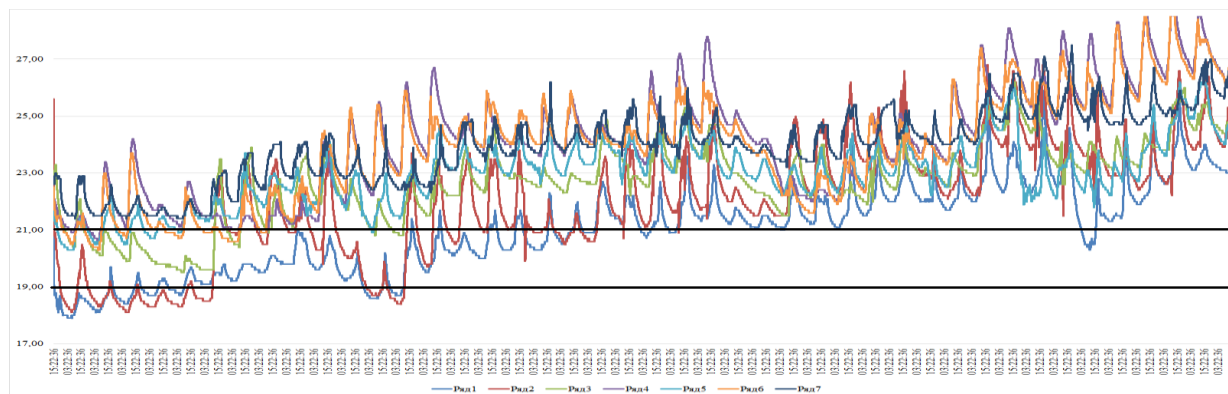


Рис. 5. Температура в аудиториях.

Регулирование подачи теплоты в помещениях предлагается производить с помощью устанавливаемых на радиаторные клапаны термостатических датчиков.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Улучшение теплозащитных характеристик здания позволяет снизить нагрузку на его теплоснабжение почти в 2 раза. Для поддержания микроклимата в помещениях учебного корпуса необходимо разработать систему вентиляции с рециркуляцией и предусмотреть рекуперацию, так как она обеспечивает экономию тепловой энергии до 60 % по сравнению с её отсутствием на системе вентиляции. Выработка электроэнергии с помощью фотоэлектрических панелей способна удовлетворить потребность учебного здания в электрической энергии до 100 %, а выработка тепловой энергии солнечными коллекторами способна компенсировать от 10 до 30 % теплоснабжения здания. Автоматическое регулирование температуры воздуха и уровня концентрации углекислого газа в аудиториях способно обеспечить поддержание комфортных условий для студентов и сотрудников.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Свод правил:** СП 50.133330.2012 Тепловая защита зданий – М.: Минрегион России, 2012.
2. **Гурина И. В.** Безопасный уровень углекислого газа требует ревизии // Экологический вестник России. 2008. № 10. С. 20-23.
3. **ГОСТ 30494–2011** Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях – М.: Стандартинформ, 2013.
4. **Наумов А. Л., Капко Д. В.** CO₂: Критерий эффективности систем вентиляции // АВОК. 2015. №1. С. 12-22.
5. **Грабовецкая К. А., Жиленко Д. М., Макаренко В. А.** Обзор солнечных панелей для систем автономного питания // Молодой ученый. 2016. № 22.3 (126.3). С. 29-32.
6. **Свод правил:** СП 131.133330.2012 Строительная климатология – М.: Минстрой России, 2015.

*Е.С. Трушин*¹, *И.А. Султангузин*², *Ю.В. Яворовский*³, *А.П. Яшин*⁴, *А.И. Бартенев*⁴
1 – студент, 2 – руководитель проекта, 3 – руководитель ВКР, 4 – консультант ВКР

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. МОСКВЫ

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты разработки математической модели ТЭЦ г. Москвы и результаты интеграции данной модели в математическую модель энергобаланса г. Москвы. Выполнено моделирование перспективного топливно-энергетического баланса (ТЭБ) г. Москвы.

Ключевые слова – топливно-энергетический баланс, источники энергии, теплоэлектроцентраль, энергетические показатели, математическая модель, комбинированная выработка тепловой и электрической энергии, централизованное теплоснабжение

1. ВВЕДЕНИЕ

Теплоснабжение города Москвы осуществляется от теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) и котельных. ПАО «Мосэнерго» эксплуатирует 13 ТЭЦ и 34 котельные с суммарной установленной тепловой мощностью 42300 Гкал/ч, ПАО «МОЭК» - 97 источников теплоснабжения с суммарной установленной тепловой мощностью 4200 Гкал/ч. Другие теплоснабжающие организации эксплуатируют 14 когенерационных источников, в состав которых входит ТЭЦ МЭИ, и 985 источников теплоснабжения с суммарной установленной тепловой мощностью 13600 Гкал/ч. Итоговая суммарная установленная тепловая мощность составляет 60100 Гкал/ч, а фактическая тепловая нагрузка составляет 32400 Гкал/ч. Суммарное потребление конечной энергии в ТЭБ Москвы составляет 28,2 млн. т у.т./год [1]. Топливо-энергетический баланс крупных городов имеет значительный потенциал для экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

Построение топливно-энергетического баланса источника теплоснабжения и города в целом является актуальной задачей, которая включает в себя анализ влияния на топливно-энергетический баланс всевозможных факторов, таких как изменение электрической и тепловой нагрузок, развитие возобновляемой и распределенной энергетики, ущерб здоровью человека и окружающей среде от выбросов вредных веществ и т.д.

Задачей данной работы является создание математической модели источников теплоснабжения с целью прогнозирования энергопотребления города.

2. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

2.1. Математическое описание объекта моделирования

Для моделирования топливно-энергетического баланса источника теплоснабжения на примере ТЭЦ №25 были заданы технические характеристики теплофикационного оборудования и пиковых водогрейных котлов ПВК [2-3], энергетические характеристики паротурбинных установок, представленные в аналитическом виде.

Уравнение энергетической характеристики турбины Т-250/300-240 [4].

При работе по электрическому графику:

$$Q_{\text{тур}} = 290.75 p_{\text{T}} + 1.977N + 1.05Q_{\text{T}} - \frac{0.65(Q_{\text{T}} - 40.7)}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} - 9.304 + \left[\frac{0.65}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} + 0.48 \right] Q_{\text{с.н}} \quad (1)$$

где, p_{T} - давление в отопительном отборе, МПа; N - номинальная мощность турбины, МВт; Q_{T} - тепловая нагрузка теплофикационного отбора турбины, МДж/с; $Q_{\text{с.н}}$ - допускаемый отбор пара на собственные нужды.

При работе по тепловому графику:

$$Q_{\text{тур}} = 290.75 p_{\text{T}} + Q_{\text{T}} + \frac{0.72(Q_{\text{T}} - 40.7)}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} + \left[1.63 - \frac{0.72}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} \right] Q_{\text{с.н}} \quad (2)$$

$$N_{\text{T}} = \frac{0.709(Q_{\text{T}} - 40.7)}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} - N_{\text{п.т}} + \left[0.619 - \frac{0.709}{(10p_{\text{T}})^{0.07}} \right] Q_{\text{с.н}} \quad (3)$$

$$N_{\text{п.т}} = 0.0232Q_{\text{тур}} - 4.7 \quad (4)$$

где, N_{T} - мощность, развиваемая на тепловом потреблении, МВт; $N_{\text{п.т}}$ - мощность питательного турбонасоса, МВт.

Уравнение энергетической характеристики турбины ПТ-60-130/13 [5]:

При работе по теплофикационному циклу:

$$Q_{\text{тур}} = Q_{\text{T}} + Q_{\text{исх}} + \Delta q_{\text{тф}} N_{\text{тф}} + \Delta q_{\text{кн}} (N - N_{\text{тф}}) \quad (5)$$

$$N_{\text{тф}} = W_{\text{тф}} Q_{\text{T}} 10^{-3} \quad (6)$$

где, $Q_{\text{исх}}$ - исходная составляющая расхода тепла на выработку электроэнергии, Гкал/ч; $\Delta q_{\text{тф}}$ и $\Delta q_{\text{кн}}$ - относительный прирост расхода тепла на производство электроэнергии соответственно по теплофикационному и конденсационному циклам, Гкал/(МВт·ч); $N_{\text{тф}}$ - электрическая мощность, развиваемая по теплофикационному циклу за счет отпуска тепла из регулируемых отборов, МВт; $W_{\text{тф}}$ - удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу при отпуске тепла из теплофикационного отбора, кВт·ч/Гкал.

При работе по конденсационному циклу:

$$Q_{\text{тур}} = 8.2 + 2.043N \quad (7)$$

$$D_{\text{п}} = 7.6 + 3.48N \quad (8)$$

где, $D_{\text{п}}$ - расход свежего пара на турбоагрегат, т/ч.

2.2. Результаты построения математической модели

Большая доля электроэнергии на ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» вырабатывается на паросиловых установках. Использование теплофикационного цикла составляет менее 50% от

общего количества выработанной электроэнергии, что наглядно продемонстрировано на рис. 1. Увеличение доли выработки электрической энергии по конденсационному циклу приводит к увеличению удельных расходов топлива и к снижению экономичности.

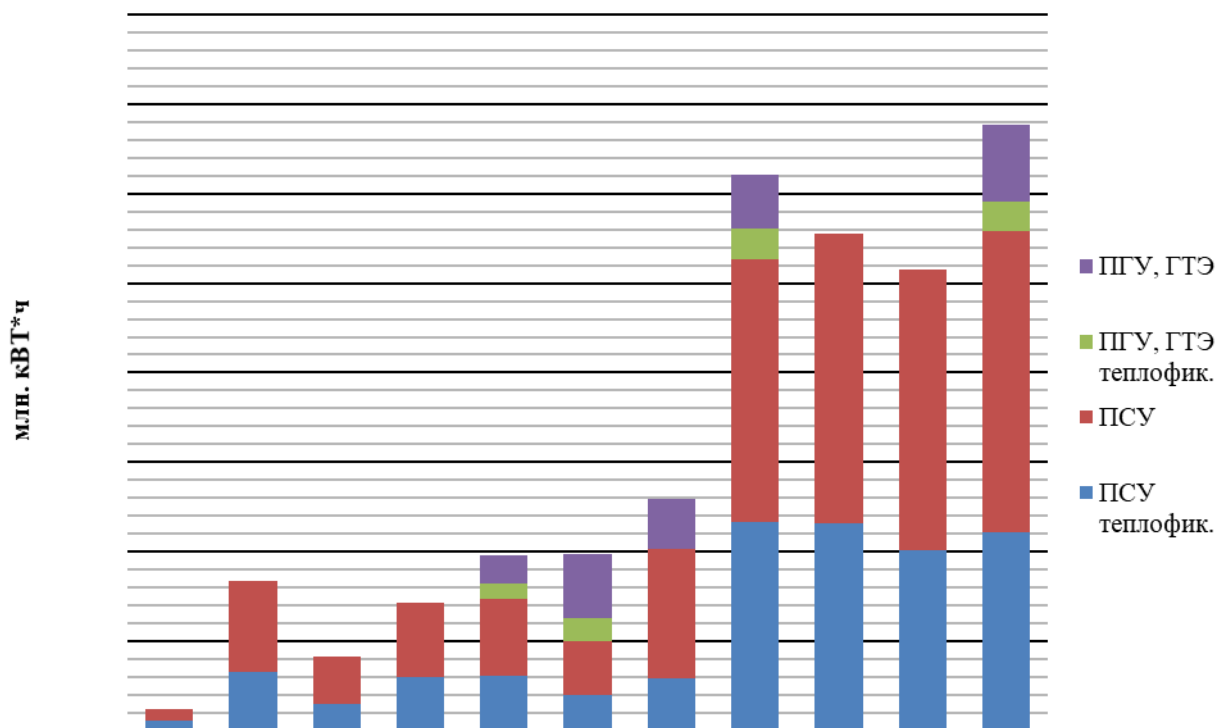


Рис. 1. Выработка электроэнергии ТЭЦ ПАО «Мосэнерго»

Расчет производился для отопительного периода г. Москвы (205 суток). В результате моделирования на примере ТЭЦ №25 были получены результаты расчетов, которые хорошо согласуются с данными о фактическом отпуске тепловой и электрической энергии на станции. Приводится также погрешность результатов моделирования (таблица 1).

Таблица 1. Результаты построения математической модели

	Данные о фактическом отпуске энергии	Полученные данные в результате моделирования	Погрешность, %
Электрическая нагрузка, млн. кВт*ч	4379,2	4379,1	0,002
Тепловая нагрузка, тыс. Гкал	7043,1	7010,1	0,5
Потребление топлива, тыс. т.у.т.	1984,1	1919,7	3,2

На рис. 2 представлен топливно-энергетический баланс (ТЭБ) Москвы на основе данных за 2015 год, полученный с помощью разработанной нами программы.

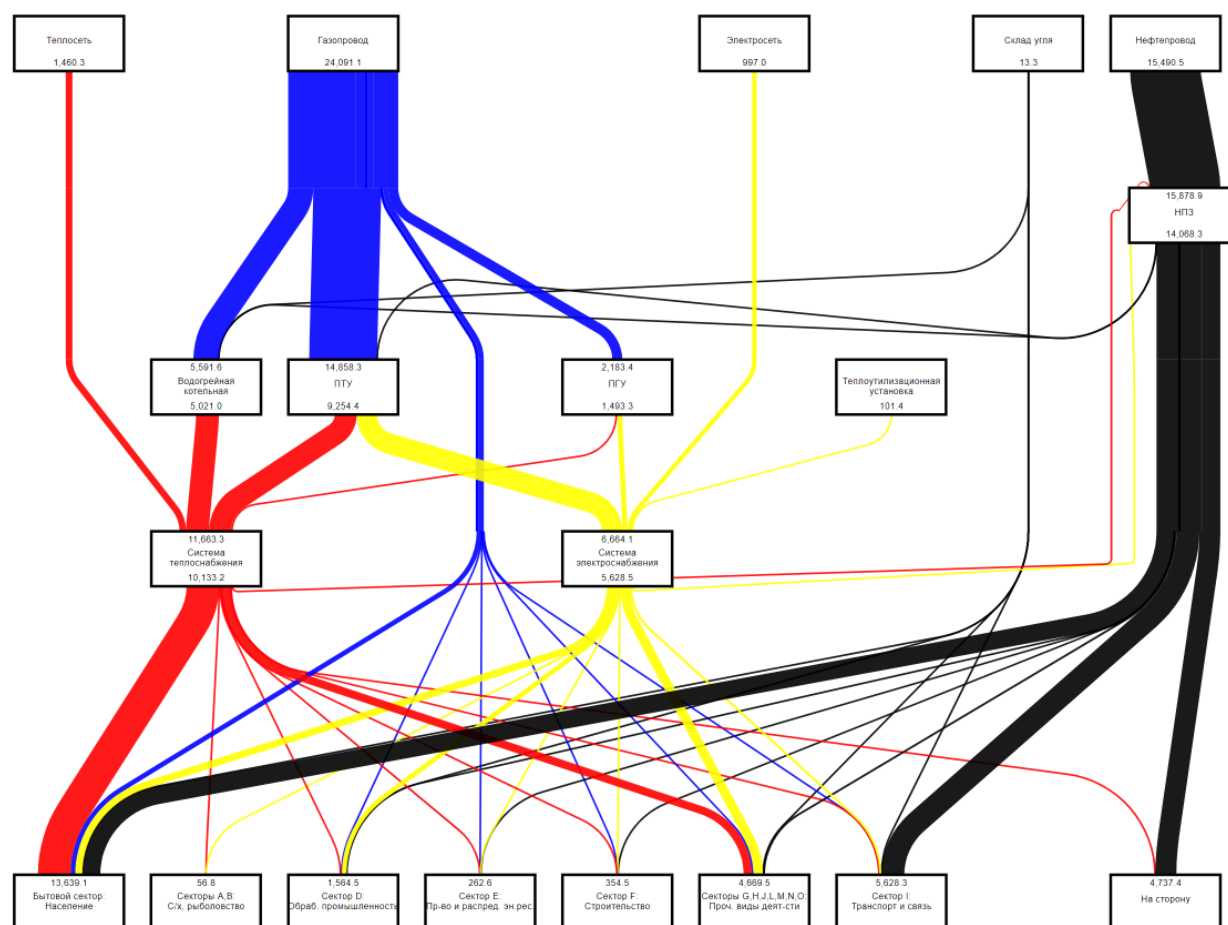


Рис. 2. Топливо-энергетический баланс г. Москвы.

Из анализа ТЭБ Москвы можно сделать вывод, что преобладающим энергетическим ресурсом является природный газ – 24,115 млн т у.т./год. Практически весь природный газ сжигается в энергетических и технологических установках с образованием диоксида углерода, являющимся основным парниковым газом.

На территории Москвы находится также ОАО «Газпромнефть МНПЗ», где происходит переработка нефти в моторные топлива (бензин, дизельное топливо и др.), большая часть которого поступает в ТЭБ Москвы и сжигается в двигателях внутреннего сгорания (ДВС) легковых автомобилей, а также автобусов и грузовых автомобилей автотранспортных предприятий.

Также в ТЭБ Москвы используются уголь, биогаз, твердые бытовые отходы (ТБО) главным образом для сжигания в энергетических установках (паровых и водогрейных котлах).

Наиболее крупным потребителем конечной энергии является население – 13,6 млн т у.т. Для энергоснабжения населения используются различные виды ископаемых топлив. В этом же секторе образуются и наибольшие выбросы парниковых газов, а, следовательно, существует значительный потенциал для их снижения. В системе жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) используется тепловой энергии 49,9 млн Гкал/год (7,1 млн т у.т./год), электроэнергии 12,7 млн МВт·ч (1,6 млн т у.т.), природного газа – более 1 млн т у.т. Большая часть тепловой энергии используется для отопления и горячего водоснабжения жилых зданий. Поэтому анализ энергопотребления зданий и разработка меро-

приятый по повышению их теплозащитных характеристик в соответствии с российскими нормами и на основе анализа зарубежных норм может дать значительный энергетический эффект.

Энергопотребление общественных и административных зданий в ТЭБ представлено сферой услуг, куда входит теплоснабжение этих зданий (3,5 млн т у.т.), и в целом составляет 6,4 млн т у.т. в год.

Разработанная программа по своей сути является оптимизационной. При моделировании в качестве оптимизационных переменных были выбраны:

- доля водогрейных котлов и ПГУ в покрытии тепловых нагрузок Москвы;
- степень утепления административных и жилых зданий в процессе реновации в течение ближайших 30 лет.

Оптимальный ТЭБ Москвы по энергетическому критерию представлен на рис. 3.

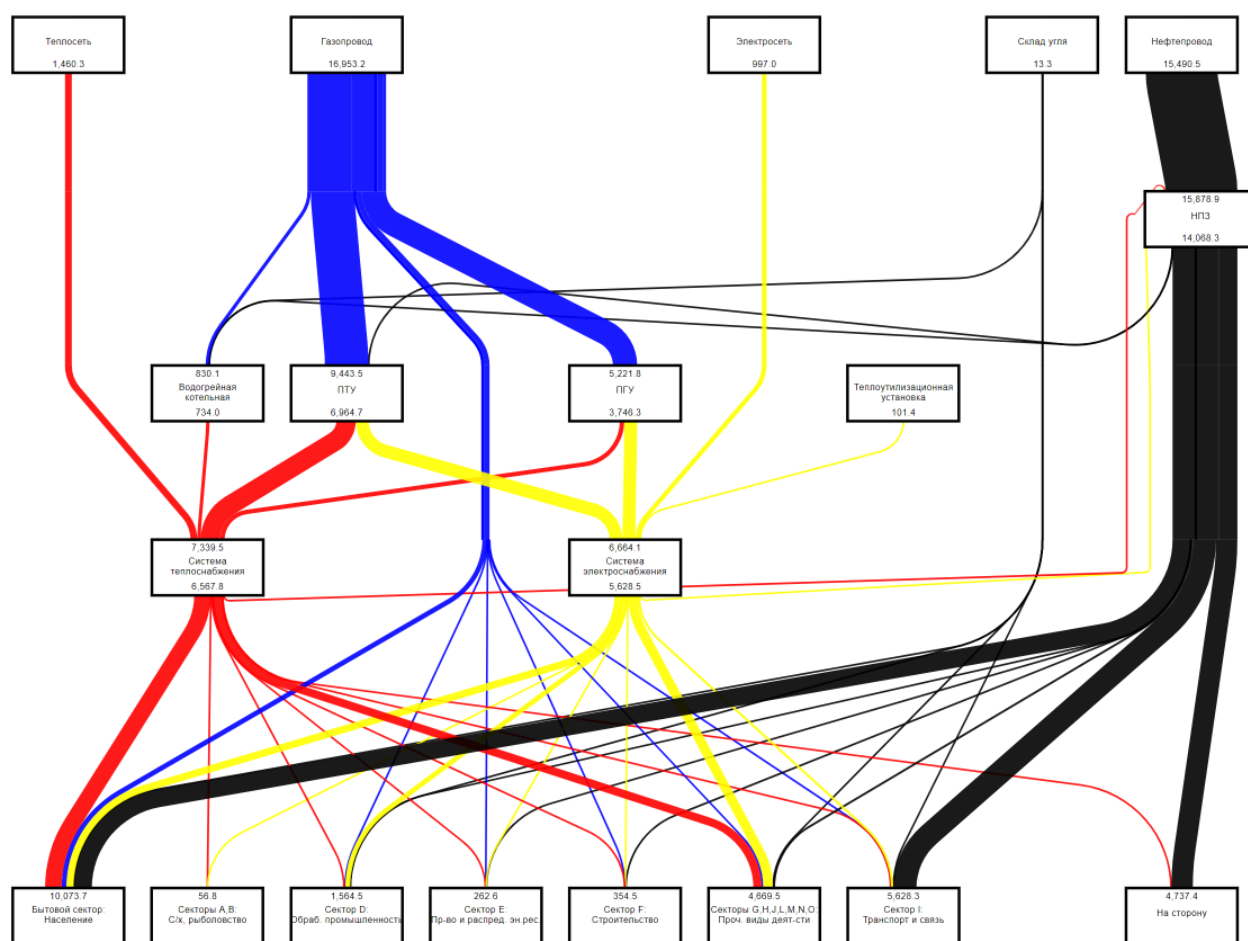


Рис. 3. Топливо-энергетический баланс г. Москвы при оптимизации.

Результаты оптимизационных расчетов показывают, что снижение отопительной нагрузки общественных и жилых зданий на 50 %, а также повышение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии за счет уменьшения нагрузки водогрейных котлов, а также увеличение нагрузки ПГУ в совокупности позволит снизить потребление природного газа на 7,138 млн. т у.т. в год или на 29,6 %.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка моделей различных источников теплоснабжения, позволяющих построить их топливно-энергетические балансы, является одной из необходимых задач для построения оптимизационной модели ТЭБ города. Оптимизация ТЭБ позволит выявить направления для снижения потребления топливно-энергетических ресурсов и уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу.

В результате построения математической модели топливно-энергетического баланса на примере ТЭЦ № 25 г. Москвы показано, что погрешность результатов расчетов не превышает 5 %, что позволяет сделать вывод об удовлетворительном результате построения математической модели.

При решении задачи оптимизации ТЭБ города Москвы на основе математического моделирования показано, что снижение расчетной отопительной нагрузки общественных и жилых зданий на 50 %, повышение комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, а также увеличение электрической нагрузки ПГУ приводит к снижению потребления природного газа на 7,138 млн. т у.т. в год или практически на 30 % от существующего уровня его потребления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Актуализация** Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2032 года - М.: Акционерное общество «МОСГАЗ», 2018.
2. **Эстеркин Р.И.** Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб. пособ. для техникумов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989. – 280 с.
3. **Дзедзик Р.П., Долгоносова Н.М.** Типовая нормативная характеристика котла ТГМП-314 при сжигании природного газа – М.: Министерство энергетики и электрификации СССР, 1980.
4. **Сазанов Б.В., Ситас В.И.** Теплоэнергетические системы промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 304 с.
5. **Рузанков В.Н., Ладицкая Н.В., Круглов Г.А., Данилин В.М.** Типовая нормативная характеристика турбоагрегата ПТ-60-130/13 ЛМЗ – М.: Министерство энергетики и электрификации СССР, 1975.

*Е.М. Тябут*¹, *А.В. Рыженков*^{2,3}

1 – студент, 2 – руководитель или консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ЗДАНИЯ В УСЛОВИЯХ ГОРОДА МОСКВЫ

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты разработки имитационной модели здания с учетом погодных условий и территориальных особенностей его расположения. Определен тепловой режим здания. Приведены тепловые нагрузки как по отдельным зонам, так и по зданию в целом. Представлены графические зависимости температур в различных зонах от температуры наружного воздуха и других параметров.

Ключевые слова – энергоэффективное здание, имитационная модель, тепловое поведение здания, энергетическое моделирование, энергетическая эффективность, энергосбережение, EnergyPlus, OpenStudio, SketchUp

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время широкое применение, особенно в Европе, находят такие технологии как «Энергоэффективное здание», «Интеллектуальное здание», или другими словами «Умный дом». Концепция «Интеллектуального здания» или «Умного дома» заключается в том, что система жизнеобеспечения здания должна уметь распознавать конкретные происходящие в помещениях ситуации и должным образом на них реагировать [1]. Наряду с этим актуальность проблемы энергосбережения и экологической безопасности возрастает с каждым днем. Современные здания содержат большое количество инженерного оборудования, которое в свою очередь позволяет контролировать как работу отдельных элементов здания, так и систему жизнеобеспечения в целом. Для оценки потенциала энергосбережения часто применяется математическое моделирование, целью которого является построение имитационной модели здания со всеми его особенностями, что позволяет определить тепловое поведение здания, выявить пути снижения потребления энергии, повысить энергетическую эффективность, а также рационализировать работу системы. На сегодняшний день существует множество программных продуктов, позволяющих произвести математическое моделирование как одного здания, так и целого комплекса строений, например, Energy Analysis for Autodesk Revit, Matlab/Simulink, ArchiCAD, PHPP.

Мониторинг теплового режима отдельных зон и здания в целом является важной практической задачей, включающей в себя анализ влияния на тепловой режим различных внутренних факторов, таких как тепловыделения от людей, работа отопительных приборов, электрического оборудования, освещение, а также внешних факторов, таких как температура наружного воздуха, воздействие ветра, солнца и др. [2].

Таким образом, задачей данной работы является создание имитационной модели отдельно стоящего трехэтажного здания с помощью программного комплекса с целью отслеживания теплового поведения здания и влияния на него различных факторов.

2. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА МОДЕЛИРОВАНИЯ

2.1. Краткое описание используемого комплекса программных продуктов

В рамках данной работы было выбрано программное обеспечение для комплексного энергетического моделирования зданий EnergyPlus, позволяющее задавать конструкцию отдельных элементов здания, различные тепловые нагрузки, а также системы отопления, вентиляции, кондиционирования, системы водоснабжения, внутренние источники тепловыделения, графики пребывания в здании людей, режимы работы тепловыделяющего оборудования. Геометрия здания, а также разделение его на отдельные помещения и тепловые зоны производилось при помощи дополнительного программного модуля Google SketchUp, далее моделирование осуществлялось с использованием программного комплекса OpenStudio.

В работах [3-6] продемонстрированы широкие возможности моделирования различных зданий с использованием вышеописанных программных продуктов.

2.2. Этапы моделирования

Первым этапом является построение трёхмерной модели здания. На рис. 1 представлен объект моделирования – здание высотой 10 метров, состоящее из 3 этажей, высота каждого из которых 3 метра, подвального помещения и пристройки. По назначению строение относится к общественным зданиям 2 категории – помещения, где люди заняты умственным трудом.

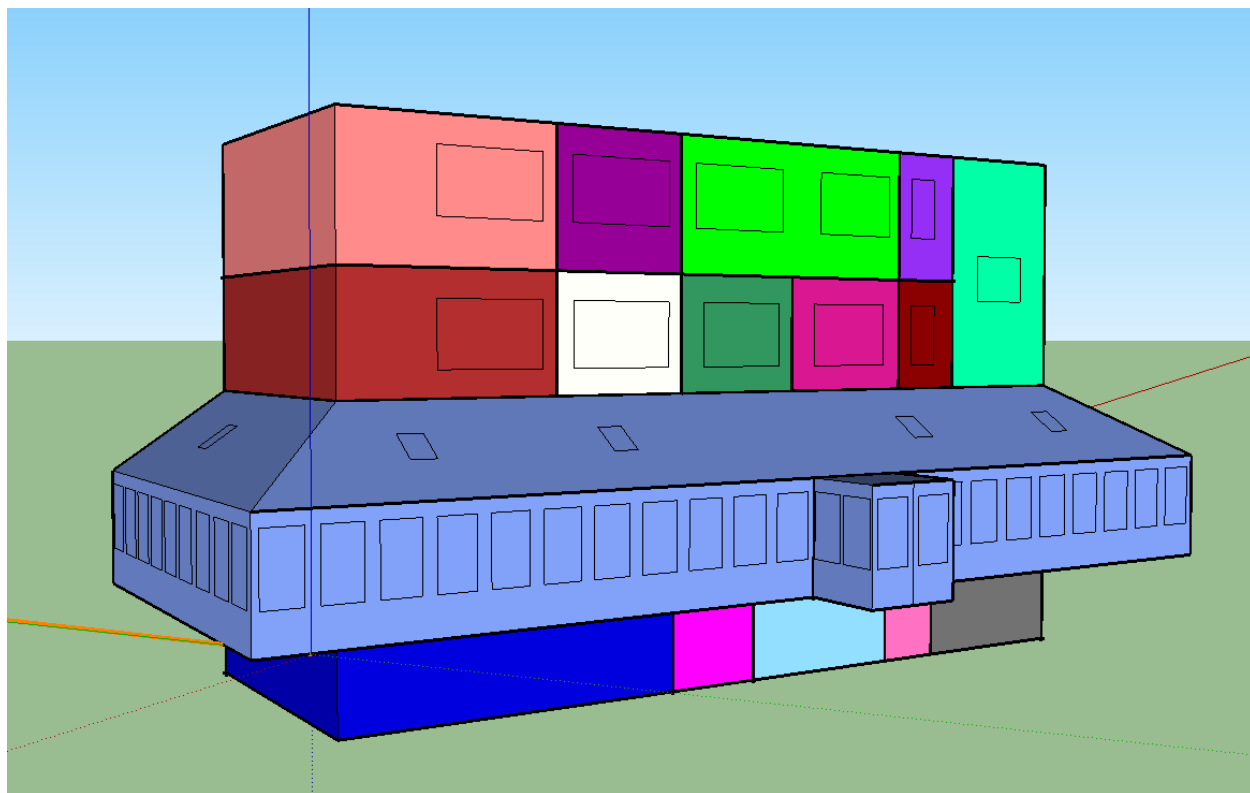


Рис.1. Трёхмерная модель здания с разделением на зоны для последующего моделирования его теплового поведения

Здание разделено на 25 тепловых зон, каждая из которых обладает определенным набором тепловых нагрузок. Зонирование производилось в соответствии с условиями работы и графиками присутствия сотрудников на рабочих местах. Для каждой тепловой зоны задано количество находящихся в ней людей, тип и количество осветительных приборов,

дополнительное тепловыделяющее оборудование. Во всех зонах, где работают сотрудники, поддерживается температура 23 °С, в коридорных зонах – 18 °С, в пристройке – 8 °С.

Следующим этапом является задание теплофизических свойств всех конструкций, тепловых нагрузок и расписаний работы оборудования и сотрудников. Несущими конструкциями здания являются наружные стены, подвальная зона и зона 1 этажа выполнена из железобетонных блоков, зона 2 и 3 этажа – из красного глиняного полнотелого кирпича. Общая толщина несущих стен – 600 мм. Общее количество окон здания – 29 единиц, из которых 6 – мансардные, расположенные на крыше пристройки.

2.3. Результаты моделирования

Расчет производился для периода с 1 января по 31 декабря 2019 года в погодных условиях г. Москвы. В результате моделирования были определены суммарные нагрузки на каждую зону и на здание в целом. Полная отопительная нагрузка составила 111,8 МВт ч, что равно 402,4 ГДж, из них на систему отопления – 239,7 ГДж, освещение – 118,8 ГДж, электрическое оборудование – 43,9 ГДж. На рис. 2 представлено изменение наружной температуры воздуха и отопительной нагрузки по месяцам.



Рис. 2. Изменение температуры наружного воздуха и отопительной нагрузки по месяцам 2019 года

В целях сравнительного анализа были рассмотрены варианты изменения отдельных нагрузок следующим образом: замена люминесцентных ламп на светодиодные во всем здании, добавление тепловой изоляции из минеральной ваты толщиной 100 мм в ограждающие несущие конструкции (за исключением пристройки), а также суммирование воздействия двух перечисленных способов. Результирующие нагрузки представлены в таблице 1 и на рис. 3.

Таблица 1. Результаты определения полной отопительной нагрузки здания

	Нагрузка, ГДж			
	Отопление	Внутреннее освещение	Электрическое оборудование	Суммарно
Исходный вариант	239,7	118,8	43,9	402,4
С заменой ламп на светодиодные	266,9	66,0	43,9	376,8
С добавлением изоляции	165,2	118,8	43,9	327,9
С добавлением изоляции и заменой ламп	190,3	66,0	43,9	300,2

Анализ результатов показал, что при замене люминесцентных ламп мощностью 18 Вт на светодиодные лампы мощностью 10 Вт нагрузка на отопление повышается на 7542,3 кВт ч, при условии, что отопительный период в Москве составляет 214 суток, изменение средней мощности системы составит 1,47 кВт. При этом электрическая нагрузка на освещение снижается на 14664 кВт ч (в году 247 рабочих дней), таким образом, изменение средней мощности системы освещения составит 5,9 кВт. Предполагая, что здание отапливается электричеством, видно, что для обеспечения требуемого в помещении температурного уровня хватит мощности, сниженной за счет смены ламп.

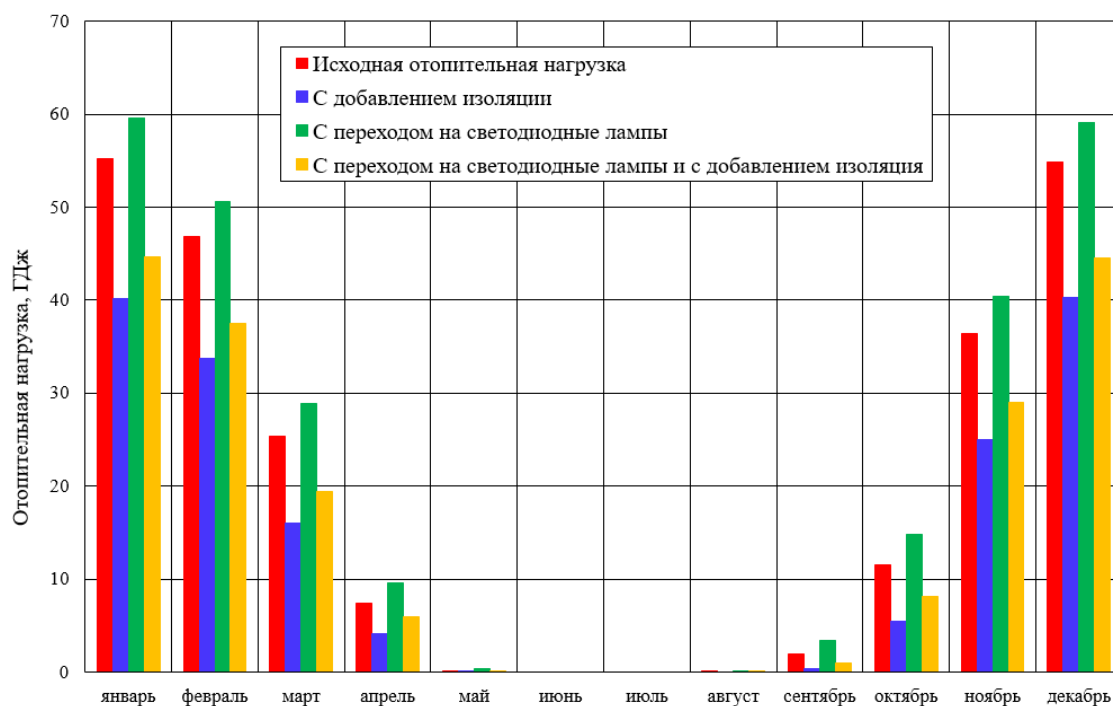


Рис. 3. Сравнительная диаграмма отопительных нагрузок при изменении условий эксплуатации здания

Тепловая изоляция ограждающих конструкций здания снизит требуемую отопительную нагрузку на 74,5 ГДж/год, что также благоприятно сказывается на суммарной требуемой для комфортного жизнеобеспечения здания нагрузке. В качестве примера, на рис. 4 приведен градиент температур внутренней поверхности наружной ограждающей конструкции в одном из помещений здания.

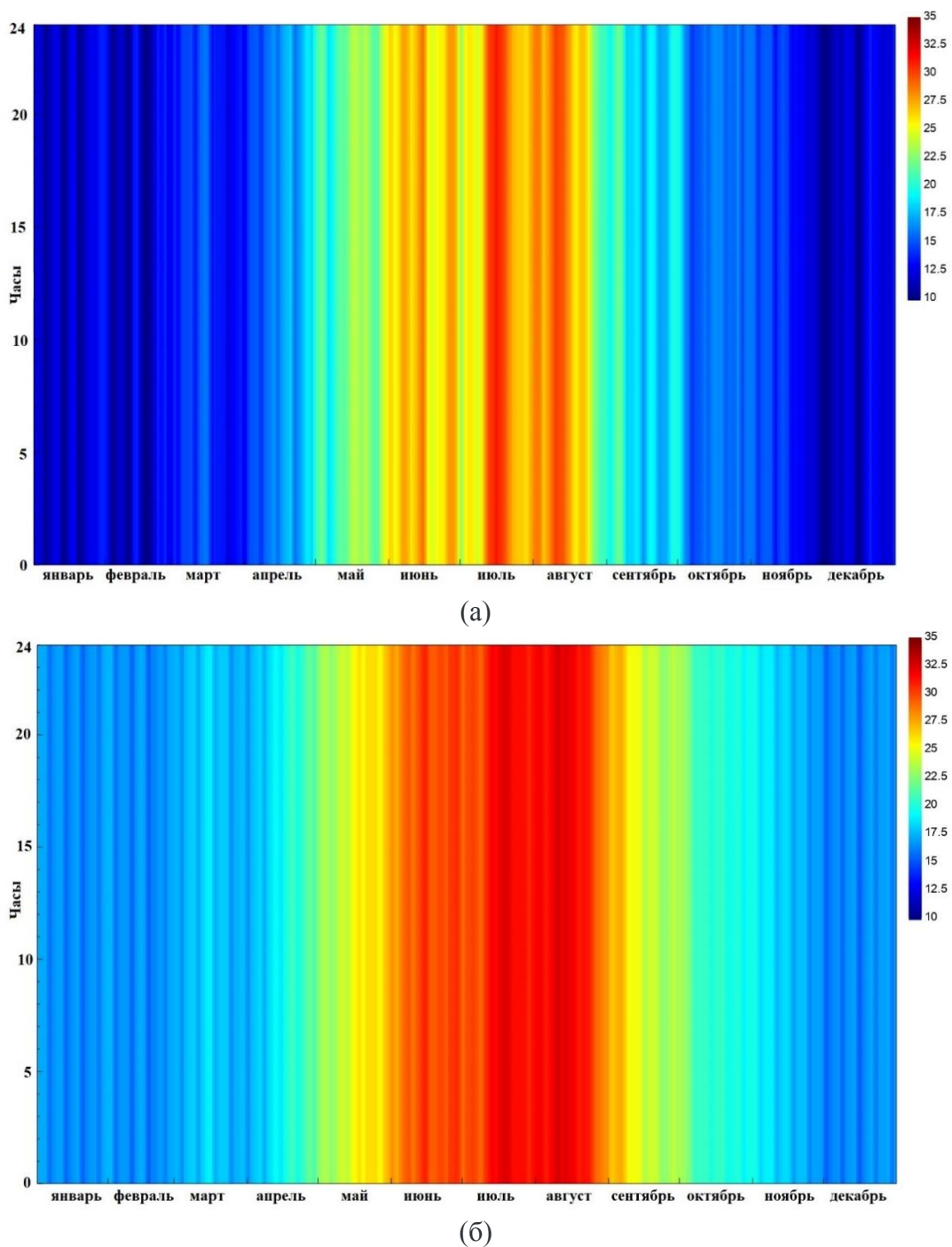


Рис. 4. Градиент температур внутренней поверхности наружной ограждающей конструкции без изоляции (а) и с тепловой изоляцией (б)

Суммарный эффект от замены люминесцентных ламп на светодиодные и теплоизоляции ограждающих конструкций позволит снизить тепловую нагрузку здания на 102,2 ГДж/год.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Моделирование энергопотребления зданий в настоящее время широко применяется в области энергетики. Его использование значительно упрощает многие инженерные задачи, связанные не только с анализом теплового режима здания, но и требующие более гло-

бальных подходов, позволяющих выявить пути рационального использования энергетических ресурсов, и, как следствие, повысить энергетическую эффективность здания.

Построение здания с использованием программного комплекса OpenStudio, EnergyPlus и SketchUp показало, что варьирование различных параметров способствует изменению суммарных нагрузок, необходимых для обеспечения комфортного нахождения сотрудников на рабочих местах. При проведении расчета также были учтены погодные условия, географическое расположение и ориентация здания относительно рядом стоящих строений. Тепловая нагрузка здания определялась с учетом графиков пребывания сотрудников на рабочих местах, режимов работы тепловыделяющего оборудования и конструктивных особенностей здания.

Таким образом, в результате моделирования были получены следующие результаты: полная отопительная нагрузка при действующей системе отопления – 402,4 ГДж/год; при замене люминесцентных ламп на светодиодные – 376,8 ГДж/год; при добавлении тепловой изоляции к ограждающим конструкциям – 327,9 ГДж/год; при суммарном эффекте от двух способов – 300,2 ГДж/год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Марьясин О.Ю., Колодкина А.С., Огарков А.А.** Компьютерное моделирование «Интеллектуального здания» // Моделирование и анализ информационных систем. Т. 23, № 4 (2016), с. 427 – 239.

2. **Пуговкин А.В., Петрова Н.И., Купреков С.В., Абрамчук С.И.** Мониторинг теплового режима отдельных помещений // Материалы II Всероссийской научной конференции с международным участием, Новосибирск, 24 – 26 марта 2015 г. – Новосибирск: Институт теплофизики СО РАН, 2015. С. 101 – 107.

3. **Kristen S Cetin, Niraj Kunwar, Heyen Do, Paulo Cesar Tabares-Velasco.** Development and validation of an HVAC on/off controller in EnergyPlus for energy simulation of residential and small commercial buildings // Energy and Buildings. 2019. No 183. P. 467 – 483.

4. **Rajeev Kamal, Francesca Moloney, Chatura Wickramaratne, Arunkumar Narasimhan, D.Y. Goswami.** Strategic control and cost optimization of thermal energy storage in buildings using EnergyPlus // Applied Energy. 2019. No 246 P. 77 – 90.

5. **Mohammad Heidarinejad, Nicholas Mattise, Krishang Sharma, Jelena Srebric.** Creating Geometry with Basic Shape Templates in OpenStudio // Procedia Engineering. 2017. No 205. P. 1990 – 1995.

6. **Larry Brackney, Andrew Parker, Daniel Macumber, Kyle Benne.** Building Energy Modeling with OpenStudio. A practical Guide for Students and Professionals // Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018.

Секция 6

Цифровизация энергетики. Технологии индустрии 4.0

научный руководитель –
доцент, к.т.н. **Р.Р. Насыров**

О.Б. Вареникова¹, С.В. Белоусов², Д.И. Ковалев³

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, 3 – руководитель проекта

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ АППАРАТНО-ПРОГРАММНАЯ ПЛАТФОРМА, ОСНОВАННАЯ НА ТЕХНОЛОГИЯХ И ПРИНЦИПАХ ЦПС

АННОТАЦИЯ

Целью данной работы является создание аппаратно-программной платформы для объектов электросетевого хозяйства с использованием новых методик и технических средств для повышения качества проектирования и снижения технологических нарушений при эксплуатации.

Конкретной задачей настоящей работы является разработка проекта аппаратно-программной платформы, основанной на технологиях и принципах цифровой подстанции, для контроллеров первичного электрооборудования.

Ключевые слова – аппаратно-программная платформа, цифровая подстанция, контроллер первичного электрооборудования, цифровизация

1. ВВЕДЕНИЕ

Во всем мире электроэнергетическая потребность продолжает расти, и еще сильнее возрастают предъявляемые требования к надежности и качеству энергоснабжения - в условиях возрастающей сложности технологий и производственных процессов значительно возрастает стоимость аварий, возникающих в энергосистемах, и, как результат, - стоимость простоев предприятий из-за аварий. Все это приводит к ужесточению к требованиям, которые предъявляются к процессам прогнозирования неисправностей и к процессам по минимизации числа ошибок при принятии решения в управлении энергосистемой.

Поэтому в России, как и во всем мире, системы управления энергосистемами нуждаются в модернизации для увеличения уровня надежности и эффективности. Это является причиной для внедрения систем Smart Grid, цифровых подстанций (ЦПС) и их элементов, которые призваны увеличить гибкость и КПД при осуществлении управления сетями. Системам управления и диспетчеризации требуются устройства, которые будут универсальны, проявлять высокоточность и производительность, а также будут создавать интерфейс для систем управления и первичного оборудования, позволят контролировать все происходящие процессы, смогут оперативно принимать решения и реализовывать трудоемкие алгоритмы управления, учитывающие состояние всей системы, которую они контролируют.

Рынок не устраивают существующие промышленные технологии обеспечения сбора данных и организующие управление для последующего принятия решений в управлении энергосистемами, поэтому для увеличения эффективности в работе необходимо обеспечить выполнение следующих требований: технологичность, комплексность, надежность сбора данных и надежность при управлении, основываясь на технологии, используемые при реализации цифровых подстанций.

Возрастает потребность не только в построении новых, но и в модернизации существующих систем для распределения электроэнергии, при этом продолжительное время,

уходящее на проектирование и строительство систем, приводит к удорожанию этих работ, что тормозит развитие рынка, модификацию сетей и внедрение идеологии цифровых подстанций.

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТКИ

2.1. Энергетическая аппаратно-программная платформа

Контроллеры первичного электрооборудования, создаваемые на базе специализированного энергетического процессорного модуля, основанного на технологиях и принципах ЦПС, должны соответствовать существующим требованиям к оборудованию цифровых подстанций и выполнять функции мониторинга энергетических характеристик, сигнализации состояния присоединений и управления ячейками электрических подстанций в составе систем автоматизированной системы управления трансформаторной подстанцией (АСУ ТП)

Установка контроллеров первичного электрооборудования непосредственно в комплектные распределительные ячейки (КРУ) и камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) помогает существенно понизить объем монтажных работ (особенно, если установка модулей происходит на заводах – производителях первичного электрооборудования), увеличить функциональность систем и создать структурированность, масштабируемость и повышенную надежность системы.

Создание аппаратно-программной платформы для объектов электросетевого хозяйства нацелено на достижение следующих целевых показателей распределительного сетевого комплекса:

- надёжность электроснабжения;
- оптимизация эксплуатационных затрат;
- минимизация потерь электрической энергии.

2.2. Составление модели разрабатываемого оборудования

Поскольку приоритетной задачей программы научных исследований "Энергетика" ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ" является не только техническое обоснование внедряемого оборудования, но и детальное конструкторское решение в виде трёхмерной модели, данная задача была в полной мере проработана.

Модель разработки удалось сделать только после решения определённых задач в рамках проводимого проекта, а именно:

- Изучение технологических процессов построения алгоритмов аппаратно-программной платформы, базирующейся на технологиях и принципах ЦПС, для контроллеров первичного электрооборудования;
- изучение аппаратной структуры и принципа проектирования интеллектуальных электронных устройств;
- изучение технологических процессов существования процессорного модуля для проектирования устройств сопряжения с объектом;
- изучение технологических процессов внедрения элементов аппаратно-программной платформы в один модуль.

Разработана специализированная энергетическая программно-аппаратная платформа, основанная на применении технологий и принципов ЦПС, для контроллеров первичного электрооборудования [2].

Было определено, что энергетическая программно-аппаратная платформа должна содержать два процессорных модуля. Первый процессорный модуль создан для построения интеллектуальных электронных устройств (ПМ ИЭУ), второй процессорный модуль создан для построения устройств сопряжения с объектом (ПМ УСО).

ПМ ИЭУ должен быть платой – базовой центрального процессорного устройства (ЦПУ) для создания, с использованием специальных алгоритмов, конечных устройств для автоматизации энергообъектов, спроектированных с применением принципов ЦПС таких как:

- контроллер присоединения;
- терминал релейной защиты и автоматики (РЗА);
- счетчик электроэнергии;
- контроллер показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
- регистратор аварийных событий.

ПМ УСО должен быть платой - базовой ЦПУ для построения устройств, которые позволяют внедрять данные о первичном оборудовании (трансформатор тока (ТТ), трансформатор напряжения (ТН), коммутационные аппараты и др.) в локально-вычислительной сети цифровой подстанции (ЛВС ЦПС) [3].

В рамках проекта решены следующие конкретные задачи:

- проработаны технические процессы формирования алгоритмов функционирования аппаратно-программной платформы;
- исследована аппаратная структура интеллектуальных электронных устройств [4].

Определив внутреннюю структуру и строение, в САД-системе Siemens NX была разработана трёхмерная модель устройства (Рис. 1.)



Рис. 1. Модель разрабатываемого устройства

2.3. Целесообразность разработки

Потребность в постоянном совершенствовании систем эксплуатации ЦПС требует усовершенствования алгоритмов, участвующих в её работе. Стандарты, подобные МЭК-61850, обновляются, и ранее разработанные алгоритмы контроллеров первичного электрооборудования устаревают [1].

Алгоритмы, которые реализуют в контроллерах оборудования, должны гарантировать местное и дистанционное выполнение операций с низкими затратами, выполнением требований по безопасности и обеспечить обязательное энергоснабжение потребителя. Исходя из технических требований, эта коммутация должна быть выполнена контролируемым аппаратом во всевозможных условиях, зафиксированных для оборудования данного вида в технической документации. Уменьшение затрат должно производиться посредством применения функций «эксплуатация по состоянию» и наличием информации о настоящем техническом состоянии оборудования.

Примеры предложенных алгоритмов для объекта автоматизации: алгоритм включения коммутационного аппарата, алгоритм отключения коммутационного аппарата, алгоритм механической коммутации, алгоритм токовой отсечки/максимальной токовой защиты, алгоритм защиты минимального/максимального напряжения, алгоритм опциональной дуговой защиты, алгоритм защиты по температуре изоляции токопроводов, алгоритм защиты при токе КЗ и др..

Примеры блок-схем алгоритмов, которые далее были запрограммированы в контроллеры первичного оборудования, представлены на Рис. 2

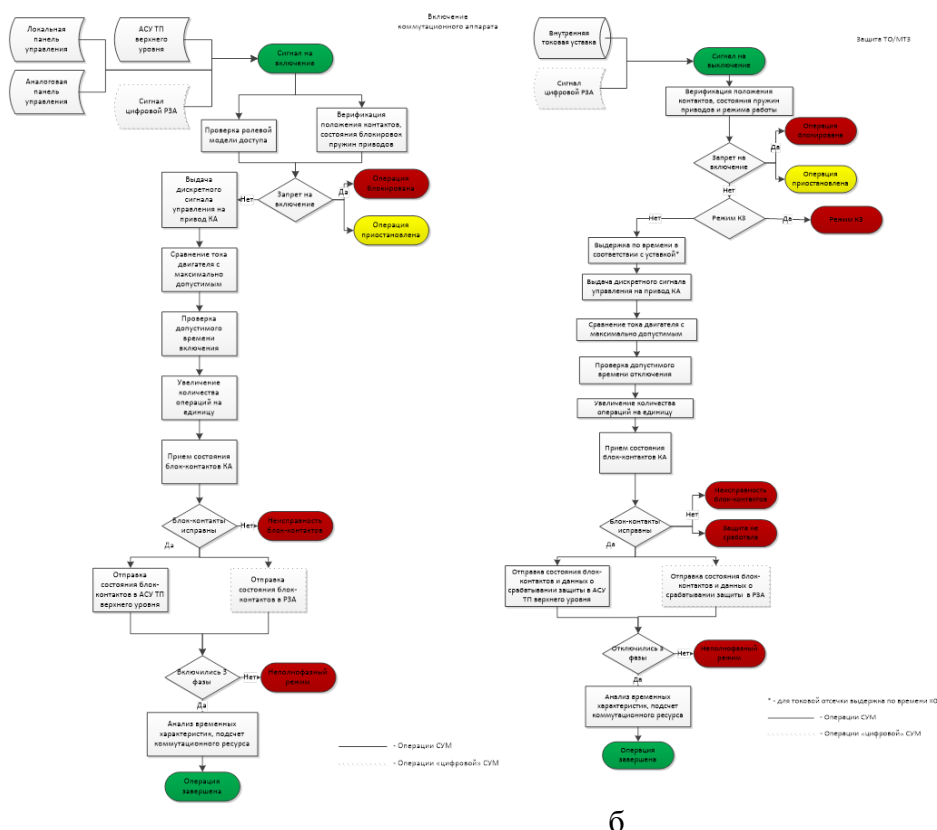


Рис. 2. а) Алгоритм включения коммутационного аппарата, б) Алгоритм защиты минимального/максимального напряжения.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главной целью развития инновационных решений в энергетическом секторе является повышение экономичности, безопасности и значимости человеческих ресурсов. Расширенные функции интеллектуальных электронных устройств позволяют создать присоединение на подстанции, где операционная деятельность проводится без участия эксплуатационного персонала – полностью автономно и дистанционно.

ПМ УСО служит программно-аппаратной платформой для построения серийно выпускаемых промышленных устройств сопряжения первичного оборудования с информационной шиной ЦПС. Основная задача устройств сопряжения – преобразование и передача аналоговой и дискретной информации о состоянии первичного оборудования (ТТ, ТН, коммуникационные аппараты и т.д.) устройствам РЗА, АСУ ТП в цифровом виде, посредством ЛВС в соответствии с принципами построения ЦПС.

Устройства на базе ПМ УСО могут устанавливаться в ячейки КРУ, шкафы, панели, стойки с вторичным оборудованием подстанций и электрических станций.

Основным назначением конечных устройств, построенных на базе ПМ УСО, является:

- аналого-цифровое преобразование сигналов тока и напряжений и передача мгновенных значений токов и напряжений в ЛВС ЦПС в соответствии с стандартом МЭК 61850-9-2 [5];
- прием информации о состоянии дискретных сигналов коммутационного оборудования и передача данной информации в ЛВС ЦПС в соответствии с стандартом МЭК 61850-8-1 (GOOSE) [6];
- прием сигналов на управление коммутационными аппаратами по цифровым интерфейсам в соответствии с стандартом МЭК 61850-8-1 (GOOSE) и выдача физического управляющего сигнала посредством срабатывания собственного управляющего реле [7].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе.
2. МЭК (IEC) 61850-5: Требования связи к функциям и моделям устройств.
3. МЭК (IEC) 61850-6: Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций
4. МЭК (IEC) 61850-7: Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии (4 части).
5. МЭК (IEC) 61850-8-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506 — Часть 1 и Часть 2) и по протоколу GOOSE ИСО/МЭК 8802-3.
6. МЭК (IEC) 61850-9-1: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка
7. МЭК (IEC) 61850-9-2: Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения Sampled Values по ИСО/МЭК 8802-3.

А.А. Иванов¹, А.К. Рыжков¹, Б.А. Сафронов², А.А. Волошин³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА КОМПЛЕКСА ВИЗУАЛЬНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТА

АННОТАЦИЯ

На кафедре “Релейная защита и автоматизация энергосистем” НИУ “МЭИ” разрабатывается специализированный программно-технический комплекс (ПТК), способный обеспечить оперативный персонал информацией о состоянии основного и вторичного оборудования объекта в режиме реального времени при нахождении вне своего автоматизированного рабочего места. В работе описывается создание комплекса, отладка его работы и решения, направленные на автоматизацию процесса «обучения» распознавания оборудования.

Ключевые слова – дополненная реальность, android, очки дополненной реальности, каскад Хаара

1. ВВЕДЕНИЕ

В современном обществе, благодаря широкому внедрению информационных и цифровых технологий, наметился прогресс во всех отраслях науки и производства, появились новейшие технологии дополненной реальности, которые активно входят в нашу жизнь.

Пол Милгр (Paul Milgram) и Фумио Кисино (Fumio Kishino) в 1994 году описали дополненную реальность как некое пространство между реальностью и виртуальностью.

Технологии дополненной реальности проецируют любую цифровую информацию (изображения, видео, текст, графики и т.д.) поверх экрана устройств. Дополненная реальность используется не только в сфере продаж и развлечений, но и активно внедряется в нефтегазовой отрасли, военном деле и энергетике.

На кафедре Релейной защиты и автоматизации энергосистем НИУ МЭИ ведутся работы по созданию специализированного программно-технического комплекса (ПТК) [1], способного обеспечить оперативный персонал информацией о состоянии основного и вторичного оборудования объекта в режиме реального времени при нахождении вне своего автоматизированного рабочего места.

2. ПРИМЕНЕНИЕ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ

Использование данного комплекса помогает снизить риск совершения ошибочных оперативных воздействий при выполнении переключений в распределительных устройствах. ПТК во время обходов дает возможность оператору получать информацию от систем мониторинга основного оборудования, систем видеонаблюдения и контроля доступа, обеспечивает доступ к электронному архиву рабочей и эксплуатационной документации.

Кроме того, комплекс может осуществлять функции первичного контроля состояния здоровья оперативника (измерение пульса, мониторинг усталости, внимания), навигации в помещениях и на открытых площадках, указывать пути эвакуации, позволяет накладывать тепловые карты на оборудование, и т.д.. Основные возможности использования дополненной реальности представлены на рис. 1.



Рис. 1. Пример совмещения дополненной реальности, отображаемой на дисплее очков и реального мира.

Разрабатываемый ПТК состоит из серверной платформы, мобильной платформы и оборудования обеспечения беспроводной связи.

Основные функции серверной платформы:

- интеграция с АСУТП объекта для осуществления информационного обмена с мобильной платформой;
- хранилище электронных архивов рабочей, эксплуатационной и нормативной документации;
- организация постоянного информационного обмена между всеми компонентами ПТК по сетям сотовой связи и Wi-Fi;
- сервер видеорегистрации с камер мобильных устройств отображения информации, архивирование полученной информации;
- ПО для наблюдения и контроля действий оперативного персонала, определения их местоположения для оказания помощи в случае необходимости.

Назначение мобильной платформы:

- передача оперативному персоналу графической, текстовой, голосовой и видеоинформации;
- передача данных из АСУТП;
- распознавание окружающих объектов;
- обработка данных с тепловизора, наложение полученных тепловых карт на объект;
- обеспечение связи между оперативниками;
- геопозиционирование оперативника;
- первичный мониторинг состояния здоровья оперативника.

Одной из функций мобильной платформы является тренинг нового персонала – информация на дисплее накладывается на реальные объекты с указанием последовательности переключений и контролем действий оперативника (при неправильном действии выводится предупреждение).

Пример работы комплекса представлен на рис. 2.

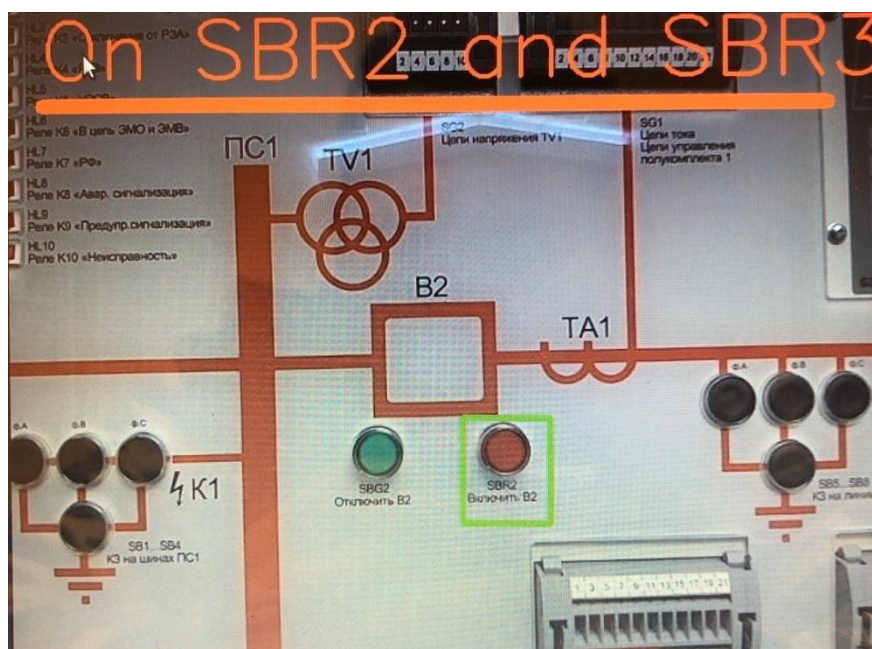


Рис. 2: Пример работы программно-технического комплекса в режиме контроля действия оперативного персонала.

Мобильная платформа представляет собой очки дополненной реальности, оптимизированные для инженерных работ.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОБИЛЬНОЙ ПЛАТФОРМЫ

Основные компоненты мобильной платформы представлены на рис. 3.

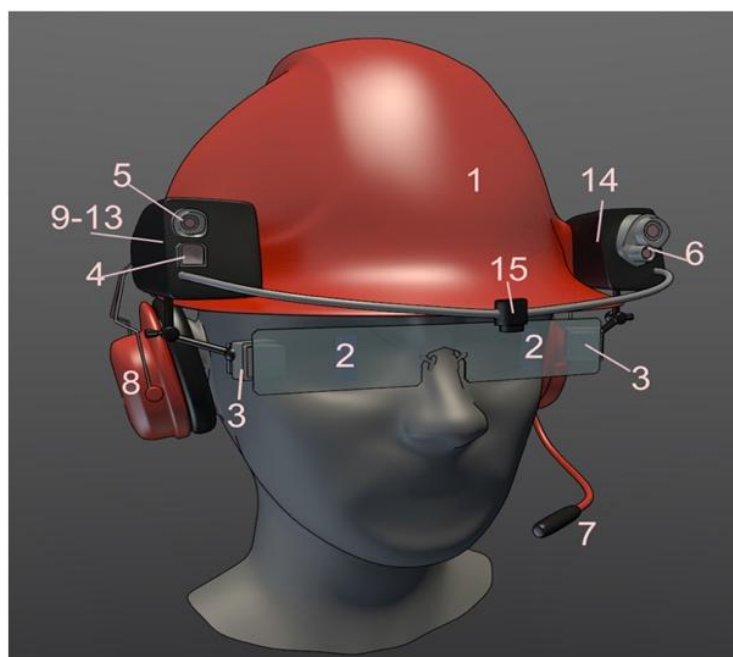


Рис. 3. Основные компоненты мобильной платформы.

В них входит: 1 – шлем; 2 – оптический модуль; 3 – микро-дисплей; 4 – тепловизор; 5 – камера обзора; 6 – лазерный 3D-сканер; 7 – микрофон; 8 – наушники; 9 – микрокомпьютер; 10 – модем 4G/Wi-Fi; 11 – приемник/передатчик GPS/Glonass;

12- акселерометр; 13 – гироскоп; 14 – батарея; 15 – камера для регистрации оперативных действий.

При наличии достаточного объема носителя информации архив документации может быть записан на устройство для возможности работы при потере связи с сервером.

4. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОЧКОВ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ

В качестве прототипа комплекса на кафедре используются очки дополненной реальности Epson Moverio BT-200. Выбор обоснован невысокой стоимостью, по сравнению с аналогами (Microsoft HoloLens, Google Glass), наличием двух дисплеев, позволяющим отображать информацию в формате 3D (в Google glass дисплей только под один глаз), меньшим весом (88г. против 579 г. у Microsoft HoloLens). Данная версия очков работает под управлением Android 4.0.4 (в 2016 г. вышла новая версия очков BT-300 с Android 5.1). Также возможна установка дополнительных линз с диоптриями и солнцезащитных линз. Для подключения дополнительных аксессуаров есть порт micro-USB. Данные очки имеют все пункты комплекта мобильной платформы, кроме пунктов 1 и 4. Тепловизор выполняется на базе датчика Panasonic Grid-EYE и микроконтроллера для обработки данных, подключаемого к очкам через порт micro-USB.

Поскольку на очки установлена полноценная версия Android, для разработки была выбрана среда Android Studio. Таким образом, разрабатываемое ПО может быть установлено и на смартфон или планшет, работающий под управление Android, но не будет выполнять все заложенные функции.

Для распознавания окружающих объектов используется библиотека OpenCV. С ее помощью можно «обучить» программу находить на изображении, получаемом с камеры очков, заданные объекты. Для «обучения» берется выборка изображений искомого объекта (для распознавания ключа управления использовалась порядка 500 его снимков), выборка изображений без искомого объекта, далее они пропускаются через алгоритм OpenCV, и на выходе получается xml файл каскада Хаара, в котором записаны признаки искомого объекта. Файл подготавливается заранее.

Для автоматизации процесса «обучения» используется алгоритм, разработанный на языке Python. Процесс создания положительной выборки изображений (содержащие искомым объект) происходит автоматически при определении триггеров – примитивов, расположенных с четырех сторон объекта. С помощью процесса автоматизации время обучения сокращается практически в 10 раз и вырастает качество обучения из-за отсутствия лишних объектов в положительной выборке. Алгоритм указывает, с какой стороны расположить камеру перед объектом. После создания положительной выборки создается отрицательная выборка (изображения, не содержащие искомым объект). Демонстрация работы алгоритма представлена на рис. 4.

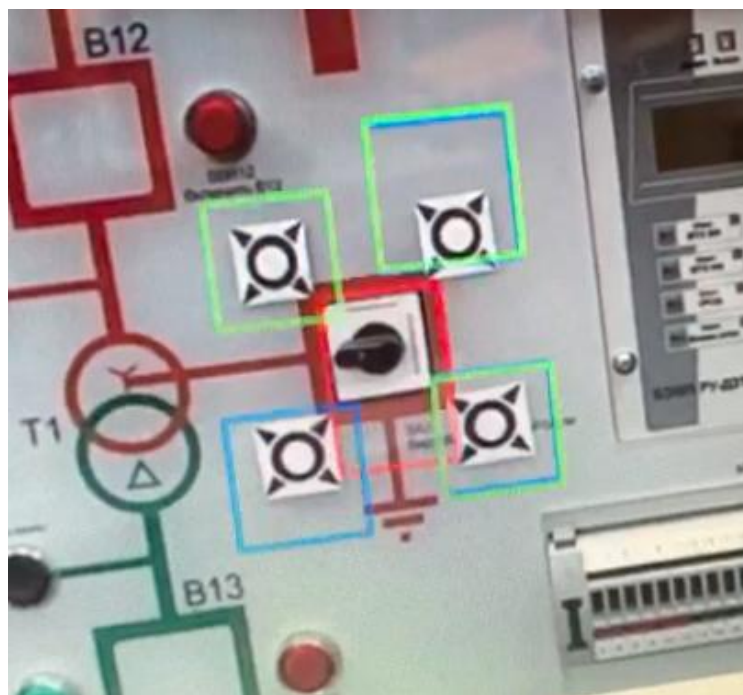


Рис. 4. Демонстрация работы алгоритма самообучения.

Триггеры выделяются зеленым цветом при каждом обнаружении и синим при повторном обнаружении в течение 0.05 с

На кафедре создан демонстрационный стенд (рис. 5), включающий в себя изображение трансформатора, ключ управления выключателем, кнопки переключения отпаяк РПН. Полученные каскады Хаара позволяют уверенно распознавать эти элементы.



Рис. 5. Демонстрационный стенд для очков дополненной реальности.

Для однозначного определения однотипных элементов используется распознавание их названий, т.е. отсутствует необходимость в нанесении каких-либо дополнительных маркеров (например, QR-кодов).

Так как одной из задач была поставлена возможность освободить руки оперативника, управление программой осуществляется при помощи голосового ввода (причем обработка голоса осуществляется без связи с сетью Интернет). Был рассмотрен вариант использования встроенных в очки акселерометра и гироскопа, но частые движения головой (для выбора пункта меню А наклонить голову влево, для выбора пункта меню Б наклонить голову вправо) оказались весьма утомительны для человека.

В настоящее время заведены голосовые команды вывода на экран паспорта объекта, истории переключений, схемы сети.

Для наполнения базы данных на кафедре используется ПАК RTDS, к которому подключены кнопки и ключ демонстрационного стенда, управляющие трансформатором в модели. Сбор данных из модели осуществляется по протоколу IEC 60870-5-104 – этот протокол реализован в большинстве АСУТП современных энергообъектов. Полученные данные записываются в базу данных MySQL.

При обнаружении видеокамерой трансформатора очки отправляют запрос в базу данных, и на линзы выводится текущая нагрузка трансформатора, напряжения на его обмотках, положение отпайки РПН. Если обнаружен ключ управления выключателя, производится проверка его текущего положения (информация с видеокамеры) с положением из АСУТП (запрос в базу данных), и в случае несоответствия выводится предупреждающее сообщение. Для кнопок управления РПН выводится текущее положение отпайки.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение создаваемого ПО дополненной реальности позволяет оперативному персоналу иметь доступ к информационному полю энергообъекта в любом его месте, расширяет возможности контроля и управления, снижает вероятность ошибки в действиях. Помимо мобильной версии (очки) возможно использование и стационарных камер для контроля положения оборудования в условиях, когда установка контрольных цепей затруднительна или невозможна.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Revev M.** Computer Vision Projects with OpenCV and Python 3. М.: Packt: 2018. P. 331-389.
2. **Филлипс В., Стюарт К., Марсикано К.** Android. Программирование для профессионалов М: Питер, 2017; 180-420 с.
3. **Leiva K.** Kotlin for Android Developers. // CreateSpace Independent Publishing Platform, 2016. P. 75-120.
4. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 13 сентября 2018 г. №757 н «Об утверждении Правил переключений в электроустановках» [Электронный источник] / <https://docs.cntd.ru/> / (дата обращения 15.01.2020)
5. **Машнин Тимур.** Разработка Android-приложений с Augmented Reality. М.: Ridero, 2017. 75-214 с.

С.В. Муссаева¹, С.К. Осипов², А.Н. Роголев³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЕРИФИКАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ ТЭС

АННОТАЦИЯ

В работе приводятся результаты вариативных численных экспериментов процессов течения в конфузорных каналах при различных параметрах моделирования для выявления рекомендаций по выбору настроек решателя, параметров расчетной сетки, приводящих к отклонению от результатов физического эксперимента не более чем на 10 %.

Ключевые слова – верификация, численное моделирование, гидрогазодинамика, ANSYS, конфузор, диффузор, методика моделирования

1. ВВЕДЕНИЕ

Непрерывная информационная поддержка жизненного цикла наукоемкой продукции, одной из которой является высокотехнологичное энергооборудование, производится при помощи специальных инструментов (CALS-технологий). В частности, на стадии концептуального проектирования используются САД и САЕ системы, первая из которых позволяет создавать трехмерные модели объектов, а вторая – выполнять моделирование физических процессов. Однако на сегодняшнее время отсутствуют формализованные рекомендации по выбору настроек моделирования, а именно: уровня детализации расчетной геометрии, размеров и типа расчетной сетки, настроек граничных условий (ГУ) и самого решателя для различных гидрогазодинамических типовых задач энергомашиностроения. Это обуславливает актуальность разработки рекомендаций, позволяющих получать результаты численного моделирования гидрогазодинамических процессов, в наименьшей степени отклоняющихся от результатов физического эксперимента. В проточных частях энергетического оборудования в основном имеют место турбулентные режимы течения рабочих тел, которые в свою очередь можно разделить на безотрывные течения и течения с отрывом потока от поверхности обтекаемых тел. Наибольшую трудность составляет моделирование отрывных течений в каналах, что обусловлено сложностью точного моделирования различного рода образующихся в этих потоках вихревых структур. Перед тем, как переходить к выявлению рекомендаций численного моделирования отрывных течений, необходимо отработать инструмент на более простых задачах по моделированию безотрывных течений в каналах. Одним из таких типов задач является моделирование течений в конфузорах.

2. ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ ТЕЧЕНИЯ В КОНФУЗОРНЫХ КАНАЛАХ

Область применения каналов конфузорного типа достаточно широка – это центробежные и осевые компрессоры, струйные насосы, градирни, вентиляторы, расходомерные устройства и т.д.. Конфузоры служат для создания равномерного профиля скоростей потока жидкости или газа в проточных частях энергетического оборудования.

Количественной оценкой качества входных конфузоров служит величина суммарных потерь на трение и вихреобразование. Потери на трение тем меньше, чем меньше площадь внутренней поверхности конфузора. Потери на вихреобразование связаны с местными изменениями геометрии канала.

Коэффициент сопротивления конфузоров при турбулентном режиме течения зависит как от геометрических, так и от режимных параметров. Геометрическими параметрами являются угол сужения α (рис. 1) и степень сужения $n_0 = F_0/F_1$. В качестве режимных параметров выступает число Рейнольдса (Re).

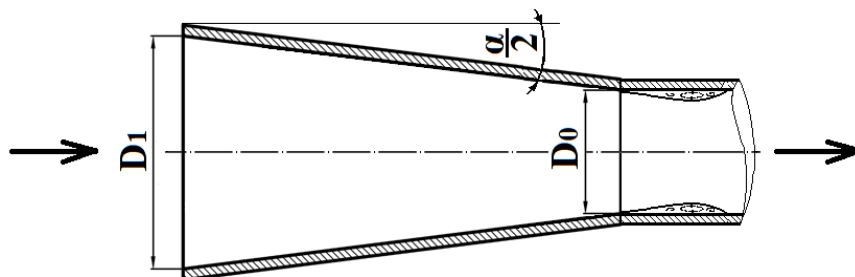


Рис. 1. Конфузор (в разрезе) с обозначением основных геометрических характеристик

При достаточно больших углах ($\alpha > 10^\circ$) и степенях сужения ($n_0 < 0,3$) после перехода от сужающегося участка прямолинейного конфузора к прямой части трубы поток отрывается от стенок (рис. 1). Появление данных зон отрыва в конфузоре обуславливает увеличение местных потерь энергии в канале. Для инженерных расчетов общий коэффициент сопротивления конфузоров представляют в следующем виде [1]:

$$\zeta = \frac{\Delta p}{\rho w_0^2} = \zeta_m + \zeta_{тр}, \quad (1)$$

Δp – потери полного давления, Па; $\rho w_0^2/2$ – динамическое давление или скоростной напор; ρ – плотность среды, кг/м³; w_0 – скорость среды в узком сечении, м/с; ζ_m – коэффициент местного сопротивления; $\zeta_{тр}$ – коэффициент сопротивления трения.

Для определения экспериментальных значений коэффициентов потерь энергии в проточных частях элементов арматуры, в частности в конфузорах, в настоящее время широко используется справочник по гидравлическим сопротивлениям И.Е. Идельчика [2], в котором приведены экспериментальные значения коэффициентов сопротивления в конфузоре круглого сечения при различных числах Re в зависимости от угла сужения α и отношения площадей n_0 .

3. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ В КОНФУЗОРЕ

3.1. Описание геометрических и режимных параметров конфузоров

Для проведения вариативного численного моделирования течения по выбранным геометрическим параметрам конфузоров были построены их трехмерные модели в программе Siemens NX. Геометрические и режимные параметры конфузоров, выбранных из справочника по гидравлическим сопротивлениям И.Е. Идельчика [2], представлены в табл. 1.

Таблица 1. Геометрические и режимные параметры моделей

Геометрические параметры				Режимные параметры		
№	$\alpha, ^\circ$	n_0	$D_0, \text{мм}$	Re		
				100 000	200 000	400 000
1	3	0.64	50	+	+	+
2	3	0.39	50	+	+	+
3	10	0.39	50	+	+	+

3.2. Параметры расчетной сетки и решателя для моделирования течения в конфузорах

Для моделирования течения в канале был использован метод расчета, заключающийся в осреднении системы уравнений Навье-Стокса по Рейнольдсу (RANS), который в настоящее время является наиболее применяемым в инженерной практике. Основными изменяемыми параметрами расчетной сетки и настроек решателя являлись: модель турбулентности, параметр y^+ , количество призматических слоев и коэффициент роста. Фиксируемыми параметрами являлись: размер глобальной ячейки, закон роста призматической сетки, пристеночная функция. Параметры ячеек в пристеночной области зависели от заранее выбранной модели турбулентности. Изменяемые и фиксируемые параметры расчетной сетки и настройки решателя приведены в табл. 2.

Таблица 2. Параметры расчетной сетки и решателя

Параметр	Значение
Постоянные настройки	
Размер глобальной ячейки, мм	5
Закон роста призматической сетки	экспоненциальный
Пристеночная функция	Scalable
Метод расчета	RANS
Изменяемые настройки	
Модель турбулентности	k -epsilon, k -omega, SST
Параметр y^+	0.25 ... 90
Отношение высот призматических слоев	1 (k -epsilon), 1.3 (k -omega, SST)
Число слоев	1 (k -epsilon), 10-15 (k -omega, SST)

3.3. Описание граничных условий

В соответствии с условиями проведения физического эксперимента [2] в качестве рабочего тела выбран идеальный газ – воздух (Air Ideal Gas). Граничными условиями на входе в канал являлись расход рабочего тела G_0 , который определялся в зависимости от экспериментального числа Re и D_0 , температура рабочего тела T , а граничным условием на выходе являлось постоянное статическое давление P (табл. 3).

Таблица 3. Граничные условия моделей

№	$D_0, \text{мм}$	n_0	$G_0, \text{г/с}$	$T, ^\circ\text{C}$	$P, \text{атм}$
			Re		

			100 000	200 000	400 000		
1	50	0.64	89.08	178.279	114.101	20	1
2	50	0.39	113.920	229.166	228.202	20	1
3	50	0.39	114.101	458.333	456.405	20	1

3.4. Результаты численного моделирования течения в конфузоре

Численное моделирование течения в конфузоре проводилось в программном пакете Ansys CFX [3-4]. На рис. 2-4 представлены графики зависимости коэффициента потерь ζ от величины параметра y^+ для различных чисел Re для первого конфузора ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) при использовании моделей турбулентности k-epsilon (рис. 2) и k-omega (рис. 3). На представленных графиках также показаны линии экспериментальных коэффициентов потерь, которые для выбранной геометрии ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) не изменяются и составляют 0,072.

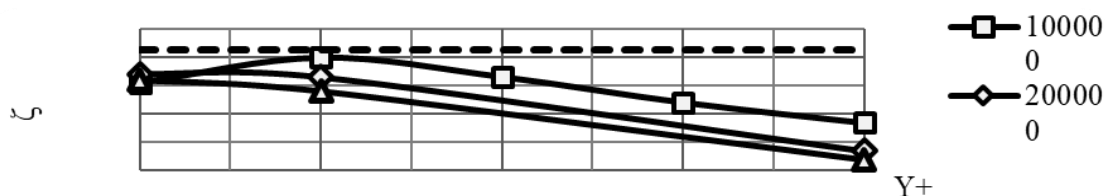


Рис. 2. График зависимости коэффициента потерь от параметра y^+ для модели № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) при разных числах Re для модели турбулентности k-epsilon

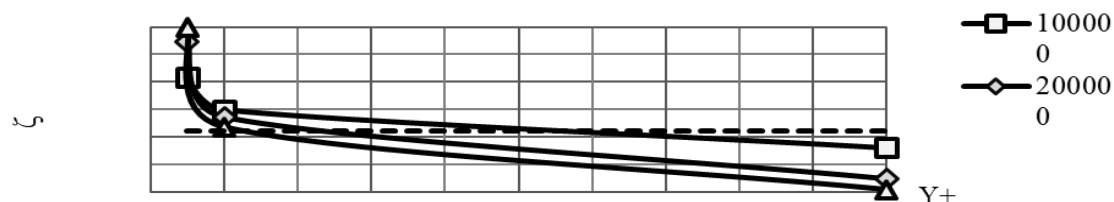


Рис. 3. График зависимости коэффициента потерь от параметра y^+ для модели № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) при разных числах Re для модели турбулентности k-omega и количестве призматических слоев 10

При моделировании течения на k-epsilon модели турбулентности наиболее близко к линии экспериментальных потерь лежат зависимости, полученные по результатам численного эксперимента в диапазоне $y^+=10-30$, дальнейшее увеличение этого параметра приводит к увеличению погрешности расчетов до 21.368 % (рис.2). В указанном диапазоне минимальная погрешность 1,555 % наблюдается в точке $y^+=30$ для $Re = 10^5$, а максимальная погрешность 8,145 % - в точке $y^+=30$ для $Re = 4 \cdot 10^5$. При моделировании на k-omega модели турбулентности наиболее близкий к эталону характер зависимости имеют при $y^+= 1$ (погрешности: -2,257...-10,817 %), также стоит отметить, что с увеличением числа Re чувствительность коэффициента гидравлических потерь к изменению величины параметра y^+ возрастает (рис.3). Увеличение параметра y^+ с 0,5 до 1 приводит к резкому уменьшению погрешности расчетов с -52,408 % до -2,258 %, при дальнейшем увеличении y^+ до 10 погрешность увеличилась до 29,583 %.

На рис.4 показаны результаты моделирования на SST модели турбулентности.

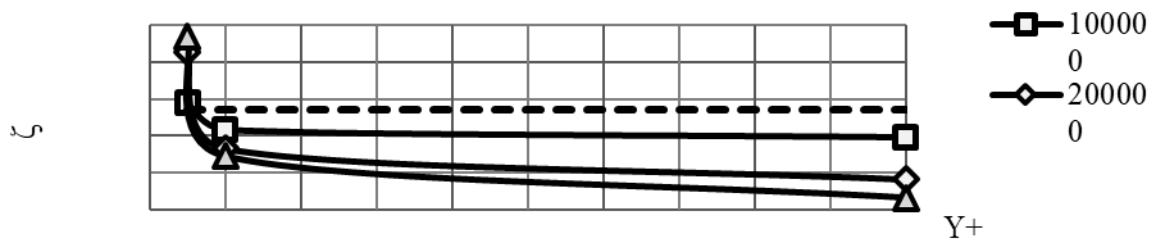


Рис. 4. График зависимости коэффициента потерь от параметра $y+$ для модели № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) при разных числах Re для модели турбулентности SST и количестве призматических слоев 10

Из рисунка видно, что зависимости для SST модели имеют схожий с зависимостями для k-omega модели характер. Однако, не наблюдается диапазон $y+$, в котором для каждого режима погрешность лежит в пределах 10 %. Для $Re=10^5$ на всем диапазоне $y+=0.5-10$ погрешность лежит в пределах ~ 10 % и меняется от -2.851 % до 10.518 %. Для режимов $Re=2 \cdot 10^5$ и $Re=4 \cdot 10^5$ на всем диапазоне $y+=0.5-10$ погрешности выходят за пределы 10 % (-21,75 % ... 33,134 %), также стоит отметить, что чувствительность коэффициента гидравлических потерь к изменению величины $y+$ с увеличением числа Re возрастает.

Таким образом, результаты численного моделирования течения в конфузоре № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) показали, что к минимальной погрешности расчета коэффициента сопротивления в диапазоне чисел Re от 10^5 до $4 \cdot 10^5$ приводят k-epsilon (1,555-8,145 % при $y+=10-30$) и k-omega (-2,257...-10,817 % при $y+=1$) модели турбулентности. В связи с этим расчеты для модели № 2 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,39$, $D_0=50$ мм) и модели № 3 ($\alpha=10^\circ$, $n_0=0,39$, $D_0=50$ мм) проводились с использованием этих моделей турбулентности. Как показали расчеты k-epsilon модель турбулентности приводит к погрешностям более 10 %, таким образом, наибольшую применимость показала k-omega модель турбулентности.

На рис. 5 представлены графики зависимостей погрешности расчета коэффициента гидравлических потерь ζ от величины числа Re при моделировании течения в конфузорах с использованием k-omega модели турбулентности. Видно, что для модели № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) в диапазоне чисел Re от 10^5 до $4 \cdot 10^5$ погрешность расчетов уменьшается с -10,870 % до -2,260 %. Погрешность расчетов модели № 2 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,39$, $D_0=50$ мм) с увеличением числа Рейнольдса с 10^5 до $4 \cdot 10^5$ увеличивается с 3,300 % до 6,230 %. Это связано с малым углом сужения и большей по сравнению с моделью № 1 длиной конфузора, что обуславливает более равномерный профиль скоростей.

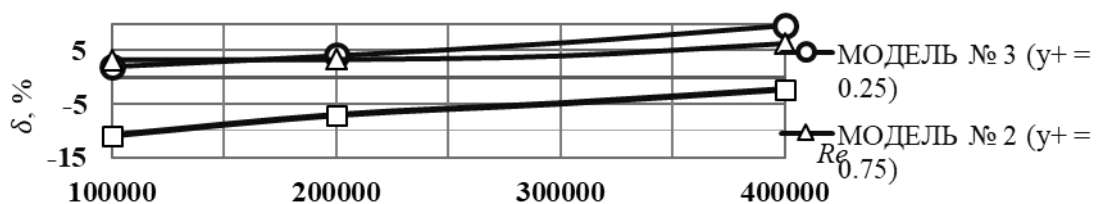


Рис. 5. График зависимости погрешности расчета коэффициента потерь от числа Re для k-omega модели турбулентности при различных параметрах $y+$

При увеличении угла сужения - модель № 3 ($\alpha=10^\circ$, $n_0=0,39$, $D_0=50$ мм) - погрешность расчетов возрастает до 9,730 %. Для модели № 1 ($\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, $D_0=50$ мм) при числе Рейнольдса $4 \cdot 10^5$ величина погрешности выше установленного порога отклонения в 10 % и равна -10,870 %, однако эта величина также является приемлемой в инженерной практике.

Таким образом, для достижения погрешности до 10 % при моделировании течения в конфузоре, имеющем размеры $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, при числах Рейнольдса от 10^5 до $4 \cdot 10^5$ для модели турбулентности k-omega при построении расчетной сетки необходимо выбирать значение параметра $y^+ = 1$, при моделировании течения в конфузоре с размерами $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,39$ необходимо выбирать значение $y^+ = 0,75$, при моделировании течения в конфузоре с размерами $\alpha=10^\circ$, $n_0=0,39$ необходимо выбирать значение параметра $y^+ = 0,25$.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате численного моделирования выявлено, что для конфузора с $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$, использование SST модели турбулентности при параметре y^+ от 0,5 до 10 в диапазоне чисел Re $10^5 \dots 4 \cdot 10^5$ приводит к погрешности более 10 %. При тех же условиях модель турбулентности k-epsilon дает погрешность в пределах 10 % при $y^+ = 10 \dots 35$, а модель турбулентности k-omega – при $y^+ = 1 \dots 6$.

Установлено, что для конфузора с $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,39$, $D_0=50$ мм и конфузора с $\alpha=10^\circ$, $n_0=0,39$, в диапазоне чисел Re $10^5 \dots 4 \cdot 10^5$ применение k-epsilon и SST модели турбулентности при параметрах y^+ , равных 10-20 и 0.5-10 соответственно, приводит к погрешности выше 10 %.

Наибольший диапазон применимости для моделирования течения в конфузорах показала k-omega модель турбулентности. Так, к минимальной погрешности до 10 % для конфузора с $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,64$ приводит значение $y^+=1$, для конфузора с $\alpha=3^\circ$, $n_0=0,39$ – значение $y^+ = 0.75$, а для конфузора с $\alpha=10^\circ$, $n_0=0,39$ – значение $y^+=0,25$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гарбарук А.В.** Моделирование турбулентности в расчетах сложных течений: учебное пособие / А.В. Гарбарук, М.Х. Стрелец, М.Л. Шур – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. 88 с.
2. **Справочник** по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик; Под ред. М.О. Штейнберга. М.: Машиностроение, 1992. 672 с.
3. **ANSYS CFX-Solver Theory Guide** / ANSYS, Inc. 2006. P. 302.
4. **Рогалев А.Н.** Моделирование течений жидкостей и газов в среде ANSYS / А. Н. Рогалев, С. К. Осипов, О. В. Злышко, А. С. Зонов. – М.: Цифровичок, 2019. 60 с.

О.С. Орлов¹, Д.И. Сырмакешев¹, Р.Р. Насыров²

1 – студент, 2 – руководитель проекта

ОПЕРАТИВНАЯ НАДЕЖНОСТЬ

АННОТАЦИЯ

Многие процессы, зависящие от действий человека, в современном мире меняются. Все чаще людей заменяют машины в целях безопасности и оптимизации. Но пока большая часть работы выполняется человеком. Так как люди не идеальны, и им свойственны ошибки, из-за действий одного человека может быть приостановлена работа целого цеха или завода.

Если говорить об энергетических объектах, то ошибки оперативного персонала приводят не только к нарушению энергоснабжения потребителей, но и к экологическим проблемам. Наиболее известный инцидент, повлекший за собой большой урон для окружающей среды — это авария на Чернобыльской АЭС.

Цель данной работы заключается в поиске способов оптимизации рабочего процесса оперативного персонала на энергообъекте.

Ключевые слова – оперативная надежность, геопозиционирование, очки дополненной реальности

1. ВВЕДЕНИЕ

Нарушение одного из этапов выработки, преобразования и передачи электрической энергии может привести к нарушению электроснабжения потребителя. Поэтому необходимо снижать влияние человеческого фактора на надежность работы энергетического оборудования. Перед тем, как искать способы улучшения работы оперативного персонала, необходимо найти слабые места в его работе. Этому вопросу посвящен второй раздел настоящего доклада. После этого необходимо искать способы по улучшению этих слабых мест, чему посвящен 3 раздел настоящего доклада.

2. ОПЕРАТИВНАЯ НАДЕЖНОСТЬ

Перед тем, как искать способы изменения рабочего процесса, необходимо доказать актуальность темы. Для этого необходимо ввести понятие оперативной надежности. Под оперативной надежностью понимается учет влияния человеческого фактора на надежность энергетического оборудования [1].

Так как электроэнергетическая система (ЭЭС) состоит из большого количества элементов, её эксплуатация и прогнозы отказа требуют расчетов надежности. Основной задачей теории надежности является разработка и изучение методов обеспечения бесперебойной работы различных объектов в процессе их эксплуатации, а также в определении и изучении количественных характеристик надежности. Понятие «надежность» широко используется во всех сферах деятельности человека (наука, техника, медицина и т.д.), что и определяет широту его толкования.

Для учета влияния человеческого фактора на надежность оборудования в сфере энергетики был использован метод “human reliability assessment” (HRA) [2]. На его основе была создана классификация ошибок персонала, представленная в таблице 1.

Таблица 1. Классификация ошибок

Номер	Причина
1	Недостаточная подготовленность (психологическая и квалификационная) персонала влияющая на безопасность работ
2	Низкая надежность технических устройств энергоустановок
3	Неэффективность мероприятий по подготовке и обучению персонала выполнению требований безопасности
4	Невыполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в энергоустановках
5	Отсутствие контроля за проведением организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасности при эксплуатации электроустановок
6	Личная недисциплинированность

Согласно таблице 1 были проанализированы реальные происшествия, которые происходили на подстанциях при взаимодействии человека с оборудованием. Данная информация была взята с информационных ресурсов Ростехнадзора [3], [4] и МЧС РФ [5]. Если случаю соответствовал один из приведенных в таблице 1 критериев, критерию присваивалась единица. В противном случае ставился ноль. Следуя данному методу, был проведен анализ аварийных случаев, которые происходили на энергообъектах.

В результате обработки сформированных данных было получено значение математического ожидания отказа, вызванного действиями человека $M(x) = 10^{-5} \div 10^{-6}$, порядок которого схож с коэффициентом неготовности оборудования, размерность которого $10^{-4} \div 10^{-5}$. А значит необходимо учитывать влияние человеческого фактора на надежность электрического оборудования. Следовательно, необходимо искать способы по улучшению эффективности выполнения работы оперативного персонала с целью уменьшения его ошибок.

Более подробно об оценке представленных значений указано в [6].

3. СПОСОБЫ УЛУЧШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА

3.1 Поиск решения проблем

Анализ реальных случаев показал, что ошибки оперативного персонала на энергообъектах связаны не только с его невнимательностью или халатным отношением к работе, но и с деблокировкой блокировочных устройств (защищающих работников от неверных действий), не полным контролем, и т.д.. Поэтому необходимо использование дополнительного оборудования, которое помогло бы человеку выполнить поставленную задачу, какой бы сложной она не была. В этом могут пригодиться современные разработки в сфере цифровых технологий.

Одним из решений подготовки оперативного персонала к работе на энергообъекте может послужить виртуальный тренажер, разработанный на кафедре Электроэнергетических систем НИУ «МЭИ». Цель тренажера заключается в обучении персонала сложным переключениям на электрической подстанции. Но этот этап является одним из шагов комплексной задачи защиты оперативного персонала от неверных действий во время ра-

боты с реальной установкой. Поэтому было принято решение связать настоящую работу с использованием не виртуальной, а дополненной реальности.

Технология дополненной реальности предназначена для внесения дополнительной информации в виде видео сегмента в жизнь людей. К примеру, человек может надеть гарнитуру дополненной реальности и через линзы видеть маршрут до требуемой точки.

Работа данной технологии содержит следующие этапы:

1. на планшет работник получает задание по выводу в ремонт оборудования;
2. он принимает задание и надевает гарнитуру дополненной реальности;
3. через линзы гарнитуры он видит маршрут до требуемого места и направляется к нему;
4. по прибытии работника на точку назначения сценарий в гарнитуре меняется;
5. на линзах отображается инструкция по выводу оборудования в ремонт;
6. в случае, если работник допускает ошибку, об этом его оповещает гарнитура.

Реализация данного сценария состоит из 3 основных этапов:

1. Разработка системы геопозиционирования. Необходима для построения маршрута от точки А до точки Б.
2. Разработка приложения на основе технологии дополненной реальности и его интеграция в гарнитуру.
3. Разработка системы фиксирования положения выключателей и кнопок. Необходима для отслеживания выполнения работником всех пунктов инструкции.

3.2 Разработка системы геопозиционирования

Так как работа на энергообъекте проходит не только на открытом воздухе, но и в закрытых помещениях в условиях высоких электромагнитных помех, то системы GPS или ГЛОНАСС нецелесообразно использовать в качестве системы геопозиционирования.

Первым подходом к решению данной проблемы стали Bluetooth датчики iBeacon. Принцип их работы заключается в том, что данный датчик испускает Bluetooth сигнал, который можно принять любым смартфоном. По уровню принятого сигнала можно отследить расстояние, на котором расположен датчик. Планировалась установка 3 датчиков в комнате, чтобы можно было фиксировать положение телефона в пространстве по 3 направлениям (x, y, z). Это можно осуществить с помощью соответствующих математических вычислений. Предлагаемое решение иллюстрируется на рис. 1. Но при тестировании работы с датчиками был выявлен недостаток, препятствующий дальнейшему их применению, а именно: на уровень принимаемого от датчика сигнала влияло очень много различных факторов, таких как колебания температуры, движение воздуха, наличие преград между датчиками и принимающим устройством и так далее. Эти факторы имеют место быть на энергообъекте. Поэтому было принято решение от датчиков отказаться.

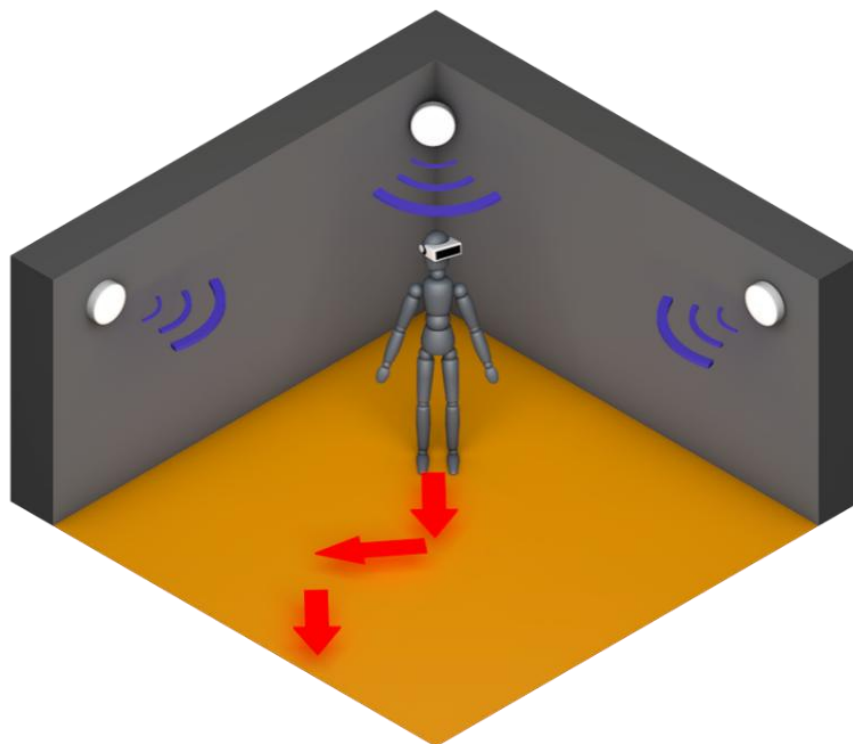


Рис.1. Геопозиционирование в помещении с использованием датчиков iBeacon

Так как для решения проблемы с геопозиционированием не удалось воспользоваться датчиками, то было принято решение не использовать какие-либо дополнительные системы вовсе, а заменить их на инструменты существующего программного обеспечения (ПО) ARCore. Данная библиотека обладает широким перечнем функций, благодаря которым удалось реализовать идею геопозиционирования в закрытом помещении. Данное ПО отслеживает положение телефона в пространстве относительно полученного изображения с камеры. Принцип работы связан со SLAM технологией, через которую телефон строит 3D-модель помещения через изображение с камеры. Необходимо заранее отметить в данной модели требуемые точки и загрузить на сервер, доступ к которому может получать другой телефон. То есть с помощью одного устройства строится 3D-модель помещения и строятся маршруты, по которым в дальнейшем необходимо будет передвигаться персоналу. Затем данная модель загружается на сервер. После этого человеку с гарнитурой дополненной реальности необходимо подключиться к созданной модели на сервере и он сможет видеть заранее построенные маршруты.

3.3 Разработка приложения на основе технологии дополненной реальности и его интеграция в гарнитуру.

Благодаря готовым функциям ARCore, было создано приложение, по которому можно прокладывать маршруты от точки А до точки Б через дополненную реальность. Далее было необходимо интегрировать созданное приложение в гарнитуру дополненной реальности. По ряду причин на момент написания настоящего доклада было принято решение сделать собственную упрощенную версию гарнитуры, а не применять существующие, например Microsoft HoloLens. Разрабатываемая гарнитура состоит из 3 основных частей:

1. Зеркало, на которое подаётся изображение с телефона.

2. Линзы Френеля, которые собирают в одну точку изображение, отраженное от зеркала.

3. Панель, через которую смотрит человек.

Модель гарнитуры представлена на рис. 2.

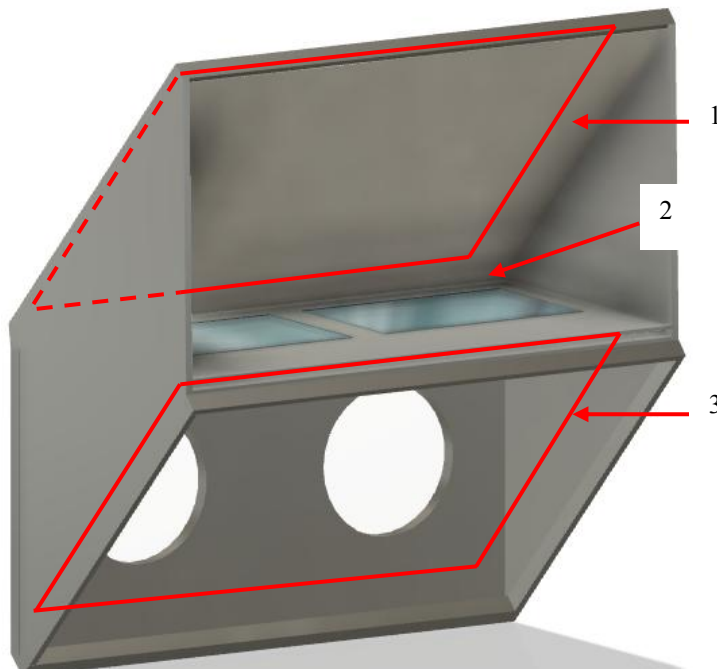


Рис. 2. Гарнитура дополненной реальности: 1 – зеркало; 2 – линзы Френеля; 3 – панель, через которую смотрит человек.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка технологических решений для создания цифрового помощника, с помощью которого оперативный персонал сможет безаварийно производить переключения на энергообъекте, имеет высокий приоритет в сфере энергетики. Приведенные в данном докладе способы их реализации показывают, что уже скоро это станет реальностью. На момент написания статьи технология дополненной реальности требует многих доработок, но и на существующем уровне можно добиться решения локальных задач.

Для использования предлагаемой технологии на энергообъекте вдобавок необходимо разработать дополнительные средства для решения проблем работы устройства в области сильных электромагнитных помех.

Практическое применение разработанных в рамках проекта технологических решений путем создания цифрового помощника будет способствовать:

- повышению безопасности работы на опасных участках объектов электроэнергетики;
- повышению эффективности труда;
- контролю работы персонала.

Помимо использования на энергообъектах, технология может быть использована при решении самого широкого спектра задач, связанных с позиционированием и контролем людей, транспорта, грузов, объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Надежность электроснабжения: учебное пособие / Н.Г. Волков, А.А. Сивков, А.С. Сайгаш; Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 160 с.

2. Review of human reliability assessment methods: research report / Health and Safety Laboratory; 2009. – 90 с.

3. Ростехнадзор. Анализ несчастных случаев на энергоустановках, подконтрольных органам Ростехнадзора, за 12 месяцев 2016 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/energy/energy/lessons/>, свободный – (23.03.2019)

4. Ростехнадзор. Анализ несчастных случаев на энергоустановках, подконтрольных органам Ростехнадзора, за 11 месяцев 2017 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru/energy/energy/lessons/>, свободный – (23.03.2019)

5. МЧС России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.mchs.gov.ru/operationalpage/Operativnaja_informacija, свободный – (23.03.2019)

6. Оценка оперативной надежности подстанции: выпускная квалификационная работа / О.С. Орлов; Московский энергетический университет, 2019. – 38 с.

*А.Н. Павлов*¹, *А.Н. Вегера*², *В.П. Соколов*³

1 – студент, 2 – консультант ВКР, 3 – руководитель проекта

«ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ТЭС»

АННОТАЦИЯ

В рамках данной работы был произведен обзор понятия о цифровом двойнике. Объектом моделирования выбрано комплексное воздухоочистительное устройство, представлена его схема членения. Определен диапазон необходимых входных данных. Была создана математическая модель газотурбинной установки, с помощью которой был произведен расчет и построены графики. Также произведен финансовый расчет потерь при определенных поломках. Выполнено сравнение полученных результатов и сделаны выводы.

Ключевые слова – комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ), газовая турбина, компрессор, цифровой двойник, КПД

1. ВВЕДЕНИЕ

В 2017 году в России была принята программа [1], реализация которой способствует внедрению цифровых технологий в различные области промышленности РФ. Одним из основных направлений цифровизации в энергетике является построение цифровых двойников. Их в свою очередь применяют для отслеживания текущего технического состояния объекта. Ключевой характеристикой генерирующего объекта является КПД по выработке электроэнергии. Из этого следует, что задача по построению цифровых двойников, обеспечивающих возможность получения информации, которая может быть использована для повышения характеристик рабочих процессов, является перспективной.

Разработка элементов цифровых двойников на реальных объектах энергетического сектора позволит определить диапазон необходимых входных данных и сформировать требования к измерительному и сетевому оборудованию. В ходе выпускной магистерской работы будет создана имитационная модель системы охлаждения газовой турбины, что позволит разработать методологию построения цифровых двойников для объектов генерации и оценить эффекты от их использования.

2. ПОНЯТИЕ О ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКАХ

2.1. Цифровой двойник

Научно-технический прогресс ведет человечество вперед. В 18 и 19 веке произошел прорыв в промышленности. К главному изобретению можно отнести паровой двигатель, машины для обработки металла. Новые изобретения направляют мир вперед. Сейчас наступает новая научно-техническая революция под названием – диджитализация. Одним из перспективных инструментов диджитализации является цифровой двойник [2].

Цифровой двойник – представляет собой совокупность виртуальных моделей физического объекта, которые в точности воспроизводят характеристики и процессы реального объекта.

Основными проблемами производства на данный момент являются следующие факторы:

- применение разных автоматизированных систем у конструкторов и технологов, в результате чего происходит рассинхронизация информации, что в свою очередь затрудняет контроль над ситуацией, и возрастает вероятность возникновения ошибок;

- сложно выявить производственные участки, которые приводят к задержкам всего производства в целом.

Цифровой двойник выступает посредником между физическим изделием и важной информацией о нем. Он наиболее ценен при точном и своевременном отображении реального состояния и рабочих характеристик своего физического прообраза.

Наиболее эффективным применение цифровых двойников будет в следующих ситуациях [4]:

- во время контроля состояния, мониторинга, технического сопровождения изделий квалифицированным специализированным сервисом;

- если у изделия длительный жизненный цикл;

- при большом количестве установленного оборудования;

- в широком диапазоне условий эксплуатации;

- когда изделие труднодоступно для проведения обслуживания.

С такими ситуациями сталкиваются следующие производства: нефтедобывающие, энергетические, машиностроительные комплексы, производство авиастроительное и тд.

Цифровой двойник позволяет накапливать информацию о характере различных процессов, и на основании получаемой вследствие этого статистики повышается вероятность определения каких-либо изменений или выходов из строя составляющих технологических процессов на предприятии. Также на основе информации, получаемой контролирующими измерительными приборами, можно адекватно и оперативно оценить степень его износа, таким образом снизить затраты на профилактические работы путем проведения ремонта по техническому состоянию оборудования, снизить время вынужденного простоя средств производства, а, следовательно, повысить эффективность его функционирования.

Кроме того, цифровой двойник предоставляет возможность анализировать и управлять деятельностью предприятия с территориально распределенных устройств. Благодаря этому, становится возможным получить доступ к одним и тем же постоянно обновляемым данным у разных категорий сотрудников, которые могут находиться на разных объектах одного предприятия [5].

3. КВОУ

Объектом моделирования выбрано комплексное воздухоочистительное устройство из всей ГТУ. На ней будет отработана и потом отмасштабирована на всю ГТУ методика создания элементов ЦД.

Комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) обеспечивает поступление в газотурбинную установку (ГТУ) или газоперекачивающий агрегат (ГПА) очищенного и подготовленного атмосферного воздуха [3].

Назначение КВОУ для ГТУ сводится к ряду функциональных назначений:

· очистка всасываемого воздуха от пыли в газотурбинной установке;

· защита от попадания в тракт крупных предметов, включая птиц, насекомых, и т.д.;

· увеличение температуры воздуха в холодное время года;

- уменьшение температуры воздуха в теплое время года;
- шумоглушение.

Состав КВОУ представлен в виде дерева на рис. 1.

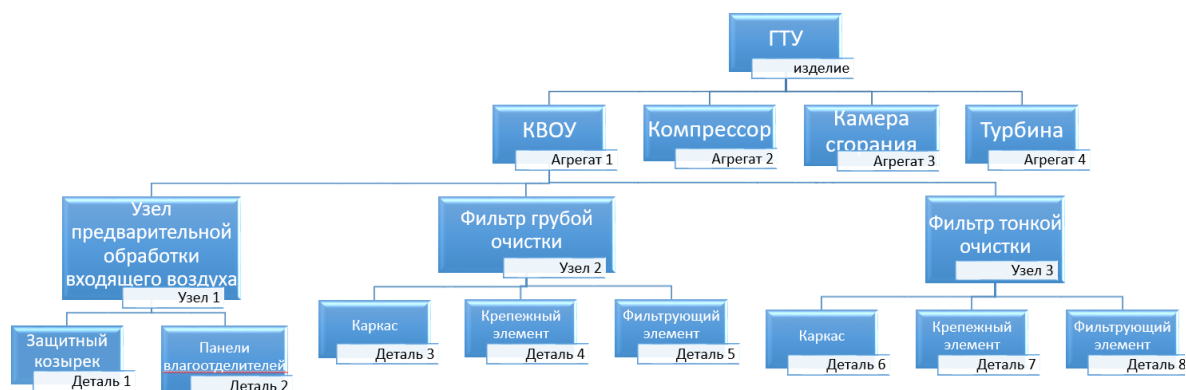


Рис. 1. Схема членения КВОУ

Моделируются основные проблемы с КВОУ (повышение давления, влажности среды, температуры). Эти параметры являются вводными данными в расчет ГТУ.

4. РАСЧЕТ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Расчет ГТУ провели в целях отработки математических моделей в MathCad. Схема ГТУ приведена на рис. 2. Расчет был проведен для трех разных $T_{нв}$, в качестве примера представлены итоговые параметры для температуры 20 градусов в таблице 1. Были получены значения КПД от температуры наружного воздуха таблица 2 [6].

Табл. 1. Сводная таблица результатов расчета ГТУ

Точки	T, К	P, МПа	v, м ³ /кг	h, кДж/кг	s, кДж/кг К
1	293	0,1	0,841	293,27	6,8466
2	565,694	1	0,162	571,37	6,8542
2д	617,636	1	0,162	624,34	6,9467
3	1273	1	0,365	1365,3	7,7568
4	659,347	0,1	1,892	670,31	7,6782
4д	732,985	0,1	1,892	753,7	7,7919

На созданной всережимной модели будет произведена отработка встречающихся дефектов воздухоподготовительного тракта. Результаты моделирования, заложенные в ЦД, позволят по незначительным отклонениям показателей работы КВОУ сделать вывод о вероятной неисправности оборудования и предупредить персонал о необходимости проверки конкретного узла, тем самым избежав долгосрочных финансовых потерь от снижения КПД.

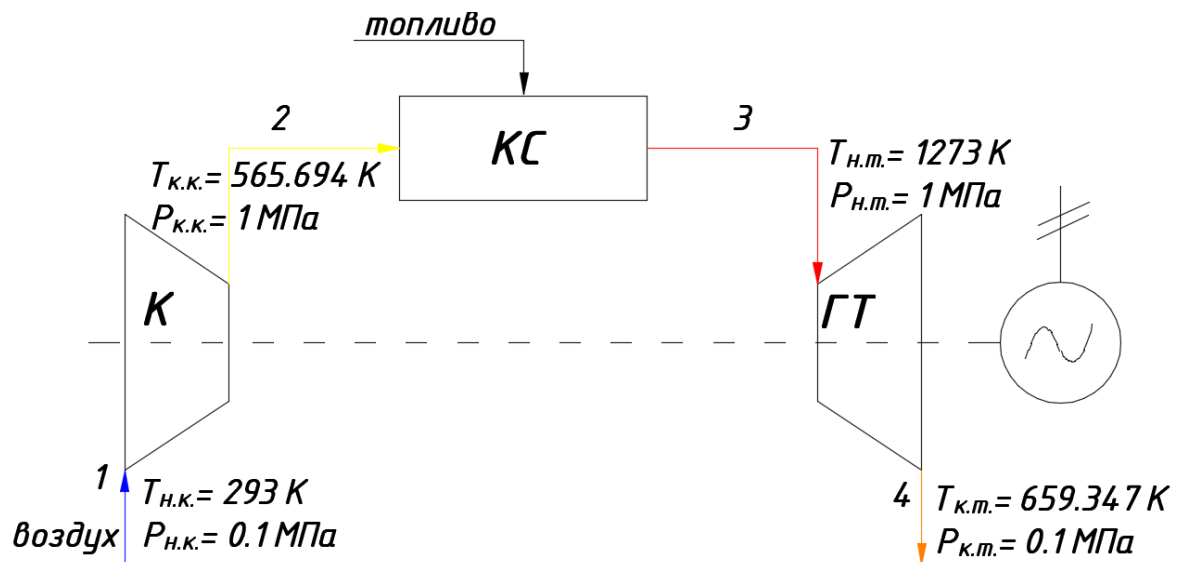


Рис. 2. Тепловая схема ГТУ

Были построены PV и TS диаграммы, представленные на рисунке 3.

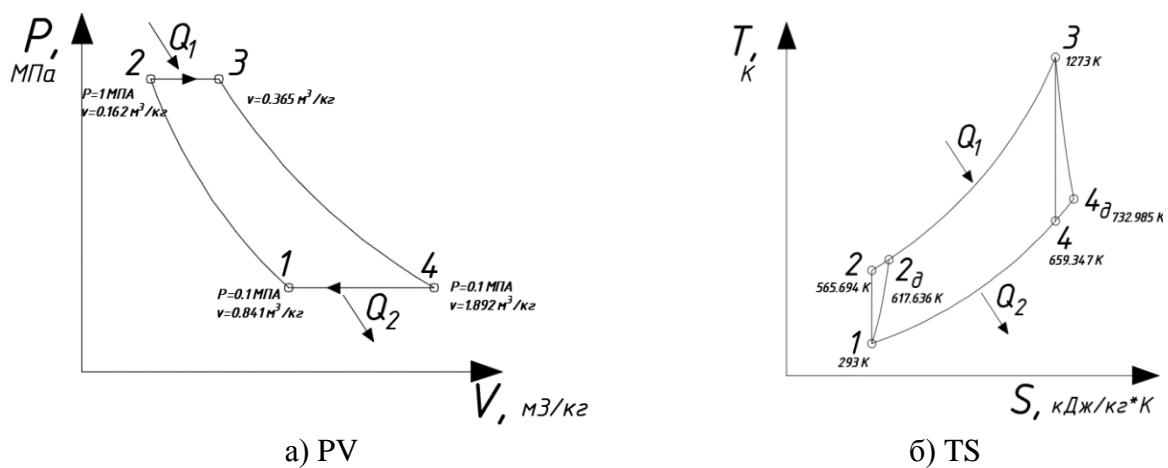


Рис. 3. PV и TS диаграммы при $T_{нв}=20\text{ }^\circ\text{C}$

Построена по полученным значениям зависимость КПД от температуры наружного воздуха, представленная на рисунке 4.

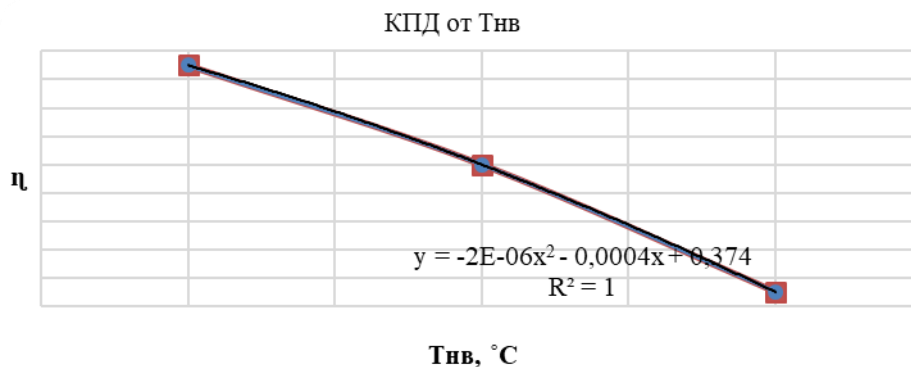


Рис. 4. Зависимость КПД от температуры наружного воздуха

Был произведен расчет финансовых потерь при разных видах поломок. Объектом исследования была Новокуйбышевской ТЭЦ-1. Формула для расчёта:

$$C_{\text{п}} = O \cdot \text{CC} \cdot T_{\text{п}} \quad (1)$$

где, $C_{\text{п}}$ - недополученная выручка от продажи мощности, руб; O - объем производства единицы оборудования за 1 час; CC - прямая себестоимость выпускаемого продукта; $T_{\text{п}}$ - продолжительность простоя оборудования.

По результатам расчета видно, что при поломке охладителя температура среды увеличивается на 5%, 10% и 50%. Потери в результате дальнейшей работы системы с дефектами по прошествии двух месяцев составили соответственно: 3 866 841,39 руб., 4 640 209,67 руб., 15 467 365,57 руб.

При загрязнении фильтра давление увеличивается на 5%, 10% и 50%, и при дальнейшей работе системы в течение двух месяцев потери составили: 38 957,42 руб., 46 685,48 руб., 311 659,35 руб.

Также произведен перенос имитационной модели в программный комплекс MatLab. Участок кода программы представлен на рис. 5а. В данный момент идет работа по созданию интерфейса, который представлен на рисунке 5 б).

```

58 %1) Термодинамический КПД обратного цикла Фрейтона для идеального газа при Ср=const:
59 %2 = 1 - T2/T1;
60 %1) Влияние давления температур на показатели работы установки оценивается с
61 помощью температурного коэффициента (или степени повышения температуры),
62 который равен:
63 % = T3/T1;
64 %2) Давление работа расширяется с учетом потерь в проволочной части
65 теплообменника:
66 %R = (h28 - h1);
67 %1) Давление работа расширяется с учетом потерь в проволочной части ТТ:
68 %R = (h3 - h4);
69 %1) Показатели работы энергетической ТТУ можно определить с учетом
70 степени повышения давления рабочего тела и др.:
71 % = 0,24;
72 % = (P2 - 1) / P2;
73 %R = Cp * (T3 - T2) * (KPDp * (1 - pgt) - Cp * (T1 - T2)) * (p1 - p2) - 1; %1, /KPDk;
74 %1) Внутренний КПД реального цикла:
75 %R = (Cp * (T3 - KPDp * (1 - pgt) - Cp * (T1 - T2)) * (p1 - p2) - 1) * (1 - p) * (p1 - p2) - 1; %1, /KPDk;
76 %1) Удельный расход газа:
77 % = R * p1 / (h3 - h1);
78 %1) Внутренняя мощность элемента ТТУ и всей установки:
79 %Pr = h1 * Q;
80 %Pr = Q * Q;
81 %R = Q * Q;
82 %R = R * Q;
83 %1) Абсолютный внутренний КПД ТТУ:
84 %R = (Pr - Pr0) * 1000 / (Q1 * 1000);
85 %R = R * Q1 * 1000;
86 %1) Максимальные потери мощности на валу установки:

```

а) фрагмент кода модели

The interface shows a window titled 'untitled1' with a 'Static Text' label. It contains several input fields for parameters: P1, k, T1, b, R, T3, Cp1, Cp2, G1, Q1, KPD1, KPDk, KPDk1, KPDk2, and KPDm. A 'Посчитать' (Calculate) button is positioned to the right of the input fields.

б) графический интерфейс ввода и вывода

Рис. 5. Код и интерфейс модели

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день цифровые двойники позволяют совершенствовать операции технического обслуживания и упрощают техническую поддержку изделия, экономят деньги, уменьшая число сбоев, и продлевают срок службы оборудования. С развитием Промышленного Интернета Вещей (IIoT), цифровые двойники станут более детализированными и будут работать на получение максимальной отдачи от инвестиций в оборудование и его техническое обслуживание, параллельно с этим стимулируя улучшение дизайна продукта.

В ходе работы выполнено:

- 1) Определен диапазон необходимых входных данных.

2) Создана математическая модель ГТУ. Проведен расчет тепловой схемы ГТУ. Построена по полученным значениям зависимость КПД от температуры наружного воздуха.

3) Произведен финансовый расчет потерь при различных сценариях поломок.

4) Прделана работа по построению имитационной модели в MatLab. В данный момент идет работа по совершенствованию интерфейса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Пронина Е. В.** Цифровой двойник в современном производстве //Scientific perspectives 2018. – 2018. – С. 58-60.

2. **Брускин С. Н.** Модели и инструменты предиктивной аналитики для цифровой корпорации //Вестник Российского экономического университета им. ГВ Плеханова. – 2017. – №. 5 (95).

3. **Евгений Душаков** Использование возможностей SAP для реализации концепции «Цифрового двойника»

4. **Толстых Т. О., Гамидуллаева Л. А., Шкарупета Е. В.** Ключевые факторы развития промышленных предприятий в условиях цифрового производства и индустрии 4.0 //Экономика в промышленности. – 2018. – Т. 11. – №. 1. – С. 11-19.

5. **Пономарев К. С., Феофанов А. Н.** Цифровой двойник производства как инструмент цифровизации технологических процессов предприятия //www. issledo. ru Редакционная коллегия. – 2019. – С. 141.

6. **Цанев С. В.** и др. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов //СВ Цанев, ВД Буров, АС Земцов, АС Осыка. – 2011.

А.Ю. Старкова¹, В.Н. Тульский²

1 – студент, 2 – руководитель ВКР, руководитель проекта

РАЗРАБОТКА АППАРАТНО-ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «СИСТЕМА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ»

АННОТАЦИЯ

Система оценки надежности воздушных линий электропередачи, содержащая в основе 3D-модель опоры воздушной линии электропередачи, позволит проводить расчеты механической прочности в зависимости от метеоусловий в конкретном месте установки опоры, что позволит оптимизировать затраты электросетевых компаний на ремонт оборудования.

Ключевые слова – надежность, воздушная линия электропередачи, индекс технического состояния, цифровой двойник, ремонтные программы

1. ВВЕДЕНИЕ

С 2018 года в России реализуется переход от системы планово-предупредительного вида организации ремонта на объектах электросетевого хозяйства к организации ремонта по фактическому техническому состоянию с учетом последствий отказа основного технологического оборудования (рисков), так называемому риск-ориентированному подходу.

Согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 29 ноября 2017 года №2664-р «О внесении изменений в Стратегию развития электросетевого комплекса России» [1] если оборудование работает без отклонения от номинальных параметров и если соблюдены все процедуры по продлению срока эксплуатации, то ограничения дальнейшей эксплуатации могут быть сняты. Отраслевые принципы технического воздействия на оборудование по планово-предупредительному виду организации ремонта устанавливают необходимость его ремонта или обслуживания независимо от технического состояния, что в условиях общего ограничения ресурсов приводит к недостаточному выполнению работ на оборудовании, имеющем наибольшие риски возникновения отказа.

Для проведения оценок технического состояния в настоящий момент используется количественная интегральная величина, характеризующая техническое состояние оборудования и соответствующий уровень технического риска – индекс технического состояния (далее ИТС), введенный постановлением Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2016 года №1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов энергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей» [2].

Результаты оценки технического состояния основного технологического оборудования ранжируются по убыванию индекса технического состояния в группах однотипного оборудования. Наименьший ИТС в группе выбранного основного технологического оборудования определяет наивысший приоритет необходимости осуществления технического воздействия. Диапазоны индекса технического состояния установлены пунктом 2.4. «Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (утвержденной

приказом от 26 июля 2017 года №676) [3].

Согласно Методике [3] оценка технического состояния основного технологического оборудования должна осуществляться, в том числе, на основе данных мониторинга и технической диагностики, полученных в процессе эксплуатации.

Однако в настоящее время в среднем 6,6% отключений воздушных линий электропередачи происходит из-за неучета дефектов при расчете механических нагрузок. Предлагаемая к использованию система позволит проводить расчеты ИТС и также дополнительно оценивать последствия механических нагрузок на каждую опору с уникальным набором дефектов с учетом реальных метеорологических условий.

2. РАЗРАБОТКА 3D-МОДЕЛИ ОПОРЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2.1. Актуальность

В действующей на настоящий момент методике оценки состояния технологического оборудования с использованием ИТС были приняты следующие допущения [4]:

- отказ оборудования является следствием отказа функциональных узлов;
- рассматривается наиболее пессимистический сценарий, при котором ухудшение технического состояния и, соответственно, вероятность отказа развиваются стремительно и линейно (рис. 1).

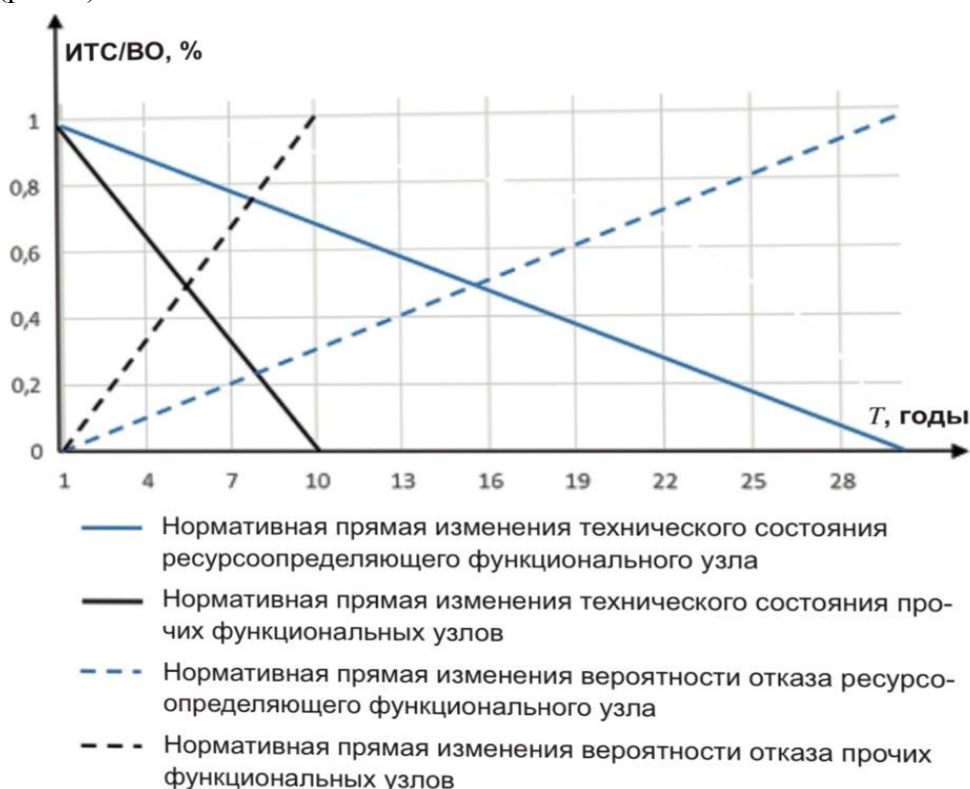


Рис. 1. Динамика изменения технического состояния и вероятности отказа функциональных узлов.

По состоянию на 2020 год, в зоне ответственности ПАО «ФСК ЕЭС» находится 142 тыс. км высоковольтных магистральных линий электропередачи [5], в зоне ответственности ПАО «Россети» – 2,35 млн. км линий электропередачи [6]. При этом сроки эксплуатации большинства воздушных линий электропередачи (ВЛ) составляют 40-50 лет и более,

соответственно, при исследовании этих объектов при помощи ИТС абсолютное большинство будет требовать усиленного контроля технического состояния и немедленного технического перевооружения. В условиях ограниченности бюджета и с учетом зависимости интенсивности отказов от времени эксплуатации (рис.2) одновременно вывести в ремонт большое количество линий не представляется возможным.

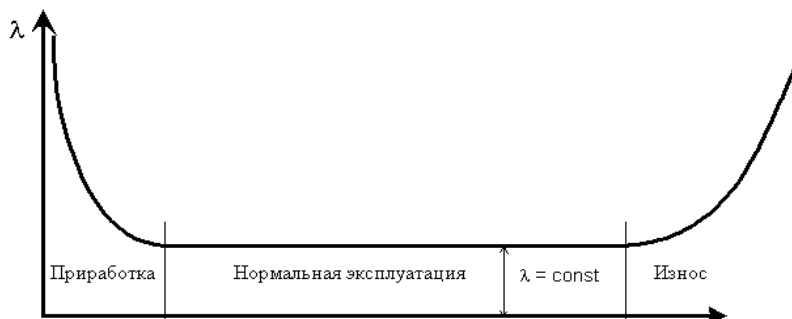


Рис. 2. Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации.

Вместе с тем, в среднем 6,6% отключений ВЛ происходит из-за неучета дефектов при расчете механических нагрузок, то есть из всего объема линий, ИТС которых находится ниже нормативного значения, необходимо определить узлы, которые в первую очередь нуждаются в осуществлении технического воздействия.

3D-моделирование опор линий электропередачи с возможностью учета дефектов позволит производить расчеты механической прочности конструкций для определения наиболее уязвимых мест и на основании этих расчетов оптимизировать затраты на техническое обслуживание ВЛ.

2.2. Описание 3D-модели

За основу при разработке 3D-модели была взята промежуточная металлическая опора типа П110-4В. Результаты моделирования представлены на рис. 3.

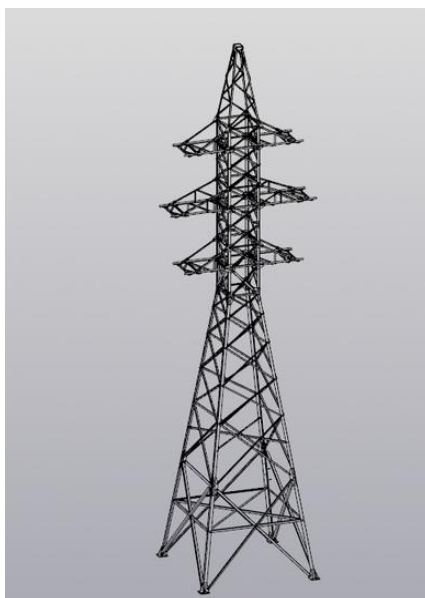


Рис. 3. 3D-модель опоры П110-4В.

Разработка проводилась в системе трехмерного моделирования «Компас-3D». Созданная модель позволяет отображать дефекты опор линий электропередачи, учитывать их при расчете механической прочности.

2.2. Проведение расчетов 3D-модели

Созданная 3D-модель позволила провести расчеты механической прочности на основе конечно-элементарного анализа в системе APM FEM – интегрированного в «Компас-3D» инструмента для прочностного анализа твердых тел. На рис. 4 представлены результаты расчета траверсы при отсутствии дефектов (ИТС = 100%).

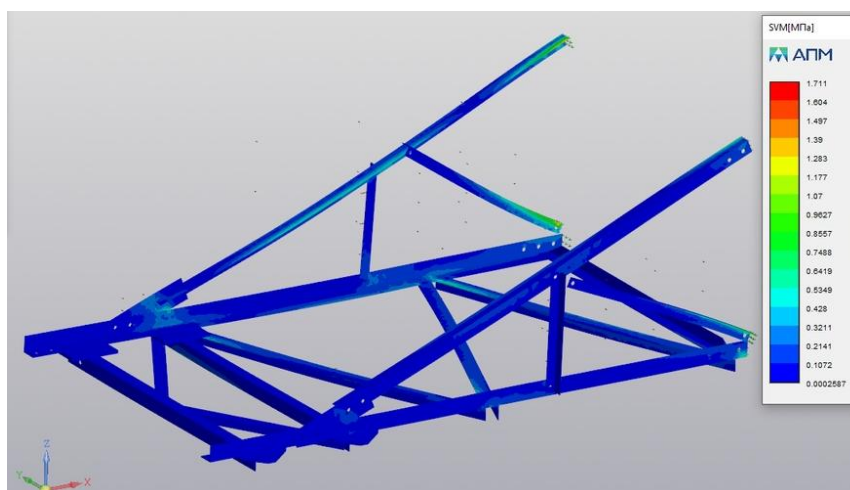


Рис. 4. Результаты расчета модели без дефектов.

Рассмотрим пример расчета ИТС опоры, траверса которой имеет дефекты. По Методике [3] если траверса имеет трещины в сварных швах (вне зависимости от их количества и глубины) и если отсутствует защитное покрытие – ИТС будет иметь значение 65,6%. В этом случае необходимый вид технического воздействия - усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция. Очевидно, что при условии механических нагрузок на опору в первую очередь в ремонте будет нуждаться опора с наличием трещин в сварных швах, но при использовании вычислений ИТС это не является очевидным. При расчетах с помощью аппаратно-программного комплекса значения механических нагрузок и степень деформации узлов при различных механических воздействиях позволят сделать однозначный вывод о необходимости ремонта.

В дальнейшем для расширения возможностей аппаратно-программного комплекса планируется создать базу данных 3D-моделей опор других типов и других классов напряжения, постепенно создавая цифровые двойники линий электропередачи.

3. РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

3.1. Постановка задачи

Для оптимизации работы с 3D-моделью необходимо создание программного обеспечения, которое позволит автоматизировать сбор и обработку данных осмотров ВЛ, которые являются исходными данными для дальнейшей оценки технического состояния ВЛ.

Программное обеспечение должно иметь интуитивно понятный интерфейс, возможность составления базы данных и ведения статистики по конкретным объектам для мониторинга их состояния в течение всего срока эксплуатации.

3.2. Функционал программного обеспечения

Созданное программное обеспечение позволяет обрабатывать результаты осмотра ВЛ при использовании типовых форм (рис. 5). Исходными данными являются параметры ВЛ, используемые для расчета ИТС, указанные в «Методике оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» [3].

Рис. 5. Интерфейс программного обеспечения.

Результатом работы программы является расчет ИТС, выдача заключения о состоянии ВЛ в соответствии с [3] и генерация кода, описывающего 3D-модель с выявленными дефектами.

Программное обеспечение является интуитивно понятным, поля для ввода данных представлены в виде выпадающих списков с выбором одного варианта либо же поля для ввода одного численного значения, размерность указана. Следовательно, работа с программой возможна при наличии заполненного листка осмотра, не является сложной для работников электросетевого комплекса, не требует дополнительного обучения персонала.

Впоследствии предполагается создание приложения для мобильных устройств (планшетов), которыми, в соответствии с программой ПАО «Россети» «Цифровой мониторинг», будут снабжаться сотрудники. Мобильное приложение позволит заполнять формы с исходными данными непосредственно во время проведения осмотра, что позволит оптимизировать и автоматизировать сбор данных.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система оценки надежности воздушных линий электропередачи позволит уточнить результаты расчета надежности при использовании ИТС, выявить слабые узлы в системе,

прежде всего нуждающиеся в осуществлении технических воздействий, что предоставит возможности оптимизации затрат электросетевых компаний на ремонт оборудования. Вместе с тем программный комплекс позволит вести базу данных состояния электросетевого оборудования, создавая условия для осуществления прогнозирования технического состояния ВЛ на ее основе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации от 29 ноября 2017 года №2664-р.
2. **Постановление** Правительства Российской Федерации от 19 декабря 2019 года №1401.
3. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации от 26 июля 2017 года №676.
4. **Грабчак Е.П., Медведева Е.А., Петренко А.О., Щинова Т.В.** О методологии расчета технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования // Электроэнергия. Передача и распределение, 2019, № 1(52), С. 22-29.
5. **Сайт** организации ПАО «ФСК ЕЭС».
6. **Сайт** организации ПАО «Россети».