

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная Школа Энергетики
 Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Электроэнергетики и электротехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ

УДК 621.31.031:621.311.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM03	Прокин Дмитрий Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Обухов С.Г.	Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЭЭ ИШЭ	Сайгаш А.С.	К.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП 13.04.02 «Электроэнергетика»

Код результата	Результат обучения
P1	Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научнопроизводственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки (специальность) 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника
 Отделение электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Сайгаш А.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM03	Прокину Дмитрию Вячеславовичу

Тема работы:

Разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы; требования к продукту, изделию или процессу)</i></p>	<p>Объектом исследования является сетевая ветряная турбина. В качестве исходных данных представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ВЭУ NEG Micon NM72C 1,5 MW; - $P_{ном} = 1,5$ МВт; - $V_{старт} = 4$ м/с; - $V_{ном} = 13$ м/с; - $V_{критич} = 20$ м/с; - $F_{сети} = 50$ Гц;
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Введение; - Литературный обзор; - Создание модели сетевой ветряной турбины в электронной среде MATLAB; - Создание упрощенной модели для верификации электроэнергии; - Моделирование работы ветрогенератора в динамическом режиме;

	<ul style="list-style-type: none"> - Создание MATLAB-модели анемометра; - Принцип работы модели и получения данных о скорости ветра; - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - Социальная ответственность.
--	---

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Обухов С.Г.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ03	Прокин Дмитрий Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM03	Прокин Дмитрий Вячеславович

Школа	ИШПР	Отделение	Электроэнергетики
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ветроэнергетическими установками

Работа в программном обеспечении MATLAB, создание модели верификации объемов электроэнергии, получение модельных данных и сравнение их с альтернативными методами подсчета выработанной электроэнергии

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив разработки проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета разработки</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение бюджета научного исследования</i>
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности разработки</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности, ресурсоэффективности и сравнительной эффективности различных вариантов исполнения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет проекта
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		01.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM03	Прокин Дмитрий Вячеславович		01.03.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
5AM03		Прокин Дмитрий Вячеславович	
Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Отделение электроэнергетики
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Тема ВКР:

Разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения</p>	<p><i>Объект исследования: <u>Ветряные электрические установки</u></i></p> <p><i>Область применения: <u>Возобновляемая энергетика</u></i></p> <p><i>Рабочая зона: <u>офис</u></i></p> <p><i>Размеры помещения <u>30</u> <u>м²</u></i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Электронно-вычислительные машины (3 шт)</u></i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>Проектирование модели работы ветрогенератора с целью получения данных по выработке электроэнергии и сравнения их с теоретической выработкой данной модели ветрогенератора для верификации объемов выработанной электроэнергии.</u></i></p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>-Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);</p> <p>-ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;</p> <p>-ГОСТ Р ИСО 9241-1-2007 Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDTs). Часть 1. Общее введение;</p> <p>-ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009 Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре;</p> <p>-СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <p>- отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</p> <p>- повышенная пульсация светового потока;</p> <p>- статические физические перегрузки;</p> <p>- повышенная яркость света.</p>

	<p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень электромагнитных излучений; - повышенное образование электростатических зарядов; <p>Коллективные средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средства вентиляции и очистки воздуха; - средства кондиционирования воздуха; - заземляющие устройства; - антиэлектростатические вещества. <p>Индивидуальные средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - очки защитные (для компьютера). <p>Расчет системы искусственного освещения.</p>	
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения:</p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону: <u>Увеличение шума и электромагнитных излучений.</u></i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: <u>Образование отходов от печати в процессе разработки.</u></i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: <u>Образование смываемых отходов при обслуживании оборудования в процессе печати (при промывке картриджей принтеров).</u></i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: <u>Увеличение выделения тепла при работе электроники.</u></i></p>	
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:</p>	<p>Возможные ЧС: <u>Пожар, террористические акты, локальные аварии на коммунально-энергетических сетях.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>Пожар</u></p>	
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>		<p>29.02.2022</p>

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель ООД ШБИП</p>	<p>Черемискина М.С.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5АМ03</p>	<p>Прокин Дмитрий Вячеславович</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Отделение электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования Магистратура

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.09.2020	<i>Выбор темы магистерской диссертации. Обсуждение деталей работы. Составление графика работы и предоставления результатов</i>	10
20.10.2020	<i>Поиск информации по теме работы. Составление литературного обзора.</i>	10
05.06.2021	<i>Создание модели сетевой ветряной турбины в электронной среде MATLAB</i>	10
26.10.2021	<i>Создание упрощенной модели для верификации электроэнергии</i>	10
20.12.2021	<i>Моделирование работы ветрогенератора в динамическом режиме</i>	5
22.01.2022	<i>Создание MATLAB-модели анемометра</i>	10
29.03.2022	<i>Принцип работы модели и получения данных о скорости ветра</i>	10
25.04.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
15.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
27.05.2022	<i>Раздел на английском языке</i>	10
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Обухов С.Г.	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника	Сайгаш А.С	К.Т.Н.		

Список сокращений

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

АГ – асинхронный генератор;

СГ – синхронный генератор;

ВЛ – воздушная линия;

ВТ – ветротурбина;

ВЭС – ветроэлектростанция;

Т – трансформатор;

ИП – источник питания.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 117 с., 54 рис., 29 табл., 21 источник, 4 приложения.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка (ВЭУ), анемометр, мощностная характеристика, генератор, выработка электроэнергии, скорость ветра, моделирование, вырабатываемая мощность, момент инерции, уравнение мощностной характеристики, турбулентная составляющая ветра, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объект исследования: горизонтальная ВЭУ сетевого типа.

Цель работы: «Разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ». Обоснование принятых решений с точки зрения надежности, экономичности и безопасности.

В ходе проектирования были рассмотрены типы ВЭУ и их классификация. Созданы модели работы ВЭУ в статическом и динамическом режимах, проверена верность получаемых данных путем сравнения двух режимов, разработана модель получения данных о скорости ветра с анемометра и приведен альтернативный источник получения таких данных в случае выхода из строя анемометра.

Итогом работы является спроектированная модель для независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ. Проведены исследования ресурсной и финансовой целесообразности выбранного варианта снабжения. Разработанной модели была дана оценка с точки зрения социальной ответственности.

Технологические и конструктивные характеристики ВЭУ: модель NEG Micon NM72С 1,5 MW, частота сети 50 Гц, диапазон рабочих скоростей ветра от 4 м/с до 20 м/с. Номинальная скорость ветра, соответствующая номинальной выработке электроэнергии, 13 м/с.

Оглавление

Введение	13
Глава 1. Способы верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ.....	16
1.1 Актуальность исследуемой проблемы	16
1.2 Проблемы получения корректных данных о скорости ветра.....	17
1.3 Классификация ветрогенераторов.....	20
1.4 Рабочая характеристика ВЭУ	24
1.5 Определение расположения анемометра в пространстве.....	26
1.6 Регистрация данных о скорости ветра.....	27
1.7 Альтернативный источник получения данных о скорости ветра.....	28
1.8 Верификация объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ.....	29
Выводы по разделу.....	29
2.1 Создание модели сетевой ветряной турбины в электронной среде MATLAB	31
2.2 Создание упрощенной модели для верификации электроэнергии.....	38
2.3 Моделирование работы ветрогенератора в динамическом режиме.....	43
2.4 Создание MATLAB-модели анемометра.....	48
2.5 Принцип работы модели и получения данных о скорости ветра.....	51
Выводы по разделу.....	52
Глава 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	53
3.1 Предпроектный анализ.....	54
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	54
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	54
3.1.3 SWOT-анализ.....	56
3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	58
3.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	60
3.2 Инициация проекта	60
3.3 Планирование управления научно-техническим проектом	62
3.3.1 Иерархическая структура работ проекта	62

3.3.2 План проект	63
3.4 Бюджет научного исследования.....	63
3.4.1 Организационная структура проекта	68
3.4.2 План управления коммуникациями проекта.....	68
3.4.3 Реестр рисков проекта	69
3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.....	69
3.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования.....	69
3.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	74
Выводы по разделу	77
Глава 4. «Социальная ответственность».....	78
Введение.....	78
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
4.2 Производственная безопасность	80
4.3 Расчет системы общего равномерного искусственного освещения.....	86
4.4 Экологическая безопасность	88
4.5 Безопасность в ЧС	89
Выводы по разделу	91
Заключение	93
Литература	95
Приложение А.....	97
Приложение Б – Вид таблицы архива погоды с сайта gr5.ru	115
Приложение В – Календарный план график проведения НИОКР по теме.....	116
Приложение Г – Затраты научно-исследовательской работы	117

Введение

Переход энергетики на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) признан в мире одним из основных способов противодействия загрязнению окружающей среды и изменению климата. Повсеместно происходит внедрение все большего и большего количества установок, способных преобразовывать различные виды энергии в электричество. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) являются одним из самых распространенных способов получения чистой электроэнергии во всем мире ввиду возможности практически повсеместного применения.

Энергия ветра доступна практически повсеместно в любое время года, в то время как энергию солнца достаточно трудно получить в зимнее время. Ветряные генераторы довольно безопасны для человека, не влияют на околоземную температуру и не требуют специальной утилизации в случаях истощения ресурса или поломки.

В России применение ветряных станций набирает обороты. Действующие ВЭС располагаются в 8 Европейских регионах России, кроме того, существуют изолированные энергосистемы с ВЭУ на севере Сибири и Камчатке.

Ввиду снижения средней температуры на планете было заключено Парижское соглашение (принято Россией в сентябре 2019 года), которое предусматривает «удержание прироста глобальной средней температуры намного ниже 2°C сверх доиндустриальных уровней и приложение усилий в целях ограничения роста температуры до 1,5°C» [1]. Развитие возобновляемой энергетики во всех направлениях является главным инструментом решения данной проблемы.

Актуальность данной темы состоит в том, что государственная поддержка «зеленых» генерирующих объектов достигает значительных величин как в материальном плане, так и в законодательном. Но из-за отсутствия контроля за производством «зеленой» энергии со стороны заинтересованных органов, генерирующие предприятия, в силу многих факторов, могут

производить «зеленую» электроэнергию при помощи «грязных» технологий для получения господдержки.

Объектом исследования в данной работе является сетевая ВЭУ горизонтального типа на основе асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором.

Предмет исследования: выработка электроэнергии сетевой ВЭУ при рабочих скоростях ветра.

Целью работы является разработка метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ на том или ином генерирующем объекте.

Для реализации метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ необходимо решить **следующие задачи:**

1. Необходимо создать опытную модель сетевой ВЭУ и проверить ее работу при разных скоростях ветра с целью получения мощностных характеристик;
2. Создать упрощенную модель опытной модели ВЭУ и смоделировать ее работу при тех же скоростях ветра;
3. Сравнить результаты опытной и упрощенной модели;
4. Создать динамическую модель ветра с турбулентной составляющей;
5. Проверить работу моделей ВЭУ при воздействии динамической модели ветра;
6. Разработать модель анемометра, применяемого для регистрации скоростей ветра, используемых при верификации электроэнергии;

Метод исследования, используемый при достижении поставленных результатов – моделирование в электронной среде MATLAB.

Достоверность результатов доказывает применение лицензионного программного обеспечения MATLAB и сравнение результатов, полученных при моделировании, с результатами научных работ по смежным темам.

Научная новизна. Разработан метод, на основе программной модели, для верификации объемов электроэнергии, выработанной сетевой ВЭУ с асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором.

Практическая ценность результатов работы Разработанную модель можно применять при государственных и частных проверках вырабатываемой мощности на ВЭС, построенных на основе ВЭУ с асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором.

Личный вклад автора. Результаты разработки и создания модели для верификации объемов электроэнергии, полученные результаты и их проверка, проводились автором совместно с научным руководителем.

Глава 1. Способы верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ

1.1 Актуальность исследуемой проблемы

Существуют меры государственной поддержки возобновляемой энергетики, которые реализуются во множестве стран. К числу таких мер относятся:

- специальные тарифы и премии к рыночной цене электроэнергии для «зелёных» (использующих ВИЭ) производителей;
- гарантированные платежи за предоставляемую ими мощность генерирующих объектов (такая система поддержки действует на российском оптовом рынке электроэнергии и мощности);
- регулируемые цены на торгуемые «зелёные» сертификаты, которые выдаются на каждый мегаватт-час произведённой электроэнергии;
- инвестиционные гранты и прямое государственное финансирование (субсидирование) строительства отдельных элементов инфраструктуры новых генерирующих объектов, их подключения к национальной электросети и т. п.

Это имеет экономический смысл в той мере, в какой покупатели товаров, работ и услуг на потребительских рынках в целом готовы при прочих равных условиях платить больше, если производитель и (или) процесс (технология) производства в их представлении связывается с использованием «зелёной» электроэнергии. В обоих случаях принципиальными условиями устойчивости систем является общее доверие к данным о том, что:

- на конкретном генерирующем объекте действительно произведены те объёмы электроэнергии, которые заявлены владельцем;
- указанные объёмы действительно произведены на основе возобновляемых, а не каких-либо других источников энергии.

Доверие в части объёмов производства обеспечивается надёжными приборами учёта электроэнергии, достоверность показаний которых

гарантируется независимой третьей стороной, а также прозрачными механизмами поверки, контроля и т.п.

Основным направлением в верификации электроэнергии, выработанной ВЭУ, является независимое объективное подтверждение того факта, что для производства данного объема электроэнергии на данном генерирующем объекте в течение данного периода времени действительно был использован возобновляемый источник энергии, как об этом заявляет владелец генерирующего объекта.

Верификация электрической энергии, выработанной ВЭУ, может быть основана на уже существующих методах, которые используются в аэрологических исследованиях. Такими методами являются:

- Использование метеорологических данных;
- Использование анемометров.

Однако при этом получаются только данные, которые сами по себе несут лишь информацию о скорости ветра. Далее требуются расчеты выработки электроэнергии исходя из показаний ветра и технических данных ветрогенератора. Такие расчеты довольно трудоемки и могут служить лишь альтернативным способом верификации. Необходимо в рамках данной работы создать модель, которая будет выводить показатели выработки электроэнергии ВЭУ по заданным параметрам.

Важным пунктом для решения поставленных задач является получение данных о скорости ветра, которые будут применяться при разработке метода. Способ получения корректных данных о скорости ветра рассмотрен далее.

1.2 Проблемы получения корректных данных о скорости ветра

Для реализации поставленной задачи необходимо решить некоторые проблемы, возникающие из-за особенностей ветрового потока и технологического несовершенства существующих механизмов съема данных.

Методика измерения мощности связана с точностью измерения скорости ветра и параметров атмосферы. ГОСТ Р 54418.12.1-2011 (МЭК 61400-12-1:2005) рекомендует применение чашечных анемометров для измерения скорости ветра. Этот прибор дает устойчивые показания и является общепризнанным для осуществления замеров скорости ветра.

Факторами, оказывающими влияние на показания прибора, являются: турбулентность набегающего воздушного потока, температура, плотность воздуха и средний угол отклонения потока.

Кроме вышеперечисленных факторов, существует вероятность выхода из строя прибора или невозможность снятия данных по иным причинам. В таком случае необходим резервный источник получения информации о скорости ветра. Таким источником может быть информация с ближайшей метеостанции.

Существуют понятия мгновенной и средней скорости ветра. Мгновенную скорость ветра измеряют флюгером Вильда или малоинерционными анемометрами.

Отличие средней скорости ветра от мгновенных значений в том, что именно средняя скорость влияет на выработку энергии. При этом важны время воздействия и площадь поверхности, ометаемой ветроколесом.

Средняя скорость ветра за промежуток времени v_{cp} вычисляется как отношение суммы измеренных мгновенных значений скорости v_i к количеству измерений n :

$$v_{cp} = \frac{\sum v_i}{n} \frac{м}{с},$$

где $\sum v_i$ - сумма измеренных скоростей ветра, n - количество измерений.

Стоит отметить тот факт, что на показания анемометров сильно влияют пульсации ветра, которые в свою очередь зависят от макро- и микрорельефа окружающей местности. Кроме того, измеряемая скорость ветра является средней величиной горизонтальной составляющей мгновенной вектора

скорости ветра, включающей только продольную и боковую (поперечную) составляющие. При этом вертикальная, турбулентная составляющая исключается [6].

Турбулентная составляющая ветра возникает из-за колебаний ветра во времени. Такие колебания могут возникать за доли секунды. В практическом рассмотрении такие колебания не представляют особого интереса, так как они ничтожно малы. Интерес представляют колебания, возникающие за время от одной секунды до нескольких часов [10]. Спектральное распределение горизонтальной скорости ветра представлено на рисунке 1. Данное распределение получил Ван-дер-Ховен путем измерения скорости ветра на 125-метровой метеорологической башне.



Рисунок 1 – Спектр горизонтальной скорости ветра [10]

Согласно графику, суточные колебания происходят в интервале времени от нескольких часов до нескольких суток. Турбулентные колебания происходят за секунды, минуты. Это позволяет создать модель ветра путем наложения независимых временных дискретизаций ветра [10].

Рассмотренные в данном разделе особенности состава ветра и его регистрации позволяют перейти к описанию видов ВЭУ и процесса разработки модели для верификации объемов электроэнергии.

1.3 Классификация ветрогенераторов

Существуют ветрогенераторы разных конструкций. Основные типы конструкций – горизонтальные и вертикальные, представлены на рисунке 2 и 3 соответственно.



Рисунок 2 – Ветрогенератор горизонтального типа [2]

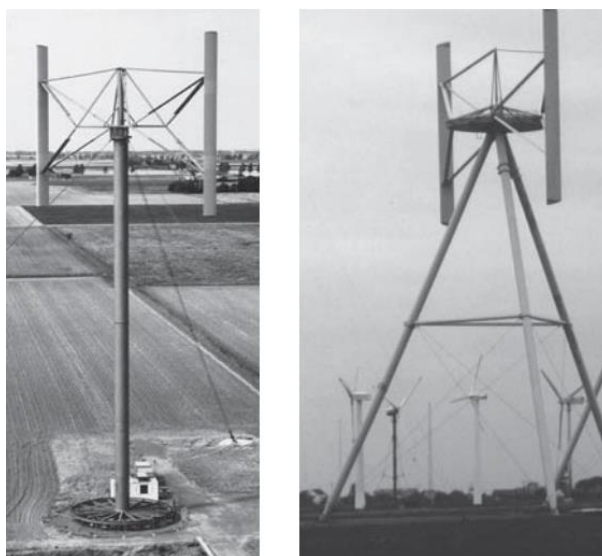


Рисунок 3 – Ветрогенератор вертикального типа [2]

Большим преимуществом вертикальных ветрогенераторов является простота их обслуживания. Основные части данного типа, требующие ревизий и обслуживания, находятся на земле, что обосновывает простоту обслуживания. Вертикальные ветрогенераторы работают при слабом ветре, они не зависимы от направления потока ветра, производят меньше шума в сравнении с горизонтальными ветрогенераторами. Вертикальные ветрогенераторы имеют следующие виды роторов:



Рисунок 4 - Ортогональный ротор Савониуса



Рисунок 5 - Ортогональный ротор Дарье



Рисунок 6 - Геликоидный ротор



Рисунок 7 - Ортогональный ротор с прямыми лопастями

Основной недостаток – скорость вращения. Такие ветрогенераторы не способны вращаться с такой же скоростью, как горизонтальные, что влияет на выработку электроэнергии.

Горизонтальные ветрогенераторы так же называют крыльчатые. Данный тип оснащается двумя, тремя и более лопастями. Важным недостатком такого типа является необходимость ориентирования по направлению ветра, а также настройку угла поворота лопасти, что усложняет и удорожает конструкцию. Кроме того, все силовые части данного типа расположены в башне ветрогенератора, что усложняет обслуживание механизмов.

Так же классификация ветрогенераторов различает их по виду вырабатываемой электрической энергии на ВЭУ постоянного тока и ВЭУ переменного тока.

По назначению, управлению и структуре системы генерирования энергии ВЭУ разделяют на автономные, сетевые и гибридные. Автономные ВЭУ работают независимо от других источников питания, будь то подстанции или другие энергетические объекты. Сетевые ВЭУ подключаются к крупной электрической сети, с которой работают параллельно. Гибридные ВЭУ подключаются параллельно к дизельным электростанциям, малым гидроэлектростанциям и другим независимым источникам генерации электроэнергии.

В данной работе рассмотрены электрические ВЭУ переменного тока. Такие установки снабжаются асинхронными генераторами либо синхронными

генераторами. Наиболее простым типом силовой установки является асинхронная машина. Она не требует дополнительных схем пуска и управления, является наиболее простой в устройстве в случае короткозамкнутого ротора и довольно распространена в современном мире. Именно по этим причинам разработка модели верификации в данной работе основана на ВЭУ асинхронного типа с короткозамкнутым ротором [2].

Асинхронные машины имеют следующие преимущества:

- Короткое замыкание в цепи нагрузки приводит к исчезновению возбуждения АГ. Это не требует установки дополнительной защиты генератора;
- Короткозамкнутая стержневая система магнитосимметричного ротора является полной демпферной обмоткой. Качество электроэнергии при этом обеспечивается на достаточно высоком уровне в несимметричных режимах нагрузки.
- Для АГ повышенной частоты, у которых частота тока вырастает за счет увеличения частоты вращения ротора, более устойчивое возбуждение после замыканий.

Включение асинхронных генераторов в параллельную работу с энергетической системой намного проще включения синхронных генераторов., не требует специальных действий.

К основным недостаткам АГ следует прежде всего отнести сложность схем стабилизации частоты и напряжения. Поэтому наиболее перспективным направлением использования АГ в системах генерирования энергии ВЭУ является разработка специальных конструкций АГ, снижающих недостатки асинхронных короткозамкнутых двигателей в генераторном режиме [9].

В следующем разделе будет описана рабочая характеристика ВЭУ, которая будет применяться при разработке метода верификации.

1.4 Рабочая характеристика ВЭУ

Рабочая характеристика (мощностная характеристика) характеризует зависимость вырабатываемой мощности от скорости ветра. Зная параметры мощностной характеристики, возможно вести автоматизированный подсчет мощности, выработанной ветрогенератором.

Мощность ветротурбины зависит от скорости ветра и радиуса ветроколеса [4]

$$P_{\text{от}} = 0,5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \eta \cdot R^2 \cdot V^3 \cdot C_p,$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м³; η – КПД электромеханического преобразования; R – радиус ветроколеса, м; V – скорость ветра, м/с; C_p – коэффициент использования энергии ветра.

КПД электромеханического преобразования складывается из потерь в электрической машине η_G и мультипликаторе η_M . При отсутствии этих данных в технической спецификации ВЭУ их значения можно приближенно выбирать из следующих соотношений [8]:

$$\eta_G = 0,7 \div 0,95, \quad \eta_M = 0,8 \div 0,9$$

Таким образом, энергия ветра изменяется пропорционально кубу его скорости. Ветроколесо может преобразовать в полезную работу часть этой энергии, которая оценивается коэффициентом использования энергии ветра C_p . Данный коэффициент можно найти по рабочей характеристике ВЭУ и выражению для нахождения $P_{\text{вт}}$.

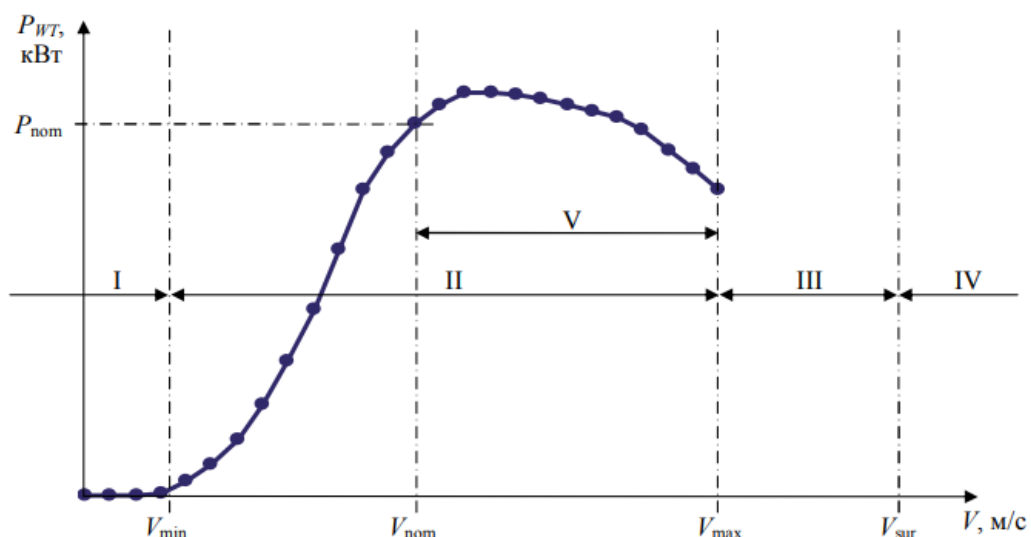


Рисунок 8 – Рабочая характеристика ВЭУ [10]

I зона – скорость ветра меньше стартовой скорости. Энергия не вырабатывается;

II зона – скорость ветра больше стартовой но меньше максимальной рабочей. Зона выработки электроэнергии;

III зона – скорость ветра больше максимальной рабочей скорости, но меньше буревой скорости ветра. Энергия не вырабатывается по причине остановки ветроколеса из-за опасности разрушения;

IV зона – зона механического разрушения ветроустановки;

V зона – зона регулирования частоты вращения ветроколеса.

ВЭУ горизонтального типа снабжаются анемометрами. Анемометры применяются для управления ВЭУ при разных скоростях ветра. Под управлением подразумевается подача сигналов управляющих элементов на основе сигналов, получаемых с анемометра, для поворота лопастей ВЭУ, стопорения ее при скоростях ветра больше максимальной рабочей. В связи с этим встает вопрос с правильным расположением анемометра, рассматриваемый далее.

1.5 Определение расположения анемометра в пространстве

Для получения неискаженных данных о скорости ветра следует обозначить место установки прибора. Существует несколько вариантов установки:

- на башне непосредственно за лопастью ветряка;
- перед ветряком на некотором расстоянии;

Согласно ГОСТ Р 54418.12.1-2011 (МЭК 61400-12-1:2005) все направления движения воздушного потока, в которых возникают аэродинамические следы от расположенных по соседству ветровых установок и прочих аэродинамических препятствий, должны быть исключены в соответствии с методикой [6].

Принимаем установку анемометра перед ветряком на некотором расстоянии. В таком случае мы исключим турбулентную составляющую, которая возникает при прохождении ветра через лопасти колеса турбины. Возникновение турбулентности представлено на рисунке 9. Согласно теории идеального ветряка, разработанной Г.Х. Сабининым, непосредственно за ветряком возникает зона турбулентности, образуемая из-за прохождения ветряного потока через вращающуюся турбину.

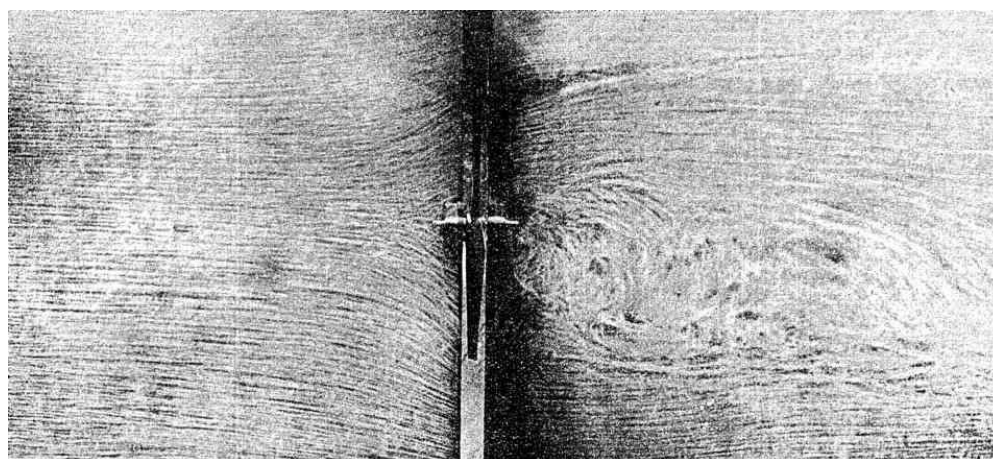


Рисунок 9 – Спектр двухлопастного ветряка, полученный в Аэродинамической лаборатории в Кучине [7]

Существуют определенные требования к расстоянию до метеорологической мачты и максимально допустимым секторам измерения, представленные на рисунке 10.

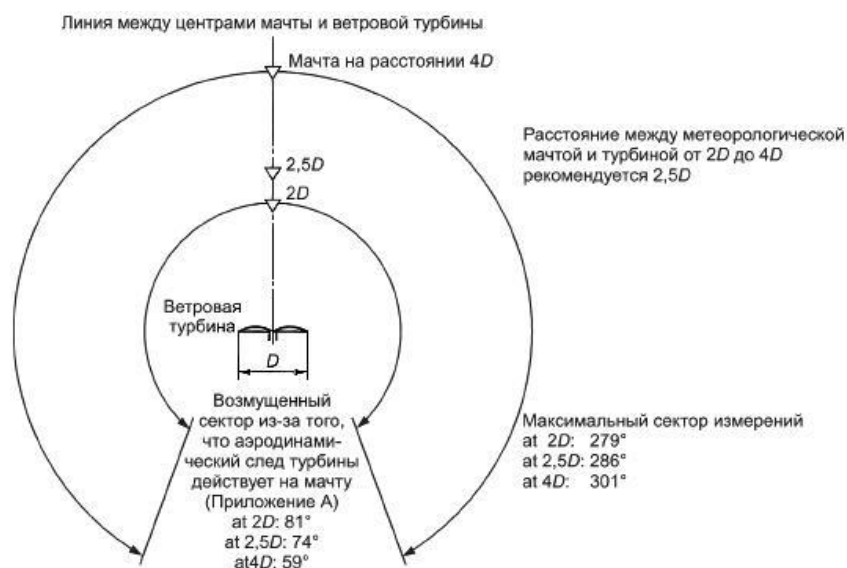


Рисунок 10 – Требования к расстоянию до метеорологической мачты и максимально допустимым секторам измерения [6]

Согласно рекомендации, расстояние от мачты анемометра до турбины выбираем в 2,5 раза превосходящее диаметр ветроколеса ВЭУ.

Однако описанное расположение анемометра не всегда возможно ввиду большого количества ВЭУ и их высоты. Анемометры, которые предназначены для управления, располагаются на каждой ВЭУ на гондоле. Анемометр для регистрации данных о скорости ветра может применяться в единственном экземпляре и располагаться на отдельной мачте на высоте, сопоставимой с высотой установленных ВЭУ. Регистрация данных такими анемометрами должна происходить согласно определенным требованиям, применяемым к таким измерениям. Требования к регистрации данных о скорости ветра приведены в следующем параграфе.

1.6 Регистрация данных о скорости ветра

Контроль результатов метеорологических наблюдений на метеостанциях происходит согласно [12]. Основным прибором съема показаний скорости ветра

является анеморумбометр. При наблюдениях по анеморумбометру должны быть записаны максимальная скорость ветра за 10-минутный интервал осреднения. Вспомогательным прибором признан флюгер. При выходе двух данных приборов фиксация данных происходит по визуальным наблюдениям.

В настоящее время применяют 8-ми срочную систему наблюдений. Наблюдения происходят по Гринвичу, каждые три часа, начиная с 0 часов и заканчивая 21 часом.

Таким образом, фиксация данных о ветре на ВЭС должна происходить согласно [12], т.к. при выходе из строя анемометра на ВЭС в качестве резервного источника информации о скорости ветра будут применяться данные с метеорологических сайтов. Альтернативный источник данных рассмотрен в следующем разделе данной работы.

1.7 Альтернативный источник получения данных о скорости ветра

В случае выхода из строя анемометра или невозможности съема данных по иным причинам необходимо предусмотреть альтернативный источник получения данных о скорости ветра.

Таким источником может стать информация с действующих метеорологических станций сети Росгидромета (RU_RIHMI-WDC_2667). Список таких станций и их расположение приведены на сайте esimo.ru. Определив идентификатор локальный возможно вывести данные через сайт расписания погоды gr5.ru в виде архива. Архив данных будет иметь вид, представленный в приложении Б

Как видно из приложения Б, данные снимаются раз в 2 часа. Данный метод является наименее точным ввиду невозможности проследить динамику изменения ветра в периоды между съемами данных, а также возможной удаленности метеостанции от расположения подконтрольной ВЭУ. Но в качестве резервного способа таблица архивных данных представляется удобным

вариантом ввиду возможности интегрирования ячеек в механизм автоматического подсчета вырабатываемой ВЭУ мощности.

Основная задача в реализации верификационных мероприятий сводится к организации получения данных о ветре, пересчете их в мощностные показатели и сравнения с действительными показателями генерирующего предприятия.

Как было указано выше, рекомендуется применение чашечных анемометров. При этом снимаемые показатели возможно получать по интерфейсу непосредственно на компьютер в виде таблиц, графиков или розы ветров.

1.8 Верификация объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ

В рамках данной темы представляется удобным использование таблиц данных, получаемых с прибора. При верном программировании данные могут отображаться в любой программе, которая способна вести автоматические подсчеты необходимых показателей. Одной из возможных сред для отображения показателей и подсчета необходимых величин является электронная таблица MS Excel. Полученные данные могут быть пересчитаны в электроэнергию, выработанную ветрогенератором по известным мощностным характеристикам.

Главной целью при данном способе верификации электроэнергии является правильное программирование базы данных и организация подсчетов величин для наглядного представления количества выработанной электроэнергии ветряными установками.

Выводы по разделу

В качестве основных заключений и выводов по разделу следует выделить основные шаги по решению поставленной задачи:

1. Необходимо создать опытную модель сетевой ВЭУ и проверить ее работу при разных скоростях ветра с целью получения мощностных характеристик;
2. Создать упрощенную модель опытной модели ВЭУ и смоделировать ее работу при тех же скоростях ветра;
3. Сравнить результаты опытной и упрощенной модели;
4. Создать динамическую модель ветра с турбулентной составляющей;
5. Проверить работу моделей ВЭУ при воздействии динамической модели ветра;
6. Разработать модель анемометра, применяемого для регистрации скоростей ветра, используемых при верификации электроэнергии;
7. Сравнить данные и сделать выводы.

Глава 2. Моделирование в электронной среде MATLAB

2.1 Создание модели сетевой ветряной турбины в электронной среде MATLAB

Создание модели сетевой ветряной турбины в среде MATLAB позволяет наглядно визуализировать работу ветряной турбины при разных скоростях ветра и создать инструмент для проверки мощностных характеристик.

Модель сетевой ветряной турбины представлена на рисунке 11.

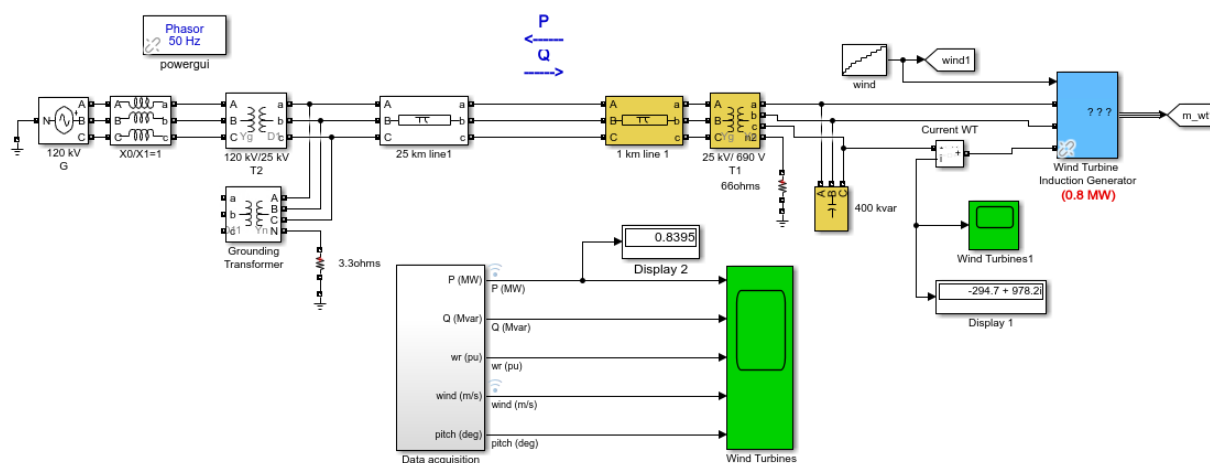


Рисунок 11– Модель сетевой ветряной турбины в электронной среде MATLAB

Данная модель состоит из ветряной турбины (ВТ), АГ с короткозамкнутым ротором (рисунок 12), распределительных систем 25 кВ и 120 кВ на базе ВЛ, Повышающих трансформаторов (Т1 и Т2), генератора 120 кВ энергетической системы и заземляющего трансформатора. Угол наклона лопастей регулируется для ограничения выходной мощности генератора при его номинальном значении для ветров, превышающих номинальную скорость. Ветряная турбина имеет систему защиты, контролирующую напряжение, ток и скорость машины.

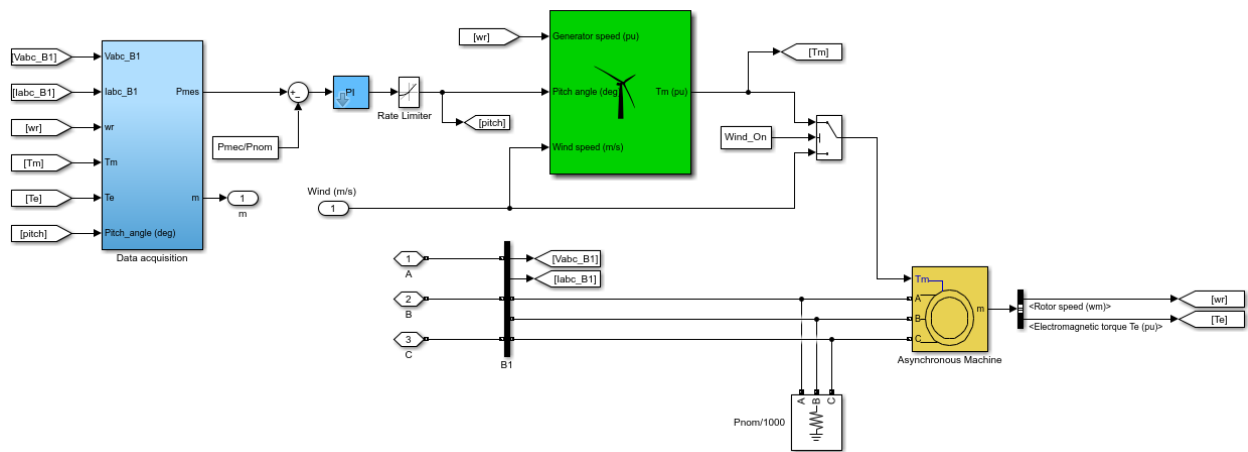


Рисунок 12 – Модель ВТ и генератора

В качестве проверочной модели выбираем ветряную турбину NEG Micon NM72C 1,5 MW. Ниже, в таблице 1, приведены технические характеристики данной турбины.

Таблица 1 – Технические характеристики ветряной турбины NEG Micon [7].

$P_{\text{ном}}$, МВт	$V_{\text{старт.}}$, м/с	$V_{\text{ном}}$, м/с	$V_{\text{критич.}}$, м/с	$N_{\text{лезвий}}$, шт.	Генератор	Ф, Гц	М, т
1,5	4.0	13.0	20.0	3	Асинхронный	50	328

На рисунке 13 приведена кривая мощности ветряной турбины.

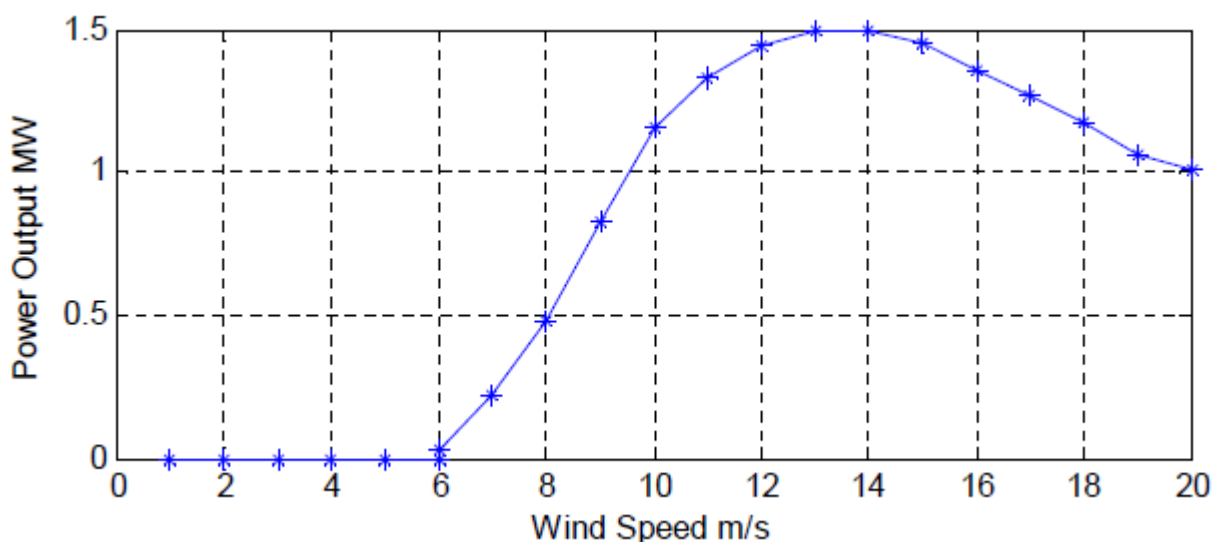


Рисунок 13 – Кривая мощности ветряной турбины NEG Micon [7]

По рисунку 13 видно, что при скорости ветра больше 6 м/с турбина начинает вращаться, при скорости ветра 13 м/с турбина выходит на

номинальную частоту вращения, что соответствует выработке номинальной мощности в 1,5 МВт. При дальнейшем повышении скорости ветра происходит автоматическое ориентирование положения лопастей в пространстве с целью стабилизации частоты вращения.

Для дальнейшего снятия мощностных характеристик необходимо вычислить момент инерции. Момент инерции определяется как суммарный момент всех вращающихся частей (ротора и ветроколеса) и определяется по следующей формуле:

$$J = J_{ww} + J_G,$$

где J_{ww} – момент инерции ветроколеса, J_G – момент инерции ротора.

$$J_G = \frac{G \cdot D^2}{4},$$

где G – вес ротора, кг; D – диаметр ротора, м.

$$J_{ww} = i \cdot J_{bl},$$

где i – количество лопастей ветроколеса, шт; J_{bl} – момент инерции лопасти.

Для определения момента инерции полой лопасти для мощных ветряных турбин применяют упрощенную формулу:

$$J_{bl} = k_J \cdot m \cdot L^2,$$

где L – длина лопасти, м; m – масса лопасти, кг; k_J – коэффициент (принимается в пределах 0,18-0,22).

Данные для расчета момента инерции приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные для расчета момента инерции

m, кг	i, шт	G, кг	D, м	k_J	L, м
6700	3	31400	2	0,18	35

Определяем момент инерции ротора:

$$J_G = \frac{G \cdot D^2}{4} = \frac{31400 \cdot 2^2}{4} = 31400 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Определяем момент инерции ветроколеса:

$$J_{bl} = k_J \cdot m \cdot L^2 = 0,18 \cdot 6700 \cdot 44^2 = 2334816 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$J_{ww} = i \cdot J_{bl} = 3 \cdot 2334816 = 7004448 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Определяем момент инерции ветрогенератора:

$$J = J_{ww} + J_G = 7004448 + 31400 = 7035848 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

В приведенной выше модели используется механическая инерционная постоянная, которая имеет размерность времени и равна промежутку, за который ротор разгоняется из состояния покоя до номинальной скорости вращения под действием вращающего момента [8].

Данный параметр можно вычислить по следующей формуле:

$$T_J = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{GD^2 \cdot n^2}{S_{ном}},$$

n – частота вращения ротора, об/мин; $S_{ном}$ – номинальная полная мощность генератора, МВт; GD^2 – маховый момент генератора.

$$T_J = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{GD^2 \cdot n^2}{S_{ном}} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(31,4 \cdot 2^2) \cdot 2015}{2000} = 0,8 \text{ с.}$$

Механическая инерционная постоянная ветроколеса:

$$T_J = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{GD^2 \cdot n^2}{S_{ном}} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{(6700 \cdot 44^2) \cdot 14,9^2}{2000} = 3,3 \text{ с.}$$

Общая механическая инерционная постоянная ветрогенератора с учетом планетарного редуктора равна 5,2 с.

Подставляя все данные в разработанную модель получаем графики вырабатываемой активной и реактивной мощности, представленные на рисунке 14, где P (MW) – активная мощность, Q (Mvar) – реактивная мощность, w (m/s) – вращающий момент в физических единицах, $wind$ (m/s) – скорость ветра в м/с, $pitch$ (deg) – угол поворота лопасти в градусах.

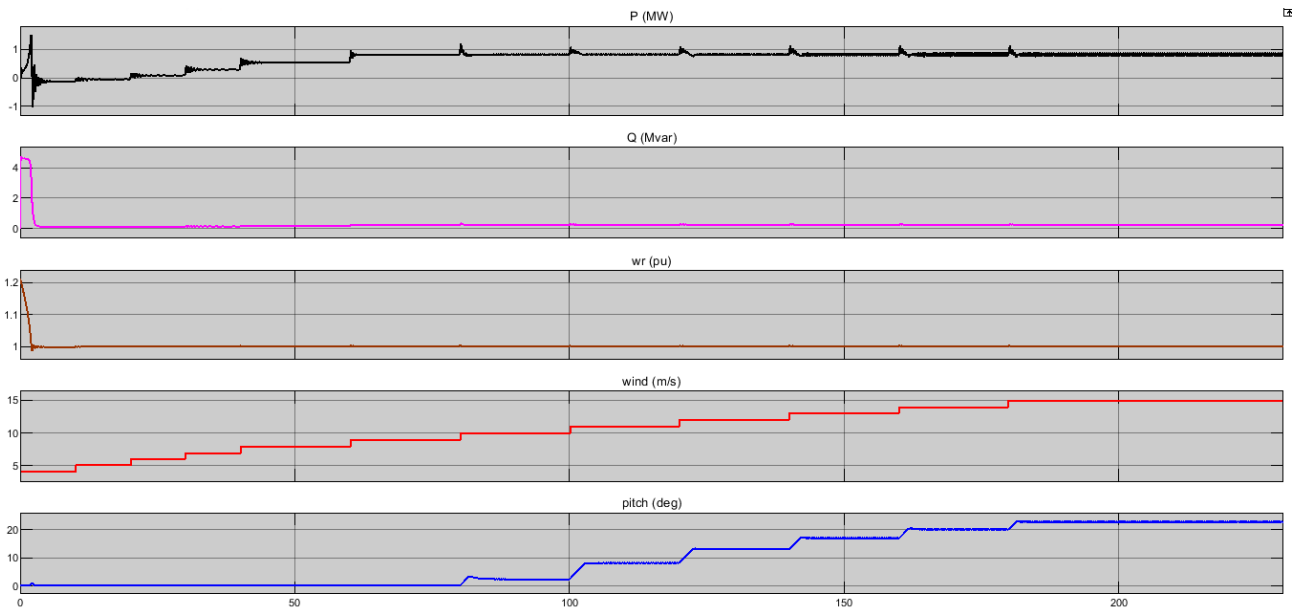


Рисунок 14 – Осцилограммы работы ветрогенератора

На рисунке 15 представлено окно настройки блок stair generator, при помощи которого устанавливаются параметры изменения ветра.

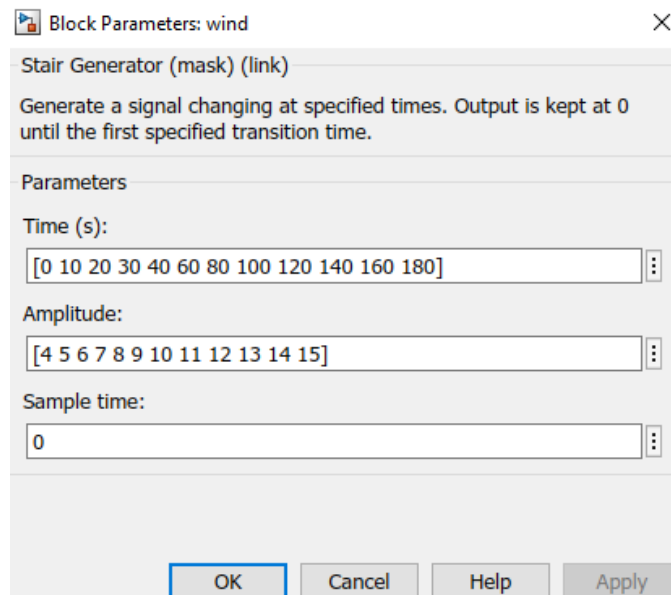


Рисунок 15 – Окно настройки блока параметров Step

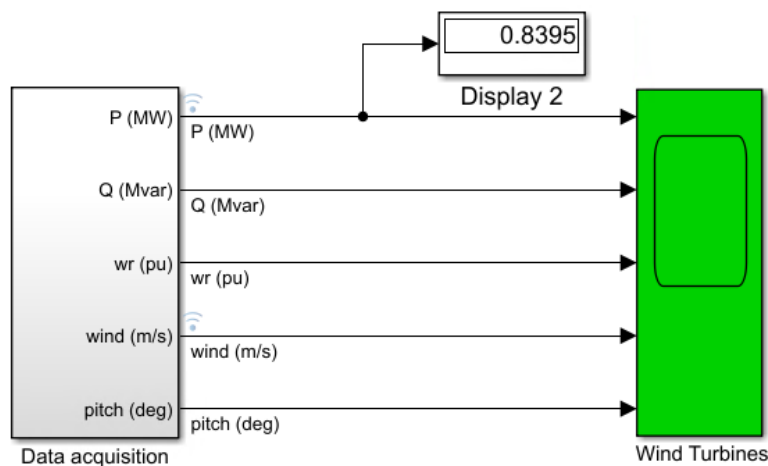


Рисунок 16 – Вывод результатов моделирования

Согласно исходным данным по турбине NEG Micon NM72С и полученным результатам моделирования можно сделать вывод, что модель вырабатывает приблизительно те же значения. На рисунке 17 представлен сравнительный график вырабатываемых активных мощностей, где P MEG – мощностная характеристика NEG Micon NM72С, P model – мощностная характеристика разработанной опытной модели.

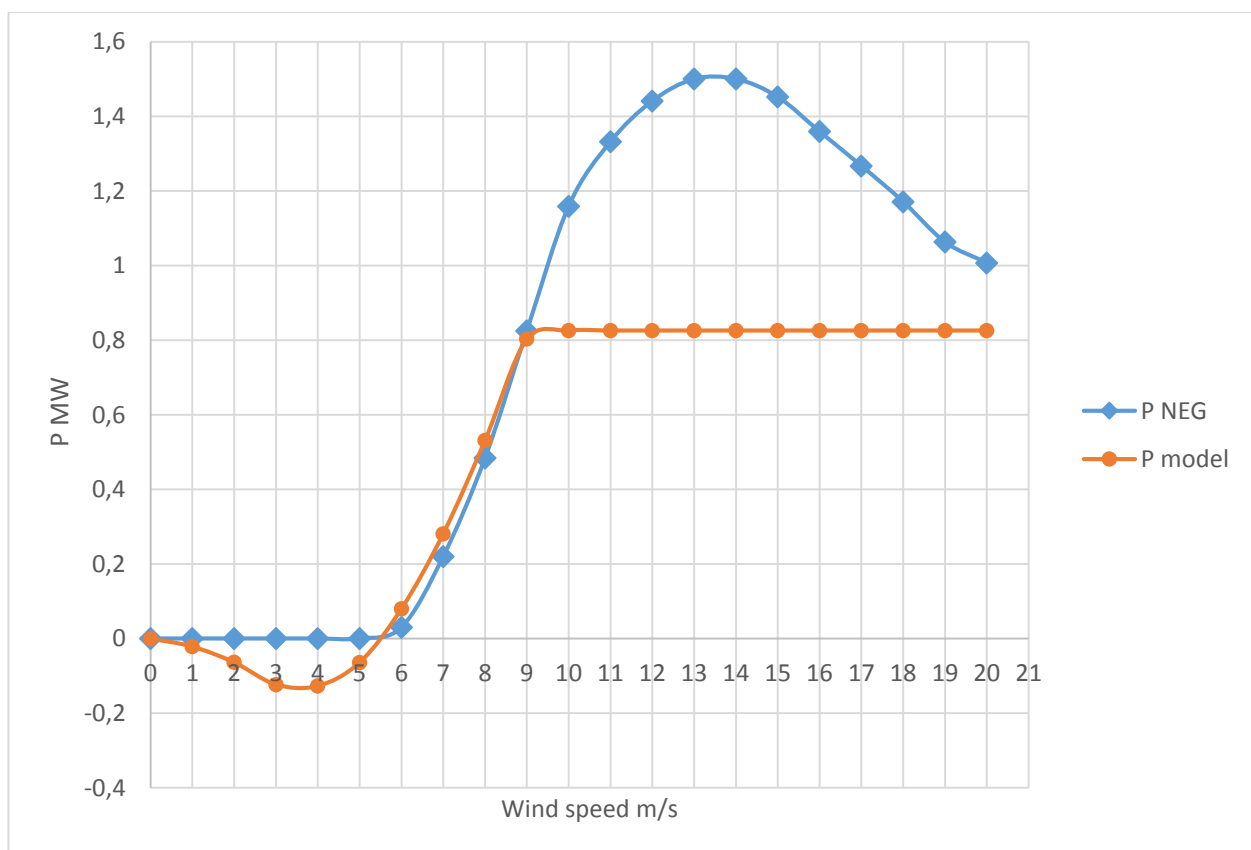


Рисунок 17 – Сравнение вырабатываемых мощностей.

Ограничение максимальной мощности разработанной модели связано с тем, что модель работает при номинальной скорости ветра в 9 м/с. При этом стартовая скорость у нее сравнима со стартовой скоростью турбины NEG Micon NM72С. Но отличием исследуемой модели от NEG Micon является наличие у первой системы ориентирования лопастей в зависимости от скорости ветра для поддержания выработки номинальной мощности при скоростях ветра выше номинальной. Работа контроллера угла лопастей представлена на рисунке 18.

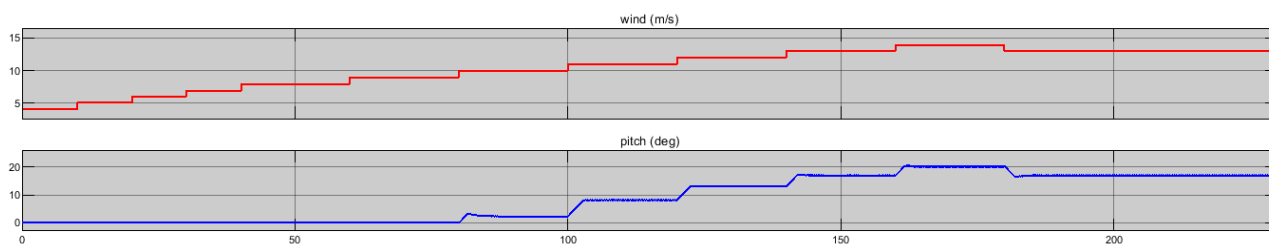


Рисунок 18 – Работа контроллера угла лопастей

Таким образом поддерживается номинальная мощность на выходе генератора.

Основной интересующей нас зоной, согласно рисунку 8, является рабочая зона от 5 м/с до 20 м/с. Зона от 0 м/с до 5 м/с является нерабочей. В этой зоне ветроколесо находится в зоне покоя при первоначальном пуске. Генератор при зафиксированном ветроколесе не потребляет и не вырабатывает электроэнергию. Если мощностная характеристика перешла из рабочей зоны в нерабочую, что происходит при уменьшении ветра до значений ниже 6 м/с, то ветроколесо начинает останавливаться под собственным моментом инерции, что сопровождается остановкой выработки электроэнергии. Мощностные характеристики показаны на рисунке 19.

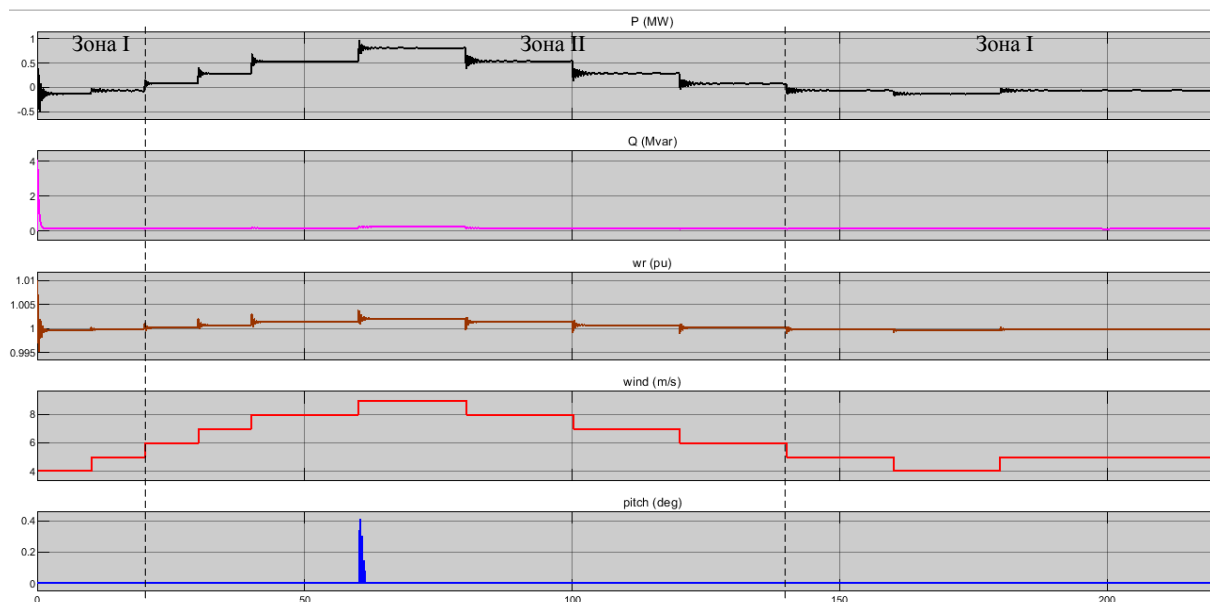


Рисунок 19 – Графики работы ветрогенератора при переходе из зоны II в зону I мощностной характеристики.

Разработанная в данном подразделе модель выдает мощностную характеристику, сопоставимую с мощностной характеристикой NEG Micon NM72С, что подтверждает правильность разработанной модели. Однако применение такой модели при верификационных мероприятиях не всегда удобно ввиду большого количества блоков. Для упрощения работы с верификационными мероприятиями, связанными с программой, необходимо создать упрощенную модель, которая будет работать по установленному закону и не будет требовать настройки блоков. Разработка упрощенной модели приведена в следующем подразделе.

2.2 Создание упрощенной модели для верификации электроэнергии

Упрощенная модель позволяет отображать выработку электроэнергии по известному уравнению мощностной характеристики и изменять только входные данные скорости ветра. Для ее создания используем Microsoft Excel. График для разработанной модели, приведенный на рисунке 17, необходимо аппроксимировать с целью получения уравнения для создания упрощенной модели. Для этого потребуется только часть от момента запуска ВТ до момента

его выхода на номинальную скорость вращения. Далее аппроксимируем кривую в полиномиальную и отображаем уравнение данной кривой, которое будем использовать при создании модели. Результат представлен на рисунке 20.

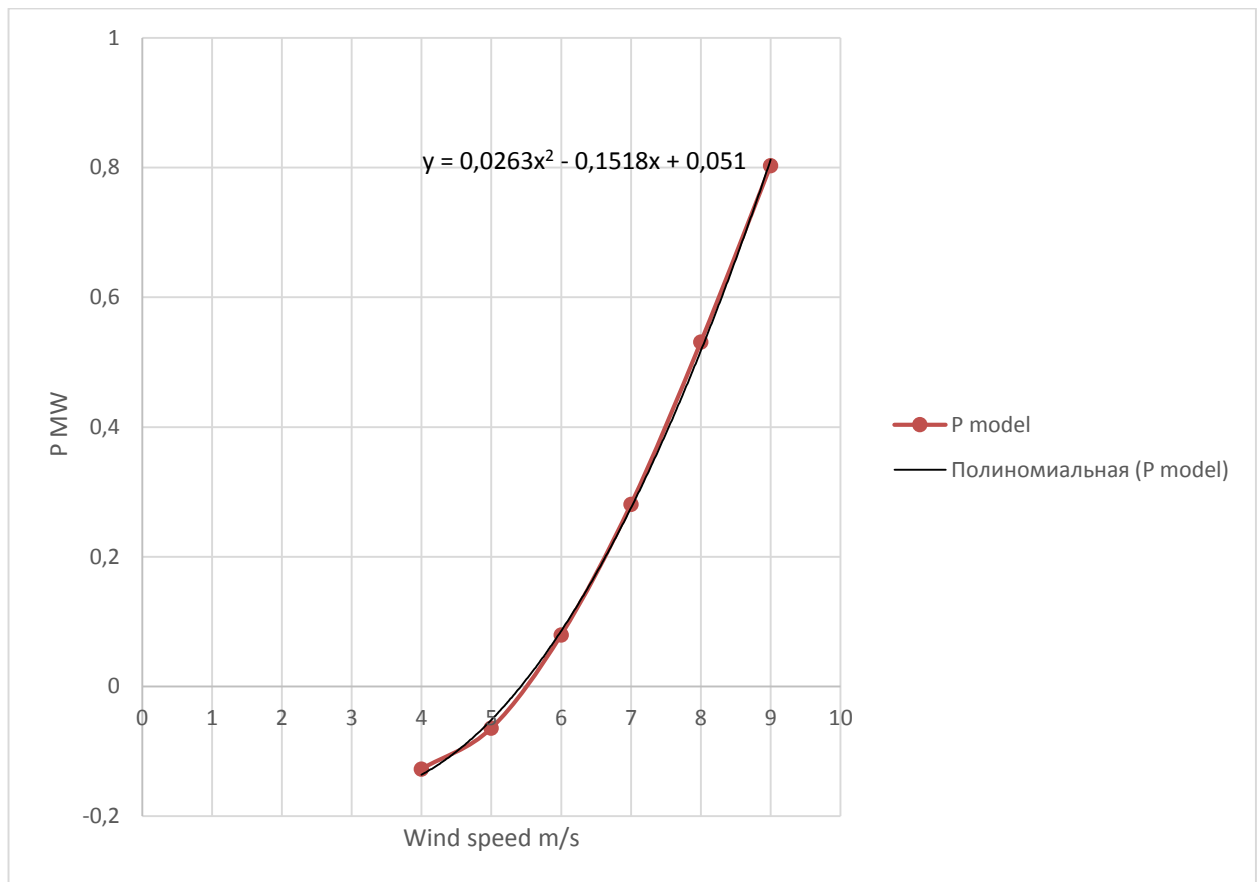


Рисунок 20 – Аппроксимация кривой мощности ветрогенератора

В среде MATLAB simulink используем блок Simulink function. Модель приведена на рисунке 21.

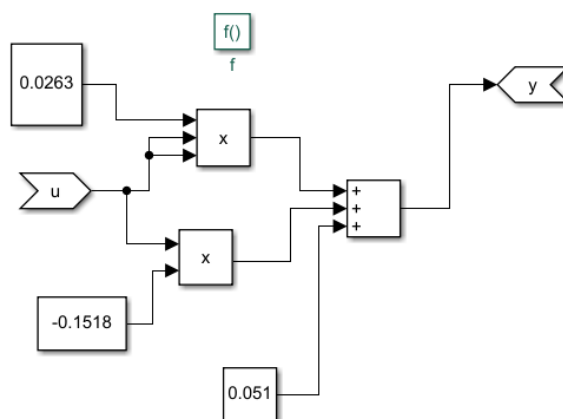


Рисунок 21 – Реализация уравнения аппроксимированной кривой в MATLAB

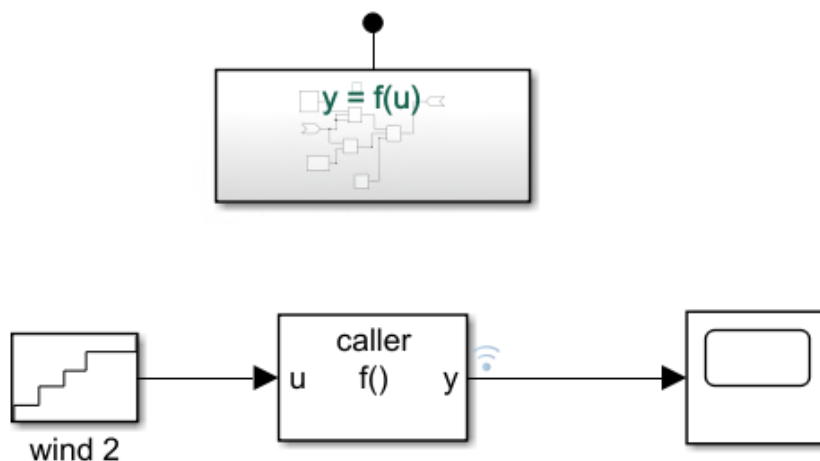


Рисунок 22 – Упрощенная модели в MATLAB

Блок «caller» получает данные от «simulink function» через входной параметр «u» и отображает в блоке «score». Результаты приведены на рисунке 23.

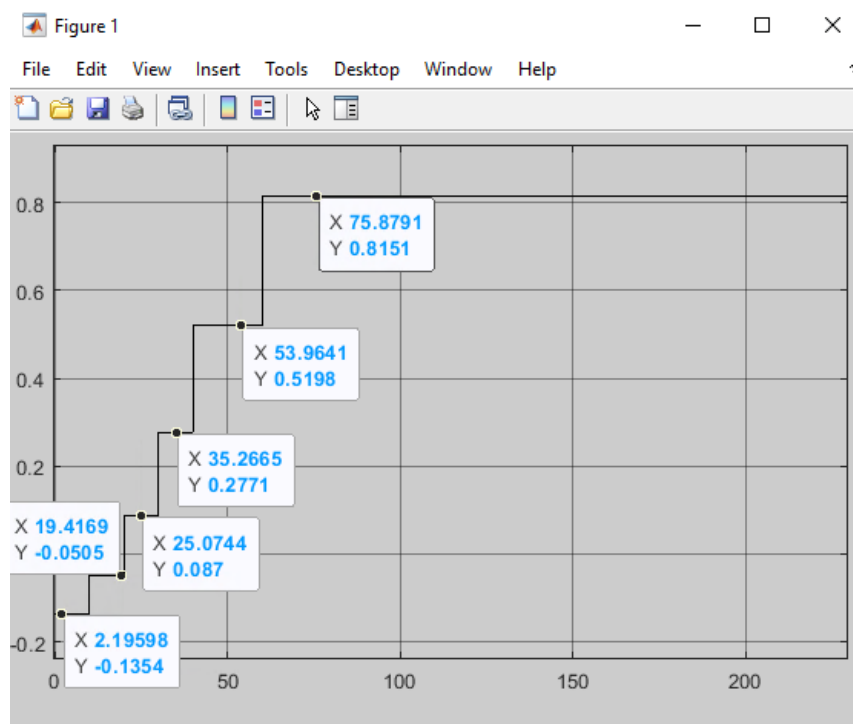


Рисунок 23 – Результаты моделирования

Сравнение кривых мощности основной и упрощенной модели в программе Excel приведены на рисунке 24, где P model – мощностная характеристика опытной модели, P упрощ. мод. – мощностная характеристика упрощенной модели.

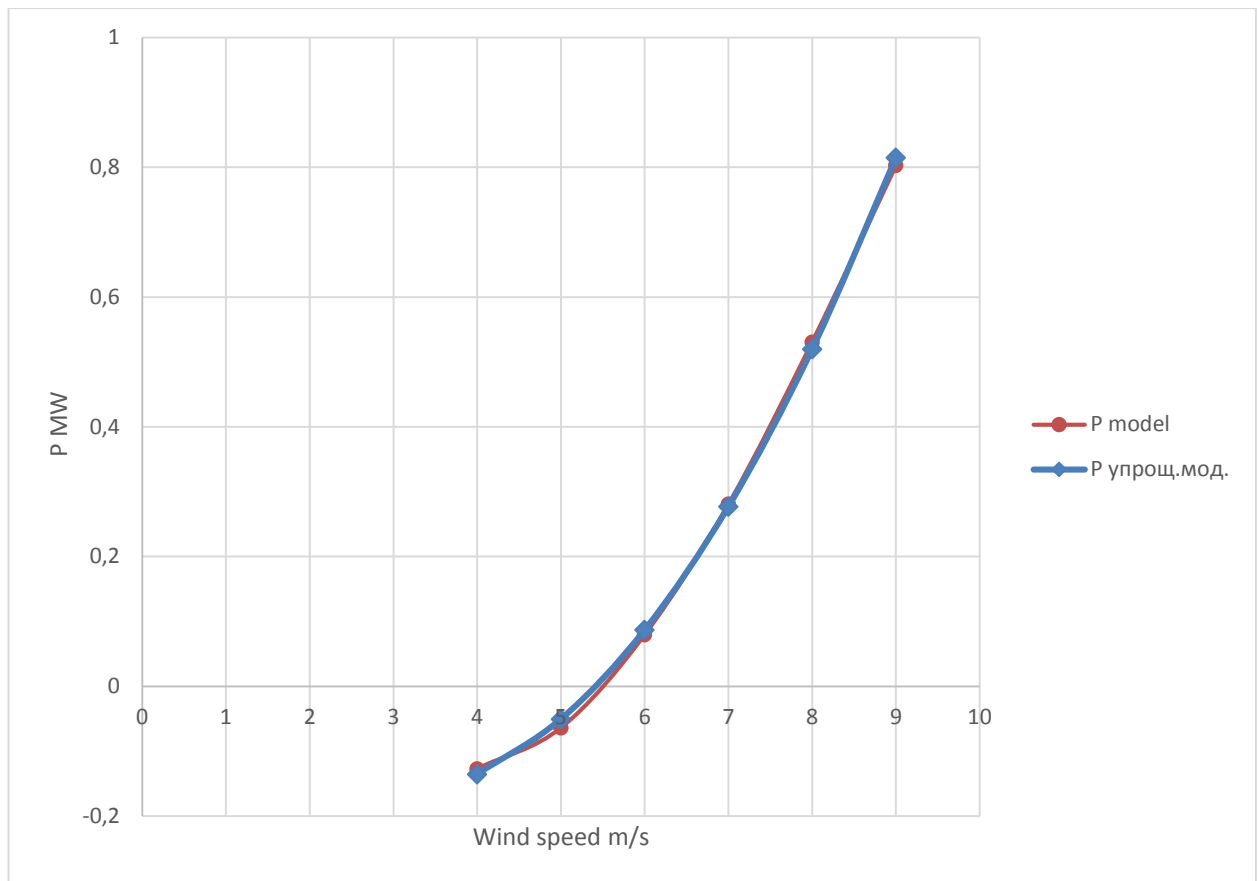


Рисунок 24 – Кривые мощности основной и упрощенной модели

При изменении скорости ветра и, соответственно, изменении скорости вращения ветроколеса происходят переходные процессы в генераторе, связанные с изменением вырабатываемой мощности. Данные процессы обуславливают плавное изменение вырабатываемой мощности согласно тому, как плавно изменяется скорость вращения ветроколеса. Таким образом в упрощенной модели необходимо учесть фактор переходных процессов, происходящих в асинхронном генераторе ветротурбины.

Данный фактор можно учесть, введя передаточную функцию в модель. Данная передаточная функция учитывает момент инерции ветроколеса и всех механических частей ВЭУ. Добавляем в упрощенную модель блок «transfer fcn». Вид упрощенной модели приведен на рисунке 25

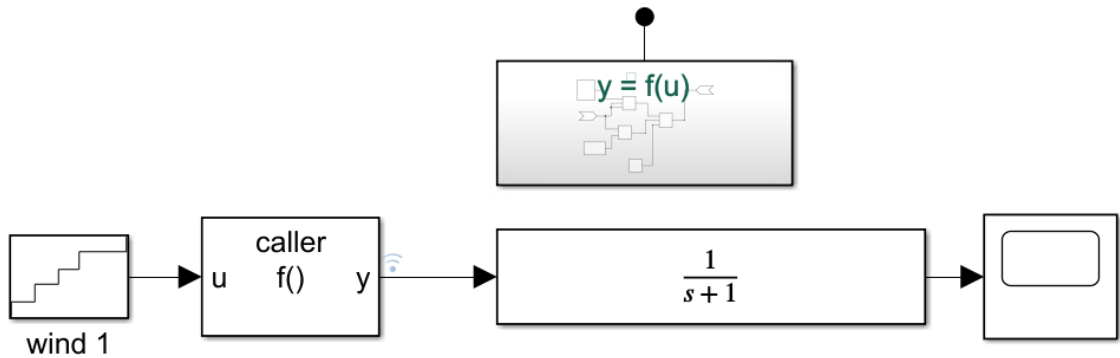


Рисунок 25 – Упрощенная модель с передаточной функцией

Результаты моделирования приведены на рисунке 26. Как видно, в сравнении с рисунком 23, изменение активной мощности происходит не ступенчато, а плавно, что обосновывает момент инерции механических частей ВЭУ.

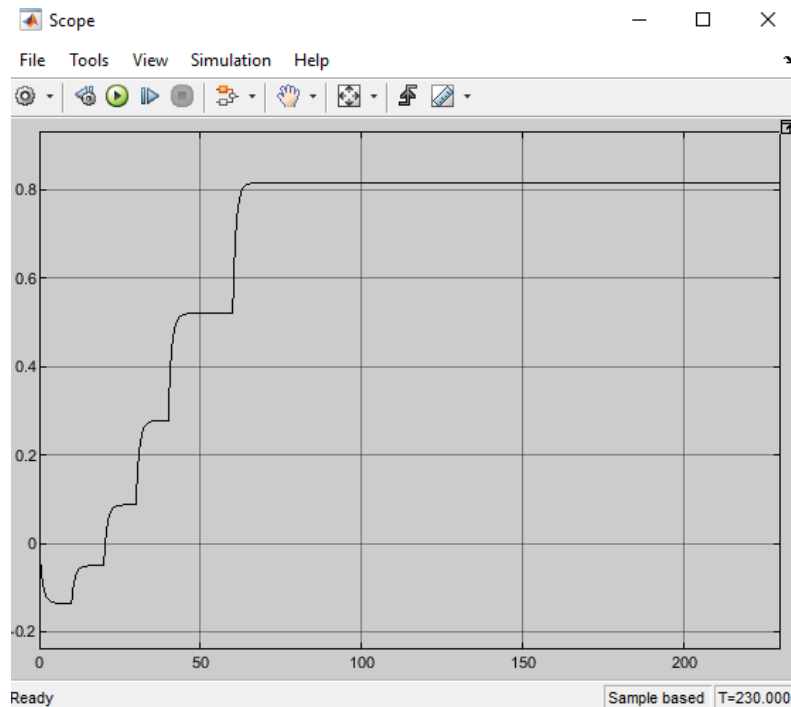


Рисунок 26 – Результаты моделирования упрощенной модели

Сравнение результатов моделирования в программной среде MATLAB двух моделей приведены на рисунке 27.

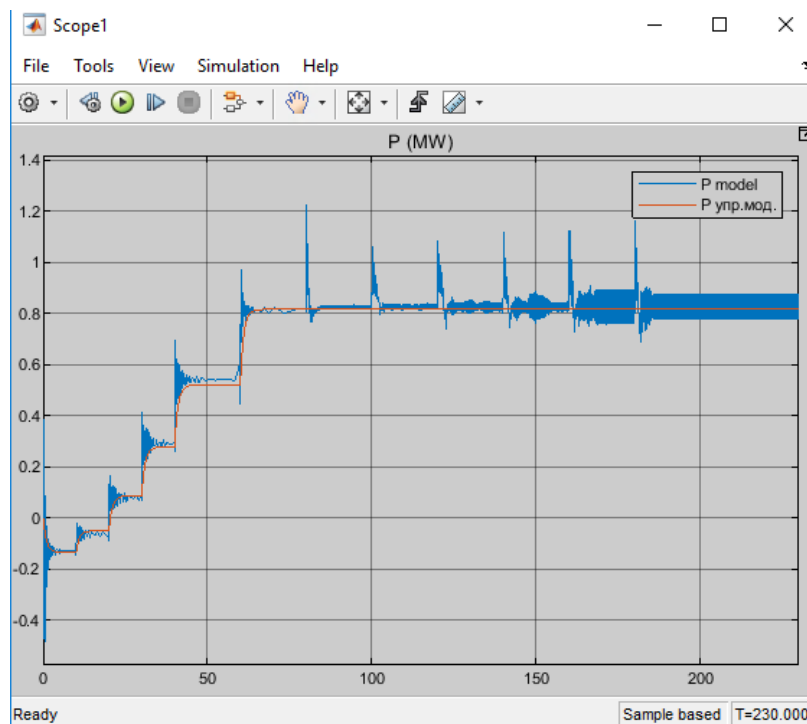


Рисунок 27 – Сравнение кривых активной мощности основной и упрощенной модели в системе MATLAB Simulink

Разработанная упрощенная модель работает по уравнению мощностной характеристики, полученной при моделировании работы ВЭУ по основной модели. Результаты, представленные на рисунке 27, подтверждают корректность работы модели. Моделирования, проведенные в двух предыдущих разделах, проводились при статических скоростях ветра без учета турбулентной составляющей. Для подтверждения корректности работы модели при ветре с турбулентной составляющей необходимо проверить работу модели в динамическом режиме.

2.3 Моделирование работы ветрогенератора в динамическом режиме

Согласно разделу 1.2 данной работы именно средняя скорость влияет на выработку энергии, при этом вертикальная турбулентная составляющая исключается при фиксировании скорости ветра. Но данная составляющая воздействует на ветроэнергетическую установку и может влиять на выработку электроэнергии. Данное воздействие может приводить к погрешности в данных.

Следовательно, необходимо смоделировать воздействие турбулентной составляющей в динамическом режиме. Как уже было сказано в разделе 1.2, Модель ветра построена на основе наложения независимых временных дискретизаций ветра, представлена на рисунке 28.

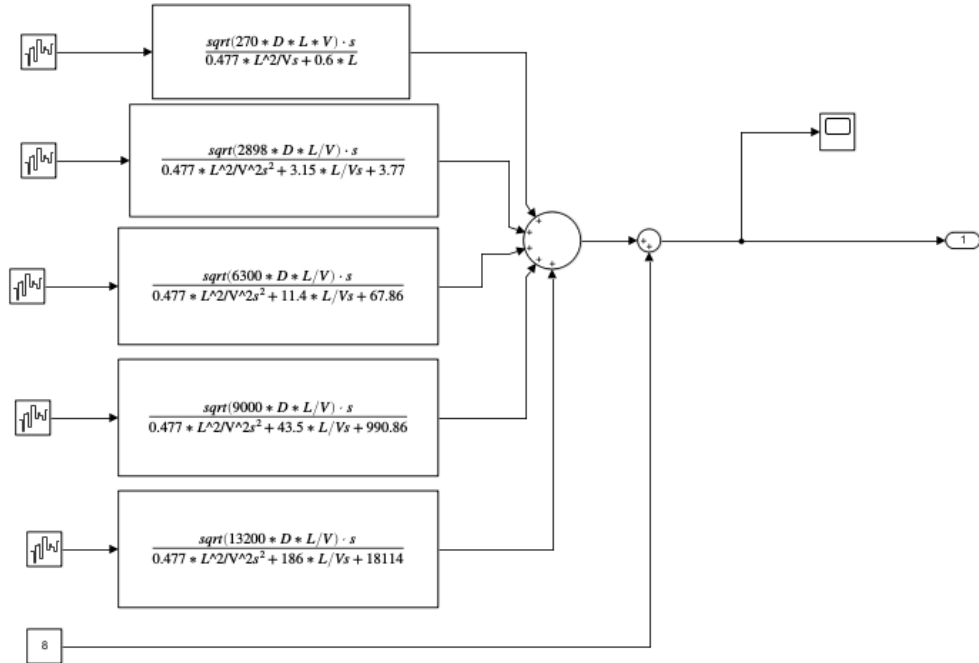


Рисунок 28 – Модель ветра в электронной среде MATLAB

В качестве создания колебаний ветра применены блоки «White noise». Сигналы, формируемые этими блоками, поступают на вход формирующих фильтров, построенных на основе блоков «function». Данная модель в формульном виде может быть представлена следующим образом:

$$V(t) = \bar{V} + v(t)_1 + v(t)_2 + \dots + v(t)_i,$$

где \bar{V} - средняя скорость ветра за определенный интервал съема данных, $v(t)_1 + v(t)_2 + \dots + v(t)_i$ - турбулентные составляющие скорости ветра за разные интервалы съема данных.

Турбулентные составляющие разного спектра в представленной модели получаются путем прохождения через формирующие фильтры, настроенные согласно [11]. Результаты симуляции данной модели ветра приведены на рисунке 29.

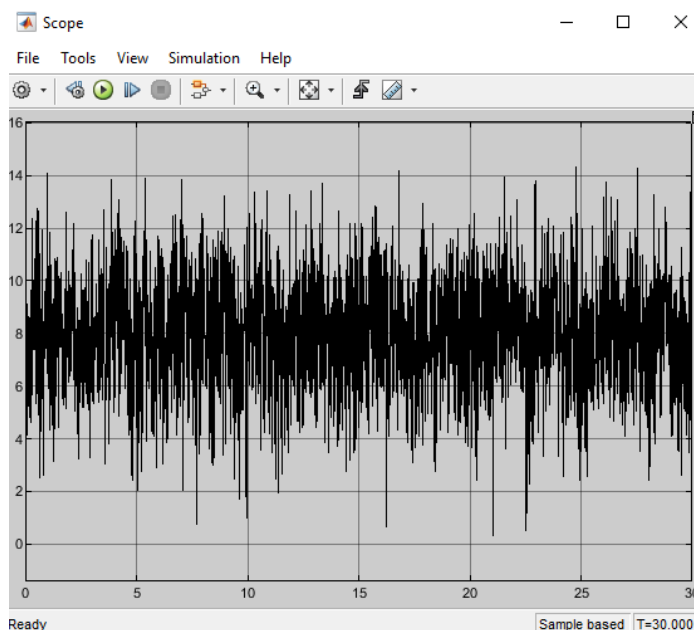


Рисунок 29 – Результат моделирования горизонтальной скорости ветра
Изменение турбулентной составляющей скорости ветра происходит каждую 0,01 с, что видно при увеличенном масштабе, представленном на рисунке 30.

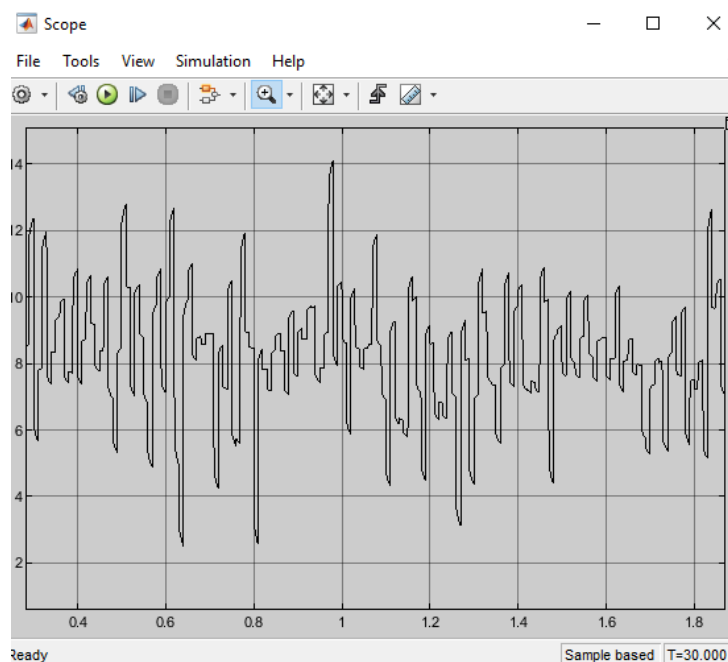


Рисунок 30 – Результат моделирования горизонтальной скорости ветра

По рисунку 30 видно, что базовой скоростью ветра выбран ветер в 8 м/с. Разброс амплитуды турбулентной составляющей относительно базовой скорости ветра составляет представлен на рисунке 31.

Результаты выработки электроэнергии в динамическом режиме приведены на рисунке 31.

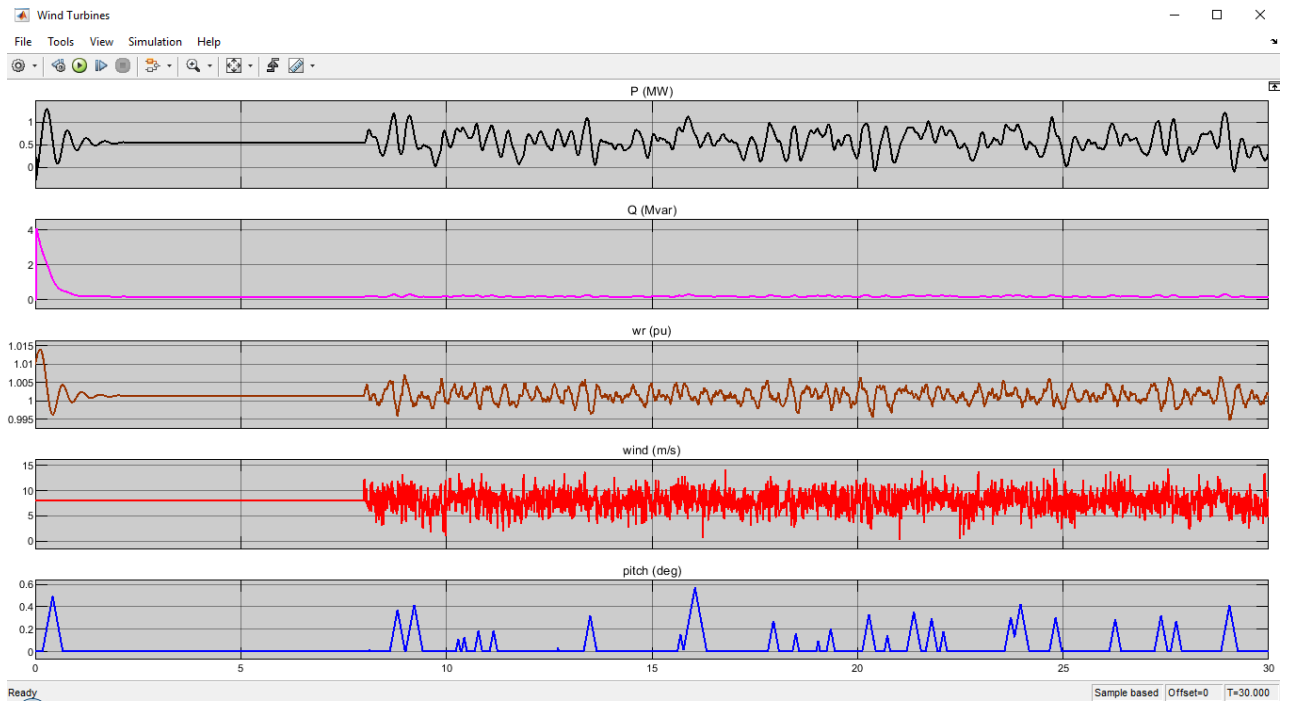


Рисунок 31 – Графики работы модели в динамическом режиме

Первые 8 секунд на ВТ действует постоянный ветер 8 м/с без турбулентной составляющей. Следующий отрезок времени вместо постоянного значения ветра на ВТ действует динамический ветер с турбулентной составляющей. Как видно из рисунка 31, кратковременные турбулентные воздействия ветра на ВТ не приводят к резкому скачку скорости вращения ВТ. Это доказывает то, что график вырабатываемой мощности имеет меньшее количество колебаний, чем график скорости ветра.

На рисунке 32 приведено сравнение графиков основной модели в статическом и динамическом режимах. Для выявления погрешности данных двух моделей необходимо усреднить данные о скорости ветра в динамическом режиме. Усреднение кривой мощности в динамическом режиме произведено при помощи блока «Transfer fcn». Результаты приведены на рисунке 33.

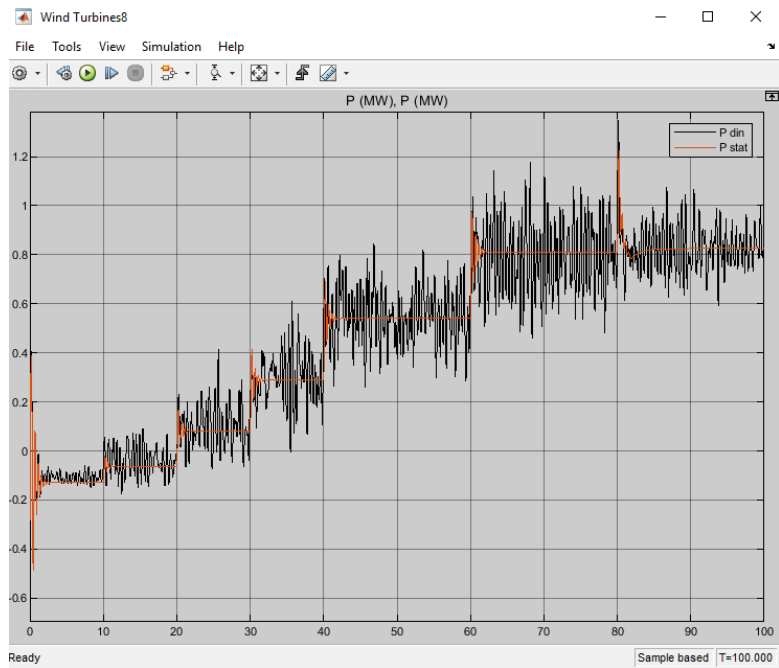


Рисунок 32 – Сравнение графиков основной модели в статическом и динамическом режимах

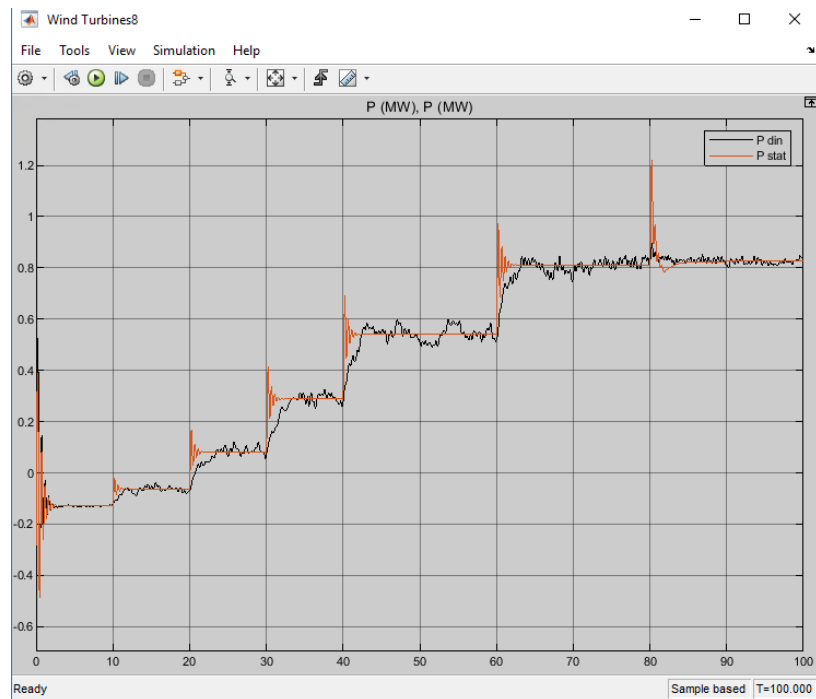


Рисунок 33 – Сравнение вырабатываемой мощности основной модели в динамическом и статическом режимах

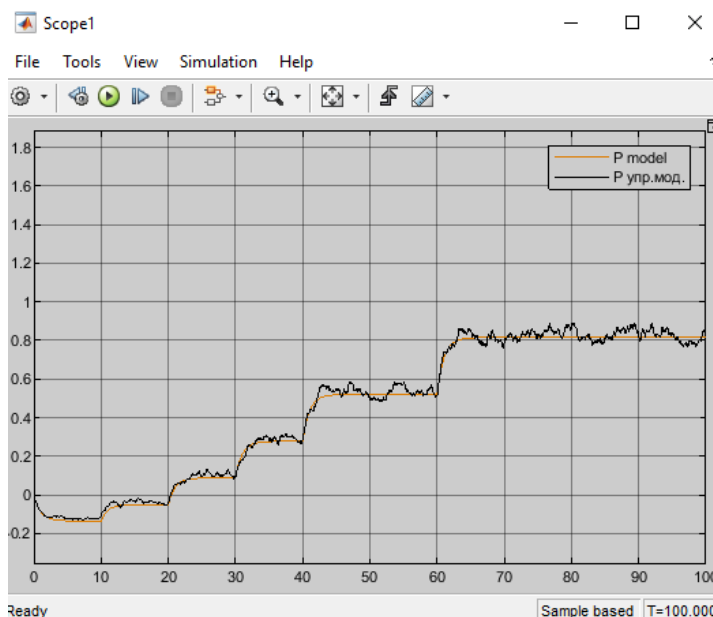


Рисунок 34 – Сравнение вырабатываемой мощности упрощенной модели в динамическом и статическом режимах

Как видно из рисунков 33 и 34, отличие скорости ветра в статическом режиме и усредненной скорости ветра в динамическом режиме очень маленькое, что подтверждает верные настройки модели и правильность ее работы.

2.4 Создание MATLAB-модели анемометра

Как указывалось в разделе 1.7, на метеостанциях для получения данных о скорости и направлении ветра применяют специальные приборы – анеморумбометры. Анеморумбометр является усовершенствованным анемометром с дополнительными датчиками, способными измерять мгновенную скорость ветра и его направление. Для верификации объемов электроэнергии достаточно использовать анемометр, который должен измерять скорость метра в диапазонах работы вытровогенератора, быть защищенным от влаги и иметь цифровой вывод данных на пульт, регистратор или персональный компьютер с возможностью записи данных. Для данных целей подходит анемометр РСЕ-WSAC 50W 24. Диапазон измерения от 2,2 м/с до 50 м/с. Радиодиапазон передачи данных до 750 м. Степень защиты IP65, Вес 680 г.

Модель анемометра построена на основе передаточной функции, переменной в которой является инерционность анемометра. Анемометр имеет малое значение момента инерции. В данной модели значение инерционной постоянной анемометра принимаем 0,0054 с [9]. На рисунке 35 приведена модель анемометра.

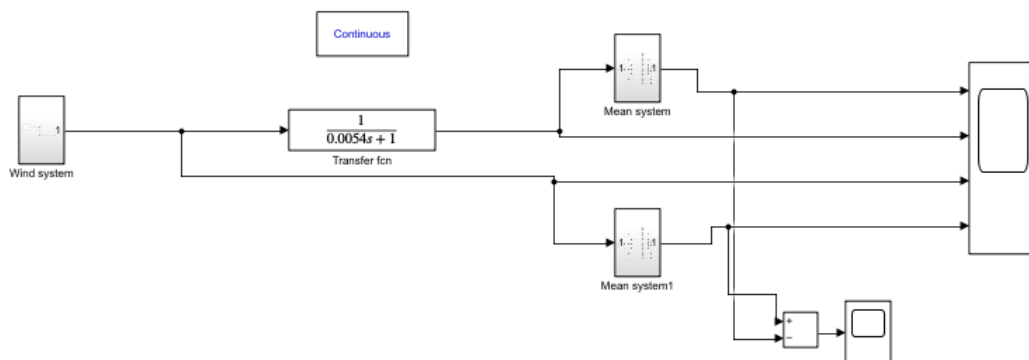


Рисунок 35 – Модель анемометра в электронной среде MATLAB

В качестве преобразователя механического вращения используется блок «Transfer function», где прописывается значение инерционной постоянной. Выборка данных скорости ветра происходит раз в 1 секунду. Частота съема данных соответственно равна 1 Гц. На рисунке 36 приведены результаты моделирования работы анемометра.

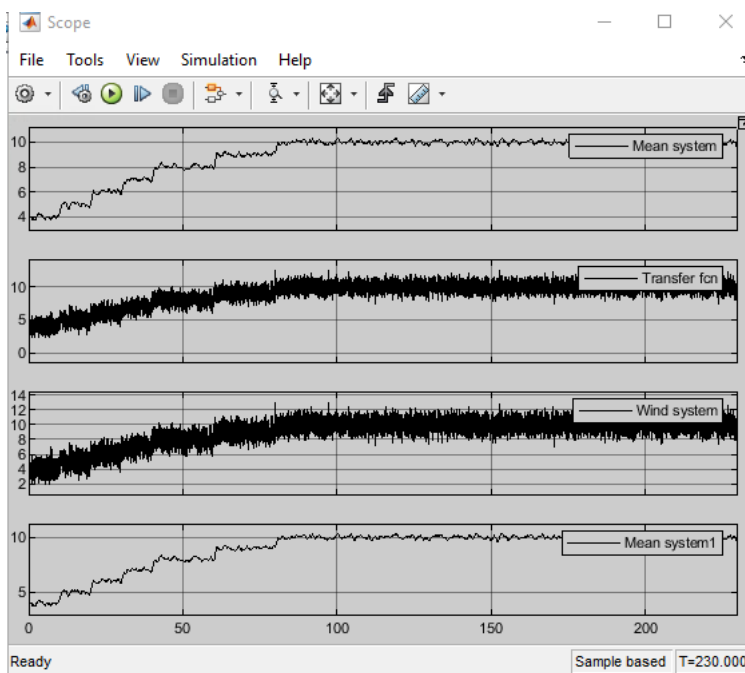


Рисунок 36 – Результаты работ модели

Как видно из рисунка 35, модель анемометра получает на вход значения ветра в динамическом режиме, преобразует входящие значения, моделируя работу движущейся части анемометра и усредняет получающиеся значения согласно частоте съема данных. Выбрав несколько контрольных точек можно проследить разницу усредненных значений. Сравнение результатов по контрольным точкам приведено на рисунке 37.

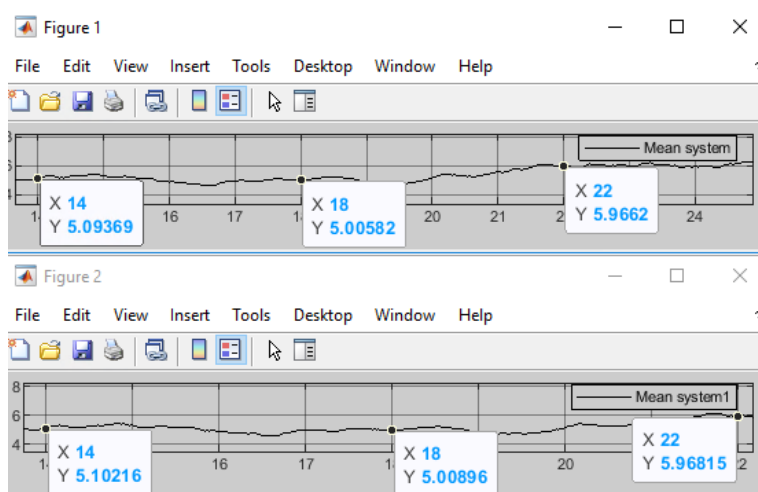


Рисунок 37 – Сравнение значений скорости ветра с результатами
Погрешность получаемых данных приведена на рисунке 38.

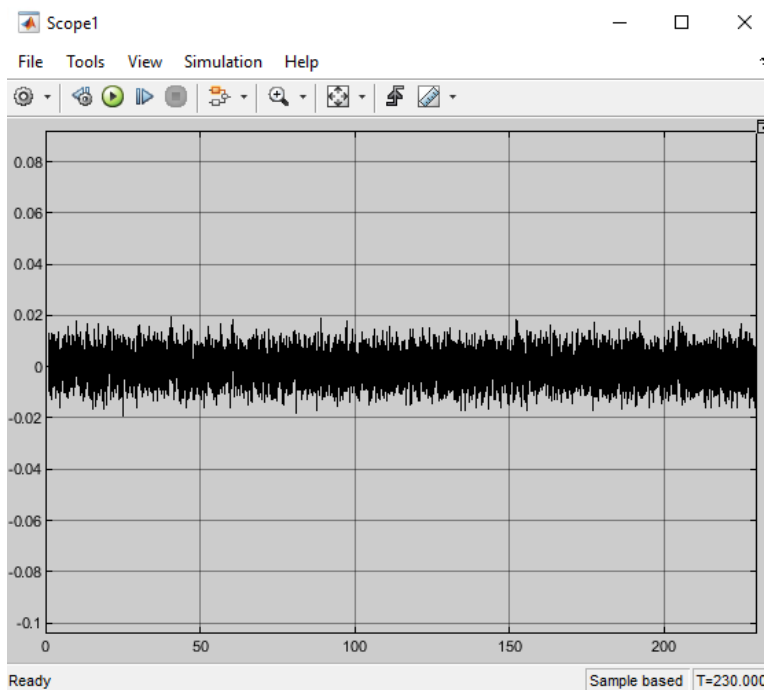


Рисунок 38 – Погрешность данных, получаемых с анемометра.

Погрешность находится в пределах 0,02 с. При скорости ветра от 4 м/с до 10 м/с погрешность составляет максимум 0,35%, что является очень маленьким значением.

Проведенные испытания разработанных моделей подтвердили корректность настройки программных блоков и правильность получаемых результатов. Для понимания работы полученных моделей и механизма загрузки данных и вывода результатов для удобного отображения необходимо объяснить принцип работы модели.

2.5 Принцип работы модели и получения данных о скорости ветра

Разработанная модель сетевой ВЭУ работает при стартовой скорости ветра, равной 4 м/с, что показано на рисунке 17. При скоростях ветра менее 4 м/с турбина вращается под собственным моментом инерции до полной остановки. Номинальное количество электроэнергии вырабатывается при скорости ветра равной 9 м/с, что так же показано на рисунке 17.

Верификация электроэнергии, выработанной ВЭУ, происходит путем загрузки данных скорости ветра за определенный промежуток времени в разработанную модель с заранее настроенными параметрами ВЭУ и генератора, установленного на ее мачте. При запуске программы на блоке scope выводятся кривые вырабатываемых активной и реактивной мощностей.

Данные о скорости ветра получают при помощи анемометра. Периоды съема данных описаны в разделе 1.7. Получаемые данные возможно вносить в качестве переменных в рабочую область программы MATLAB и при помощи определенных блоков программы Simulink загружать их в разработанную модель для определения параметров выработки электроэнергии поднадзорной ВЭУ. Вывод результатов работы программы также может быть осуществлен при помощи блоков программы Simulink в MATLAB и далее сохранен для дальнейшей работы с ним.

В случае выхода из строя основного источника данных о скорости ветра возможно получение данных с любого метеорологического сайта, который сохраняет показатели скорости ветра за определенные промежутки времени. Данный способ является менее точным ввиду больших промежутков между отображениями данных, которые на таких сайтах составляют по 3 часа. В случае выхода из строя анемометра оператор ВЭС должен указать время выхода из строя устройства и время его включения в работу после устранения причины выхода из строя.

Выводы по разделу

В данном разделе была создана модель сетевой ВЭУ на основе параметров NEG Micon NM72С. Результаты моделирования в разных режимах подтвердили первоначальные теоретические представления о работе модели. Основным результатом работы модели является реалистичное отображение выработки электроэнергии и практическое совпадение их с результатами выработки ВЭУ NEG Micon NM72С. Результаты выработки в динамическом режиме, т.е. при наиболее вероятном составе ветра со средней и турбулентной составляющей совпадает с результатами статического режима, что так же подтверждает правильность собранной модели и адекватность получаемых результатов.

Созданная модель работы анемометра выводит данные о скорости ветра с незначительной погрешностью, указанной в разделе 2.4. Таким образом, возможно применение анемометра практически любой конструкции на ВЭС для получения данных о скорости ветра.

Глава 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-технического исследования, оценка его эффективности, уровня возможных рисков, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

- организовать работы по научному исследованию;
- осуществить планирование этапов выполнения исследования;
- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научного исследования;
- рассчитать бюджет проводимого научно-технического исследования;
- произвести оценку социальной и экономической эффективности исследования.

Исследования проводились на ПК при использовании программного обеспечения MATLAB. Исследование проводилось с целью разработки метода независимой верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ. В качестве объекта исследования была выбрана ветроэнергетическая установка NEG Micon NM72C 1.5MW.

3.1 Предпроектный анализ

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

В данном проекте сегментами рынка являются:

- государственные и другие уполномоченные органы и организации, задействованные в системе поддержки возобновляемой энергетики, в частности, орган, осуществляющий выдачу «зелёных» сертификатов на основании верифицированных сведений о производстве «зелёной» электроэнергии;
- статистические органы, собирающие сведения о выработке электроэнергии в секторе возобновляемой энергетики;
- участники рынков электроэнергии и другие субъекты, в силу закона являющиеся донорами системы поддержки возобновляемой энергетики;
- добровольные контрагенты «зелёных» производителей электроэнергии.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В данном научном исследовании разрабатывается модель, благодаря которой будет возможно независимо верифицировать объем электроэнергии, выработанной ВЭУ.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Уменьшение вреда экологии	0,12	5	5	5	0,7	0,42	0,56
2. Надежность	0,2	5	4	3	0,72	0,72	0,72
3. Повышение производительности труда пользователя	0,16	5	4	4	0,75	0,6	0,45
4. Технологичность	0,16	5	3	3	0,6	0,6	0,6
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,14	5	3	3	0,6	0,48	0,48
2. Цена	0,12	4	5	5	0,7	0,42	0,28
3. Время	0,1	5	3	3	0,48	0,6	0,36
Итого	1	34	27	26	4,55	3,84	3,45

Критерии оценки подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Вес показателей в сумме должны составлять 1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

где: K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Основываясь на проведенном анализе конкурентов, можно сказать что проект превосходит конкурентные исследования, что связано с ценой, производительностью, а также скоростью разрабатываемого проекта. Однако уязвимость разрабатываемого проекта в том, что требуется больше времени на его выполнение.

3.1.3 SWOT-анализ

SWOT – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта (таблица 4). Применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Анализ проводится в 3 этапа.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

<p>Сильные стороны С1. Низкая цена проекта С2. Отсутствие подобного исследования на территории области С3. Достаточно высокая точность результатов С4. Экологичность проведенных исследований</p>	<p>Слабые стороны Сл1. Удаленность территории объекта исследования Сл2. Погрешность методов анализа Сл3. Для реализации исследования необходимо привлечение большого массива информации Сл4. Распространённость и доступность объектов исследования</p>
<p>Возможности В1. Расширение сферы участия в проектах, реализуемых в рамках программ ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на исследования</p>	<p>Угрозы У1. Развитие конкуренции У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 5. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		С1.	С2.	С3.	С4.
Возможности проекта					
	В1.	+	+	+	+
	В2.	+	+	+	0

		Слабые стороны проекта			
		С1.	С2.	С3.	С4.
Возможности проекта					
	В1.	-	-	+	-
	В2.	0	-	+	-

		Сильные стороны проекта			
Угрозы		C1.	C2.	C3.	C4.
	У1.	+	+	+	-
	У2.	-	-	-	-

		Слабые стороны проекта			
Угрозы		Сл1.	Сл2.	Сл3.	Сл4.
	У1.	-	-	-	-
	У2.	+	0	+	+

В рамках *третьего этапа* должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 6).

Таблица 6 –SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Низкая цена проекта С2. Отсутствие подобного исследования на территории области С3. Достаточно высокая точность результатов С4. Экологичность проведенных исследований	Сл1. Удаленность территории объекта исследования Сл2. Отсутствие интереса к разработке у производителей «зеленой энергии» Сл3. Для реализации исследования необходимо привлечение большого массива информации Сл4. Распространённость и доступность объектов исследования
Возможности В1. Расширение сферы участия в проектах, реализуемых в рамках программ ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на исследования	Точность результата и наличие резервных мощностей в случае выхода из строя основного метода верификации; Быстрое продвижение исследования в связи с показателем цена/качество. Дополнительный спрос может появиться за счет уникальности исследования и его экологической безопасности.	Необходимо проводить ежемесячный анализ ветра в регионе применения разработки, что сопряжено с большим количеством данных.
Угрозы У1. Развитие конкуренции У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	Создание конкурентоспособного проекта.	Из-за относительной неразвитости возобновляемой энергетики возможно несвоевременное или недостаточное финансирование.

3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполнена специальную форму, содержащая показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта (таблица 7).

При проведении анализа по таблице, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 7 – Оценка степени готовности проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	2	3
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3

Продолжение таблицы 7

8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	5
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	3
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	5	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	5	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	54	51

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

где: $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. В итоге получилось, что разработка является перспективной, а уровень имеющихся знаний у разработчика выше среднего.

По результатам оценки выделяются слабые стороны исследования, дальнейшего улучшения необходимо провести маркетинговые исследования рынков сбыта, разработать бизнес-план коммерциализации научной разработки проработать вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.

3.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для коммерциализации результатов, проведенного исследования будет использоваться следующий метод: торговля патентными лицензиями

Торговля патентными лицензиями, т.е. передача третьим лицам права использования объектов интеллектуальной собственности на лицензионной основе. При этом в патентном законодательстве выделяющие виды лицензий: исключительные (простые), исключительные, полные лицензии, сублицензии, опционы.

Данный метод коммерциализации будет наиболее продуктивным в отношении данного проекта.

3.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта (таблица 8).

Таблица 8 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИ ТПУ	Выпуск высококвалифицированных специалистов
Государственные и другие уполномоченные органы и организации, задействованные в системе поддержки возобновляемой энергетики	Получение метода независимой верификации электроэнергии на «зеленых» предприятиях

В таблице 9 представлена иерархия целей проекта и критерии достижения целей.

Таблица 9 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка метода независимой верификации электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ
Ожидаемые результаты проекта:	Работоспособная модель, применяемая на реальных предприятиях по выработке электроэнергии ВЭУ
Критерии приемки результата проекта:	Соответствие модельных кривых выработанной мощности с реальными при определенных скоростях ветра
Требования к результату проекта:	Требование:
	Разработать модель работы ветрогенератора в статическом режиме;
	Воспроизвести разработанную модель в динамическом режиме;
	Провести обработку полученных данных;
	Выявить возможные слабые места в модели, которые могут привести к погрешностям.

В таблице 10 представлена организационная структура проекта (роль каждого участника, их функции, трудозатраты).

Таблица 10 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1.	Обухов С.Г., НИ ТПУ, д.т.н., профессор ОЭЭ ИШЭ	Руководитель проекта	Консультирование, координация деятельности, определение задач, контроль выполнения.	600
2.	Прокин Д.В., магистрант ОЭЭ ИШЭ	Исполнитель по проекту	Анализ литературных источников, моделирование в системе MATLAB, обработка результатов, написание работы	1600
ИТОГО:				2200

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта (таблица 11).

Таблица 11 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	2057883,73 руб.
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	01.09.2020-31.05.2022
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	15.09.2020
3.2.2. Дата завершения проекта	31.05.2022

3.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом должен включать в себя следующие элементы:

- иерархическая структура работ проекта;
- контрольные события проекта;
- план проекта;
- бюджет научного исследования.

3.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта (рисунок 39).

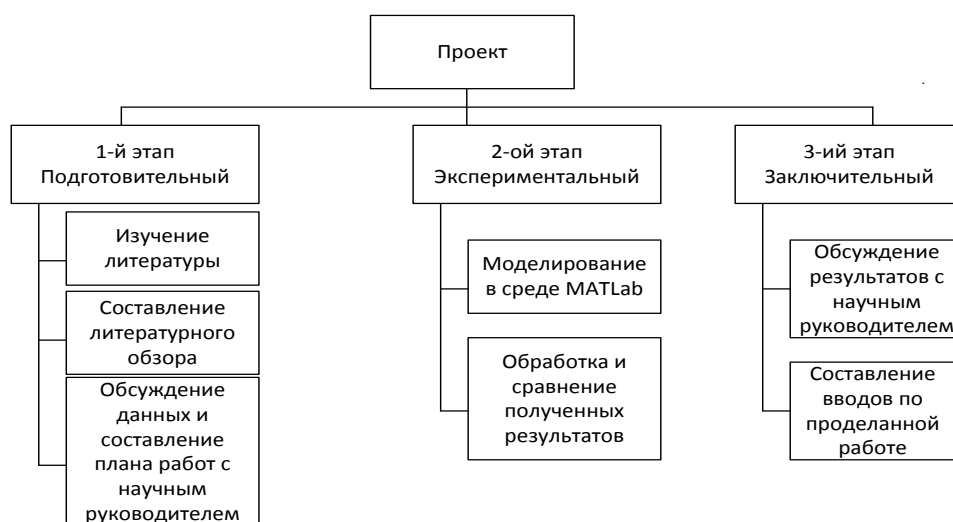


Рисунок 39 – Иерархическая структура работ

3.3.2 План проект

В рамках планирования научного проекта построены календарный график проекта (таблица 12 и приложение В).

Таблица 12 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Утверждение темы магистерской диссертации	7	01.09.2020	07.09.2020	Прокин Д.В., Обухов С.Г.
Согласование плана работ	7	08.09.2020	15.09.2020	Прокин Д.В., Обухов С.Г.
Литературный обзор	138	16.09.2020	31.01.2021	Прокин Д.В.
Моделирование в системе MATLAB	303	31.01.2021	01.12.2021	Прокин Д.В.
Обработка полученных данных и обсуждение результатов	110	01.12.2021	20.03.2022	Прокин Д.В., Обухов С.Г.
Написание отчета	72	20.03.22	31.05.22	Прокин Д.В.
Итого:	637			

3.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты сгруппированы по статьям. В данном исследовании выделены следующие статьи:

1. Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты;
2. Специальное оборудование для научных работ;
3. Заработная плата;
4. Социальные отчисления;
5. Накладные расходы.

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов). В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме (таблица 13).

Таблица 13 – Расчет затрат по статье «Сырье и материалы»

Наименование	Количество, шт	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Тетрадь	2	40,0	80,0
Ручка шариковая	3	31,0	93,0
Ласты А4	2	20	40,0
Печать	150	2	300,0
Энергия	72,072 кВт	3,83	276,03
Всего за материалы	513		
Итого по статье			785,03

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ. В данную статью включены все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по теме НИР (таблица 14).

Таблица 14 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Компьютер (DELL)	1	19000,0	19000,0
2	Программное обеспечение MicrosoftOffice	1	5990,0	5990,0
3	MATLab	1	3975	3975
Итого, руб.:				28965

Расчет основной заработной платы. В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников,

рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 16.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где: Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Расчет заработной платы научно – производственного и прочего персонала проекта проводили с учетом работы 2-х человек – научного руководителя и исполнителя. Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	99	99
- выходные дни	14	14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	24	24
- отпуск	14	14
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	212	212

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} * (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}, \text{ где}$$

$Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

При расчете заработной платы научно-производственного и прочего персонала проекта учитывались месячные должностные оклады работников, которые рассчитывались по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} * K_{\text{р}}, \text{ где}$$

$Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$K_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Согласно информации сайта Томского политехнического университета, должностной оклад (ППС) профессора, доктора наук в 2021 году без учета РК составил 39000 руб. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	39000	1	0,02	1,3	51458	2718,53	212	576329,6
Магистрант	2500	-	-	1,3	3250	171,69	212	36400

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала. В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} * k_{\text{доп}}, \text{ где}$$

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 17 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	576328,6	36400
Дополнительная зарплата	57632,86	3640
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	633961,46	40040

Отчисления на социальные нужды. Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \text{ где}$$

$k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчисления на уплату во внебюджетные фонды.

На основании пп. 7 п. 1 ст. 427 НК РФ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2022 году водится пониженная ставка – 30%. Стипендиальные выплаты студентам, магистрам и аспирантам не облагаются налогом.

Отчисления на социальные нужды составляют:
 $C_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (633961,46 + 40040) = 202200,44$ рублей

Накладные расходы. Расчет накладных расходов провели по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,8 \cdot (633961,46 + 40040) = 539201,2 \text{ руб.},$$

где $K_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов принят 0,8.

Таким образом, затраты проекта составляет 2057883,73 руб., которые приведены в приложении Г.

3.4.1 Организационная структура проекта

Данный проект представлен в виде проектной организационной структуры. Проектная организационная структура проекта представлена на рисунке 40.

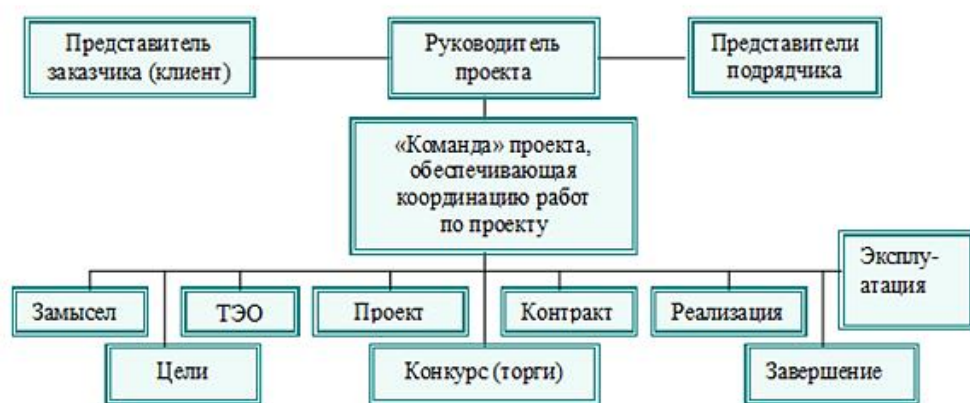


Рисунок 40 – Проектная структура проекта

3.4.2 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта (таблица 18).

Таблица 18 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1.	Статус проекта	Исполнитель	Руководителю	Еженедельно (понедельник)
2.	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель	Руководителю	Ежемесячно (конец месяца)

Продолжение таблицы 18

3.	Документы и информация по проекту	Исполнитель	Руководителю	Не позже сроков графиков и к. точек
4.	О выполнении контрольной точки	Исполнитель	Руководителю	Не позже дня контрольного события по плану управления

3.4.3 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты.

Информация по возможным рискам сведена в таблицу 19.

Таблица 19 – Реестр рисков

№	Риск	Вероятность наступления	Влияние риска	Уровень риска	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Неточность метода анализа	2	5	Низкий	Внешний и внутренние анализы	Низкая точность метода анализа
2	Погрешность расчетов	3	5	Средний	Пересчет, проверка	Невнимательность
3	Отсутствие интереса к результатам исследования	2	5	Низкий	Привлечение предприятий, публикация результатов	Отсутствие результатов исследования

3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности

3.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности используются следующие основные показатели:

- чистая текущая стоимость (NPV);
- индекс доходности (PI);

- внутренняя ставка доходности (IRR);
- срок окупаемости (DPP).

Чистая текущая стоимость (NPV) – это показатель экономической эффективности инвестиционного проекта, который рассчитывается путём дисконтирования (приведения к текущей стоимости, т.е. на момент инвестирования) ожидаемых денежных потоков (как доходов, так и расходов).

Расчёт NPV осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0$$

где: ЧДП_{опt} – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t= 0, 1, 2 \dots n$)

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Расчёт NPV позволяет судить о целесообразности инвестирования денежных средств. Если $NPV > 0$, то проект оказывается эффективным.

Расчет чистой текущей стоимости представлен в таблице 20. При расчете рентабельность проекта составляла **20-25 %**, норма амортизации - 10 %.

$Aг = C_{перв} \cdot H_a / 100 = 19000 \cdot 0,1 = 1900$ руб (за 2 года амортизация составила 3800 руб).

себ=2057883,73 руб.,

Выручка=себестоимость · 1,25=2057883,73 · 1,25=2572354,66 руб.

Таблица 20 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, руб.	0	2572354,66	2572354,66	2572354,66	2572354,66
2	Итого приток, руб.	0	2572354,66	2572354,66	2572354,66	2572354,66
3	Инвестиционные издержки, руб.	-2057883,73	0	0	0	0
4	Операционные затраты, руб. (35% от бюджета)	0	720259,3	720259,3	720259,3	720259,3

Продолжение таблицы 20

5	Налогооблагаемая прибыль(1-4)	0	1852095,35	1852095,35	1852095,35	1852095,35
6	Налоги 20 %, руб.(5*20%)	0	370419,07	370419,07	370419,07	370419,07
8	Чистая прибыль, руб.(5-6)	0	1481676,28	1481676,28	1481676,28	1481676,28
9	Чистый денежный поток (ЧДП), руб.(чистая прибыль+амортизация)	-2057883,73	1485476,28	1485476,28	1485476,28	1485476,28
10	Коэффициент дисконтирования при $i=20\%$ (КД)	1	<u>0,833</u>	<u>0,694</u>	<u>0,578</u>	<u>0,482</u>
11	Чистый дисконтированный денежный поток (ЧДД), руб.(9*10)	-2057883,73	1237401,74	1030920,54	858605,29	715999,56
12	Σ ЧДД		3842927,13 руб.			
12	Итого NPV, руб.		1785043,4 руб.			

$$NPV=3842927,13 \text{ руб.} - 2057883,73 \text{ руб.}=1785043,4 \text{ руб.} > 0$$

Коэффициент дисконтирования рассчитан по формуле:

$$КД = \frac{1}{(1 + i)^t}$$

где: i – ставка дисконтирования, 20 %;

t – шаг расчета.

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 1663471,9 рублей, что позволяет судить об его эффективности.

Индекс доходности (PI) – показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала. Данный показатель позволяет определить инвестиционную эффективность вложений в данный проект. Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0 > 1$$

где: ЧДП - чистый денежный поток, руб.;

I_0 – начальный инвестиционный капитал, руб.

Таким образом PI для данного проекта составляет:

$$PI = \frac{3842927,13}{2057883,73} = 1,86.$$

Так как $PI > 1$, то проект является эффективным.

Внутренняя ставка доходности (IRR). Значение ставки, при которой обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или IRR. Формальное определение «внутренней ставки доходности» заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой суммы дисконтированных притоков денежных средств равны сумме дисконтированных оттоков или =0. По разности между IRR и ставкой дисконтирования i можно судить о запасе экономической прочности инвестиционного проекта. Чем ближе IRR к ставке дисконтирования i , тем больше риск от инвестирования в данный проект.

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость представлена в таблице 21 и на рисунке 41.

Таблица 21 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV, руб.
1	Чистые денежные потоки, руб.	-2057883,73	1485476,28	1485476,28	1485476,28	1485476,28	
2	Коэффициент дисконтирования						
	0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	0,3	1	0,769	0,592	0,455	0,350	
	0,4	1	0,714	0,510	0,364	0,260	
	0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	0,6	1	0,625	0,390	0,244	0,153	
	0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,112	
	0,8	1	0,556	0,309	0,171	0,095	
	0,9	1	0,526	0,277	0,146	0,077	
	1	1	0,500	0,250	0,125	0,062	
3	Дисконтированный денежный поток, руб.						
	0,1	-2057883,73	1350297,94	1227003,41	1115592,69	1014580,30	2649590,60
	0,2	-2057883,73	1237401,74	1030920,54	858605,29	715999,57	1785043,41
	0,3	-2057883,73	1142331,26	879401,96	675891,71	519916,70	1159657,89
	0,4	-2057883,73	1060630,06	757592,90	540713,37	386223,83	687276,44
	0,5	-2057883,73	990812,68	659551,47	438215,50	294124,30	324820,22
	0,6	-2057883,73	928422,68	579335,75	362456,21	227277,87	39608,78

Продолжение таблицы 21

	0,7	-2057883,73	873460,05	497634,55	301551,68	166373,34	-218864,10
	0,8	-2057883,73	825924,81	459012,17	254016,44	141120,25	-377810,06
	0,9	-2057883,73	781360,52	411476,93	216879,54	114381,67	-533785,07
	1,0	-2057883,73	742738,14	371369,07	185684,54	92099,53	-665992,46

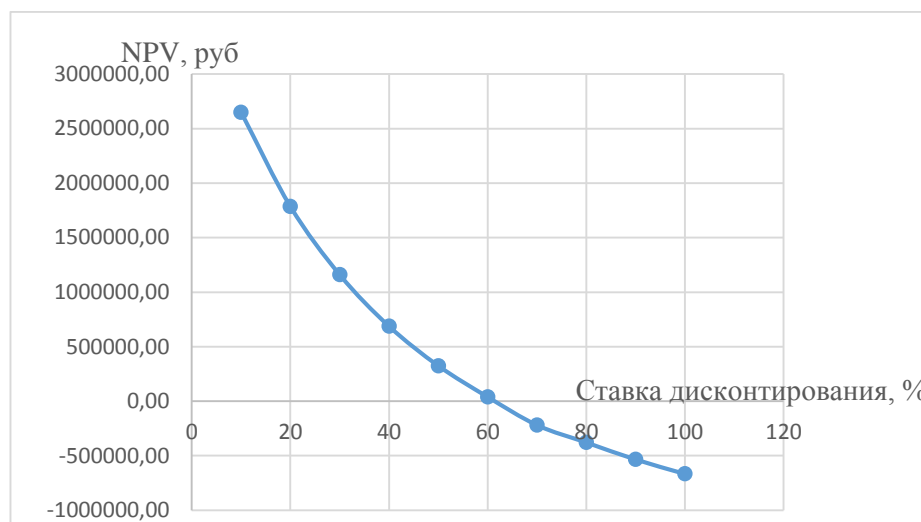


Рисунок 41 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,62.

$IRR > i$, проект эффективен.

Запас экономической прочности проекта: $62\% - 20\% = 42\%$

Дисконтированный срок окупаемости. Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости. То есть это время, за которое денежные средства должны совершить оборот.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 22).

Таблица 22 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$), руб.	- 1916954,12	1237401,74	1030920,54	858605,29	715999,56
2	То же нарастающим итогом, руб.	- 1916954,12	-820482	210438,55	1069043,84	1785043,4
3	Дисконтированный срок окупаемости	$DRR_{диск} = 1 + (820482/1030920,54) = 1,79$ года				

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты (таблица 23).

Таблица 23 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Использование дизельных генераторов для выработки электроэнергии на предприятиях, которые должны вырабатывать электроэнергию лишь при помощи возобновляемых источников	Отказ от использования дизельных генераторов ввиду использования данной разработки, предназначенной для верификации электроэнергии
Повышенный шум от дизельных генераторов при их работе	Уменьшение шума от исключения работы дизельных генераторов

3.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу

расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где: $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы (таблице 24).

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Выход продукта)	0,20	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	3
3. Надежность	0,15	5	5	4
4. Безопасность	0,15	5	5	5
5. Простота эксплуатации	0,15	5	4	4
6. Возможность автоматизации данных	0,20	5	3	3
Итого	1	30	25	23

$$I_m^p = 5 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,20 = 5$$

$$I_1^A = 5 \cdot 0,20 + 3 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 = 4,15$$

$$I_2^A = 4 \cdot 0,20 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 = 3,8$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{финр}^p$ и аналога $I_{финр}^a$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}; I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}$$

где: $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{финр}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{финр}}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Сравнительная эффективность разработки по сравнению с аналогами представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,18	0,16	0,16
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,50	3,85	4,00
3	Интегральный показатель эффективности	23,12	22,83	23,03
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,02	1,01	1,0

Выводы по разделу

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять, что разработанный вариант проведения проекта является наиболее эффективным при решении поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения раздела финансового менеджмента определена чистая текущая стоимость, (NPV), равная 1785043,4 руб.; индекс доходности $PI=1,86$, внутренняя ставка доходности $IRR=62\%$, срок окупаемости $PP_{\text{дск}}=1,79$ года.

Таким образом мы имеем ресурсоэффективный проект с высоким запасом финансовой прочности и коротким сроком окупаемости.

Заключение

Верификация объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ, является важным фактором в современном развивающемся направлении электроэнергетики. Возобновляемая энергетика все больше и больше внедряется по всему миру. В разных странах вводятся поощрительные меры для генерирующих предприятий, основанных на возобновляемой энергетике. К мерам поддержки таких предприятий относятся специальные тарифы и премии к рыночной цене электроэнергии, гарантированные платежи за предоставляемую ими мощность генерирующих объектов (такая система поддержки действует на российском оптовом рынке электроэнергии и мощности), регулируемые цены на торгуемые «зелёные» сертификаты, инвестиционные гранты и прямое государственное финансирование (субсидирование) строительства отдельных элементов инфраструктуры новых генерирующих объектов, их подключения к национальной электросети и многие другие меры поддержки. Именно по этой причине необходимо внедрять системы проверки «зеленых» предприятий. В попытках сохранить субсидии и гарантированные платежи, такие предприятия могут завышать показатели выработки. Разработанная в данной работе модель верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ, призвана стать инструментом, при помощи которого контролирующие органы смогут проводить проверки и выявлять недобросовестных производителей электроэнергии. **Научная новизна** данной темы заключается в отсутствии удобного и простого механизма верификации выработанной электроэнергии на ВЭС.

Разработанная модель спроектирована в программном комплексе MATLAB. Она содержит основную модель с обширным количеством блоков, подсистем и большим количеством настроек как блоков в отдельности, так и каждой подсистемы. Данная модель была спроектирована с целью получения мощностных характеристик ВЭУ по указанным параметрам. В качестве исходных данных была взята ВЭУ NEG Micon NM72C 1,5MW с техническими характеристиками, указанными в таблице 1 раздела 2.1 настоящей работы.

Результаты разработанной модели сошлись с мощностными характеристиками NEG Micon NM72С. Упрощенная модель была построена на основе уравнения мощностной характеристики, полученной ранее. Работа обеих моделей была сравнена в двух разных режимах – статическом и динамическом. Динамическая модель ветра была построена по [11]. Результаты работы каждой из моделей в каждом из двух режимов сошлись. Таким образом, разработанная модель для верификации объемов электроэнергии, выработанной ВЭУ, может применяться по назначению, а также для ВЭУ на основе других типов генераторов с изменением настроек модели и проверки ее корректной работоспособности

Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был направлен на оценку коммерческой составляющей проекта. Были определены сильные стороны проекта, такие как отсутствие аналогов, достаточная точность результатов, а также слабые стороны, угрозы для продвижения. В разделе был просчитан и проанализирован бюджет проекта, заработные платы участников проекта за время его создания. Был рассчитан срок окупаемости проекта, который составил

Литература

- 1) Положение о Конкурсе технологических идей в области возобновляемой энергетики «Зеленая Сова – 2020»
- 2) ГОСТ Р 51990-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Классификация.
- 3) Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т «Харьк. авиац. ин-т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун-т, 2004. – 519 с.
- 4) Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж. Методика исследования динамических характеристик ветрогенераторов: статья в журнале – научная статья. – М.: 2011. - 4 с.
- 5) ГОСТ Р 54418.12.1-2011 (МЭК 61400-12-1:2005) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 12-1. Измерение мощности, вырабатываемой ветроэлектрическими установками. - М.: Стандартиформ, 2013.
- 6) Сабинин Г.Х. Теория идеального ветряка. С.с.с.р. № 200 научно-техническое Управление ВСНХ № 200. Труды центрального АэроГидродинамического Института. Выпуск 32.
- 7) En.wind-turbine-models.com. [Электронный ресурс]. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/151-neg-micon-nm-72c-1500>.
- 8) Моделирование в электроэнергетике. [Электронный ресурс]. URL: <https://simenergy.ru/simulation/modeling-primary/66-equation-rotor#:~:text=Механическая%20инерционная%20постоянная%20ротора%20,под%20действием%20номинального%20вращающего%20момента>.
- 9) Научная статья. Воропаев А.А. URL: <https://www.c-o-k.ru/library/document/13057/36229>.
- 10) Обухов С.Г. Ветроэнергетические установки малой мощности. Технические характеристики, моделирование, рациональный выбор.

11) DOI 10.31489/2020No1/77-84 UDC 621.311.25:621.548:551.55-026.51
DYNAMIC WIND SPEED MODEL FOR SOLVING WIND POWER PROBLEMS
Obukhov S.G.1 , Plotnikov I.A.1 , Masolov V.G.2

12) РД 52.04.614-2000 «Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Выпуск 3. Часть II. Обработка материалов метеорологических наблюдений»

13) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

14) СП 2.4.3648-20 Санитарно-эпидемиологические требования к организациям воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи

15) ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя.

16) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

17) СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

18) Пособие к МГСН 2.06-99 Расчет и проектирование искусственного освещения помещений общественных зданий.

19) ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

20) ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования», при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности.

21) ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Приложение А

(справочное)

Chapter 5. Ways to verify the amount of electricity generated by wind power

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM03	Прокин Дмитрий Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ ИШЭ	Обухов С.Г.	Д.Т.Н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Демидова О.М.	-		

List of acronyms

RES - renewable energy sources;

VEU - wind power plant;

AG - asynchronous alternator;

SG - synchronous generator;

VL - overhead line;

WT - wind turbine;

WES - wind power plant;

T - transformer;

IP - power supply.

Introduction

The energy transition to renewable energy sources (RES) is recognized worldwide as one of the main ways to counteract pollution and climate change. More and more installations capable of converting different types of energy into electricity are being introduced everywhere. Wind power plants (WPPs) are one of the most common ways of generating clean electricity worldwide due to their almost ubiquitous applications.

Wind energy is almost universally available at any time of the year, whereas solar energy is quite difficult to obtain in winter. Wind generators are quite safe for humans, do not affect the near-earth temperature and do not require special disposal in cases of exhaustion or breakdown.

The use of wind farms is gaining momentum in Russia. There are active wind farms in 8 European regions of Russia, and there are also isolated energy systems with wind turbines in northern Siberia and Kamchatka.

The Paris Agreement (adopted by Russia in September 2019) was signed in view of the declining global average temperature, which provides for "keeping the increase in global average temperature well below 2°C above pre-industrial levels and making efforts to limit the temperature increase to 1.5°C". [1]. Development of renewable energy in all directions is the main tool to solve this problem.

The relevance of this topic is that state support for "green" generation facilities reaches significant amount in both material and legislative terms. However, due to the lack of control over green energy production by the authorities concerned, generators, due to many factors, may produce green electricity using "dirty" technologies in order to obtain state support.

The aim of the work is to develop a method for the independent verification of the amount of electricity generated by a wind turbine at a particular generating facility.

The object of research in this paper is a horizontal type network wind turbine based on an asynchronous motor with a short-circuited rotor.

Subject of research: power generation of a grid wind turbine at operating wind speeds.

The aim of the work is to develop a method for independent verification of the volumes of electricity generated by wind turbines at a particular generating facility.

To implement the method of independent verification of the volumes of electricity generated by wind turbines, it is necessary to solve the following tasks:

- 1) A prototype model of a grid-connected wind turbine should be created and tested at different wind speeds to obtain power characteristics;
- 2) Create a simplified model of a prototype wind turbine and simulate its operation at the same wind speeds;
- 3) Compare the results of the experimental and simplified model;
- 4) Create a dynamic wind model with a turbulent component;
- 5) Check the performance of the wind turbine models under the influence of the dynamic wind model;

The research method used to achieve the set results is modeling in the MATLAB electronic environment.

The reliability of the results is proved by the use of licensed MATLAB software and the comparison of the results obtained during modeling with the results of scientific papers on related topics.

Scientific novelty. A method based on a software model has been developed to verify the amount of electricity generated by a network wind turbine with an asynchronous motor with a short-circuited rotor.

The practical value of the results of the work. The developed model can be used for public and private inspections of the generated power at wind farms built on the basis of wind turbines with an asynchronous motor with a short-circuited rotor.

Personal contribution of the author. The results of the development and creation of a model for the verification of electricity volumes, the results obtained and their verification were carried out by the author together with the supervisor.

5.1 Relevance of the problem under study

There are government support measures for renewable energy that have been implemented in many countries. Such measures include:

- special tariffs and premiums to the market price of electricity for "green" (renewable energy) producers;
- guaranteed payments for the generating capacity they provide (such a support system is in place in the Russian wholesale electricity and capacity market);
- regulated prices for tradable green certificates, which are issued for each megawatt hour of electricity produced;
- investment grants and direct public financing (subsidies) for the construction of certain elements of the infrastructure of new generation facilities, their connection to the national electricity grid, etc.

This makes economic sense to the extent that buyers of goods, works and services in consumer markets in general are willing, all other things being equal; to pay more if the producer and/or the production process (technology) in their view is associated with the use of green electricity. In both cases, the fundamental conditions for the sustainability of the systems are the general confidence in the data that

- the specific generating facility actually produced the amounts of electricity declared by the owner;
- the volumes indicated are actually produced from renewable energy sources and not from any other sources.

Confirmation of production volumes is ensured by reliable electricity metering, with reliable readings guaranteed by an independent third party, and transparent mechanisms for verification, monitoring, etc.

The main focus of verification of electricity generated by renewable energy is the independent, objective verification that a renewable energy source has actually been used to generate that amount of electricity at the generating facility during that period of time, as declared by the owner of the generating facility.

Verification of electrical energy generated by wind turbines can be based on

already existing methods used in aerological studies. Such methods are:

- 1) Use of meteorological data;
- 2) The use of anemometers.

However, this only produces data that in itself only provides information on wind speed. Further calculations are required to produce electricity based on wind readings and the technical data of the wind turbine. Such calculations are quite time consuming and can only serve as an alternative means of verification. As part of this work, it is necessary to create a model that will display data on wind turbine power generation according to the given parameters.

An important point for solving the tasks is to obtain data on wind speed, which will be used in the development of the method. The method of obtaining correct wind speed data is discussed below.

5.2 Problems in obtaining correct wind speed data

In order to fulfil the task, some problems arising from the wind flow characteristics and the technological imperfections of the existing data acquisition mechanisms need to be solved.

The power measurement technique is related to the accuracy of wind speed and atmospheric parameters measurement. GOST R 54418.12.1-2011 (IEC 61400-12-1:2005) recommends the use of cup anemometers for wind speed measurement. This instrument gives stable readings and is generally recognized for wind speed measurements.

The factors affecting the instrument readings are turbulence in the incoming airflow, temperature, air density and average angle of deflection of the airflow.

In addition to the factors mentioned above, it is possible that the instrument may fail or that data cannot be taken for other reasons. In such a case, a backup source of wind speed information is required. This source may be information from a nearest meteorologic station. There is a concept of instantaneous wind speed and average wind speed. Instantaneous wind speed is measured with a Wilde weather vane or low-inertia

anemometers.

The difference between average wind speed and instantaneous values is that exactly the average speed that affects the energy production. It is the exposure time and the surface area swept by the wind turbine that is important.

The average wind speed over the time interval v_{cp} is calculated as the ratio of sum of the measured instantaneous speed values v_i to the number of measurements n :

$$v_{cp} = \frac{\sum v_i}{n} \frac{M}{c} ,$$

Where $\sum v_i$ is the sum of the measured wind speeds, n is the number of measurements.

It is worth noting that anemometer readings are strongly influenced by wind gusts, which in turn depend on the macro- and microrelief of the surrounding terrain. Furthermore, the measured wind speed is the average of the horizontal component of the instantaneous wind speed vector, including only the longitudinal and lateral (transverse) components. The vertical, turbulent component is excluded [6].

The turbulent component of the wind results from the fluctuation of the wind over time. Such oscillations can occur in fractions of a second. In practical considerations, such oscillations are of little interest because they are negligible. Of interest are oscillations occurring over times ranging from one second to several hours [10]. The spectral distribution of the horizontal wind speed is shown in figure 45. This distribution was obtained by Van der Hoven by measuring the wind speed on a 125-metre meteorological tower.

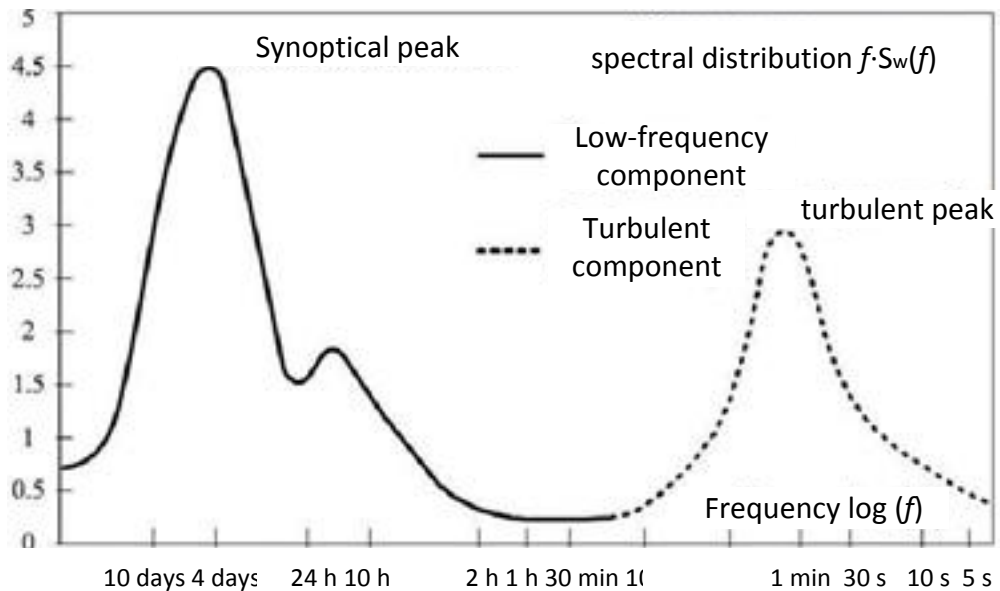


Figure 45 – Horizontal wind speed spectrum [10]

According to the graph, diurnal fluctuations occur in a time interval ranging from a few hours to several days. Turbulent fluctuations occur in seconds, minutes. This makes it possible to create a wind model by superimposing independent time discretization of the wind [10].

The features of the wind composition and its registration considered in this section allow us to proceed to the description of the types of wind turbines and the process of developing the model for verifying electricity volumes.

5.3 Classification of wind turbines

There are different designs of wind turbines. The main types of designs are horizontal and vertical, shown in Figure 46 and 47 respectively.



Figure 46 – Horizontal wind turbine generator [2]

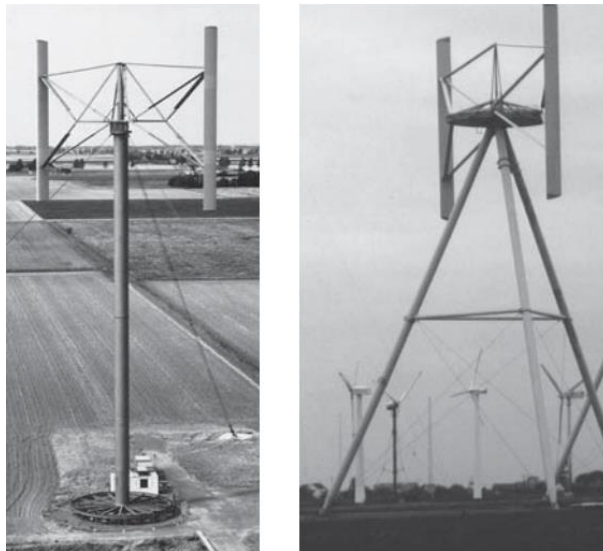


Figure 47 – Vertical wind turbine generator [2]

A big advantage of vertical wind turbines is their ease of maintenance. The main parts of this type, which require revisions and maintenance, are located on the ground, which justifies the ease of maintenance. Vertical wind turbines operate in weak

winds; they are independent of the wind flow direction and produce less noise than horizontal wind turbines. Vertical wind turbines have the following types of rotors:



Figure 48 – Savonius orthogonal rotor



Figure 49 – Darier orthogonal rotor



Figure 50 – Helical rotor



Figure 51 – Orthogonal rotor with straight blades

The main disadvantage is the rotation speed. These wind turbines are not able to rotate at the same speed as horizontal wind turbines, which affects electricity generation.

Horizontal wind turbines are also called wing wind turbines. This type is equipped with two, three or more blades. An important disadvantage of this type is the need to orient in the wind direction and adjust the blade angle, which makes the design more complicated and expensive. In addition, all power parts of this type are located in the tower of the wind turbine, which complicates the maintenance of the mechanisms.

The classification of wind turbines also distinguishes between direct current wind turbines and alternating current wind turbines according to the type of electrical power generated. In terms of the purpose, control and structure of the power generation system, VEPs are divided into stand-alone, grid-connected and hybrid. Stand-alone wind turbines operate independently of other power sources be they substations or other energy facilities. Grid-connected wind turbines are connected to the larger power grid and operate in parallel with it. Hybrid wind turbines are connected in parallel to diesel power plants, small hydro power plants and other independent sources of power generation.

This paper deals with electrical alternating current wind turbines. These units are equipped with asynchronous generators or synchronous generators. The simplest type of propulsion system is the asynchronous machine. It does not require any additional starting and control circuits, is the easiest to construct in the case of a squirrel

cage rotor and is quite common in the modern world. It is for these reasons that the development of the verification model in this paper is based on squirrel cage induction wind turbines [2].

Asynchronous machines have the following advantages:

- A short-circuit in the load circuit causes the AG excitation to disappear. This does not require the installation of additional generator protection;
- The short-circuited core system of the magnetically symmetrical rotor is a complete damping winding. The power quality is of a sufficiently high standard in asymmetric load conditions.
- For higher frequency AG, where the current frequency is increased by increasing the rotor speed, more stable excitation after short-circuits.

Switching asynchronous generators into parallel operation with the power system is much easier than switching synchronous generators on.

The main disadvantages of AG are the complexity of frequency and voltage stabilization circuits. Therefore, the most promising area of application of AG in power generation systems of wind power plants is development of special designs of AG, which reduce disadvantages of asynchronous squirrel cage motors in generator mode [9].

The next section will describe the operating characteristics of the wind turbine, which will be used in the development of the verification method.

5.4 Operating characteristic of the wind turbine

The operating characteristic (power curve) describes the dependence of the generated power on the wind speed. If you know the parameters of the performance curve, you can automatically calculate the power generated by the wind turbine.

The capacity of a wind turbine depends on the wind speed and radius of the wind wheel [4]

$$P_{WT} = 0.5 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \eta \cdot R^2 \cdot V^3 \cdot C_p,$$

where ρ – air density, kg/m^3 ; η – electromechanical conversion efficiency; R –

wind wheel radius, m; V – wind speed, m/s; C_p – wind energy utilization factor.

The electromechanical conversion efficiency is composed of the losses in the electric machine η_G and the multiplier η_M . If these data are absent in the technical specification of the wind turbine, their values can be approximated from the following ratios [8]:

$$\eta_G = 0.7 \div 0.95, \eta_M = 0.8 \div 0.9$$

Thus, the wind energy changes in proportion to the cube of its speed. The wheel can convert some of this energy into useful work, which is estimated by the energy utilization factor C_p . This coefficient can be found from the operating characteristic of the wind turbine and the expression for finding P_{WT} .

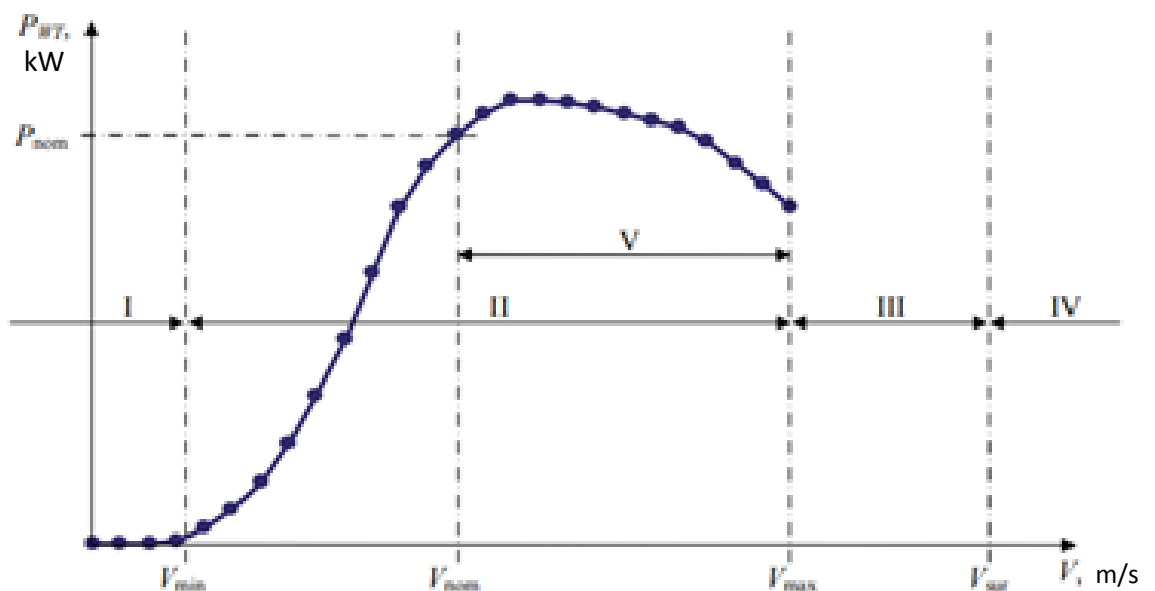


Figure 52 – Operating characteristic of a wind turbine [10]

Zone I - wind speed is less than the starting speed. No energy is generated;

Zone II - wind speed is greater than the starting wind speed but less than the maximum operating wind speed. Power generation zone;

Zone III - wind speed is greater than the maximum operating speed, but less than the wind storm speed. No power is generated because the wind wheel has stopped due to the risk of collapse;

Zone IV - mechanical failure zone of the wind turbine; V zone - wind wheel speed control zone.

5.5 Determining the position of the anemometer in space

In order to obtain unbiased wind speed data, the location of the instrument should be marked. There are several installation options:

- on the tower directly behind the wind turbine blade;
- in front of the windmill at some distance;

In accordance with GOST R 54418.12.1-2011 (IEC 61400-12-1:2005), all airflow directions that produce aerodynamic trails from adjacent wind turbines and other aerodynamic obstacles must be excluded in accordance with the method [6].

We assume that the anemometer is installed in front of the wind turbine at some distance. In this case we exclude the turbulence component that occurs when the wind passes through the blades of the turbine wheel. The occurrence of turbulence is shown in Figure 53. According to the ideal wind turbine theory developed by G.H. Sabinin, there is a turbulence zone immediately behind the wind turbine, formed by the passage of the wind flow through the rotating turbine.

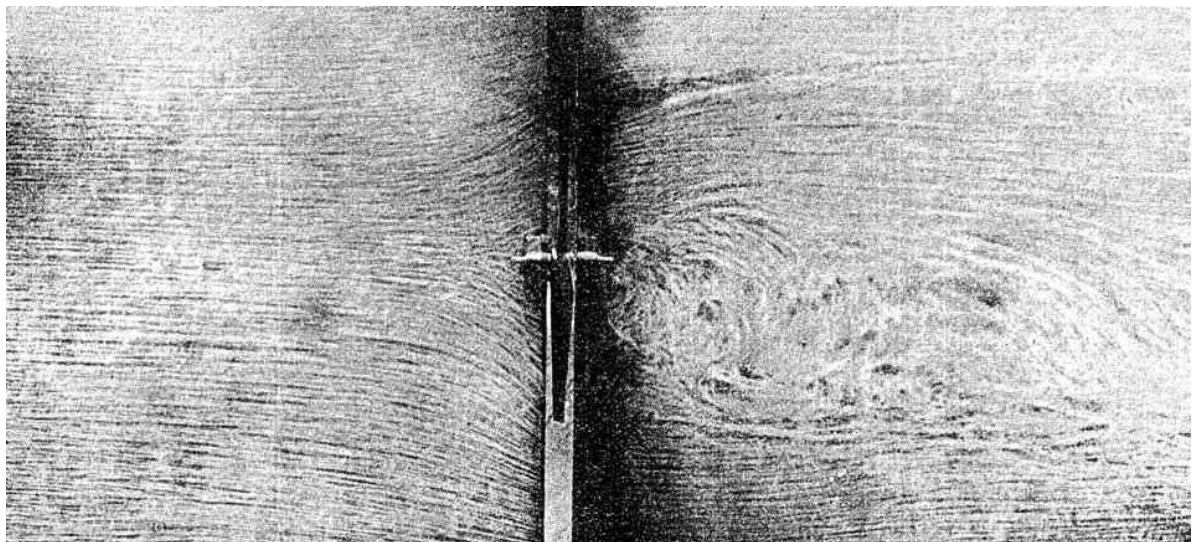


Figure 53 – Spectrum of a two-bladed wind turbine obtained at the Aerodynamic Laboratory in Kuchin [7]

There are certain requirements for the distance to the meteorological mast and the maximum permissible measurement sectors shown in Figure 54.

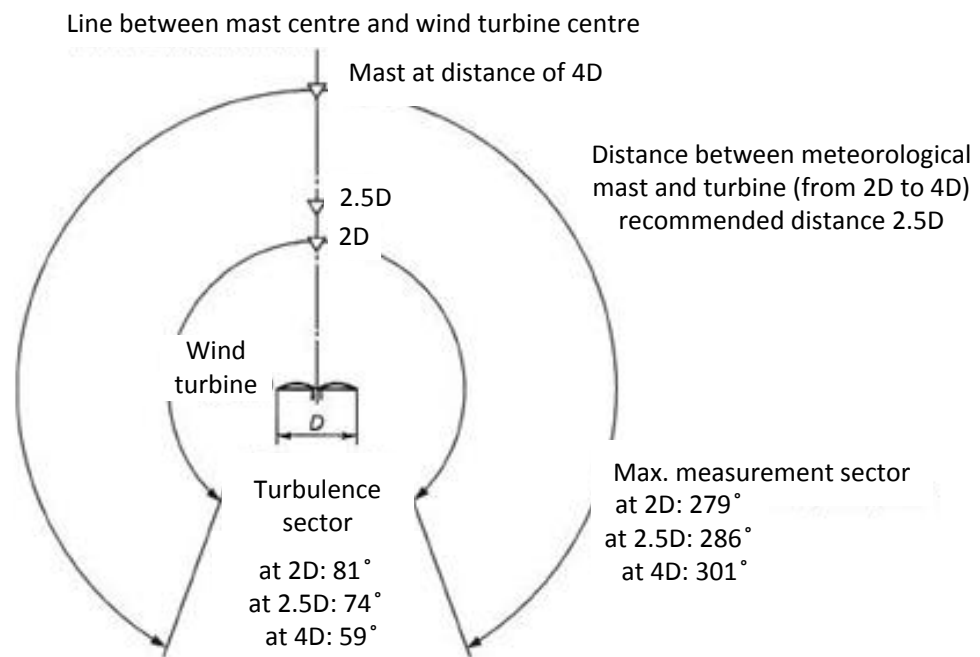


Figure 54 – Requirements for meteorological mast distance and maximum permissible measurement sectors [6]

As recommended, the distance from the anemometer mast to the turbine should be 2.5 times the diameter of the wind turbine.

Horizontal wind turbines are equipped with anemometers. Anemometers are used to control wind turbines at different wind speeds. Control means the supply of control element signals based on the signals received from the anemometer to rotate the wind turbine blades, stopping it at wind speeds greater than the maximum operating speed. In this regard, the question arises with the correct location of the anemometer, discussed below.

However, the described location of the anemometer is not always possible due to the large number of wind turbines and their height. Anemometers, which are designed for control, are located on each wind turbine on the gondola. An anemometer for recording wind speed data can be used in a single copy and located on a separate mast at a height comparable to the height of installed wind turbines. Data recording by such anemometers must occur according to certain requirements applicable to such measurements. The requirements for recording wind speed data are given in the following paragraph.

5.6 Recording wind speed data

Control of the results of meteorological observations at meteorological stations takes place according to [12]. The basic instrument for taking wind speed readings is an anemometer. The maximum wind speed for a 10-minute averaging interval shall be recorded during observations with an anemometer. A wind vane is recognized as an auxiliary instrument. When two of these instruments are output, the data are recorded by visual observation.

Currently, an 8-term observing system is used. Observations take place in Greenwich Mean Time, every three hours, starting at 12 o'clock and ending at 21 o'clock. Thus, the wind data fixing at the wind farm should take place according to [12], since if the anemometer at the wind farm fails, data from the meteorological sites mentioned in the next section of this paper will be used as a backup source of wind speed information.

Thus, the recording of wind data at the wind farm should take place according to [12], because when the anemometer fails at the wind farm, data from meteorological sites will be used as a backup source of wind speed information. An alternative data source is discussed in the next section of this paper.

5.7 Alternative source of wind speed data

In case of failure of the anemometer or inability to collect data for other reasons, an alternative source of wind speed data should be provided.

Such a source could be information from active meteorological stations of the Rosgidromet network (RU_RIHMI-WDC_2667). A list of such stations and their locations are given on the website esimo.ru. Having determined local identifier it is possible to output data via weather schedule website rp5.ru in the form of an archive.

This method is the least accurate due to the inability to trace the dynamics of wind changes in the period between data acquisitions, as well as the possible distance

of the weather station from the location of the monitored wind turbine. However, as a back-up method, a table of archive data seems to be a convenient option due to the possibility of integrating cells into the mechanism of automatic calculation of the power generated by the wind turbine.

5.8 Verification of the amount of electricity generated by wind power

The main challenge in implementing verification measures is to organize the acquisition of wind data, convert it into capacity figures and compare it with the actual performance of the generator.

As mentioned above, the use of cup anemometers is recommended. In this case it is possible to receive the readings directly to a computer via an interface in the form of tables, graphs or wind charts.

For the purposes of this topic, it is convenient to use tables of data from the instrument. With the right programming, the data can be displayed in any programme that is capable of automatically calculating the required values. One possible software application for displaying indicators and calculating required values is an MC Excel spreadsheet. The data obtained can be converted into the electricity generated by the wind turbine according to the known power characteristics. The main objective of this method of electricity verification is to programme the database correctly and organize the calculation of values to visualize the amount of electricity generated by wind turbines.

Conclusions

The main findings and conclusions of the section should highlight the main steps in solving the task at hand:

1. A prototype model of a grid-connected wind turbine should be created and tested at different wind speeds to obtain power characteristics;
2. Create a simplified model of a prototype wind turbine and simulate its

operation at the same wind speeds;

3. Compare the results of the experimental and simplified model;
4. Create a dynamic wind model with a turbulent component;
5. Check the performance of the wind turbine models under the influence of the dynamic wind model;
6. Compare the data and draw conclusions.

Приложение Б – Вид таблицы архива погоды с сайта rp5.ru

29430.05.02.2021.05.02.2021.1.0.0.ru.utf8.00000000.xls [Режим совместимости] – Excel



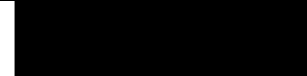
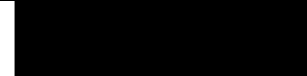
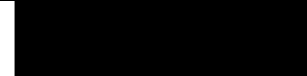
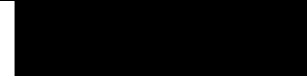













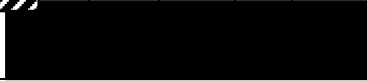
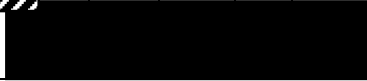
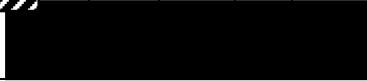
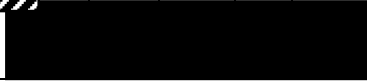
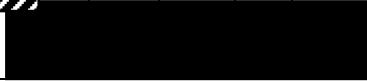
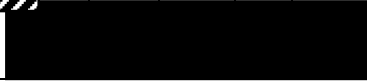
Файл Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид Office Tab Что вы хотите сделать? Вход Общий доступ

Вставить Arial 10 Ж К Ц Шрифт Выворачивание Выравнивание Число Общ. Форматировать как таблицу Стили Условное форматирование Вставить Удалить Формат Сортировка и фильтр Найти и выделить

29430.05.02.2021.05.02.2021.1.0.0.ru.utf8.00000000.xls [Режим совместимости]

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	# Метеостанция Томск, Россия, WMO ID=29430, выборка с 05.02.2021 по 05.02.2021, все дни																
2	# Кодировка: UTF-8																
3	# Информация предоставлена сайтом "Расписание Погоды", rp5.ru																
4	# Пожалуйста, при использовании данных, любезно указывайте названный сайт.																
5	# Обозначения метеопараметров см. по адресу http://rp5.ru/archive.php?wmo_id=29430&lang=ru																
6	#																
7	Местное время в Т	T	Po	P	Pa	U	DD	Ff	ff10	ff3	N	WW	W1	W2	Tn	Tx	Cl
8	05.02.2021 22:00	-12,0	752,8	766,6	-0,9	79	Штиль, безветрие	0			100%						Слоисто-к 1
9	05.02.2021 19:00	-12,1	753,7	767,5	-0,3	79	Штиль, безветрие	0			100%					-9,5	Слоисто-к 1
10	05.02.2021 16:00	-9,7	754,0	767,7	-0,3	69	Штиль, безветрие	0			100%						Слоисто-к 1
11	05.02.2021 13:00	-12,2	754,3	768,2	0,4	74	Штиль, безветрие	0			100%						Слоисто-к 1
12	05.02.2021 10:00	-16,7	753,9	768,0	1,1	84	Штиль, безветрие	0			100%				-18,5		Слоисто-к 4
13	05.02.2021 07:00	-17,5	752,8	767,0	0,9	83	Штиль, безветрие	0			Облаков н	Состояние Снег или д	Облака по		-17,5		
14	05.02.2021 04:00	-13,6	751,9	765,8	0,6	87	Ветер, дующий с юго-юго-запада	1			100%	Снег непр	Снег или д	Облака покрывали более полов			Слоисто-к 1
15	05.02.2021 01:00	-11,7	751,3	765,1	0,5	89	Ветер, дующий с юго-запада	1			100%	Снег непр	Снег или д	Облака покрывали более полов			Слоисто-к 1
16																	

Приложение В – Календарный план график проведения НИОКР по теме

Наименование этапа	Т, дней	2020				2021												2022					
		Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	
Утверждение темы магистерской диссертации	7																						
Согласование плана работ	7																						
Литературный обзор	138																						
Обработка полученных данных и обсуждение результатов	292																						
Написание отчета	162																						



- Прокин Д.В.



- Прокин Д.В., Обухов С.Г.

Приложение Г – Затраты научно-исследовательской работы

Вид исследования	Затраты по статьям									
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Доп-ая заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями	Прочие прямые расходы	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
Данное исследование	785,03	28965	1225459,2	61272,86	202200,44	-	-	-	539201,2	<u>2057883,73</u>
Аналог	2000	300000	999919,2	99991,6	329973,24	-	-	-	879928,6	2611812,64