

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Система управления ветрогенератором

УДК 004.896:004.42:004.942:621.548

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Нгуен Зуй Шанг		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

По разделу «Иностранный язык»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Т. В.	к.п.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

Томск – 2022 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

15.04.04 – Автоматизация технологических процессов и производств

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, самостоятельно изучать научно-техническую документацию своей профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен определить математическую и техническую сущность задач и провести их качественно-количественный анализ
ОПК(У)-3	Способен на основании статистических методов участвовать в проведении корректирующих и превентивных мероприятий, направленных на улучшение качества, интерпретировать и представлять результаты
ОПК(У)-4	Способен анализировать полученные результаты измерений на основе их физической природы и принимать обоснованные решения в области профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Обладает способностью разрабатывать технические задания на модернизацию и автоматизацию действующих производственных и технологических процессов и производств, технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний, новые виды продукции, автоматизированные и автоматические технологии ее производства, средства и системы автоматизации, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством;
ПК(У)-2	Обладает способностью проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты и патентоспособности новых проектных решений и определения показателей технического уровня проектируемой продукции, автоматизированных и автоматических технологических процессов и производств, средств их технического и аппаратно-программного обеспечения;
ПК(У)-3	Обладает способностью: составлять описание принципов действия и конструкции устройств, проектируемых технических средств и систем автоматизации, управления, контроля, диагностики и испытаний технологических процессов и производств общепромышленного и специального назначения для различных отраслей национального хозяйства, проектировать их архитектурно-программные комплексы;

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Суходоев М.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерская диссертация

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ01	Нгуен Зуй Шанг

Тема работы:

Система управления ветрогенератором	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	16.02.2022 № 47-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>1. Техническая информация о ветрогенератора:</p> <p>Параметры ветротурбины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - радиус ротора $R = 38\text{ м}$; - плотность воздуха $\rho = 1,205\text{ кг/м}^3$; - максимальный коэффициент мощности $C_{P\text{max}} = 0.4421$; - номинальная ветряная скорость $V_{\text{wrate}} = 11.8\text{ м/с}$; - постоянный коэффициент максимальной мощности: $K_{p\text{-opt}} = 0.201\text{ мВт/(рад/с)}^3$; <p>Параметры синхронного генератора с постоянными магнитами:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мощность $P_{\text{Gen}(rated)} = 2\text{ мВт}$; - напряжения $V_{\text{Gen}(rated)} = 4\text{ КВ}$; - номинальная частота вращения ротора $\omega_{r(rated)} = 2,18\text{ рад / с}$;
---	---

	<ul style="list-style-type: none"> - номер активной пары $P = 11$; - поток $\lambda = 136 \text{ Вб}$; - индуктивность статора по оси d $L_d = 0,334 \text{ н}$; - индуктивность статора по оси q $L_q = 0,217 \text{ н}$; - сопротивление статора $R_s = 0,08 \text{ Ом}$; - коэффициент трения $B = 0,01$. <p>2. Тексты и материалы по системе управления ветрогенератором</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание ветрогенератора 2. Система управления ветрогенератором 3. Моделирование системы ветрогенератора. 4. Разработка управления тока генератора ПИ 5. Разработка наблюдателя крутящего момента 6. Моделирование система в MATLAB. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Былкова Татьяна Васильевна, доцент ОСГН ШБИП, к.э.н.
Социальная ответственность	Антоневич Ольга Алексеевна, доцент ООД ШБИП, к.б.н.
Раздел на иностранном языке	Сидоренко Татьяна Валерьевна, доцент ОИЯ ШБИП, к.п.н.
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> <p>Введение, 1. Описание ветрогенератора</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.02.2022
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Нгуен Зуй Шанг		

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – Весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2022 г.	Основная часть	60
30.05.2022 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2022 г.	Социальная ответственность	15
03.06.2022 г.	Приложение на иностранном языке	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н., доцент		16.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		16.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
8ТМ01		Нгуен Зуй Шанг	
Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Система управления ветрогенератором	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: Конструкция ветрогенератора, математическая модель системы управления ветрогенератором, методы управления ветрогенератором.</p> <p>Область применения: Ветроэнергетика, энергетика</p> <p>Рабочая зона: офис</p> <p>Размеры помещения: 5×6 м</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Рабочий стол и персональный компьютер.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: моделирование системы управления ветрогенератором в электронной среде MATLAB и SIMULINK</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ в положении сидя</p> <p>СП 2.4.3648-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к организациям воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи».</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018)</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – отклонение показателей микроклимата – статические физические перегрузки, связанные с рабочей позой; – умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека <p>Требуемые средства коллективной защиты от выявленных факторов:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – средства нормализации освещения производственных помещений (источники света); – средства защиты от поражения электрическим током (автоматический выключатель) <p>Фактор по какому будет производиться расчет:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: шумовое загрязнение, электромагнитное загрязнение, повышенный уровень вибрация, неблагоприятное воздействие инфразвука, отчуждение земель</p> <p>Воздействие на литосферу: в ветроэлектростанции аккумуляторы и электрооборудование для преобразования тока могут быть вредны для литосферы (химикаты из аккумуляторов, электромагнитное загрязнение от преобразователей питания и передающих проводов, отчуждаемых под ветряки земли).</p> <p>Воздействие на гидросферу не происходит</p> <p>Воздействие на атмосферу: Крупные действующие ветряные электростанции могут вызвать масштабное изменение климата, и изменить влажностного режима прилегающей территории.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения:	<p>Возможные ЧС: пожар и аварии на энергооборудовании</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар на рабочем месте.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Нгуен Зуй Шанг		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8TM01	Нгуен Зуй Шанг

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	НИ выполняется на базе ТПУ с использованием оборудования университета, количество исполнителей НИ – 2 человека (Руководитель и инженер)
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,3 Накладные расходы – 16%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам составляют 30,2% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Провести предпроектный анализ
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Разработать элементы Устава: цели и результаты проекта, организационную структуру проекта
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Представить план управления научно-техническим проектом
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Провести оценку сравнительной эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. График разработки и внедрения ИП
4. Диаграмма Ганта
5. Бюджет ИП
6. Основные показатели эффективности ИП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8TM01	Нгуен Зуй Шанг		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 133 страниц, 49 рисунков, 32 источников литературы.

Ключевые слова: ВЕТРОГЕНЕРАТОР, СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ВЕТРОТУРБИНА, РЕГУЛЯТОР, НАБЛЮДАТЕЛЬ.

Объектом исследования является система управления ветрогенератором.

Цель работы: Исследование системы управления ветрогенератором и его влияние на эффективности работы системы ветрогенератора. Для этого, проведено моделирование разработанной системы управления в MatLab Simulink, выполнен анализ полученных результатов и показаны зависимости мощности ветрогенератора от угла атаки и скорости ветра.

Для выполнения работы поставлены следующие задачи:

- описать состав и конструкции ветрогенератора;
- проанализировать стратегии управления ветрогенератором;
- выполнить моделирование системы ветрогенератора;
- разработать пропорционально-интегральное регулирование (ПИ) тока статора генератора и наблюдатель крутящего момента;
- выполнить моделирование разработанной системы ветрогенератора с использованием синхронного генератора с постоянными магнитами в среде MatLab Simulink.

В результате разработана система ветрогенератора с использованием ПИ-регулятора тока синхронного генератора с постоянными магнитами, а также наблюдателя крутящего момента.

Область применения: ветроэнергетика

Оглавление

Определения, обозначения и сокращения	13
Введение.....	15
1 Описание ветрогенератора.....	24
1.1 Типы ветрогенератора.....	24
1.2 Конструкция ветрогенератора.....	26
1.3 Выводы по главе 1	30
2 Система управления ветрогенератором.....	31
2.1 Классификация системы управления ветрогенераторов.....	38
2.2 Стратегии управления ветрогенератора.....	41
2.2.1 Фиксированная скорость и фиксированный угол атаки	41
2.2.2 Фиксированная скорость и переменный угол атаки	46
2.2.3 Переменная скорость и переменный угол атаки	53
2.3 Выводы по главе 2	55
3 Моделирование системы ветрогенератора.....	57
3.1 Моделирование аэродинамической ветротурбины.....	57
3.2 Моделирование механической подсистемы	60
3.3 Математическая модель генератора.....	61
3.3.1 Математическая модель синхронного генератора с постоянными магнитами.....	61
3.3.2 Математическая модель асинхронного генератора (DFIG).....	67
3.4 Моделирование подсистемы управления углом атаки.....	68
3.5 Выводы по главе 3	69
4 Разработка управления тока генератора ПИ	71
4.1 Теория регулирования ПИД.....	71

4.2	Регулирование ПИ для управления током генератора	73
5	Разработка наблюдателя крутящего момента	77
5.1	Теория наблюдателя Луенбергер и Калман	77
5.2	Наблюдатель крутящего момент.....	80
6	Моделирование система в MATLAB.	83
6.1	Описание среды MATLAB - SIMULINK	83
6.2	Моделирование разработанной системы	83
6.2.1	Схемы моделирования в Simulink	84
6.2.2	Результат моделирования.....	88
6.3	Выводы по главе 6	89
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	90
7.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	90
7.2	Анализ конкурентных технических решений	91
7.3	FAST-анализ.....	93
7.4	SWOT-анализ	99
7.5	Инициация проекта	101
7.6	Планирование управления научно-техническим проектом	102
7.6.1	Иерархическая структура работ в рамках научного исследования ..	102
7.6.2	План проекта.....	103
7.6.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	104
7.7	Оценка сравнительной эффективности исследования	110
7.8	Выводы по главе 7	112
8	Социальная ответственность	113
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
8.1.1	Правовые нормы трудового законодательства	113

8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.	113
8.2 Производственная безопасность	114
8.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения.....	115
8.2.2 Отклонение показателей микроклимата.....	117
8.2.3 Психофизиологические факторы условий труда.....	119
8.2.4 Анализ опасных факторов.....	120
8.3 Экологическая безопасность.....	121
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	123
8.5 Выводы по главе 8.....	124
Заключение	126
Список использованных источников литературы	128
Списка публикаций студента.....	132
Приложение А	133

Определения, обозначения и сокращения

α – Угол наклона (°)

β – Угол атаки (°)

β_d – Требуемый угол атаки (°)

β_0 – Оптимальный угол атаки (°)

λ – Коэффициент крутящего момента (Tip-speed ratio)

λ_0 – Оптимальный коэффициент крутящего момента

λ_{\min} – Минимальный коэффициент крутящего момента

Ω_N – Номинальная скорость вращения (рад/с)

Ω_g – Скорость генератор (рад/с)

Ω_r – Скорость ротора турбины (рад/с)

Ω_s – Синхронная скорость (рад/с)

C_p – Коэффициент мощности

C_Q – Коэффициент момента

ρ – Плотность воздуха (1.22 Кг/м³)

V – Скорость ветра (м/с)

T_r – Механический момент ротора (Н.м)

ω_r – Угловая скорость ротора (рад/с)

F_T – Сила тяги (Н)

V_d – Скорости осевого вращения ротора (м/с)

ω_g – Угловая скорость вала генератора (рад/с)

T_g – Механический момент генератора (Вт)

L_{sd}, L_{sq} – Индуктивность d, q статора

i_{sd}, i_{sq} – Ток d, q статора

λ – Магнитный поток

R_s – Сопротивление статора

J – Момент инерции

B – Коэффициент трения

ω – Скорость ротора генератора

ω_s – Угловая частота цепи статора

T_m – Механический момент

DFIG – Асинхронного генератор (Doubly-Fed Induction Generator)

PMSG – Синхронного генератор с постоянными магнитами

ИМ – Индукционные машины

Введение

В настоящее время растущие экологические проблемы, особенно связанные с глобальным потеплением, побудили к использованию возобновляемых источников энергии. Ветроэнергетика является одним из основных игроков в этом контексте, и сегодня это самое распространенное возобновляемое топливо. Однако, для использования ветроэнергетики с высокой эффективностью требует многих технологических усовершенствований, таких систем управления для ветрогенератора.

Сейчас используется широкий спектр технологий ветровых турбин. Эти технологии различаются по стоимости, сложности, эффективности извлечения ветровой энергии, а также по оборудованию. Типичный ветрогенератор включает в себя лопасть и ступицу ротора для извлечения энергии из ветра, зубчатую передачу для увеличения скорости вращения вала медленно вращающегося ротора до более высокой скорости, необходимой для привода генератора, и индукционный генератор в качестве электромеханического устройства преобразования энергии. Индукционные машины популярны в качестве генерирующих устройств благодаря своей асинхронной природе, поскольку поддержание постоянной синхронной скорости для использования синхронного генератора затруднено из-за переменной природы скорости ветра. Для регулирования реальной и реактивной мощности турбины могут использоваться силовые электронные преобразователи.

Для повышения эффективности работы ветрогенератора и повышения устойчивости систем необходима разработка системы управления ветрогенераторами. Для этого, систем управления ветрогенератором исследовано. Общей целью данной работы является оптимизация электромеханического преобразования энергии ветротурбин, а также разработка соответствующих стратегий управления. В этой работе, представлены описание ветроэнергетики, описание ветрогенератора, анализ стратегии управления ветрогенератора, математические модели генераторов.

Кроме этого, в работе были разработаны управления током генератора, наблюдатель крутящего момента для повышения эффективности работы ветрогенератора. В разработанной системе ветрогенератора был выбран управляемый многополюсный синхронный генератор с постоянными магнитами с переменной скоростью (PMSG): Он имеет более высокую производительность за счет увеличения КПД и меньшего технического обслуживания, поскольку не имеет тока ротора. Более того, PMSG может работать без редуктора, то есть уменьшается вес гондолы и снижаются затраты.

Актуальность рассматриваемого вопроса: в последние годы мировая ветроэнергетика сильно развилась. По глобальной ветроэнергетике отчета 2021[1], 2020 год стал лучшим годом в истории мировой индустрии ветроэнергетики, рост за год (г/г) составил 53 %. Благодаря 93 ГВт новых установок глобальная совокупная мощность ветроэнергетики достигла 743 ГВт. На рынке наземных ветрогенераторов было установлено 86,9 ГВт, что на 59 % больше, чем в 2019 году. Китай и США остаются крупнейшими в мире рынками для новых наземных установок, и две крупнейшие экономики мира вместе увеличили свою долю рынка на 15 % до 76 %. На региональном уровне 2020 год также стал рекордным годом для наземных установок в Азиатско-Тихоокеанском регионе, Северной Америке и Латинской Америке. В этих трех регионах в прошлом году было установлено в общей сложности 74 ГВт новых наземных ветрогенераторов. Из-за медленного восстановления наземных установок в Германии в прошлом году, в Европе рост новых наземных ветроустановок составил всего 0,6 % по сравнению с прошлым годом. Развивающиеся рынки Африки и Ближнего Востока сообщили о 8,2 ГВт наземных установок в прошлом году, что почти соответствует уровню 2019 года. Новые установки на рынке наземной ветроэнергетики достигли 86,9 ГВт, а на рынке морской ветроэнергетики 6,1 ГВт, что делает 2020 г. самым высоким и вторым в истории годом по количеству новых наземных и морских ветроустановок. Благодаря стремительному росту количества ветроустановок в Китае, Азиатско-Тихоокеанский регион продолжает лидировать в глобальном

развитии ветроэнергетики: в прошлом году его доля на мировом рынке увеличилась на 8,5 %. Благодаря росту количества ветроустановок в США, Северная Америка (18,4 %) сменила Европу (15,9 %) в качестве второго по величине регионального рынка новых ветроустановок. Латинская Америка остается четвертым по величине региональным рынком (5,0 %) в 2020 году, за ней следуют Африка и Ближний Восток (0,9 %). Пятью главными мировыми рынками в 2020 году для новых установок были Китай, США, Бразилия, Нидерланды и Германия. На эти пять рынков в совокупности пришлось 80,6 % от глобальных установок в прошлом году, что в совокупности более чем на 10% больше, чем в 2019 году. Что касается совокупного количества установок, пять ведущих рынков по состоянию на конец 2020 года остались неизменными. К ним относятся: Китай, США, Германия, Индия и Испания, на которые вместе составляют 73 % от мирового объема ветроэнергетики установок.

В 2020 году глобальные новые ветроэнергетические установки превысили 90 ГВт, что на 53 % больше, чем в 2019 году.

На рисунках 1 – 4 представлены график соотношения количества новых наземных и морских установок ветрогенераторов с 2016 - 2020 года, объем мощностей новой ветроэнергетики в 2020 году по регионам (%); объем мощностей новой ветроэнергетики в 2020 году и доля пяти крупнейших рынков, график роста объема наземных установок в год с 2016 по 2020 год (CAGR - совокупный среднегодовой темп роста, %).



Рисунок 1 – График соотношения количества новых наземных и морских установок ветрогенераторов с 2016 - 2020 года

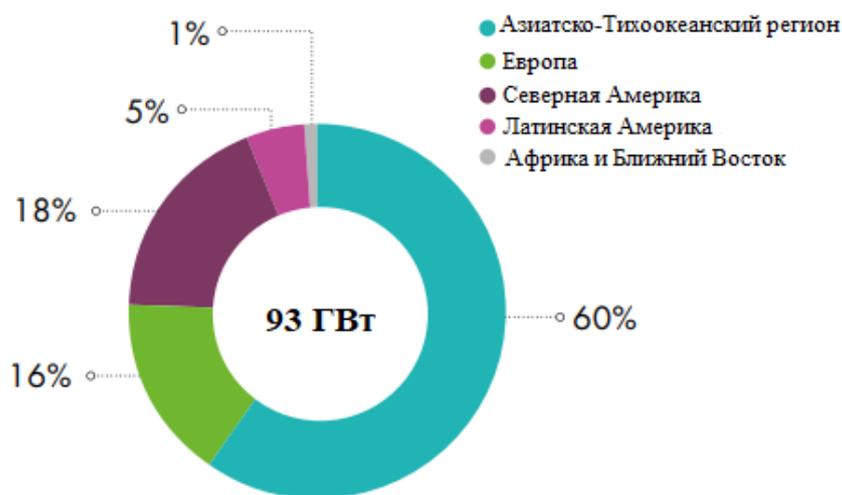


Рисунок 2 – Объём мощностей новой ветроэнергетики в 2020 году по регионам (%)

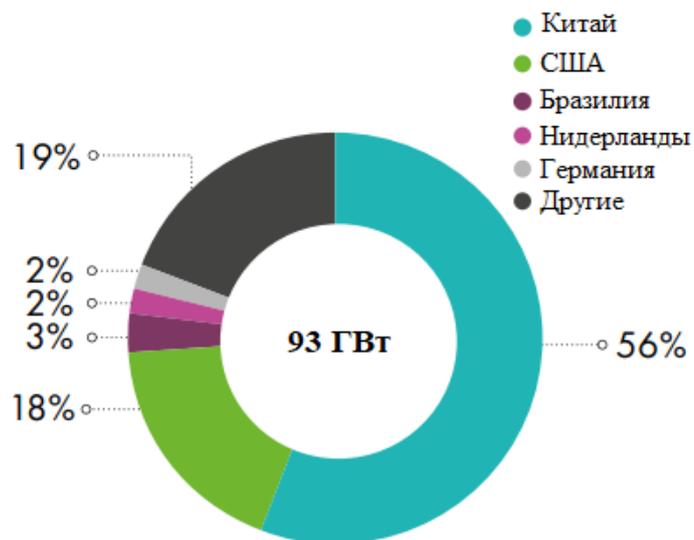


Рисунок 3 – Объём мощностей новой ветроэнергетики в 2020 году и доля пяти крупнейших рынков

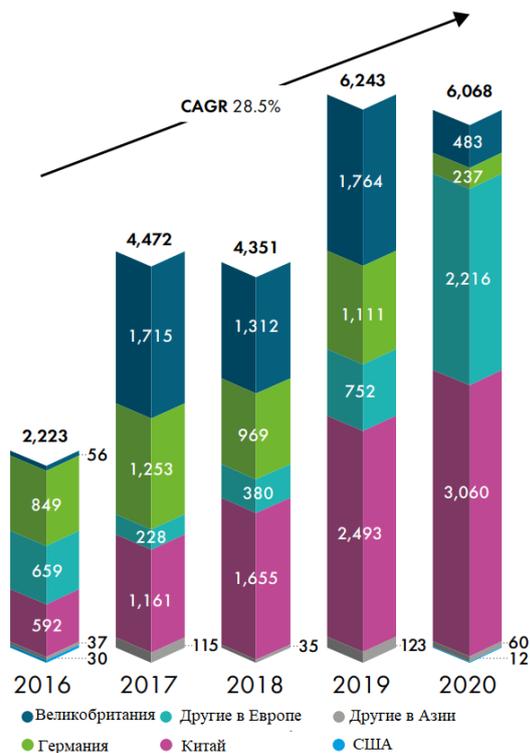


Рисунок 4 – График роста объема наземных установок в год с 2016 по 2020 год (CAGR - совокупный среднегодовой темп роста, %)

МВт, наземный	Новые установки 2019	Всего установок 2019	Новые установки 2020	Всего установок 2020
Всего	54,634	620,967	86,932	707,396
Северная и Южная Америка	13,437	148,081	21,750	169,758
США	9,143	105,436	16,193	122,275
Канада	597	13,413	165	13,577
Бразилия	745	15,452	2,297	17,750
Мексико	1,281	6,215	574	6,789
Аргентина	931	1,604	1,014	2,618
Чили	526	2,145	684	2,829
Другие	214	3,817	823	3,920
Африка, Средний Восток	830	6,454	823	7,277
Египет	262	1,452	13	1,465
Кения	0	338	0	338
Северная Африка	0	1,980	515	2,465
Другие	568	2,684	295	3,009
Азиатско-Тихоокеанский регион	28,626	283,780	52,546	336,286
Китай	24,292	229,384	48,940	278,324
Индия	2,377	37,506	1,119	38,625
Австралия	837	6199	1097	7296
Пакистан	50	1,239	48	1,287
Япония	274	3857	551	4,373
Южная Корея	191	1,420	100	1515
Вьетнам	160	388	125	513
Филиппины	0	427	0	427
Таиланд	322	1538	0	1538
Другие	123	1,822	566	2,388
Европа	11,741	182,651	11,813	194,075
Германия	1,078	53,913	1,431	55,122
Франция	1,336	16,643	1,318	17,946
Швеция	1,588	8,804	1,007	9,811
Великобритания	629	13,617	115	13,731
Турция	686	8,056	1,224	9,280
Другие	6,424	81,618	6,718	88,185

МВт, морской	Новые установки 2019	Всего установок 2019	Новые установки 2020	Всего установок 2020
Всего	6,243	29,232	6,068	35,293
Европа	3,627	21,901	2,936	24,837
Великобритания	1,764	9,723	483	10,206
Германия	1,111	7,491	237	7,728
Бельгия	370	1,556	706	2,262
Дания	374	1,703	0	1,703
Нидерланды	0	1,118	1493	2,611
Другие	8	310	17	327
Азиатско-Тихоокеанский регион	2,616	7,301	3,120	10,414
Китай	2,493	6,936	3,060	9,996
Южная Корея	0	73	60	136
Другие	123	292	0	282
Северная и Южная Америка	0	30	12	42
США	0	30	12	42

Рисунок 5 – Новые установки 2019 и 2020 году в мире

По перспективам GWEC Market Intelligence, в ближайшие пять лет будет введено более 469 ГВт новых наземных и морских ветрогенераторов, то есть почти 94 ГВт новых установок в год до 2025 года. CAGR для наземного ветрогенератора в ближайшие пять лет составляет 0,3 %, и GWEC ожидает, что ежегодный объем установок составит 79,8 ГВт. В 2021-2025 годах по прогнозам будет произведено 399 ГВт. CAGR для морского ветрогенератора в ближайшие пять лет составляет 31,5 %. Уровень ежегодных установок возможно вырастет в четыре раза к 2025 году с 6,1 ГВт в 2020 году, в результате чего доля морских ветрогенераторов на мировом рынке новых установок вырастет с 6,5 % до 21 % к 2025 году. В целом, в 2021-2025 годах ожидается, что в мире будет введено более 70 ГВт морских ветрогенераторов.

На рисунках 6 – 8 представлены перспективы новых установок ветроэнергетики на 2020-2025:

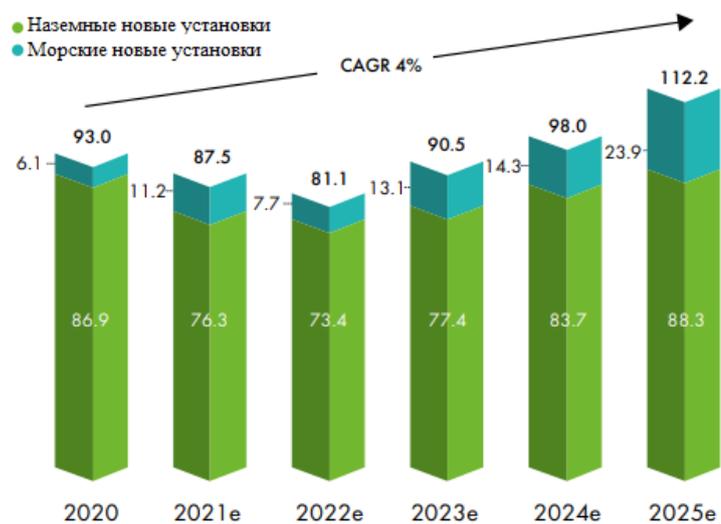


Рисунок 6 – Перспективы новых установок ветроэнергетики на 2020 - 2025 годы (ГВт)

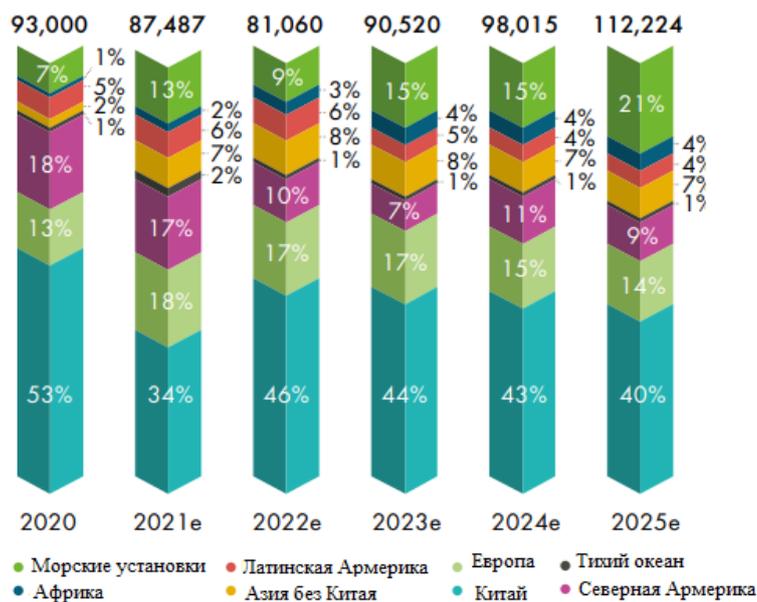


Рисунок 7 – Перспективы новых установок ветроэнергетики на 2020 - 2025 годы (ГВт, %) по регионам

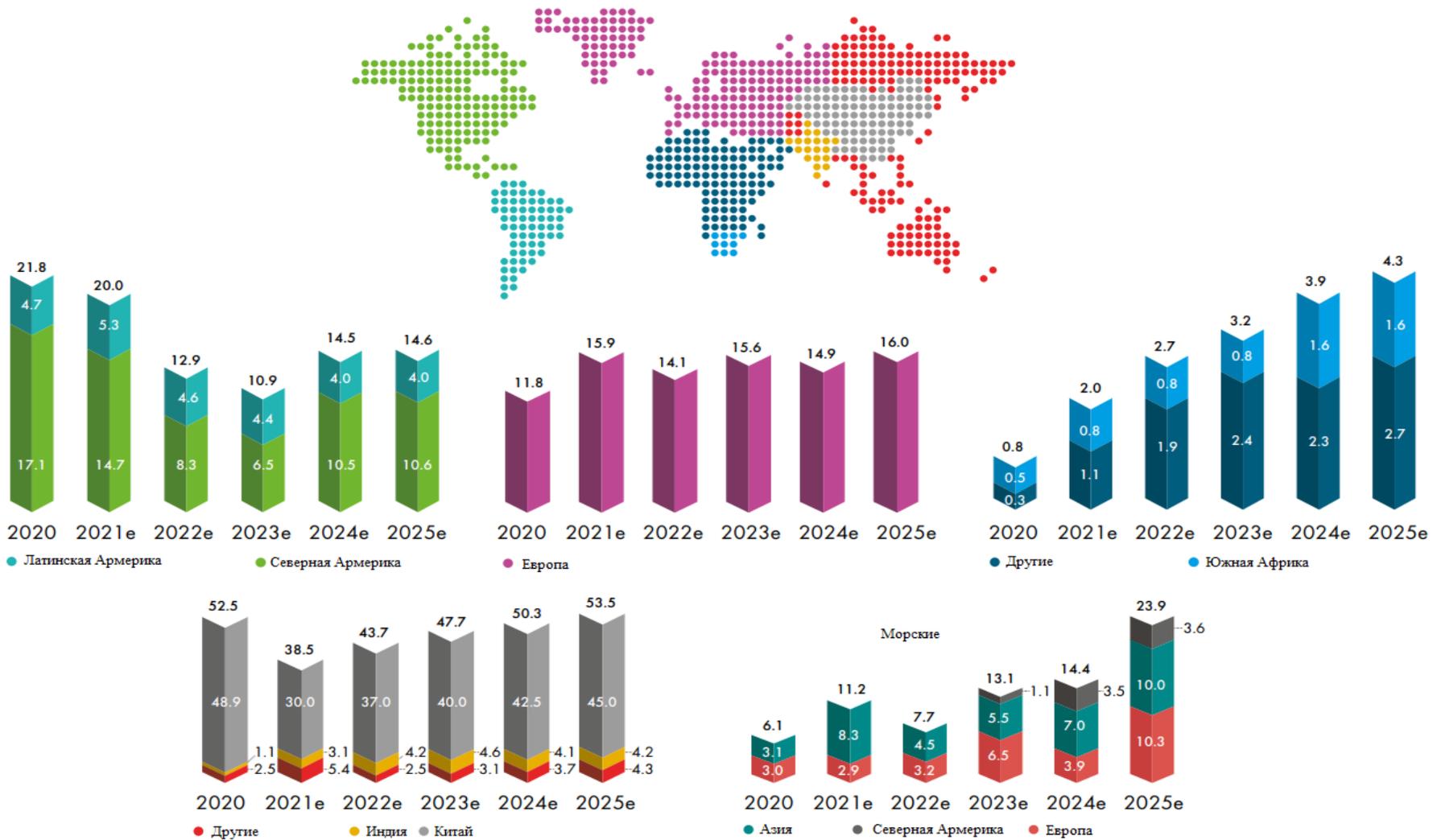


Рисунок 8 – Перспективы новых установок ветроэнергетики на 2020 - 2025 годы в мире (ГВт)

В введении представлены актуальность темы, цель исследования и развитие ветроэнергетики, перспективы развития ветроэнергетики за 5 лет с 2021 - 2025 гг. Анализируя отчет о ветроэнергетике за 2021 год, видим, что во многих странах мира выработка ветровой энергии и установленная мощность ветряных электростанций сильно растут. Каждая страна имеет свою собственную стратегию и тенденцию развития ветроэнергетики. Это показано на диаграмме роста и перспективы энергии ветра в каждой стране.

Таким образом, видно, что ветроэнергетика активно развивается. Она постепенно становится важной для жизни современного человека и постепенно вытесняет традиционные энергии. Система управления ветрогенератора имеет большое значение для повышения эффективности преобразования электроэнергии ветрогенератора. Для этого, требуется исследование системы управления ветрогенератором, и далее выбрать правильную функциональную схему и правильную стратегию управления для реальных условий.

Объект исследования и предмет: система управления ветрогенератором, конструкция ветрогенератора, стратегии управления ветрогенератором.

Научная или практическая новизна: разработан управления ПИ тока статора синхронного генератора с постоянными магнитами, наблюдатель крутящего момента для системы ветрогенератором.

1 Описание ветрогенератора

1.1 Типы ветрогенератора

Ветрогенератор является механическим устройством, специально разработанным для преобразования части кинетической энергии ветра в полезную механическую энергию. За прошедшие времена было разработано несколько конструкций. Большинство из них состоит из ротора, который вращается вокруг своей оси под действием подъемной силы или силы сопротивления, возникающей в результате взаимодействия с ветром. В зависимости от положения вала ротора ветрогенераторы делятся на вертикально-осевые и горизонтально-осевые.

На рисунке 9 представлен вертикально-осевой ветрогенератор:

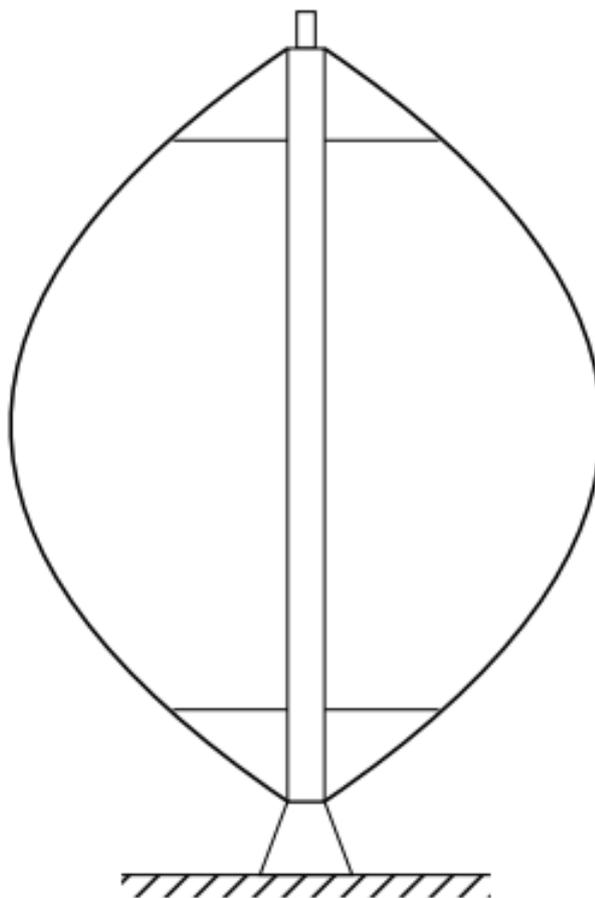


Рисунок 9 – Вертикально-осевые ветрогенератор

На рисунке 10 представлен горизонтально-осевой ветрогенератор:

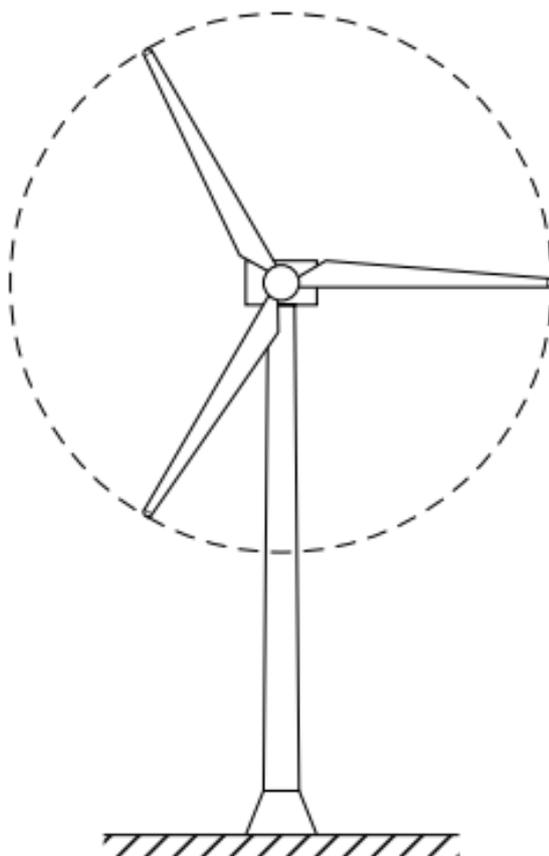


Рисунок 10 – Горизонтально-осевой ветрогенератор

Наиболее успешной вертикально-осевой ветровой турбиной является ротор Даррье, показанный на рисунке 9. Наиболее интересной характеристикой этого типа ветровой турбины является то, что электрогенератор и передающие устройства расположены на уровне земли. Кроме того, они способны улавливать ветер с любого направления без необходимости рыскания. Однако эти преимущества компенсируются снижением захвата энергии, поскольку ротор перехватывает ветры с меньшей энергией. Также несмотря на то, что электрогенератор и трансмиссия находятся на уровне земли, техническое обслуживание не является простым, так как обычно требует демонтажа ротора. Более того, эти роторы поддерживаются тросами, занимая значительную площадь земли. По этим причинам использование вертикально-осевых ветряных турбин значительно сократилось за последние десятилетия.

1.2 Конструкция ветрогенератора

Оба типа ветрогенератора имеют примерно равный коэффициент полезного действия (КПД), однако наибольшее распространение получили горизонтально-осевые ветрогенераторы. Мощность ветрогенератора может быть от сотен ватт до нескольких мегаватт.

На рисунке 11 представлена конструкция современного горизонтально-пропеллерного ветрогенератора с регулируемым углом поворота лопастей ротора.



Рисунок 11 – Конструкция современного горизонтально-пропеллерного ветрогенератора

В состав ветрогенераторов обоих типов входят следующие основные части: *ветроколесо* (ротор), преобразующее энергию набегающий ветровой поток в механическую энергию вращения оси турбины. Диаметр ветроколеса колеблется от нескольких метров до нескольких десятков метров. Частота вращения составляет от 15 до 100 об/мин. Обычно для соединенных с сетью ветрогенераторов частота вращения ветроколеса постоянна. Для автономных систем с выпрямителем и инвертором - обычно переменная.

Мультипликатор - промежуточное звено между ветроколесом и электрогенератором, который повышает частоту вращения вала ветроколеса и обеспечивает согласование с оборотами генератора. Исключение составляют ветрогенераторы малой мощности со специальными генераторами на постоянных магнитах; в таких ветроустановках мультипликаторы обычно не применяются.

В системе ветрогенератора имеет популярные типы генератора, такие как асинхронный генератора (DIFG) и синхронный генератора с постоянными магнитами (СГПМ). Каждый тип имеет свои достоинства и недостатки. Достоинствами асинхронного генератора DIFG является низкий стоимость, простая конструкция, высокая мощность. И недостатками является высокая стоимость преобразователя из-за большой номинальной мощности, высокие потери в преобразователе, преобразователям требуется реактивная мощность, сложная система управления. Достоинствами синхронного генератора с постоянными магнитами является гибкость при проектировании малых мощностей, более низкие стоимость обслуживания и эксплуатации, более длительный срок службы, отсутствие потерь в цепи ротора, скорость генератора можно регулировать без коробки передач, очень высокий крутящий момент при низкой скорости, нет необходимости в отдельной системе возбуждения или системе охлаждения. И недостатками является из-за дороговизны магнита стоимость первоначальных инвестиций велика, размер постоянного магнита ограничен, а высокая температура, вызванная перегрузкой или коротким замыканием, может повредить постоянный магнит.

Башня, на которой установлено ветроколесо. Ее иногда укрепляют стальными растяжками. У ветрогенератора большой мощности высота башни достигает 75 м. Обычно это цилиндрические мачты, хотя применяются и решетчатые башни.

Основание (фундамент) предназначено для предотвращения падения установки при сильном ветре.

На рисунке 12 предоставлен обобщённая схема ветрогенератора с указанием составных частей устройства:

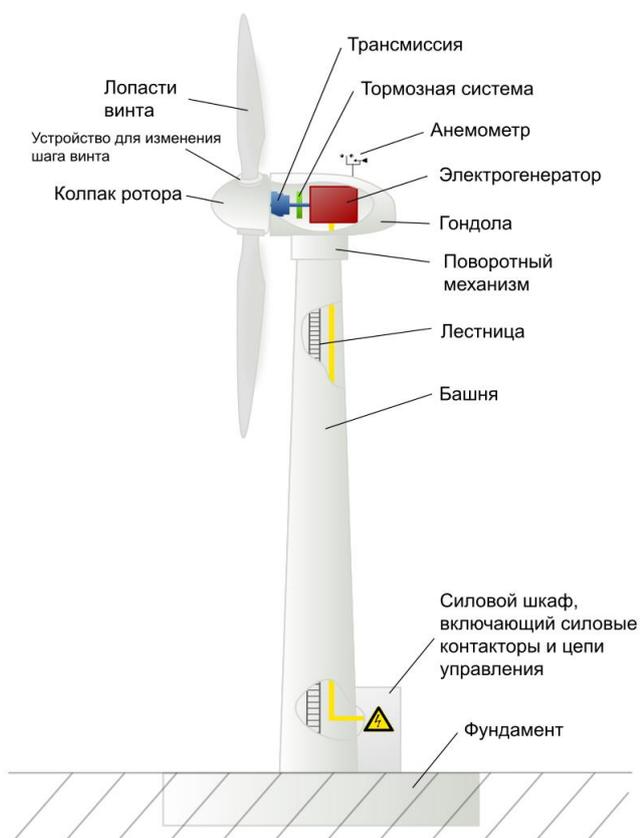


Рисунок 12 – Обобщенная схема ветрогенератора

Современные ветрогенераторы производят электроэнергию высокого качества с частотой, соответствующей частоте сети, и могут непрерывно работать без постоянного присутствия персонала и с низким уровнем технического обслуживания в течение 20 лет и более, обеспечивая ресурс в 120000 часов работы.

Ветрогенераторы характеризуются целью их работы, а именно:

- параллельная работа с энергосистемой в составе ветроэнергетических установок;
- параллельная работа с другими ветрогенераторами в составе ветроэлектростанции без подключения к энергосистеме;

- автономная работа на изолированную нагрузку без аккумуляции энергии.

При параллельной работе с энергосистемой ветровые турбины характеризуются следующими режимами работы:

- режим 1 - с изменением угла установки лопастей и переменной скоростью вращения турбины;

- режим 2 - с изменением угла установки лопастей и постоянной скоростью вращения;

- режим 3 - с постоянным (фиксированным) углом установки лопаток и постоянной частотой вращения турбины;

- режим 4 - с постоянным (фиксированным) углом установки лопаток и переменной частотой вращения турбины.

Режимы с регулированием угла установки лопастей возможны только для роторно-лопастных горизонтальных ветрогенераторов. Режимы с регулированием скорости вращения ветроколеса возможны при использовании преобразователя частоты в цепи статора или в цепи ротора генератора.

«Важнейшим элементом ветрогенераторов является система управления мощностью, определяющая конструктивные особенности ветрогенератора и системы автоматизации. Имеется два принципиально разных метода.

Первый - регулирование мощности путем изменения угла между лопастью и потоком встречного воздуха ("угол атаки - т.е. питч (pitch) - регулирование") Эффективность и надежность этой системы зависит от надежности гидравлической и механической систем поворота лопастей.

Второй способ - когда профиль лопастей не одинаков по всей длине. Затем при одной и той же скорости ветра разные части работают с разной эффективностью. При определенной скорости ветра для каждой секции происходит срыв потока. Этот метод называется "стол (stall)-регулирование". Система управления таких ветрогенераторов упрощена, но эффективность использования энергии ветра зависит от тщательного расчета профиля.

Необходимость использования большого количества агрегатов, установленных на большой площади, выдвигает требование автоматизации и высокой надежности при минимальном контроле. Система управления, сигнализации и измерения ориентированы на микропроцессоры и персональные компьютеры. Запуск и остановка ветрогенератора осуществляется автоматически в зависимости от скорости ветра. Повторный автоматический запуск осуществляется, если остановка произошла по внешней причине, а не из-за неисправности какого-либо элемента ветрогенератора. Расшифровка типа».

1.3 Выводы по главе 1

В этой главе ВКР представил основные типы и конструкции ветрогенератора, основные назначения и функции оборудования в системе ветрогенератора. Таким образом, можно детально визуализировать ветрогенератор.

2 Система управления ветрогенератором

Необходимость управления возникла еще на заре создания ветрогенераторов. Основными целями управления были ограничение мощности и скорости до некоторых заданных значений для предотвращения небезопасной работы ветрогенератора в условиях сильного ветра. Прежние конструкции ветрогенераторов включали примитивные механические устройства для достижения этих целей. По мере увеличения размеров и мощности ветрогенераторов, технические требования к системам управления становились все более жесткими, а механизмы регулирования - все более сложными. Все чаще от систем управления ожидалось не только поддержание турбины в безопасной рабочей области, но и повышение эффективности и качества преобразования энергии. В результате они постепенно развивались, пока сегодня не стали играть решающую роль в современных ветрогенераторах.

Разработка системы управления ветрогенератором может быть разделена на несколько этапов. Первая задача заключается в четком определении целей управления. Второй задачей является выбор подходящей стратегии управления, определяющей рабочую точку ветрогенератора для каждой скорости ветра. Третья задача решает, как будет реализована стратегия управления. Она включает в себя выбор схем управления, управляемых переменных, опорных сигналов, процедуры переключения между различными контроллерами и т.д.

Этот этап обычно называют настройкой контроллера. Наконец, последней задачей, предшествующей реализации, является проектирование карты вход-выход, т.е. динамических характеристик контроллера в соответствии со спецификацией. В данной главе рассматриваются первые два этапа разработки системы управления, в то время как настройка и проектирование контроллера оставлены для следующих глав.

Глава начинается с изложения общих целей управления ветрогенераторами. Затем, ветрогенераторы классифицируются на четыре категории в соответствии с их режимами работы. Глава продолжается описанием основных стратегий управления, традиционно используемых для каждой из этих

групп. Далее представлены некоторые альтернативы и модификации этих базовых стратегий.

Цели управления:

Ветрогенератор является устройством, улавливающим часть энергии ветра и преобразующим ее в полезную энергию. В особенности ветрогенератор, подключаемый к электрическим сетям должен быть спроектирован для минимизации стоимости поставляемой энергии, обеспечивая безопасную эксплуатацию, а также соблюдение стандартов акустической эмиссии и качества электроэнергии.

Минимизация стоимости энергии включает в себя ряд частных целей. На самом деле эти цели тесно связаны и иногда противоречат друг другу. Поэтому они не должны преследоваться по отдельности. Напротив, вопрос заключается в том, чтобы найти хорошо сбалансированный компромисс между ними. Эти частичные цели можно расположить по следующим темам:

- улавливание энергии: Максимизация улавливания энергии с учетом ограничений безопасной эксплуатации, таких как номинальная мощность, номинальная скорость, скорость ветра при отключении и т.д;

- механические нагрузки: Предотвращение чрезмерных динамических механических нагрузок на ветрогенератор. Эта общая цель включает в себя смягчение переходных нагрузок, смягчение высокочастотных нагрузок и предотвращение резонанса;

- качество электроэнергии: Обеспечение соответствия вырабатываемой энергии стандартам межсетевого взаимодействия;

Улавливание энергии:

Для ветряной турбины генераторная мощность определяет объем энергии, который может быть извлечен из ветра с учетом физических и экономических ограничений. Обычно она представлена в виде кривой на плоскости генерируемая мощность - скорость ветра, так называемой кривой идеальной мощности.

На рисунке 13 показана кривая максимальной мощности для стандартной ветровой турбины. Видно, что диапазон рабочих скоростей ветра ограничен скоростями ветра на входе (V_{min}) и выходе (V_{max}). За этими пределами турбина остается остановленной. Ниже скорости ветра на входе доступная энергия ветра слишком мала, чтобы компенсировать эксплуатационные расходы и потери. При скорости ветра, превышающей скорость выключения, турбина отключается, чтобы предотвратить перегрузку конструкции.

Строительство турбины, достаточно прочной для того, чтобы выдержать основные механические нагрузки при очень сильном ветре, было бы совершенно нерентабельным. На самом деле несмотря на то, что скорость ветра выше V_{max} содержит огромную энергию, ее вклад в среднегодовую энергию ничтожно мал. Это подтверждает рисунок 14, где показана типичная функция плотности мощности на данном участке. Там видно, что энергия, остающаяся не уловленной из-за остановки турбины за пределами пределов скорости ветра V_{min} и V_{max} , сравнительно мала.

На рисунке 13 также можно отметить, что кривая максимальной мощности остается постоянной при номинальной мощности P_N выше скорости ветра V_N , названной номинальной скоростью ветра V_N . Номинальная мощность турбины возникает в результате компромисса между доступной энергией и производственными затратами.

Например, проектирование турбины для извлечения всей доступной энергии вплоть до скорости ветра до отсечки приведет к увеличению стоимости одного кВт. На самом деле, скорость ветра выше V_N встречается недостаточно часто, чтобы оправдать дополнительные размеры турбины, необходимые для получения энергии выше номинальной.

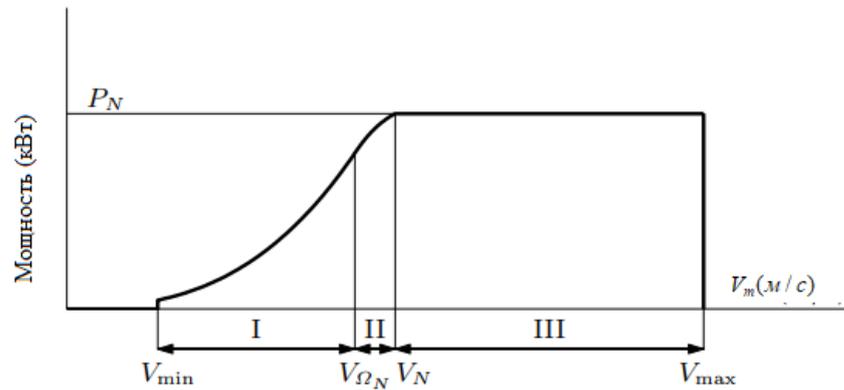


Рисунок 13 – Кривая максимальной мощности

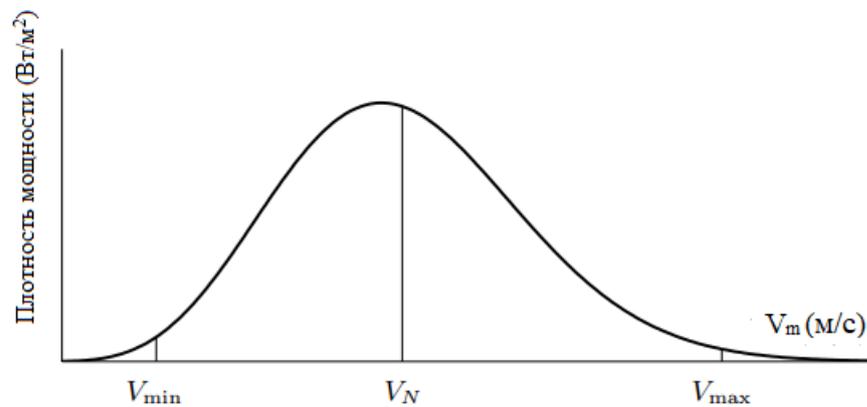


Рисунок 14 – Плотность мощности в зависимости от скорости ветра.

Кривая максимальной мощности представляет собой три различных региона с различными целями генерации. При низкой скорости ветра (регион I) доступная мощность ниже номинальной. Доступная мощность определяется как мощность ветра, проходящего через площадь ротора, умноженная на коэффициент максимальной мощности C_p , т.е.

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda_t, \beta) \quad (2.1)$$

где P_m – полученная механическая мощность турбины;

Вт; V_w – скорость ветра, м/с;

C_p – коэффициент использования энергии ветра;

R – радиус ротора, м;

ρ – плотность воздуха, кг/м³;

λ_t – коэффициент крутящего момента;

Ω – угловая скорость вала турбины, рад/с;

β – угол наклона лопастей, град.

Таким образом, целью производства в регионе I является извлечение всей доступной мощности. Поэтому кривая максимальной мощности в этом регионе соответствует кубической параболе, определяемой (2.1).

С другой стороны, целью производства в регионе с высокой скоростью ветра (регион III) является ограничение генерируемой мощности ниже номинального значения, чтобы избежать перегрузки. В этом регионе доступная мощность превышает номинальную, поэтому турбина должна работать с КПД ниже C_p . Наконец, существует область II, которая фактически является переходной между кривой оптимальной мощности области I и линией постоянной мощности региона III. В этой области скорость вращения ротора ограничивается для поддержания акустического шума в пределах допустимых уровней и для поддержания центробежной силы ниже значений, допустимых для ротора. В конечном итоге в случае, если такое ограничение скорости не достигнуто, регион II может не существовать, а кривая оптимальной мощности (т.е. регион I) может продолжаться до достижения номинальной мощности.

Механические нагрузки:

Минимизация затрат на электроэнергию делает систему управления не только разработанной для как можно более точного отслеживания кривой максимальной мощности. На практике не должно быть игнорирования других целей управления. Например, необходимо учитывать механические нагрузки, которым подвергаются ветряные турбины. Механические нагрузки могут вызвать усталостное повреждение нескольких устройств, тем самым сокращая срок службы системы. Поскольку общая стоимость ветрогенератора распределяется на более короткий период времени, стоимость энергии будет расти.

В основном существует два типа механических нагрузок, то есть статические и динамические. Статические нагрузки возникают в результате

взаимодействия турбины со средней скоростью ветра. Гораздо более важными с точки зрения управления являются динамические нагрузки, которые вызываются пространственным и временным распределением поля скорости ветра по площади, обтекаемой ротором. Динамические нагрузки включают в себя изменения чистого аэродинамического момента, которые распространяются вниз по трансмиссии, и изменения аэродинамических нагрузок, которые воздействуют на механическую конструкцию. Это так называемые нагрузки на трансмиссию и конструкцию, соответственно.

Кроме того, существует еще одна распространенная классификация динамических нагрузок. Сначала существуют переходные нагрузки, которые вызываются турбулентностью и порывами. Они имеют преимущественно низкую частоту. Переходные нагрузки имеют очень важное значение при высоких скоростях ветра, особенно для определения номинальных характеристик компонентов. Переход между отслеживанием максимальной мощности (регион I) и регулированием мощности (регион III), а также способ ограничения мощности при скорости ветра выше номинальной оказывают непосредственное влияние на переходные нагрузки. Неподходящие стратегии управления могут неизбежно привести к сильным переходным нагрузкам. Поэтому при планировании стратегии управления необходимо учитывать и их. Кроме того, настройка и конструкция контроллера также влияют на переходные нагрузки. Фактически, чем плотнее замкнутая система следует кривой стратегии управления в стационарном режиме после порыва ветра, тем сильнее будут переходные нагрузки.

Качество электроэнергии:

Качество электроэнергии влияет на стоимость энергии несколькими способами. Например, низкое качество электроэнергии может потребовать дополнительных инвестиций в линии электропередач или наложить ограничения на мощность, поставляемую в сеть. Из-за долгосрочной и краткосрочной изменчивости энергоресурса и взаимодействия с электросетью ветрогенераторы традиционно считаются поставщиками электроэнергии низкого качества.

Поэтому при проектировании системы управления необходимо также учитывать кондиционирование мощности. Это требование к управлению становится все более актуальным по мере того, как масштаб мощности ветрогенерирующих установок приближается к мощности обычных электростанций. Качество электроэнергии в основном оценивается по стабильности частоты и напряжения в точке подключения к сети и по эмиссии фликера.

В целом, частота является стабильной величиной. Колебания частоты в электрической сети происходят из-за дисбаланса мощности. Например, генераторы ускоряются, когда поставляемая мощность превышает потребляемую, следовательно, частота увеличивается. Аналогично, генераторы замедляются, когда они не могут покрыть спрос на мощность, тем самым частота снижается. Обычно при подключении к общей сети одиночные ветряные турбины или небольшие ветропарки не влияют на частоту. Однако это не так, когда ветряная турбина является частью изолированной энергосистемы или когда, мы имеем дело с крупной ветряной электростанцией. В этих случаях может возникнуть ситуация, когда необходимо регулировать общую мощность, поставляемую ветрогенератором.

Взаимодействие ветрогенераторов с электрической сетью влияет на напряжение на терминалах сети. Например, медленные колебания напряжения происходят, когда мощность, потребляемая ветрогенератором изменяется в зависимости от средней скорости ветра. Амплитуда этих колебаний тесно зависит от сопротивления сети в точке подключения и от потоков активной и реактивной мощности. Способ ослабления этих колебаний напряжения без влияния на отбор мощности заключается в управлении потоком реактивной мощности. Это традиционно выполняется, например, с помощью конденсаторных батарей или синхронных машин, потребляющих или отдающих реактивную мощность. Тем не менее, поскольку современные ветровые турбины подключаются к сети через силовые преобразователи, текущая тенденция заключается в использовании гибкости управления, обеспечиваемой силовой электроникой. Регулирование реактивной мощности, коэффициента мощности

или, непосредственно, напряжения может быть достигнуто путем адекватного управления электронными преобразователями. Любая из этих схем управления может быть реализована независимо от управления остальными частями ветрогенераторов. То есть, управление реактивной мощностью может быть отделено от управления углом тангажа, скоростью или крутящим моментом. Управление реактивной мощностью не рассматривается в этой работе, поскольку оно больше связано с электронным преобразованием энергии, чем с преобразованием энергии ветра.

2.1 Классификация системы управления ветрогенераторов

Ветрогенераторы были классифицированы на четыре основных типа [8]:

- Ветрогенераторы с фиксированной скоростью (рисунок 15).
- Ветрогенераторы с переменным скольжением (рисунок 16).
- Ветрогенераторы с двойным питанием от асинхронного генератора (DFIG) (рисунок 17).
- Ветрогенераторы с полным преобразованием (рисунок 18).

Блок – схема этих типов ветрогенераторов представлена на следующих рисунках:

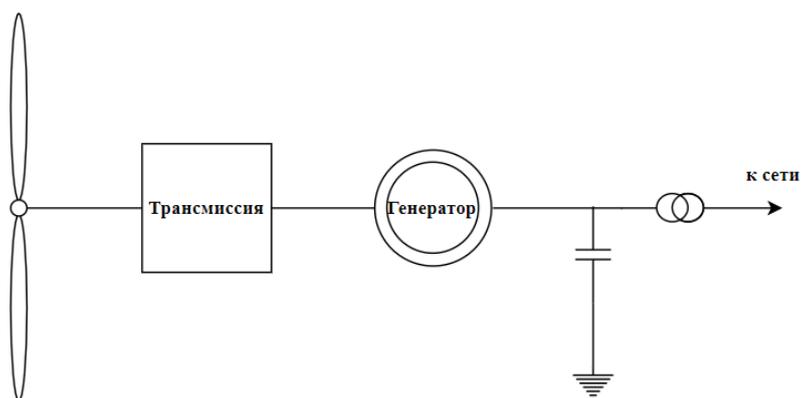


Рисунок 15 – Ветрогенераторы с фиксированной скоростью

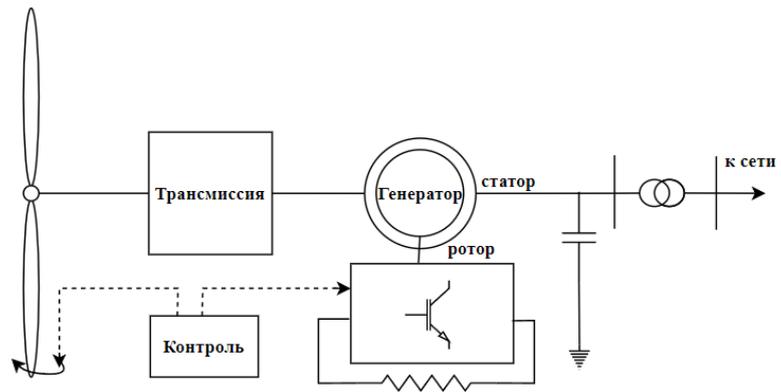


Рисунок 16 – Ветрогенераторы с переменным скольжением

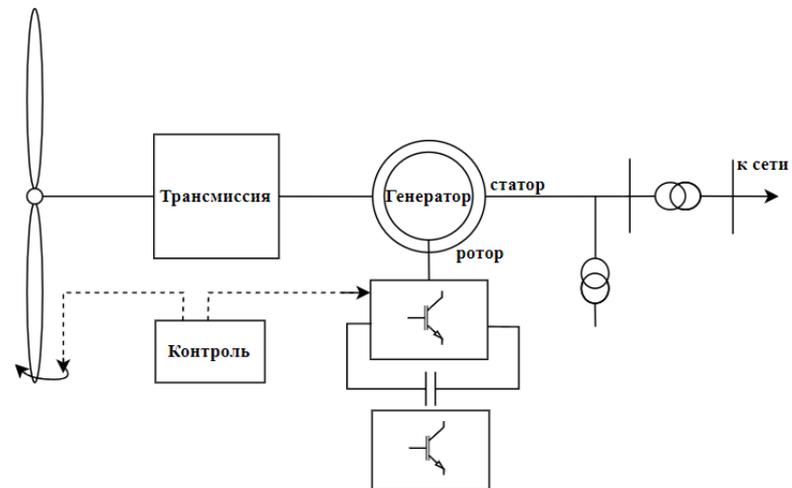


Рисунок 17 – Ветрогенераторы с двойным питанием от асинхронного генератора (DFIG)

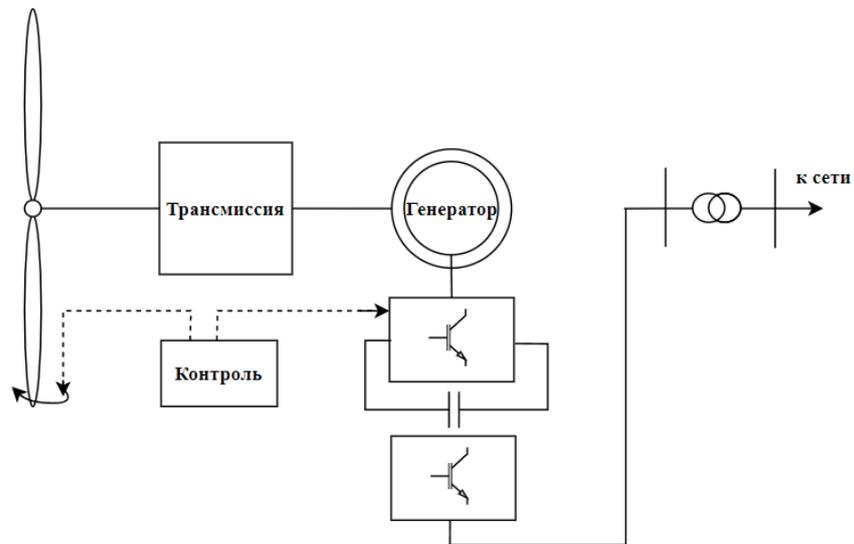


Рисунок 18 – Ветрогенераторы с полным преобразованием

Ветрогенераторы с фиксированной скоростью вращения являются самыми простыми ветрогенераторами, действующими в настоящее время. Они работают с малым изменением скорости вращения ротора турбины и используют индукционные машины (ИМ) с короткозамкнутым ротором, напрямую подключенные к сети. Некоторые из этих турбин не имеют возможности изменения угла наклона лопастей.

Хотя эта технология относительно прочная и надежная, у нее есть существенные недостатки, заключающиеся в неоптимальном улавливании энергии ветра и необходимости компенсации реактивной мощности.

Ветровые турбины с переменной скоростью разработаны для работы в широком диапазоне скоростей вращения ротора. В таких ветрогенераторах обычно используется регулировка угла наклона лопастей. Управление скоростью и мощностью позволяет этим ветрогенераторам извлекать больше энергии из данного режима ветра, чем ветрогенераторы с фиксированной скоростью. Ветрогенераторы с переменным скольжением или динамическим сопротивлением ротора управляют сопротивлением в цепи ротора машины, чтобы обеспечить широкий диапазон изменения эксплуатационного скольжения (скорости) (до 10 %). Однако мощность теряется в виде тепла в сопротивлении ротора.

Ветрогенераторы с двойным питанием асинхронного генератора (DFIG) решают эту проблему, используя преобразователь переменного/постоянного/переменного тока в цепи ротора для восстановления мощности скольжения. Флюкс-векторное управление токами ротора позволяет разделить реальную и реактивную мощность, а также максимизировать извлечение энергии ветра и снизить механические напряжения.

В ветрогенераторах с полным конвертером преобразователь переменного/постоянного/переменного тока "спина к спине" является единственным путем потока энергии от ветровой турбины к сети. Прямого подключения к сети нет. Эти турбины могут использовать синхронные или

асинхронные генераторы и предлагают независимое управление реальной и реактивной мощностью.

2.2 Стратегии управления ветрогенератора

Стратегия управления в некотором случае характеризуется тем, как турбина проектируется для приближения в состоянии стабилизации к кривой максимальной мощности в диапазоне "мощность - скорость ветра" (рисунок 13).

Таким образом, стратегия управления устанавливает установившиеся значения крутящего момента (или мощности) и скорости вращения ротора для каждой скорости ветра в диапазоне работы турбины. Стратегия управления влияет на настройку и конструкцию контроллера. На практике, схемы управления могут отличаться в зависимости от региона эксплуатации. Более того, модели малых сигналов, используемые для проектирования регулятора, сильно зависят от режимов и регионов работы.

Возможно, наиболее подходящим пространством для изображения стратегии управления является пространство "крутящий момент - скорость вращения - скорость ветра". Но для помощи в объяснении кривые часто проецируются на плоскость крутящего момента - скорости вращения. Стратегия управления представлена рабочим местом турбины, параметризованным скоростью ветра. В данной работе представлены и рассмотрены различные стратегии управления.

2.2.1 Фиксированная скорость и фиксированный угол атаки

Схема работы с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки была доминирующей в течение нескольких десятилетий. Однако в последнее время количество коммерческих ветровых турбин, основанных на этой схеме, уменьшается.

В этой схеме асинхронная электрическая машина напрямую подключена к электрической сети. Поэтому ее характеристика крутящего момента не может быть изменена. Следовательно, скорость генератора фиксируется в зависимости

от частоты электрической сети. Таким образом, говорят, что ветрогенератор работает с фиксированной скоростью. На практике скорость изменяется на несколько процентов вдоль характеристики крутящего момента генератора из-за скольжения.

Из-за отсутствия дополнительных аппаратных средств для реализации стратегии управления, ветрогенератор с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки очень просты и недороги. Как следствие, их эксплуатационные характеристики довольно низкие. На практике, для снижения механических нагрузок и улучшения качества электроэнергии не может быть предпринято никаких активных действий по управлению. Кроме того, эффективность преобразования еще не стала оптимальной.

На рисунок 19 показывает основную стратегию управления ветрогенераторами с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки в плоскости крутящий момент - скорость вращения.

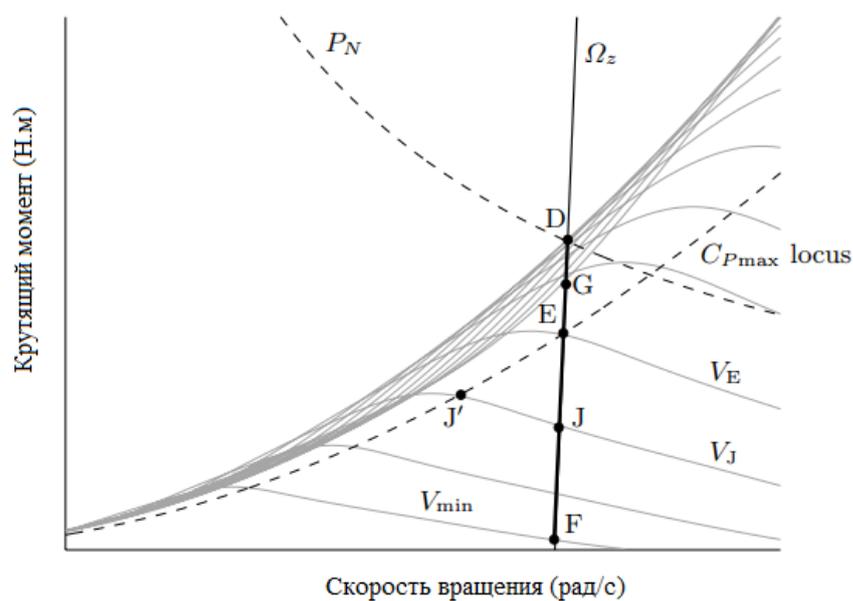


Рисунок 19 – Основная стратегия управления ветрогенератора с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки

Сплошная линия изображает характеристику реактивного момента, а серые линии изображают характеристики аэродинамического момента для различных скоростей ветра от V_{min} до V_{max} . Следует напомнить, что точки

пересечения являются точками установившегося режима работы ветрогенератора при соответствующих скоростях ветра.

Из-за того, что момент реакции и аэродинамический момент не могут быть изменены, поэтому все возможные рабочие точки ограничены отрезком FD. Скорость вращения почти постоянна вдоль FD, поэтому мощность более или менее пропорциональна крутящему моменту на протяжении всего этого рабочего отрезка. Рабочая точка F соответствует скорости ветра V_{min} , а D является точкой, где характеристика момента сопротивления пересекает передний фронт срыва, т.е. верхнюю границу всех характеристик аэродинамического момента.

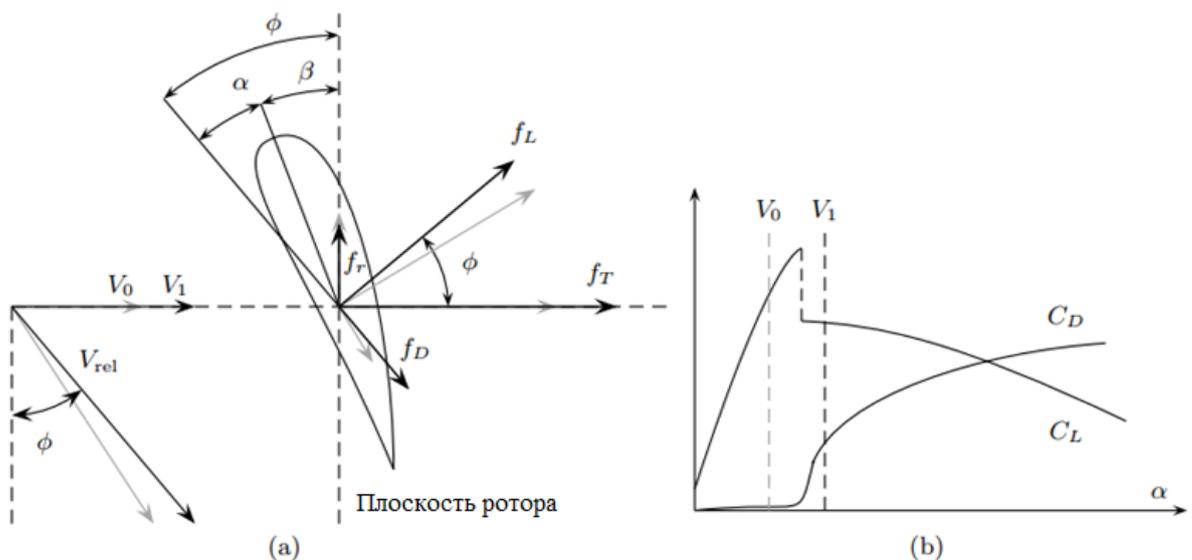
Эта точка определяет максимальную мощность, которую может получить турбина. При скорости ветра V_D , для которой характеристика аэродинамического момента проходит через точку D, турбина останавливается. Поэтому более высокая скорость ветра приводит к снижению аэродинамической мощности. Поэтому рабочая точка перемещается назад по характеристике крутящего момента генератора до достижения точки G, связанной со скоростью ветра отсечки V_{max} . Следует отметить, что существует суперпозиция рабочих точек на отрезке GD. Это означает, что скорость ветра не может быть однозначно определена по рабочей точке.

На рисунке 19 изображена парабола, показывающая точку максимальной эффективности преобразования, также называемая точкой максимальной мощности или C_{pmax} . Она показывает, что турбина работает с максимальной эффективностью при определенной скорости ветра V_E . Эта ситуация соответствует точке E, где точка максимума мощности, момент реакции и аэродинамический момент для $V = V_E$ пересекаются. В этой точке скорость ветра и скорость вращения удовлетворяют $\lambda_0 = \frac{R\Omega_E}{V_E}$. Допустим теперь, что ветрогенератор работает при E, когда скорость ветра падает с V_E до V_J . Тогда новой рабочей точкой будет J, т.е. $\Omega_J \cong \Omega_E$. В этот момент соотношение скорости

вращения наконечника $\lambda_j = \frac{R\Omega_E}{V_j}$ больше, чем λ_0 , поэтому эффективность преобразования снижается. Чтобы получить всю мощность, доступную при скорости ветра V_j , турбина должна работать в точке J' , где скорость вращения $\Omega_{j'} \cong \frac{\lambda_0 V_E}{R}$ ниже. Это неосуществимо при стратегии управления с фиксированной скоростью.

Ветрогенератор с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки управляются при высоких скоростях ветра. То есть, ограничение мощности ниже номинальной мощности происходит в режиме пассивного останова. Поэтому выбор стратегии управления сводится к выбору передаточного отношения редуктора для прохождения характеристики генератора через точку D. Обратите внимание, что эта точка является точкой пересечения гиперболы номинальной мощности (которая является границей региона безопасной эксплуатации) и передней фронтальной линии срыва. Таким образом, номинальная мощность превышена при отсутствии скорости ветра.

На рисунке 20 показан метод пассивного срыва для ограничения мощности.



(a) силы, действующие на элемент лопасти

(b) коэффициенты сопротивления и подъемной силы

Рисунок 20 – Стратегия пассивного срыва для ограничения мощности

На рисунке качественно показаны силы, действующие на элемент лопасти до (серый цвет) и после (черный цвет) срыва. Напомним, что скорость вращения и угол атаки фиксированы. Тогда угол наклона α увеличивается при увеличении скорости ветра, испытываемого элементом лопасти, от V_0 до V_1 . Когда α превышает заданное значение, воздушный поток перестает быть ламинарным и отделяется от верхней стороны аэродинамической спирали. Это вызывает перепад давления, который уменьшает подъемную силу и резко увеличивает сопротивление. Изменение подъемной силы f_L и силы сопротивления f_D приводит к значительному увеличению осевой силы тяги f_T , в то время как тангенциальная сила f_r уменьшается незначительно.

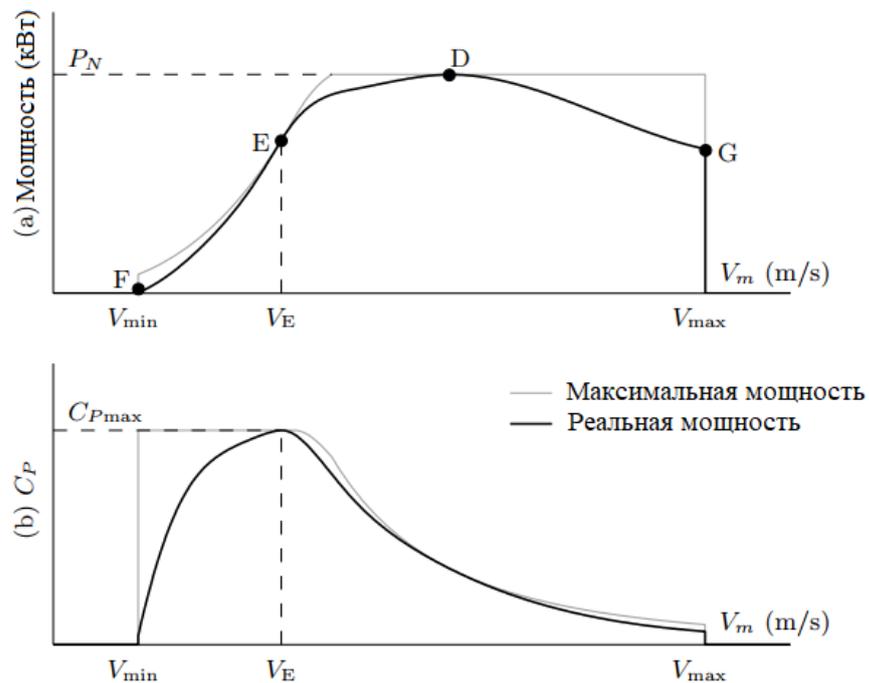
В результате аэродинамический момент и мощность уменьшаются. Считается, что турбина срывается. Нежелательным следствием регулирования срыва является увеличение тяги, что приводит к увеличению аэродинамической нагрузки.

На рисунке 21 показаны характеристики фиксирования мощности базовой стратегии управления с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки, показанной на рисунке 19.

В верхней части рисунка сравниваются кривые фактической и максимальной мощности, а в нижней части показана эффективность преобразования в зависимости от скорости ветра. На рисунке отмечены точки, соответствующие точкам на рисунке 19. Видно, что полученная мощность не соответствует кривой максимальной мощности. Это означает более низкий уровень получения энергии. В регионе низкой скорости ветра турбина работает с максимальной эффективностью только в одной точке (точка E). При скорости ветра выше номинальной регулирование мощности не очень хорошее. Видно, что номинальная мощность достигается только при одной скорости ветра (точка D), а при меньшей и большей скорости ветра мощность уменьшается. Такое плохое регулирование объясняется недостаточной гибкостью режима работы.

Кроме низкой эффективности преобразования, работа с фиксированной скоростью характеризуется другими недостатками, связанными с динамическим

поведением ветрогенератор. Например, плохое свойство регулирования приводит к колебаниям активной и реактивной мощности на линиях электропередачи. Кроме того, этот режим работы не обеспечивает управляющих воздействий для введения демпфирования в трансмиссию, что ослабило бы высокочастотные нагрузки и выбросы фликера. На практике, снижение популярности ветрогенераторов с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки в основном связано с плохим качеством электроэнергии, а не со снижением улавливания энергии.



(a) выходная мощность и (b) эффективность преобразования в зависимости от скорости ветра

Рисунок 21 – Базовая стратегия управления с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки

2.2.2 Фиксированная скорость и переменный угол атаки

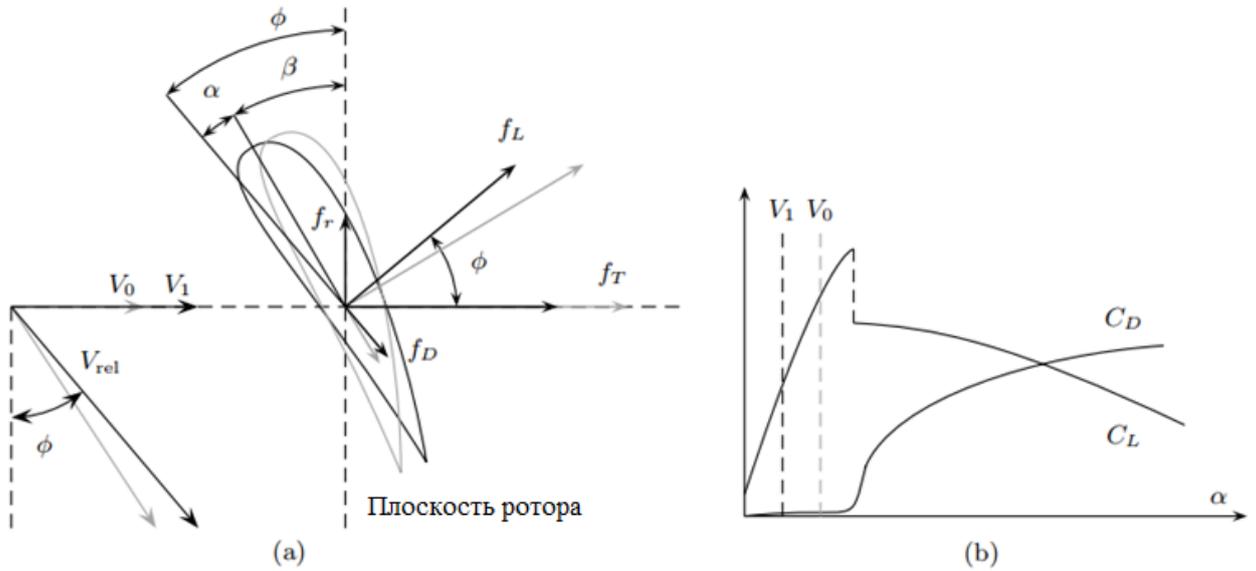
Режим работы фиксированной скорости и переменного угла атаки часто использовался в коммерческих ветрогенераторах в течение последних десятилетий, особенно при средней и высокой мощности. Работа с фиксированной скоростью означает, что максимальное преобразование

мощности достигается только при одной скорости ветра. Поэтому эффективность преобразования ниже номинальной скорости ветра не может быть оптимизирована. Такой тип ветрогенератора обычно программируется на работу с фиксированным углом атаки ниже номинальной скорости ветра. Однако работа с переменным углом атаки при низкой скорости ветра может быть потенциально полезной для некоторого повышения улавливания энергии. При скорости ветра выше номинальной мощность ограничивается путем непрерывной регулировки угла атаки. В основном существует два метода регулирования мощности с помощью управления углом атаки, а именно «pitch-to-feather» и «pitch-to-stall». Первый метод обычно называют управлением углом атаки, а второй метод называется " active stall " или " combi stall ". Во избежание недоразумений мы будем называть их pitch-to-feather и pitch-to-stall.

Ограничение мощности по «pitch-to-feather»

В основном, этот метод заключается в том, что лопасти закручиваются по мере увеличения скорости ветра. Так, он основан на аэродинамическом явлении, совершенно отличном от срыва. На рисунке 22 показан этот метод. В верхней части рисунка силы, действующие на элемент лопасти, испытывающий скорости ветра V_0 и $V_1 > V_0$, описаны серым и черным векторами соответственно. Когда скорость ветра увеличивается от V_0 до V_1 , угол ϕ , который относительный поток воздуха составляет с плоскостью ротора, увеличивается. В ответ на это контроллер увеличивает угол атаки β для того чтобы угол наклона α уменьшился. В результате коэффициент подъемной силы C_L падает, а коэффициент сопротивления C_D не увеличивается. Считается, что контроллер регулирует подъемную силу f_L , чтобы сохранить силу f_r в плоскости ротора постоянной. На рисунке видно, что, в отличие от пассивного срыва, при увеличении скорости ветра сила тяги f_T уменьшается. Поскольку усилия тяги создают аэродинамическую нагрузку на конструкцию, это является значительным преимуществом данного метода. Недостатком является то, что регулирование угла атаки по перу требует значительных усилий по управлению,

поскольку для компенсации колебаний силы ветра необходимы большие изменения угла атаки.



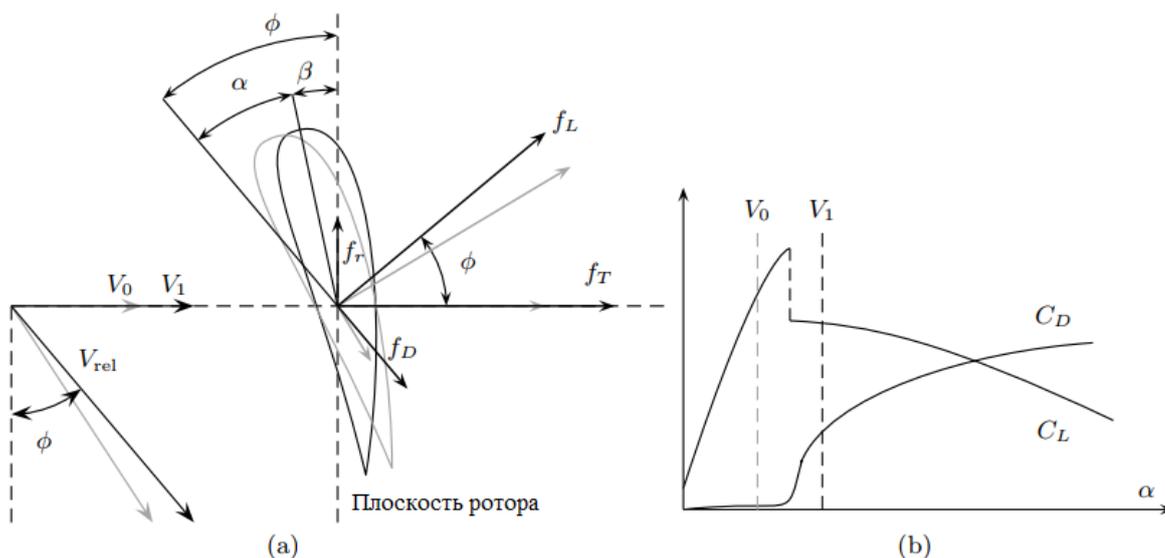
(a) силы, действующие на элемент лопасти и (b) коэффициенты сопротивления и подъемной силы

Рисунок 22 – Стратегия «pitch-to-feather» для ограничения мощности

Ограничение мощности по «pitch-to-stall»

Альтернатива «pitch-to-feather» является «pitch-to-stall». В этом случае угол атаки регулируется в обратном направлении. На практике угол атаки уменьшается для того, чтобы увеличить угол наклона, а не уменьшить его при увеличении скорости ветра. То есть угол атаки регулируется для активного вызывания срыва при превышении номинальной скорости ветра. Из-за гибкости управления этот метод обладает лучшими характеристиками регулирования, чем пассивное сваливание. На рисунке 23 показан этот метод. В верхней части рисунка показаны силы, действующие на элемент лопасти, который испытывает осевые скорости ветра V_0 (серый) и V_1 (черный), причем $V_1 > V_0$. Угол ϕ увеличивается со скоростью ветра. В результате угол наклона α имеет тенденцию к увеличению. В режиме «pitch-to-stall» угол атаки β уменьшается, чтобы еще больше увеличить угол наклона, тем самым усиливая срыв. Подъемная сила падает, а сила сопротивления резко возрастает. Совокупность этих сил приводит к тому, что сила в плоскости ротора остается постоянной, что позволяет

поддерживать аэродинамическую мощность на номинальном уровне. Недостатком этого метода, как и всех методов, основанных на сваливании, является то, что сила тяги резко возрастает, когда турбина входит в сваливание. Это приводит к большим аэродинамическим нагрузкам. Основной привлекательной особенностью этого метода является то, что для регулирования мощности требуется сравнительно небольшое усилие управления. Следует отметить, что больше не требуется, чтобы стратегия регулирования проходила точно через точку пересечения гиперболы номинальной мощности и фронта срыва. Это в принципе дает большую свободу при проектировании передаточного отношения.



(а) силы, действующие на элемент лопасти и (б) коэффициенты сопротивления и подъемной силы

Рисунок 23 – Стратегия «pitch-to-stall» для ограничения мощности Переменная скорость и фиксированный угол атаки

Использование ветрогенератора с переменной скоростью в качестве альтернативы ветрогенератора с фиксированной скоростью стало популярным в коммерческих ветрогенераторах, особенно для эксплуатации при низких скоростях ветра. Преимуществом ветрогенератора с переменной скоростью является больший получение энергии, снижение динамических нагрузок и улучшение качества электроэнергии. Поскольку в настоящее время ветроэнергетика достигла больших коэффициентов проникновения, требования

к улучшению качества электроэнергии дали решающий толчок к использованию схем с переменной скоростью.

Максимальная эффективность преобразования достигается при $\beta = \beta_0$ и $\lambda = \lambda_0$. Поэтому для максимального получения энергии ниже номинальной мощности угол атаки и соотношение скорости вращения концевика должны поддерживаться постоянными при этих значениях.

В частности, условие $\lambda = \lambda_0$ означает, что скорость вращения ротора должна изменяться пропорционально скорости ветра:

$$\Omega_{r,0} = \frac{\lambda_0 V}{R} \quad (2.2)$$

Как известно, режим работы с переменной скоростью требует отделения скорости вращения от частоты сети. Подходящее управление соответствующими электронными преобразователями приводит к параллельному смещению характеристики крутящего момента генератора в сторону высоких или низких скоростей. Таким образом, турбина может управляться для работы в различных точках.

При низкой скорости ветра ветрогенераторы с переменной скоростью управляются так, чтобы более или менее точно отслеживать этот locus $C_{p,max}$. Таким образом, стратегии управления переменной скоростью существенно различаются по способу ограничения мощности выше номинальной скорости ветра. Для ветрогенератор с переменной скоростью и фиксированном углом атаки существует в основном два подхода, основанных на пассивном и поддерживаемом скоростью сваливании, соответственно.

Переменная скорость с пассивным регулированием срыва

Эта стратегия управления определяется точками AEDG на рисунке 24. Как ясно, ветрогенератор работает в двух разных режимах во всей своей рабочей области. В области низкой скорости ветра, то есть между V_{min} и V_E , ветрогенератор запрограммирована на работу по квадратичной кривой AE. То есть, стратегия управления совпадает с locusом $C_{p,max}$. Понятно, что в этой

области ветрогенератора работает с переменной скоростью. Для скорости ветра выше V_E рабочая точка турбины перемещается по отрезку ED . То есть, турбина работает на фиксированной скорости в этой области скорости ветра, поэтому работает как ветрогенератор с фиксированной скоростью и фиксированном углом атаки. В результате мощность ограничивается пассивным срывом, как описано на рисунке 20. Здесь снова существует суперпозиция рабочих точек до и после срыва в сегменте GD . Обратите внимание, что характеристика крутящего момента генератора, содержащая отрезок ED , проходит через точку пересечения гиперболы номинальной мощности и фронта срыва. Это делается для того, чтобы захватить как можно больше энергии без перегрузки.

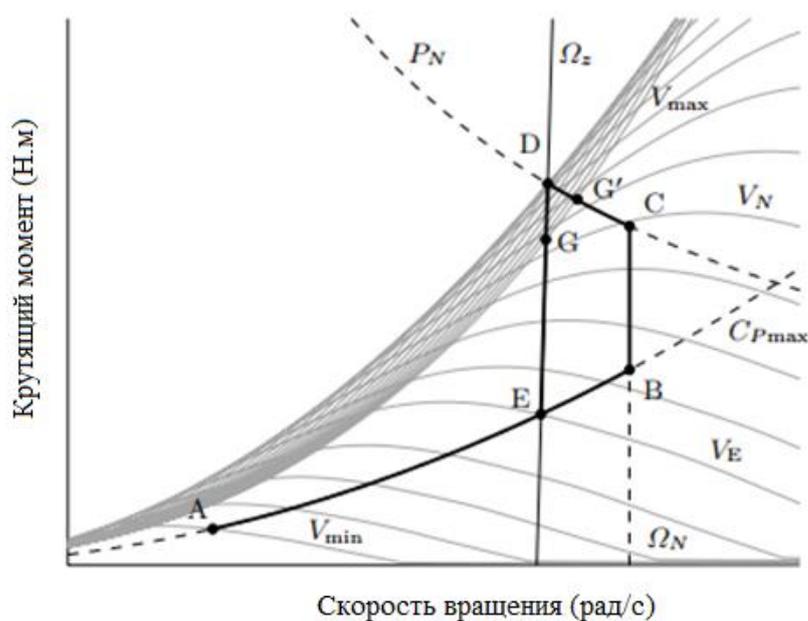
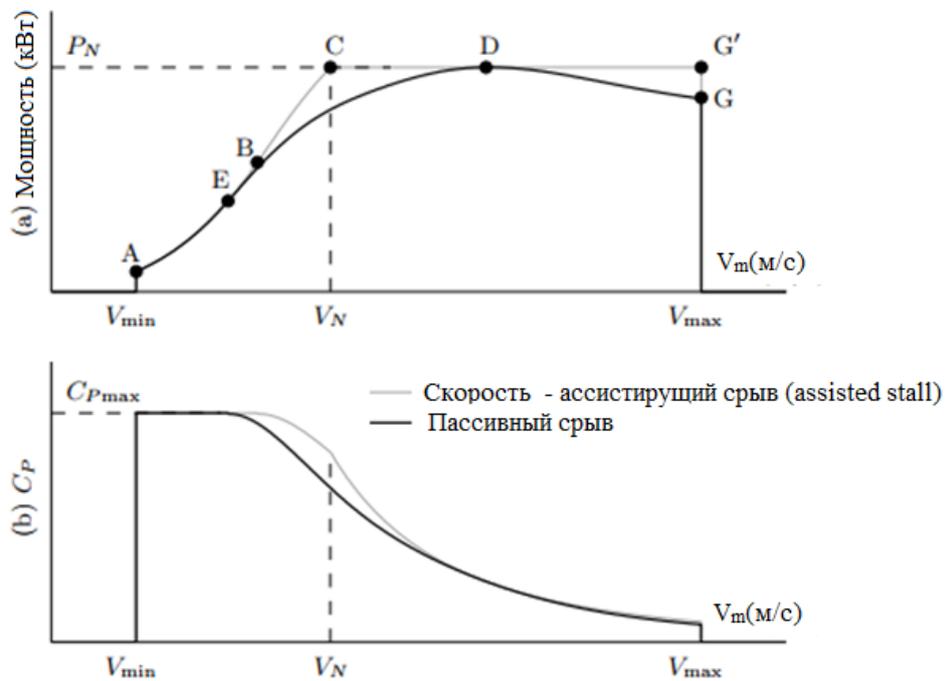


Рисунок 24 – Основные стратегии управления с переменной скоростью и фиксированным углом атаки с пассивным (AEDG) и регулирование срыва по скорости (ABCDG)

На рисунке 25 показаны свойства получения мощности этой стратегии управления. В верхней части рисунка сравниваются фактическая (черная) и идеальная (серая) кривые мощности, в то время как в нижней части показана эффективность преобразования (черная) в зависимости от скорости ветра. Точки A, E, D и G соответствуют точкам на рисунке 24.

Видно, что реальная кривая мощности привязана к идеальной кривой между V_{min} и V_E . Таким образом, преобразование мощности максимально в

этом диапазоне скоростей. В точке E кривая реальной мощности отделяется от идеальной, что приводит к некоторой потере улавливаемой мощности.



(a) улавливаемая мощность и (b) энергоэффективность в зависимости от скорости ветра

Рисунок 25 – Стратегии управления вариатором с фиксированным углом атаки с пассивным регулированием срыва (AEDG) и регулированием срыва по скорости (ABCDG)

Переменная скорость с вспомогательным регулированием срыва

Эта стратегия управления может быть определена точками ABCDG на рисунке 24. Ветрогенератор работает с переменной скоростью во всем рабочем диапазоне. Стратегия управления совпадает с locusом C_{pmax} от A до B. По всей этой кривой скорость вращения увеличивается пропорционально скорости ветра до достижения номинальной скорости Ω_N в точке B. Из-за того, что Ω_N не может быть превышена, рабочая точка перемещается на отрезок BC по мере увеличения скорости ветра от V_{Ω_N} до V_N . То есть, рабочая скорость ветрогенератора остается постоянной в этой области скорости ветра. При скорости ветра выше номинальной рабочая точка перемещается по гиперболе номинальной мощности в направлении фронта срыва. При скорости ветра VD стратегия управления

достигает фронта срыва, т.е. турбина останавливается. При более высоких скоростях ветра рабочая точка движется обратно по гиперболе до отключения при G .

Хотя эта стратегия управления может обеспечить максимальное получение энергии, у нее также появляются некоторые проблемы, связанные с переходными процессами. Проблемы появляются, когда ВЭСС работает в турбулентных условиях вокруг своей номинальной рабочей точки (точка C).

Например, предположим, что турбина работает при C , а скорость ветра резко возрастает выше V_N . В результате аэродинамическая мощность имеет тенденцию к увеличению. Чтобы компенсировать это увеличение, рабочая точка смещается влево по гиперболе номинальной мощности, что приводит к уменьшению скорости вращения. Соответственно, часть кинетической энергии, запасенной в роторе, уменьшается. Избыточная энергия передается через трансмиссию и поступает в сеть переменного тока. Таким образом, работа около номинальной точки неизбежно приводит к нежелательным переходным нагрузкам и колебаниям электроэнергии, которые ухудшают качество электроэнергии. Амплитуда колебаний аэродинамической мощности и, следовательно, переходных нагрузок уменьшается по мере приближения рабочей точки к фронту срыва.

2.2.3 Переменная скорость и переменный угол атаки

Стратегии управления с переменной скоростью и переменным углом атаки все более широко применяются в коммерческих ветрогенераторах. В этой схеме ветрогенератор программируется на работу с переменной скоростью и фиксированным углом атаки ниже номинальной скорости ветра и с переменным углом атаки выше номинальной скорости ветра. Могут применяться как стратегии «pitch-to-feather», так и «pitch-to-stall».

На рисунке 26 показана базовая стратегия управления с переменной скоростью вращения «pitch-to-feather» на плоскости «крутящий момент - скорость вращения». При низкой скорости ветра турбина работает вдоль локуса

$C_{p\max}$ между точками А и В. В точке В скорость вращения достигает своего верхнего предела Ω_N .

Поэтому скорость вращения регулируется на этом значении на участке ВС по мере увеличения скорости ветра от V_{Ω_N} до V_N . При скорости ветра выше номинальной угол продольного наклона регулируется для поддержания работы турбины в точке С. Обратите внимание, что отрезок ВС спускается в точку С, когда пересечение гиперболы номинальной мощности и параболы максимального КПД лежит слева от предела скорости вращения. В этом случае рабочий locus сводится к кривой АС.

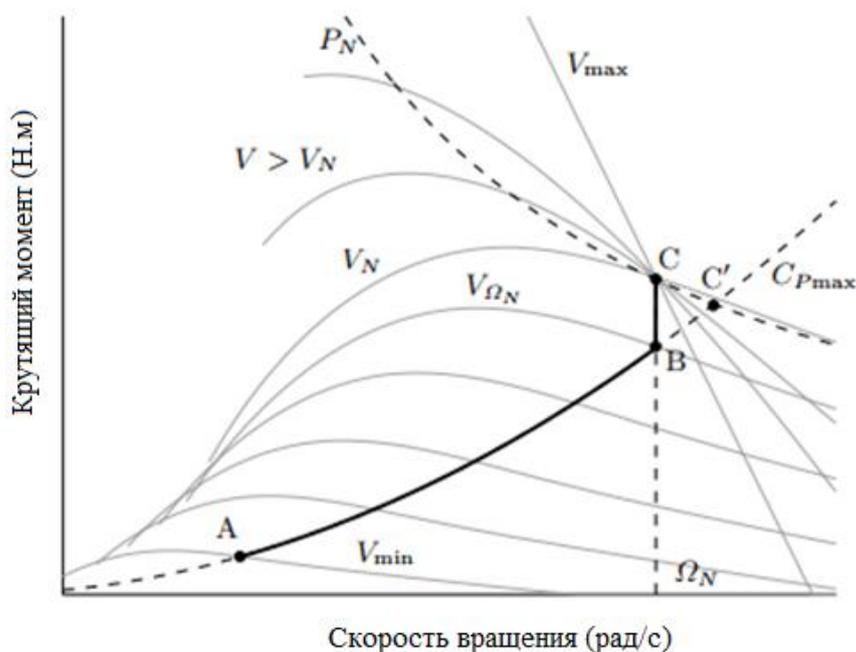


Рисунок 26 – Базовая стратегия управления с переменной скоростью и переменным углом атаки (pitch-to-feather)

Работа с переменной скоростью увеличивает возможность получения энергии при низкой скорости ветра, тогда как работа с переменным углом атаки позволяет эффективно регулировать мощность при скорости ветра, превышающей номинальную. Кроме того, работа с переменным шагом облегчает переходные нагрузки. Это важное преимущество данной стратегии управления по сравнению с переменной скоростью и фиксированным углом атаки, особенно для крупномасштабных ветровых турбин. Более того,

одновременное управление углом атаки и скоростью выше номинальной скорости ветра обеспечивает важные преимущества для динамических характеристик ветрогенератора в условиях сильного ветра.

2.3 Выводы по главе 2

В этой главе, система управления ветрогенератором анализируется, получим некоторые результаты:

Методы управления ветрогенератором анализируются. Таким образом, можно утверждать, что регулирование угла атаки является важным решением для эффективности работы ветрогенератора к условиям высокой скорости ветра.

Ветрогенератор с фиксированной скоростью и фиксированным углом атаки (FS-FP) является конфигурацией, где улучшить эффективность с помощью активного управления невозможно. В этой конструкции электрогенератор турбины напрямую связан с электросетью, в результате чего частота вращения электрогенератора фиксируется в зависимости от частоты электросети и фиксирует скорость вращения. Эти турбины регулируются с помощью пассивных методов срыва при высоких скоростях ветра. Выбор передаточного числа редуктора становится важным для такого пассивного регулирования, поскольку он гарантирует, что номинальная мощность не будет превышена.

Ветрогенератор с фиксированной скоростью и переменным углом атаки (FS-VP) работает при фиксированном угле атаки при скорости ветра ниже номинальной и постоянно регулирует угол выше номинальной скорости ветра. Для пояснения, работа с фиксированной скоростью означает максимальную выходную мощность при одной скорости ветра. Для ограничения мощности в этой конфигурации можно использовать оба метода управления «pitch-to-feather» и «pitch-to-stall».

Ветрогенератор с переменной скоростью и фиксированным углом атаки (VS-FP) постоянно регулирует скорость ротора в соответствии с изменением скорости ветра с помощью силовой электроники, управляющей синхронной скоростью электрогенератора. Этот тип управления предполагает, что

электрогенератор находится в сети, так что ротор электрогенератора и приводной механизм могут вращаться независимо от частоты сети.

Ветрогенератор с переменной скоростью и переменным углом атаки (VS-VP) является дериацией VS-FP и FS-VP. При работе ниже номинальной скорости ветра переменная скорость и фиксированный угол атаки используются для максимального получения энергии и повышения качества электроэнергии. При работе выше номинальной скорости ветра фиксированная скорость и переменный угол атаки позволяют эффективно регулировать мощность при номинальной мощности. Кривая мощность по скорости ветра анализирована, характеристики методы показаны, что:

- в районах с низкой скоростью ветра, когда скорость ветра увеличивается, генерирующая мощность увеличивается и всегда ниже рабочей мощности;

- когда скорость ветра достигает рабочей скорости ветра, если скорость ветра увеличивается, генерирующая мощность не изменяется;

- когда скорость ветра превышает рабочий диапазон скоростей ветра, мощность равна 0.

3 Моделирование системы ветрогенератора.

В этой части представлено моделирование системы ветрогенератора. Для этого, подсистемы моделируются, а затем объединяются модели подсистемы в большую модель системы. На следующем рисунке блок - схема моделирование системы ветрогенератора представлена.



Рисунок 27 – Блок - схема моделирование системы ветрогенератора

В которой V – скорость ветра, м/с; T_r – механический момент ротора, Н.м; ω_r – угловая скорость ротора, рад/с; F_T – Сила тяги, Н; V_d – скорости осевого вращения ротора, м/с; ω_g – угловая скорость вала генератора, рад/с; T_g – механический момент генератора, Вт; β – угол наклона лопастей, град

3.1 Моделирование аэродинамической ветротурбины.

Кинетическая энергия E (Дж) воздушной массы m (кг), движущейся со скоростью V (м/с), определяется по следующему уравнению:

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (3.1)$$

где $m = \rho v S \Delta t$;

S – площадь, захватываемая лопастями ротора, m^2

Рекуперации мощности определяются по формуле:

$$P_m = 0.5 \rho \pi R^2 V_w^3 C_p (\lambda_t, \beta) \quad (3.2)$$

где P_m – полученная механическая мощность турбины, Вт;

V_w – скорость ветра, м/с;

C_p – коэффициент использования энергии ветра;

R – радиус ротора, м;

ρ – плотность воздуха, кг/м³; λ_t – коэффициент крутящего момента;

Ω – угловая скорость вала турбины, рад/с;

β – угол наклона лопастей, град.

где
$$\lambda_t = \frac{\Omega R}{V_w}$$

Уравнение (3.2) в системе относительных единиц:

$$P_{m_pu} = k_p C_{p_pu} V_{wind_pu}^3 \quad (3.3)$$

где P_{m_pu} – мощность в системе относительных единиц для ρ и A

$$C_{p_pu} = C_p / C_{p_max}$$

$V_{wind_pu} = V_{wind} / V_{base}$ – желанная скорость ветра.

k_p – полученный коэффициент при $C_{p_pu} = 1$ và $V_{wind_pu} = 1$, $k_p < 1$.

Общее уравнение для коэффициента мощности $C_p(\lambda_t, \beta)$, коэффициенты этого уравнения зависят от параметров конкретной турбины [7]:

$$C_p(\lambda_t, \beta) = c_1(c_2 / \lambda_t - c_3 \beta - c_4) e^{-c_5 / \lambda_t} + c_6 \lambda_t \quad (3.4)$$

где
$$\frac{1}{\lambda_t} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.5)$$

На следующем рисунке представлено коэффициент C_p зависит от λ_t с каждом β , коэффициенты с c_1 от c_6 : $c_1 = 0.5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0.4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$, $c_6 = 0.0068$.



Рисунок 28 – Коэффициент C_p зависит от β

Максимальное значение C_p равен 0.48 при $\beta = 0$, $\lambda_t = 8.1$, это значение λ_t называются номинальная стоимость (nominal value) λ_{t_nom} .

Отслеживание точки максимальной мощности.

Алгоритм отслеживания точки максимальной мощности необходим для ветрогенератора, чтобы получить максимальную возможную мощность от ветра, которая динамически зависит от скорости ветра. В зависимости от скорости ветра существует определенная скорость генератора, который извлекает максимальную мощность. При превышении определенной скорости генератора полученная мощность будет резко снижена. Таким образом, ОТММ контроллер используется для отслеживания удельной скорости и извлечения максимальной мощности из ветра в переменной скорости ветряной турбины.

Мощность турбины получается из скорости ветра со скоростью ветра по соотношению:

$$P_m = 0.5\rho\pi R^2 V_w^3 C_p(\lambda_t, \beta)$$

где $\lambda_t = \frac{\Omega R}{V_w}$

На рисунке 29 показана зависимость между механической мощностью и скоростью вращения турбины для различных скоростей ветра:

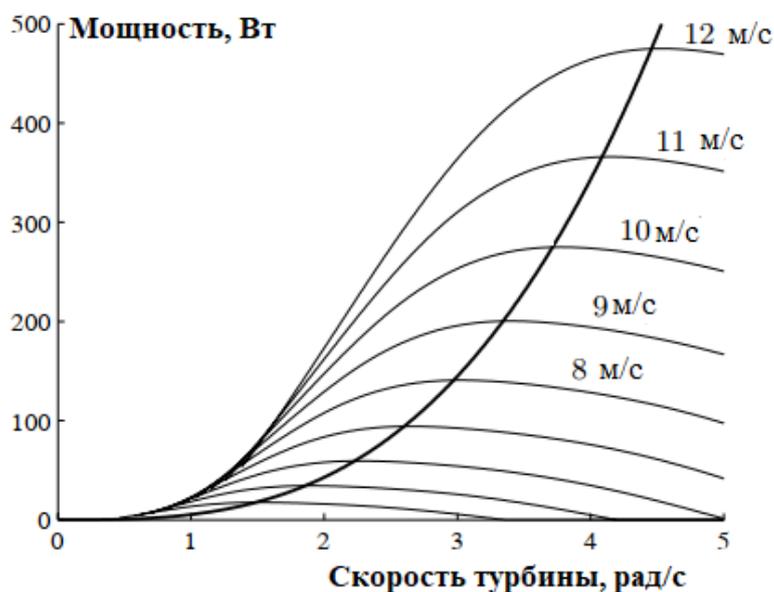


Рисунок 29 – Зависимость мощности от скорости турбины

3.2 Моделирование механической подсистемы

Горизонтально-осевая ветровая турбина является сложной механической системой, состоящей из взаимодействующих устройств с определенной степенью гибкости. Как и любая гибкая конструкция, ветровая турбина имеет множество режимов колебаний. Поэтому необходимо тщательное проектирование ветровой турбины и контроллера.

В механической модели акцент делается только на те части динамической структуры ветровой турбины, которые вносят вклад во взаимодействие с сетью. Поэтому в первую очередь рассматривается только приводная передача, так как эта часть ветровой турбины оказывает наиболее значительное влияние на колебания мощности. На рисунке 30 показана механическая модель приводной передачи

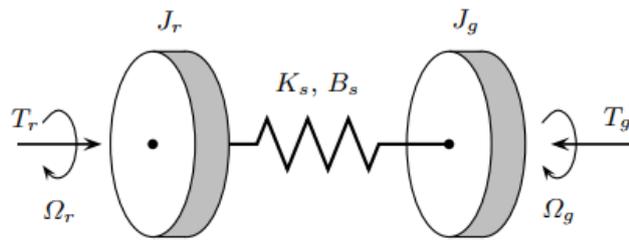


Рисунок 30 – Механическая модель приводной передачи

В основном, это модель двух масс, соединенных гибким низкоскоростным валом, характеризующимся жесткостью K_s и демпфированием B_s . Две массы соответствуют большой инерции J_r ротора турбины, представляющей лопасти и ступицу, и малой инерции J_g , представляющей индукционный генератор.

3.3 Математическая модель генератора.

3.3.1 Математическая модель синхронного генератора с постоянными магнитами.

В синхронном генераторе с постоянными магнитами всегда существует фиксированный магнитный поток благодаря системе постоянных магнитов, которые равномерно установлены на поверхности ротора, поэтому поток ротора всегда имеет четкую поляризацию и ориентацию. Поэтому была исследована модель генератора в системе координат вращения dq с направлением действительной оси d , совпадающим с осью потока. Система координат вращается вокруг начала координат с угловой скоростью ω , которая является механической скоростью ротора и также совпадает с угловой скоростью ω_s .

В трехфазных машинах переменного тока у всех нас есть три синусоидальных тока с одинаковой амплитудой, частотой и разностью фаз, текущие в статор через три полюса, соответствующие фазам u, v, w . Назовите эти три тока i_{su}, i_{sv}, i_{sw} .

Эти три тока удовлетворяют уравнению

$$i_{su}(t) + i_{sv}(t) + i_{sw}(t) = 0 \quad (3.6)$$

На механической плоскости (поперечном сечении) машины устанавливаем комплексную систему координат с действительной осью, проходящей через обмотку u-фазы. В этой системе координат определен пространственный вектор тока статора следующим образом:

$$i_s = \frac{2}{3} [i_{su}(t) + i_{sv}(t)e^{j120^\circ} + i_{sw}(t)e^{j240^\circ}] = |i_s| e^{j\omega_s t} \quad (3.7)$$

Где $i_s(t)$ - вектор постоянного модуля, вращающийся в комплексной (механической) плоскости с угловой скоростью $\omega_s = 2\pi f_s$ и составляющий с действительной осью фазовый угол $\gamma = \omega_s t$, где f_s - частота статорной цепи.

Ток каждой фазы является проекцией соответствующего вектора тока статора на ось соответствующей фазной обмотки. Для других величин статора машины, таких как напряжение статора, поток статора, можем построить соответствующие пространственные векторы, как для токов статора, упомянутых выше. В общем, любая статорная величина x определяет пространственный вектор следующим образом:

$$x_s \frac{2}{3} [x_{su} + x_{sv}(t)e^{j120^\circ} + x_{sw}e^{j240^\circ}] = |x_s| e^{j\omega_s t} \quad (3.8)$$

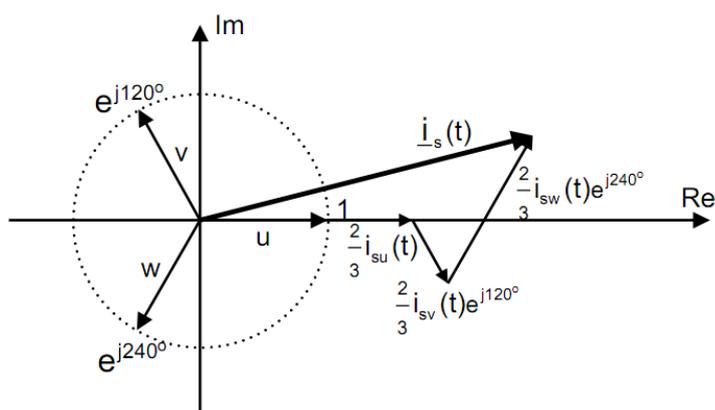


Рисунок 31 – Построить пространственный вектор тока статора из фазовых величин

Назовем указанную выше комплексную систему координат системой координат $\alpha\beta$ с осью α , совпадающей с осью обмотки фазы u . Это фиксированная система координат статора. Компоненты вектора тока статора на двух осях координат $i_{s\alpha}$ и $i_{s\beta}$. $i_{s\alpha}$ и $i_{s\beta}$ определяются из трех фазных токов по формуле (3.9). Напротив, фазные токи статора машины определяются из составляющих тока и по формуле (3.10):

$$\begin{cases} i_{s\alpha} = i_{su} \\ i_{s\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{su} + 2i_{sv}) \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} i_{su} = i_{s\alpha} \\ i_{sv} = 0,5(-i_{s\alpha} + \sqrt{3}i_{s\beta}) \\ i_{sw} = -0,5(i_{s\alpha} + \sqrt{3}i_{s\beta}) \end{cases} \quad (3.10)$$

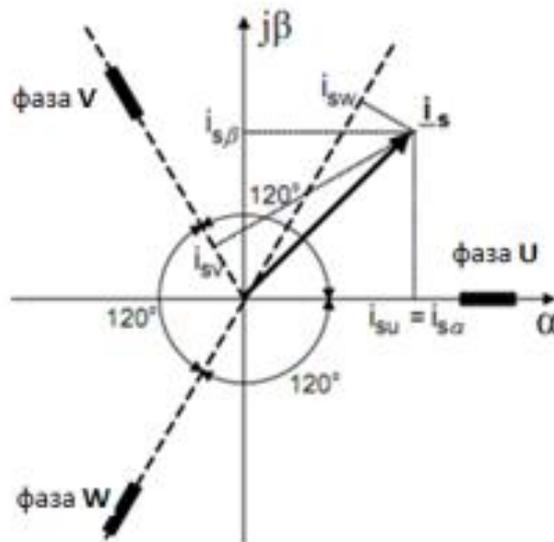


Рисунок 32 – Представить ток статора в виде пространственного вектора в системе координат $\alpha\beta$

Для синхронной машины с постоянными магнитами построим систему координат dq , в которой направление действительной оси d совпадает с осью полярного потока, а начало координат совпадает с началом системы. Эта система

координат вращается вокруг начала координат с угловой скоростью ω , которая является механической скоростью ротора, которая также является скоростью ω_s

$$\begin{cases} i_s^s = i_{s\alpha} + j i_{s\beta} \\ i_s^f = i_{sd} + j i_{sq} \end{cases} \quad ((3.11))$$

где i_{sd} , i_{sq} - это две компоненты вектора тока статора $i_s(t)$ на двух осях координат d, q

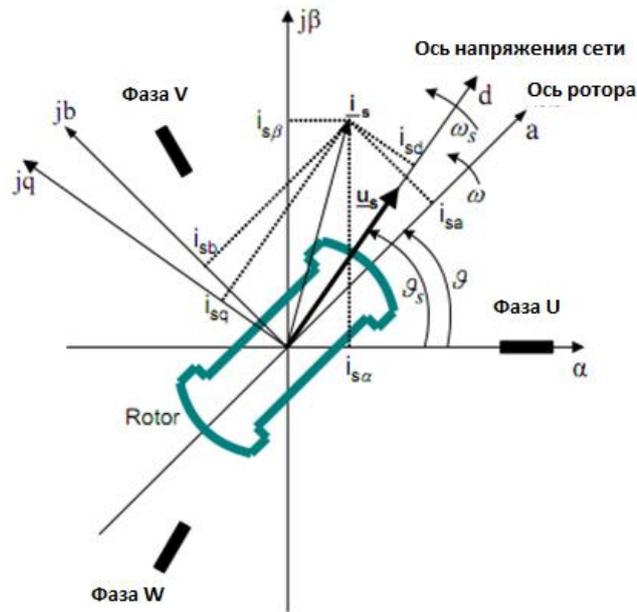


Рисунок 33 – Вектор тока статора на системе координата $\alpha\beta$, ab и dq

Модель непрерывного состояния.

Уравнение напряжения статора на системе обмоток статора:

$$u_s^s = R_s i_s^s + \frac{d\psi_s^s}{dt} \quad (3.12)$$

Преобразование в синхронную систему координат магнитного потока:

$$u_s = R_s i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_s \psi_s \quad (3.13)$$

Уравнение потока статора:

$$\psi_s = L_s i_s + \psi_p \quad (3.14)$$

где Ψ_p – это вектор полярного потока. Ось d в системе координата совпадает с осью полярного потока, поэтому компонент на оси q равно 0 ($\Psi_{pq} = 0$)

$$\Psi_p = \Psi_{pd} + j\Psi_{pq} = \lambda \quad (3.15)$$

Уравнение компонентов потока статора:

$$\begin{aligned} \Psi_{sq} &= L_{sq} i_{sq} \\ \Psi_{sd} &= L_{sd} i_{sd} + \lambda \end{aligned} \quad (3.16)$$

Комбинация уравнений (3.12) и (3.15):

$$\begin{aligned} u_{sd} &= R_s i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_s L_{sq} i_{sq} \\ u_{sq} &= R_s i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_s L_{sd} i_{sd} + \omega_s \lambda \end{aligned} \quad (3.17)$$

Упрощенная модель PMSG с осью dq в синхронной системе отсчета ротор-поле показана на рисунках 34 и 35

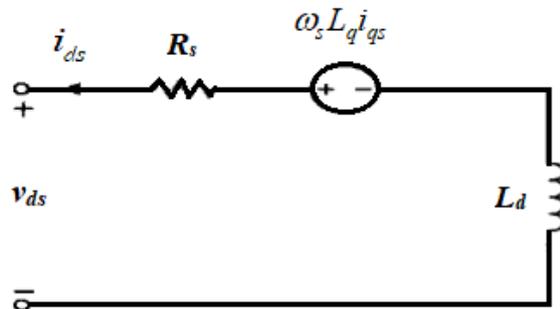


Рисунок 34 – Эквивалентная цепь PMSG в синхронном режиме по оси d

(a)

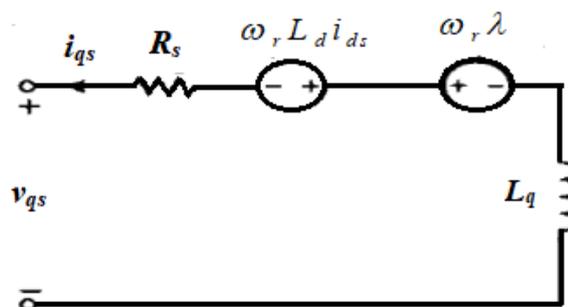


Рисунок 35 – Эквивалентная цепь PMSG в синхронном режиме по оси q

Уравнение общего момента:

$$m_M = \frac{3}{2} z_p (\psi_s \times i_s) \quad (3.18)$$

где Z_p – это количество полюсов.

$$m_M = \frac{3}{2} z_p (\psi_{sd} i_{sq} - \psi_{sq} i_{sd}) \quad (3.19)$$

$$m_M = \frac{3}{2} z_p [\lambda i_{sq} + i_{sd} i_{sq} (L_{sd} - L_{sq})] \quad (3.20)$$

Крутящий момент синхронной машины с постоянным магнитом состоит из 2 компонентов: основной составляющей λi_{sd} и составляющая сопротивления. При построении системы управления, должны управлять вектором тока статора так, чтобы он был перпендикулярен оси магнитного потока полюса, поэтому составляющая тока i_{sd} будет равна нулю, и получим следующее уравнение крутящего момента:

$$m_M = \frac{3}{2} z_p \lambda i_{sd} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \frac{di_{sd}}{dt} &= -\frac{1}{T_{sd}} i_{sd} + \omega_s \frac{L_{sq}}{L_{sd}} i_{sq} + \frac{1}{L_{sd}} u_{sd} \\ \frac{di_{sq}}{dt} &= -\omega_s \frac{L_{sd}}{L_{sq}} i_{sd} - \frac{1}{T_{sq}} i_{sq} + \frac{1}{L_{sq}} u_{sq} - \omega_s \frac{\lambda}{L_{sq}} \end{aligned} \quad (3.22)$$

На виде модели непрерывного состояния:

$$\frac{di_s}{dt} = A i_s + B u_s + N i_s \omega_s + S \psi_p \omega_s \quad (3.23)$$

где

$$A = \begin{pmatrix} -\frac{1}{T_{sd}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{sq}} \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} \frac{1}{L_{sd}} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_{sq}} \end{pmatrix}; N = \begin{pmatrix} 0 & \frac{L_{sq}}{L_{sd}} \\ -\frac{L_{sd}}{L_{sq}} & 0 \end{pmatrix}; S = \begin{pmatrix} 0 \\ -\frac{1}{L_{sq}} \end{pmatrix}$$

L_{sd}, L_{sq} – индуктивность d, q статора

i_{sd}, i_{sq} – это ток d, q статора

λ – магнитный поток

ω_s – это угловая частота цепи статора

$$T_{sd} = \frac{L_{sd}}{R_s}, T_{sq} = \frac{L_{sq}}{R_s}$$

R_s – сопротивление статора

$$\text{Уравнение баланса энергии: } J \frac{d\omega}{dt} = T_e - T_m - B\omega$$

где J – это момент инерции

B – это коэффициент трения

T_m – это механический момент

ω – это скорость ротора генератора.

3.3.2 Математическая модель асинхронного генератора (DFIG)

Конструкция асинхронного генератора DFIG включает в себя две основные части - статор и ротор. Кроме того, есть и другие части, такие как корпус, крышка и вал.

Статор выполняет функцию генерации 3-фазного переменного напряжения путем изменения магнитного потока при вращении ротора. Основными компонентами статора являются сердечник статора, обмотки статора, вывод, корпус и крышка.

Ротор выполняет функцию генерации магнитного поля, также вращается для генерации электродвижущей силы в обмотках статора. Основными компонентами являются стальной сердечник ротора, обмотка ротора.

При подаче тока возбуждения на обмотку ротора генератора появляется однородное магнитное поле. При вращении пропеллера ветром, ротор вращается, затем однородное магнитное поле охватывает обмотку статора, и на проводе статора появляется индукционная электродвижущая сила.

При подключении обмотки статора к нагрузке или подключении к сети, в обмотке статора появится ток. Амплитуда напряжения статора зависит от величины тока возбуждения. Частота напряжения статора зависит от скорости вращения ротора.

Уравнение напряжения статора:

$$u_s^s = R_s i_s^s + \frac{d\psi_s^s}{dt} \quad (3.24)$$

Уравнение напряжения ротора:

$$u_r^r = R_r i_r^r + \frac{d\psi_r^r}{dt} \quad (3.25)$$

Уравнение вектора потока

$$\begin{cases} \psi_s = i_s L_s + i_r L_m \\ \psi_r = i_s L_m + i_r L_r \end{cases} \quad (3.26)$$

Уравнение момента:

$$m_M = \frac{3}{2} z_p (\psi_s \times i_s) = -\frac{3}{2} z_p (\psi_r \times i_r) \quad (3.27)$$

Уравнение напряжения статора и ротора в dq-координате, который вращается скоростью ω_s

$$\begin{cases} u_s = R_s i_s + \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_s \psi_s \\ u_r = R_r i_r + \frac{d\psi_r}{dt} + j\omega_r \psi_r \end{cases} \quad (3.28)$$

где $\omega_s = \omega + \omega_r$

3.4 Моделирование подсистемы управления углом атаки

Управление углом атаки обычно предпочтительно в средних и больших ветрогенераторах. Первые контролеры ветрогенераторов полагались на постепенное изменение угла атаки. Привод состоял из противовесов, обеспечивающих вращение лопастей вокруг их продольных осей. По мере увеличения размеров турбины эти рудиментарные механизмы были заменены гидравлическими или электромеханическими устройствами. Более высокая гибкость этих устройств позволила реализовать эффективные и надежные стратегии управления для ограничения мощности или скорости.

Привод угла атаки представляет собой нелинейный сервопривод, который обычно вращает все лопасти - или их часть - в один момент. В закрытой цикле привод угла атаки может быть смоделирован как динамическая система первого порядка с насыщением амплитуды и производной выходного сигнала. На рисунке 36 показана блок-схема модели привода первого порядка. Динамическое движение привода угла атаки, работающего в линейной области, описывается дифференциальным уравнением 3.29.

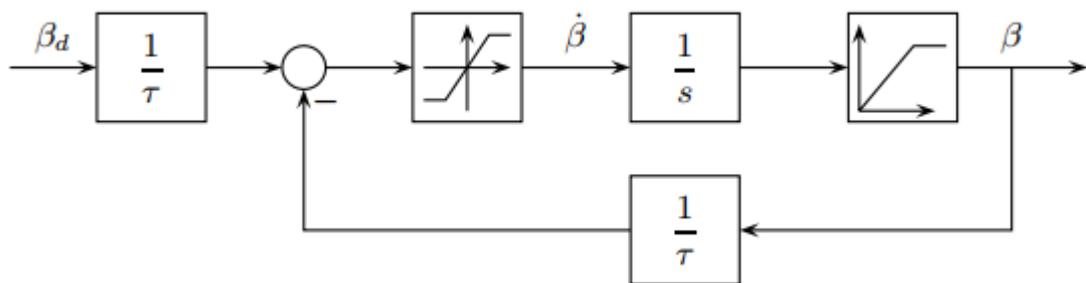


Рисунок 36 – Модель привод угла атаки

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau}\beta + \frac{1}{\tau}\beta_d \quad (3.29)$$

где β и β_d – фактический и желаемый угол атаки, соответственно.

Обычно β находится в диапазоне от -2° до 30° и изменяется с максимальной скоростью $\pm 10^\circ / c$.

Регулирование мощности может потребовать быстрой и большой коррекции угла атаки.

Таким образом, ограничения на скорость изменения и амплитуду угла атаки оказывают большое влияние на характеристики регулирования мощности. Для снижения риска усталостных повреждений эти пределы не должны достигаться во время нормальной работы турбины.

3.5 Выводы по главе 3

В этой главе проведено моделирование системы ветрогенератора, в котором состоит из основных подсистем, таких как механической подсистемы, аэродинамической ветротурбины, электрогенератора и подсистемы управления

углом атаки. На основе этих моделирований, предложил соответственный выбор для задачи разработки система управления ветрогенератором.

4 Разработка управления тока генератора ПИ

4.1 Теория регулирования ПИД

Одной из разновидностью регуляторов является пропорционально-интегрально-дифференцирующий (ПИД) регулятор, который формирует управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых: пропорционального, интегрального и дифференциального. На рисунке 37 представлена блок-схема регулятора ПИД.

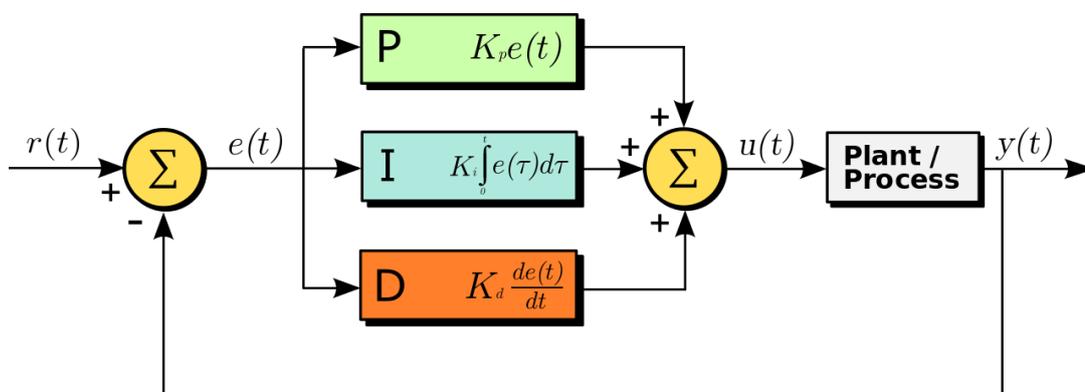


Рисунок 37 – Блок-схема регулятора ПИД

где $e(t)$ ошибка рассогласования, а также;

$P = K_p \cdot e(t)$ – пропорциональная;

$I = K_i \cdot \int_0^t e(\tau) d\tau$ – интегральная;

$D = K_d \cdot \frac{de(t)}{dt}$ – дифференциальная составляющие (термы) закона

управления, который в итоговом виде описывается следующими формулами:

$$e(t) = r(t) - y(t) \quad (4.1)$$

$$u(t) = P + I + D = K_p \cdot e(t) + K_i \cdot \int_0^t e(\tau) d\tau + K_d \cdot \frac{de(t)}{dt} \quad (4.2)$$

Пропорциональная составляющая P – отвечает за т.н. пропорциональное управление, смысл которого в том, что выходной сигнал

регулятора, противодействует отклонению регулируемой величины (ошибки рассогласования или еще это называют невязкой) от заданного значения. Чем больше ошибка рассогласования, тем больше командное отклонение регулятора. Это самый простой и очевидный закон управления. Недостаток пропорционального закона управления заключается в том, что регулятор никогда не стабилизируется в заданном значении, а увеличение коэффициента пропорциональности всегда приводит к автоколебаниям. Именно поэтому в довесок к пропорциональному закону управления приходится использовать интегральный и дифференциальный.

Интегральная составляющая I накапливает (интегрирует) ошибку регулирования, что позволяет ПИД-регулятору устранять статическую ошибку (установившуюся ошибку, остаточное рассогласование). Или другими словами: интегральное звено всегда вносит некоторое смещение и если система подвержена некоторыми постоянным ошибкам, то оно их компенсирует (за счет своего смещения). А вот если же этих ошибок нет или они пренебрежительно малы, то эффект будет обратным — интегральная составляющая сама будет вносить ошибку смещения. Именно по этой причине её не используют, например, в задачах сверхточного позиционирования. Ключевым недостатком интегрального закона управления является эффект насыщения интегратора.

Дифференциальная составляющая D пропорциональна темпу изменения отклонения регулируемой величины и предназначена для противодействия отклонениям от целевого значения, которые прогнозируются в будущем. Примечательно то, что дифференциальная компонента устраняет затухающие колебания. Дифференциальное регулирование особенно эффективно для процессов, которые имеют большие запаздывания. Недостатком дифференциального закона управления является его неустойчивость к воздействию шумов.

Качество системы зависит от параметров K_p , K_i , K_d . Для получения желаемого качества системы необходимо анализировать объект и на этой основе

выбирать подходящие параметры. В настоящее время существует достаточно много методов для определения параметров ПИД-регулятора, таких как:

- метод Циглера-Николса.
- метод Чиена-Хронеса-Ресвика.
- метод Т-суммы Куна.
- метод оптимизации величины и метод оптимизации симметрии.
- метод оптимизации ошибки слежения.

В любом случае не обязательно определять все три параметра. Например, когда сам объект имеет интегральную составляющую, то в контроллере нам не нужно добавлять интегральную составляющую, то есть просто использовать PD-контроллер. И когда сигнал в системе меняется медленно, а сам регулятор не должен очень быстро реагировать на изменения статического смещения, мы можем использовать ПИ-регулятор.

Таким образом, в зависимости от ситуации могут применяться П-, ПД-, ПИ- и ПИД-регуляторы, но основным законом управления в основном является пропорциональный (хотя в некоторых специфических задачах и могут использоваться исключительно только звенья дифференциаторов и интеграторов).

4.2 Регулирование ПИ для управления током генератора

По формуле 3.17, представленную в главе 4 напряжения по оси dq для синхронного генератора с постоянными магнитами могут быть записаны во временной области как:

$$V_{sd} = R_s i_{sd} + L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega L_{sq} i_{sq} \quad (4.3)$$

$$V_{sq} = R_s i_{sq} + L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega(L_{sd} i_{sd} + \lambda) \quad (4.4)$$

Используя преобразование Лапласа для этих уравнений, мы получаем эквивалент в частотной области в виде:

$$V_{sd}(s) = (R_s + sL_{sd})i_{sd}(s) - \omega L_{sq} i_{sq}(s) \quad (4.5)$$

$$V_{sq}(s) = (R_s + sL_{sq})i_{sq}(s) + \omega(L_{sd} i_{sd}(s) + \lambda) \quad (4.6)$$

Таким образом, машина может быть представлена следующей передаточной функцией:

$$G_d(s) = \frac{1}{R_s + L_{sd}s} \quad (4.7)$$

$$G_q(s) = \frac{1}{R_s + L_{sq}s} \quad (4.8)$$

ПИ-регулятор используется для установки задания тока по оси d на ноль. В системе существует время задержки датчика и время задержки вычислений. Поэтому вводимся временная задержка первого порядка. На рисунках 38 и 39 блок-схема управления током i по осям d q представлена:

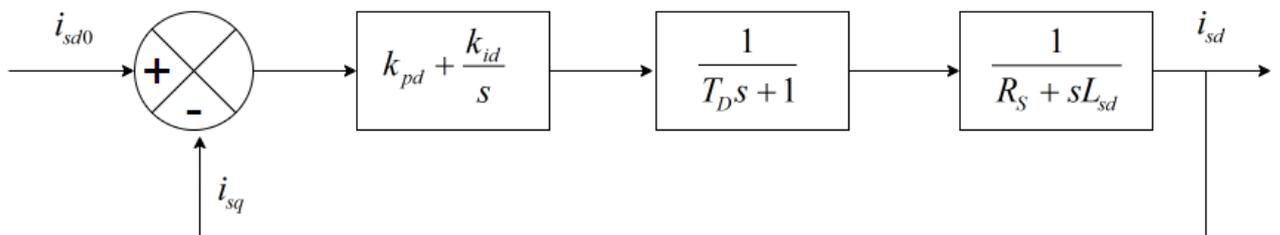


Рисунок 38 – Блок-схема управления током i_{sd}

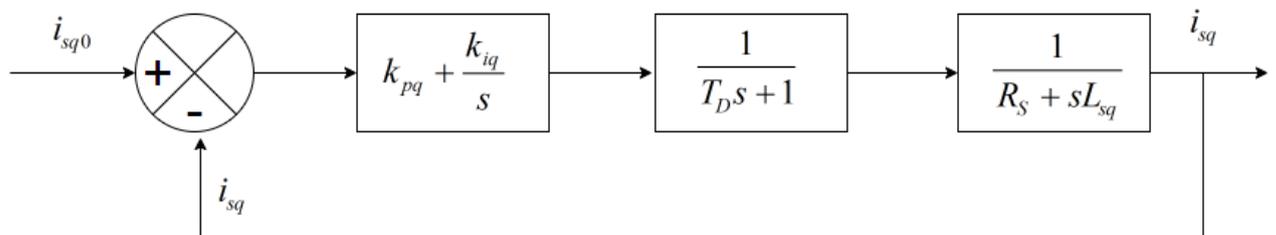


Рисунок 39 – Блок-схема управления током i_{sq}

Рассчитаем параметры регулирования ПИ током i_{sd} , передаточная функция открытого цикла задается следующим образом:

$$G_0(s) = \left(k_{pd} + \frac{k_{id}}{s}\right) \cdot \frac{1}{1 + sT_D} \cdot \frac{1}{R_s + sL_{sd}} \quad (4.9)$$

Допустим $K_{ip} = \frac{k_{id}}{k_{pd}} = \frac{R_s}{L_{sd}}$, то

$$G_0(s) = (k_{pd} + \frac{k_{ip} K_{ip}}{s}) \cdot \frac{1}{1 + sT_D} \cdot \frac{1}{R_S + sL_{sd}} = \frac{k_p}{T_D L_{sd}} \cdot \frac{1}{s(s + \frac{1}{T_D})} \quad (4.10)$$

Если $K = \frac{k_p}{T_D L_{sd}}$, то

$$G_0(s) = \frac{K}{s(s + \frac{1}{T_D})} \quad (4.11)$$

Передаточная функция закрытого цикла $G_{sd}(s)$, задается следующим образом:

$$G_{sd}(s) = \frac{G_{0d}(s)}{1 + G_{0d}(s)} = \frac{K}{s^2 + \frac{1}{T_D}s + K} \quad (4.12)$$

Общие уравнение для системы второго порядка имеет вид[^]

$$H(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.13)$$

где ζ - коэффициент демпфирования;

ω_n - натуральная угловая частота.

По методике сравнения коэффициентов уравнений (4.12) (4.13), получим:

$$\omega_{nd} = \sqrt{K} \quad (4.14)$$

$$\zeta = \frac{1}{2T_D \sqrt{K}} \quad (4.15)$$

Выбрать максимальное процентное значение превышения

$$\Delta h_{\max} = e^{\frac{-\pi\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}}} \text{ равно } 2\%, T_D = 0.3\text{мс, получим } \zeta = 0,78$$

Для расчета коэффициенты регулятора ПИ, используем параметры синхронного генератора с постоянными магнитами [8]

$$k_{pd} = 0,45, k_{id} = 0,1.$$

Применяя так же для тока i_{sq} , получим параметры регулятора:

$$k_{pq} = 0,297, k_{id} = 0,109$$

5 Разработка наблюдателя крутящего момента

5.1 Теория наблюдателя Луенбергер и Калман

Наблюдателя Луенбергер:

Рассмотрим объект с моделью состояния:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = A\underline{x} + B\underline{u} \\ y = C\underline{x} + D\underline{u} \end{cases} \quad (5.1)$$

Основная идея метода проектирования наблюдателя Луенбергера состоит в том, чтобы использовать систему с моделью

$$\begin{cases} \frac{d\hat{x}}{dt} = A\hat{x} + B\underline{u} + L(\underline{y} - \hat{y} - D\underline{u}) \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad \text{как наблюдатель для получения приближения } \hat{x} \approx \underline{x}$$

по крайней мере через достаточно короткий интервал времени T , то есть для получения выражения $\|e(t)\|_{\infty} = \|\underline{x}(t) - \hat{x}(t)\|_{\infty} \approx 0$ когда $t \geq T$. На рисунке 40 представлена модель наблюдателя состояния Луенбергера

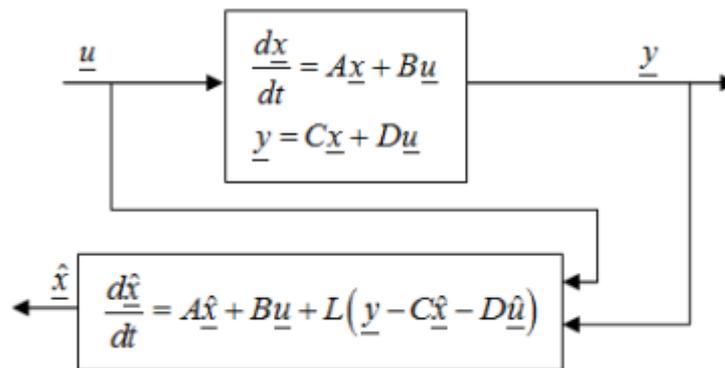


Рисунок 40 – Модель наблюдателя состояния Луенбергера

Целью работы является определять подходящий L . Сначала, на основе двух модели создана ошибка:

$$\underline{e}(t) = \underline{x}(t) - \hat{x}(t) \rightarrow \frac{d\underline{e}}{dt} = \frac{d(\underline{x} - \hat{x})}{dt} = A(\underline{x} - \hat{x}) - L(\underline{y} - C\hat{x} - D\underline{u}) = A\underline{e} - L(C\underline{x} - C\hat{x}) = (A - LC)\underline{e} \quad (5.2)$$

Так если $\underline{e}(t) \rightarrow 0$, то (A-LC) должна быть устойчивой матрицей. Чем быстрее ошибка $\underline{e}(t)$ будет приближаться к нулю, т.е. чем меньше время T, необходимое для наблюдения за входным и выходным сигналами, тем дальше от мнимой оси (в $-\infty$) собственные значения (A-LC).

Наблюдателя Калман:

Для наблюдателя состояния Луенбергера можем обнаружить изменение состояния $\underline{x}(t)$ в объекте только через определенное время T. Это ограничило его применимость, т. е. его можно использовать только тогда, когда возмущение, воздействующее на систему, является мгновенным, а интервал времени между двумя возмущениями не меньше T.

Для того чтобы полностью устранить указанный недостаток наблюдателя Луенбергера, Калман предложил учитывать участие шумовых сигналов $\underline{n}_x(t)$ и $\underline{n}_y(t)$ объекта в процессе определения призракного соответствия L наблюдателя. То есть модель описания объекта должна показывать участие шумовых сигналов. На рисунке 41 представлена модель наблюдателя состояния Калмана.

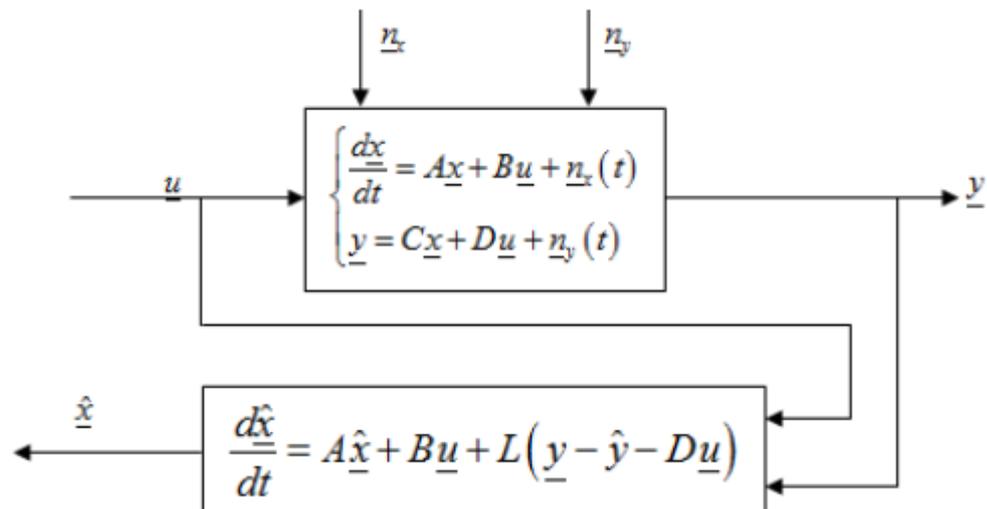


Рисунок 41 – Модель наблюдателя состояния Калмана

Рассмотрим шумовых сигналов $\underline{n}_x(t)$ и $\underline{n}_y(t)$, которые описаны по следующей формуле:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = A\underline{x} + B\underline{u} + \underline{n}_x \\ y = C\underline{x} + D\underline{u} + \underline{n}_y \end{cases} \quad (5.3)$$

Допустим шумовые сигналы $\underline{n}_x(t)$ и $\underline{n}_y(t)$ характеризуются:

- Они являются эргодическими случайными сигналами.
- Их значение ожидается равным 0, то есть $m_{\underline{n}_x(t)} = m_{\underline{n}_y(t)} = 0$.
- Их наблюдаемая функция взаимности имеет форму импульса Дирака:

$$\begin{aligned} r_{\underline{n}_x(t)}(\tau) &= M[\underline{n}_x, \underline{n}_x^T] = N_x \delta(\tau) \\ r_{\underline{n}_y(t)}(\tau) &= M[\underline{n}_y, \underline{n}_y^T] = N_y \delta(\tau) \end{aligned} \quad (5.4)$$

где $M[\cdot]$ - обозначение, позволяющее принять ожидаемое значение N_x и N_y за две постоянные матрицы.

- Они не соотносятся друг с другом, то есть $M[\underline{n}_x, \underline{n}_x^T] = M[\underline{n}_y, \underline{x}^T] = M[\underline{n}_x, \underline{x}^T(\tau)]$

- Наблюдатели состояния Калмана имеют ту же модель, что и наблюдатели состояния Луенбергера, то есть

$$\frac{dz}{dt} = A\underline{z} + B\underline{u} + L(y - C\underline{z} - D\underline{u}) \quad (5.5)$$

Но Калман определял L по:

$$Q = M[e^T e] = \sum_{i=1}^n M[e_i^2] \rightarrow \min! \quad (5.6)$$

где $\underline{e}(t) = \underline{x}(t) - \underline{z}(t)$

На основе уравнений (6.3) и (6.5):

$$\frac{d\underline{e}}{dt} = \frac{d(\underline{x} - \widehat{\underline{x}})}{dt} = A(\underline{x} - \widehat{\underline{x}}) + \underline{n}_x - LC(\underline{x} - \widehat{\underline{x}}) - L\underline{n}_y = (A - LC)\underline{e} + \underline{n}_x - L\underline{n}_y \quad (5.7)$$

$$\Rightarrow e(t) = e^{(A-LC)t} e_0 - \int_0^t e^{(A-LC)(t-\tau)} [\underline{n}_x - L\underline{n}_y] d\tau \quad (5.8)$$

На основе уравнений (5.8) и (5.6):

$$L^T = N_y^{-1}CP \quad (5.9)$$

где P - решение уравнения Риккати:

$$PC^T N_y^{-1}CP - PA^T - AP = N_x \quad (5.10)$$

Так алгоритм определения L для наблюдателя состояния Калмана состоит из следующих шагов:

- 1) Определять матрицу N_x и N_y (это две матричные корреляционные функции $\underline{n}_x(t)$ и $\underline{n}_y(t)$)
- 2) Разработать оптимальный контроллер, реагирующий на состояние ЛТ с отрицательной обратной связью для двойных объектов:

$$\frac{dx}{dt} = A^T \underline{x} + C^T \underline{u} \quad (5.11)$$

И объективная функция:

$$Q_K = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} (x^T N_x x + u^T N_y u) dt \quad (5.12)$$

- 3) Подставьте найденное L в (5.5), чтобы получить наблюдателя.

5.2 Наблюдатель крутящего момент

Моделирование наблюдателя ветрового момента рассчитывается так:

$$\dot{\omega} = -\frac{3p^2}{2J} \lambda i_{qs} - \frac{B}{J} \omega - \frac{1}{j} T_L \quad (5.13)$$

Модель состояния объекта:

$$\begin{pmatrix} \dot{\omega} \\ \dot{T}_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{B}{J} & -\frac{1}{J} \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \omega_r \\ T_L \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{3p^2}{2J} \\ 0 \end{pmatrix} i_{qs} \quad \text{или} \quad \begin{matrix} \dot{x} = Ax + Bu \\ y = Cx \end{matrix} \quad (5.14)$$

где $x = \begin{pmatrix} \omega \\ T_L \end{pmatrix}; A = \begin{pmatrix} -\frac{B}{J} & -\frac{1}{J} \\ 0 & 0 \end{pmatrix}; B = \begin{pmatrix} -\frac{3p^2}{2J} \\ 0 \end{pmatrix}; u = i_{qs}; y = \omega; c = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix}^T$

Модель наблюдателя:

$$\begin{cases} \frac{d\hat{x}}{dt} = A\hat{x} + B\underline{u} + L(\underline{y} - \hat{y} - D\underline{u}) \\ \hat{y} = C\hat{x} \end{cases} \quad (5.15)$$

$$\dot{e} = (A - LC)e \quad (5.16)$$

где $\hat{x} = \begin{pmatrix} \hat{\omega} \\ \hat{T}_L \end{pmatrix}; e = x - \hat{x}; L = \begin{pmatrix} L_1 \\ L_2 \end{pmatrix}.$

На рисунке 42 представлен наблюдатель ветрового момента.

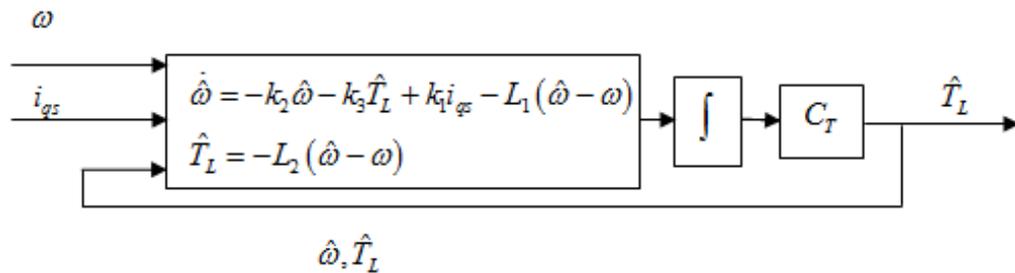


Рисунок 42 – Наблюдатель ветрового момента

Теорема [6]:

Если существуют линейные матрицы, удовлетворяющие следующему неравенству:

$$P > 0, PA + A^T P - YC - C^T Y^T < -Q$$

P и Q - положительно определенные симметричные матрицы, и если матрица наблюдения задается формулой:

$$L = P^{-1}Y$$

То ошибка e обратится к нулю.

Обоснование:

Выбираем функция Ляпунов $V(t) = e^T P e$ Производная по времени вычисляется:

$$V(t) = \dot{e}^T P e + e^T P \dot{e}$$

$$V(t) = [(A - LC)e]^T P e + e^T P [(A - LC)e] = e^T [(A - LC)^T P + P(A - LC)] e$$

$$V(t) \leq -e^T Q e$$

Таким образом То ошибка e обратится к нулю.

И расчетный крутящий момент ветра рассчитывается:

$$\hat{T}_L = C_T \hat{x}$$

где $C_T = [0 \ 1]$.

Выбираем матрицу Q как единичную матрицу 2×2 и вычисляем матрицы $P = 10^9 \begin{pmatrix} 2,0791 & 0,0001 \\ 0,0001 & 0 \end{pmatrix}$ как положительно определенные симметричные матрицы.

Находим параметры наблюдателя: $L = \begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -34000 \end{bmatrix}$

6 Моделирование система в MATLAB.

6.1 Описание среды MATLAB - SIMULINK

MATLAB – это язык программирования, разработанный MathWorks. Он начинался как матричный язык программирования, где программирование линейной алгебры было простым. MATLAB широко используется в качестве вычислительного инструмента в науке и технике, охватывающего области физики, химии, математики и всех технических потоков. В MATLAB есть много инструментов, которые интегрированы для поддержки расчетов и научных исследований во многих областях.

Simulink – это среда моделирования и проектирования на основе моделей для динамических и встроенных систем, интегрированная с MATLAB. Simulink, также разработанный MathWorks, представляет собой инструмент языка графического программирования потоков данных для моделирования, моделирования и анализа много доменных динамических систем. В основном это графический инструмент для построения блок-схем с настраиваемым набором библиотек блоков. Это позволяет включать алгоритмы MATLAB в модели, а также экспортировать результаты моделирования в MATLAB для дальнейшего анализа.

Simulink поддерживает системный дизайн, моделирование, автоматическая генерация кода, тестирование и проверка встроенных систем

6.2 Моделирование разработанной системы

В этой части представлены моделирование система управления генератора с постоянными магнитами.

На рисунке 43 показана блок-схема системы управления ветрогенератор. В схеме имеют ветротурбина, электрогенератор, наблюдатель крутящего момента, контроллер, преобразователи.

Блок турбины дает параметры механической мощности (ветровой мощности), вкладываемой в генератор. Ветровой момент от наблюдателя

поступает на контроллер, сигнал управления проходит через инвертор, подключенный к генератору.

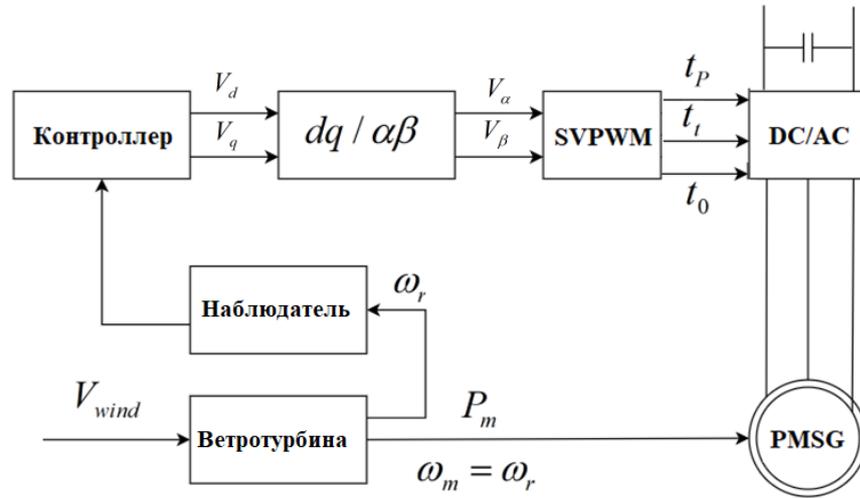


Рисунок 43 – Блок-схема системы управления ветрогенератором с использованием синхронного генератора с постоянными магнитами

6.2.1 Схемы моделирования в Simulink

Схемы для выполнения моделирования системы ветрогенератора в Simulink показаны на рисунках 44 – 50.

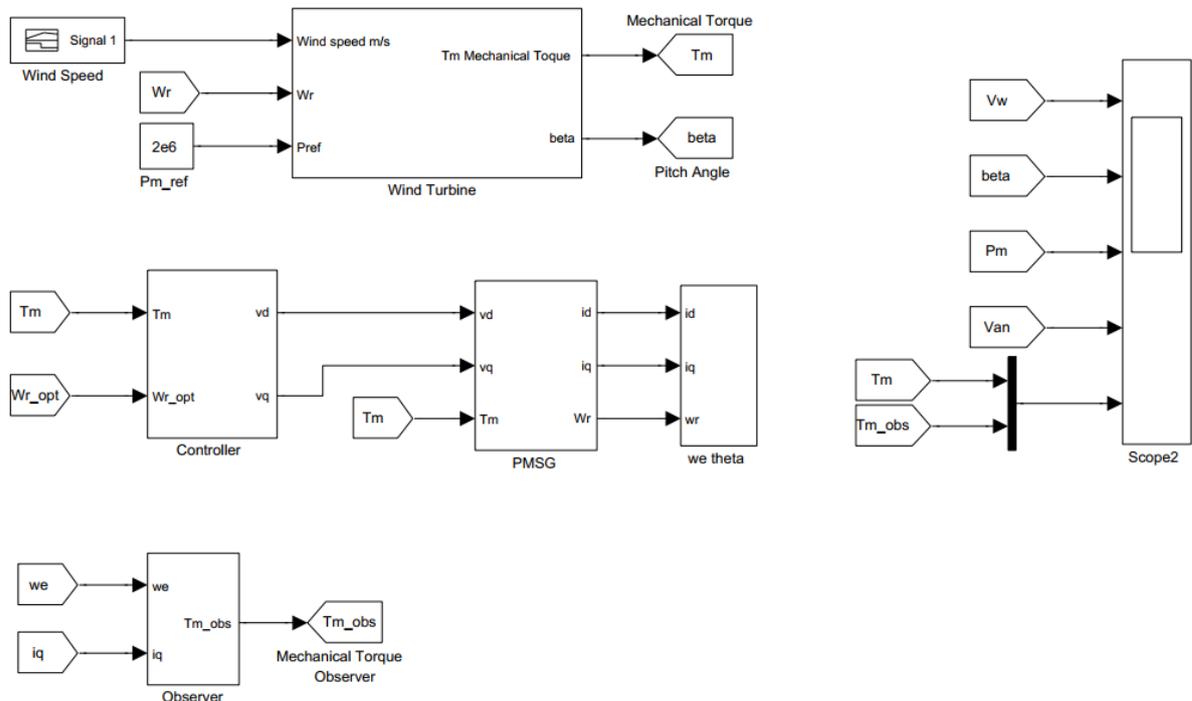


Рисунок 44 – Блок-схема система ветрогенератора в Simulink

Параметры ветротурбины [8]:

- Радиус ротора: $R = 38\text{ м}$
- Плотность воздуха: $\rho = 1,205 \text{ кг/м}^3$
- Максимальный коэффициент мощности: $C_{p_{\max}} = 0.4421$
- Номинальная ветряная скорость: $V_{wrate} = 11.8 \text{ м/с}$
- Постоянный коэффициент максимальной мощности: $K_{p-opt} = 0.201$

мВт/(рад/с)³

Параметры этого генератора [8]:

- Мощность: $P_{Gen(rated)} = 2 \text{ МВт}$
- напряжения: $V_{Gen(rated)} = 4\text{KV}$
- Номинальная частота вращения ротора: $\omega_{r(rated)} = 2,18 \text{ рад / с}$
- Номер активной пары: $P = 11$
- Поток: $\lambda = 136 \text{ Вб}$
- Индуктивность статора по оси d: $L_d = 0,334 \text{ н}$
- Индуктивность статора по оси q: $L_q = 0,217 \text{ н}$
- Сопротивление статора: $R_s = 0,08$
- Коэффициент трения: $B = 0,01$

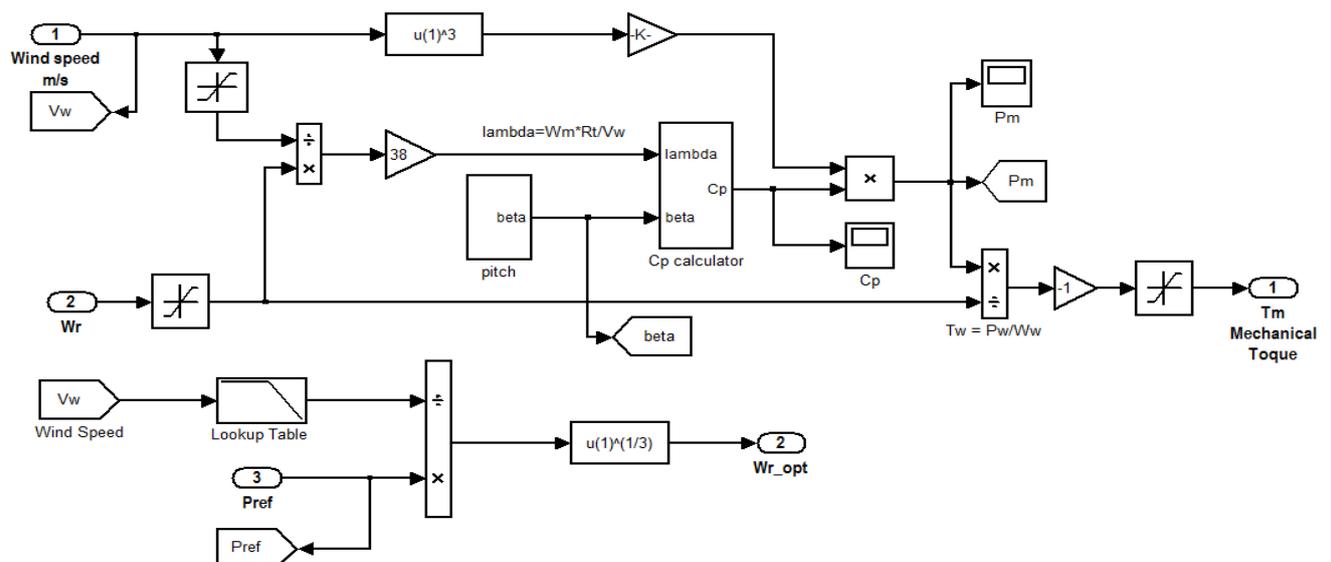


Рисунок 45 – Блок - схема ветряный турбин

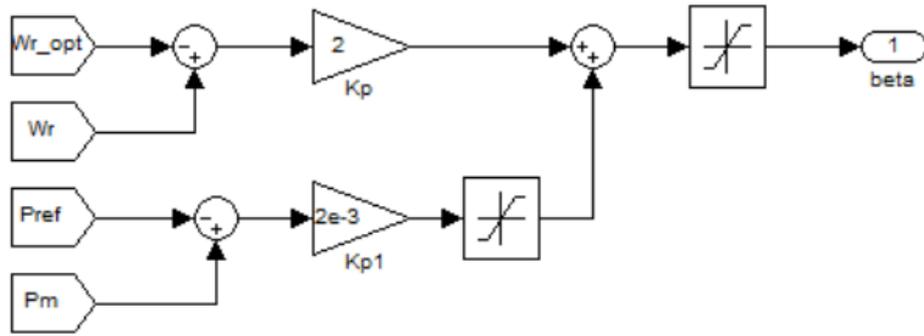


Рисунок 46 – Блок -схема системы управления углом атаки

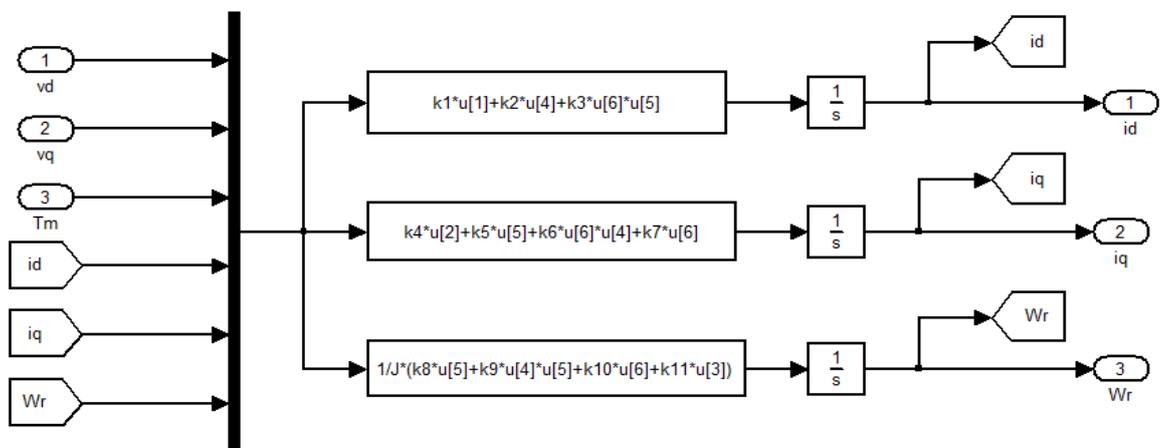


Рисунок 47 – Блок - схема синхронный генератор с постоянным магнитами

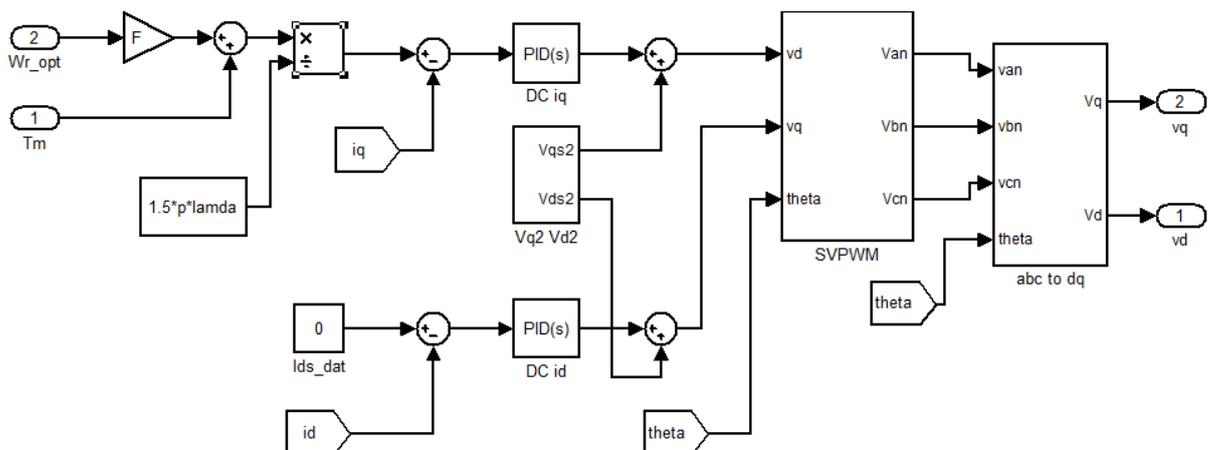


Рисунок 48 – Блок - схема система управления генератора

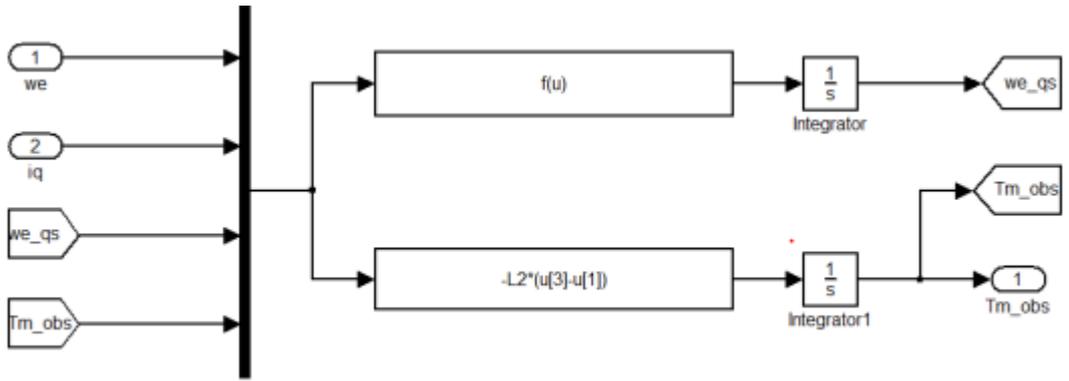


Рисунок 49 – Блок - схема наблюдатель крутящего момента

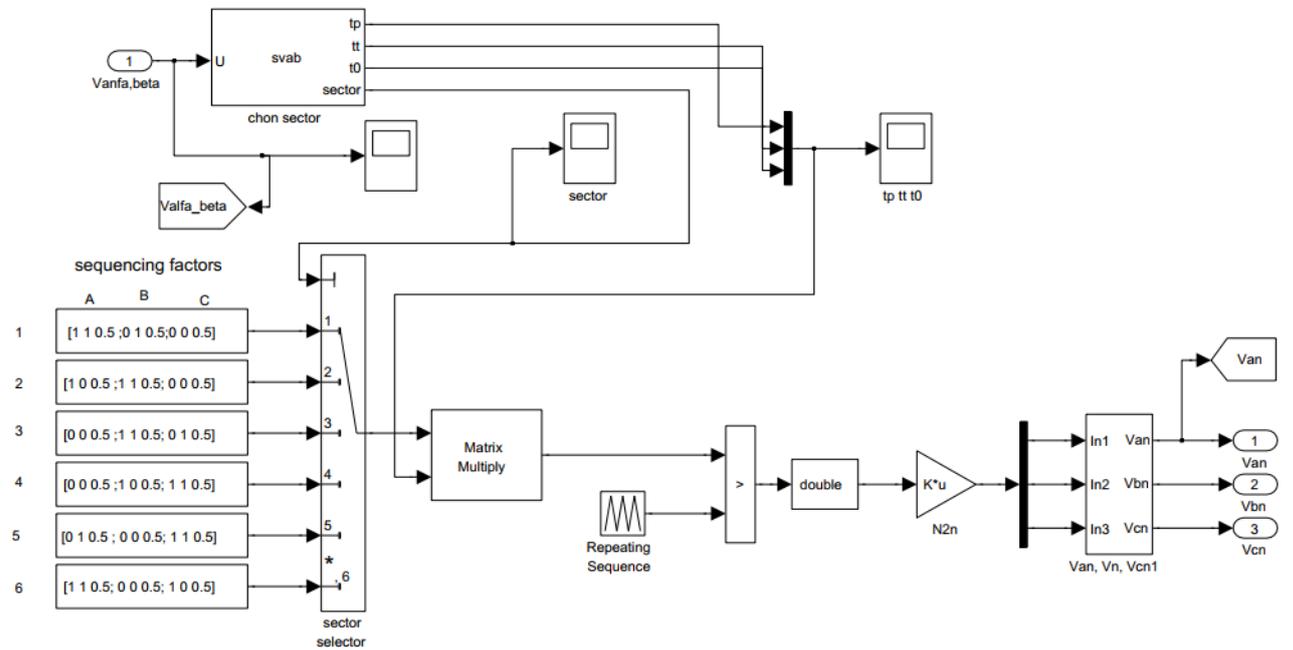


Рисунок 50 – Блок - схема SVPWM

6.2.2 Результат моделирования

На рисунке 51 представлены результаты моделирования:

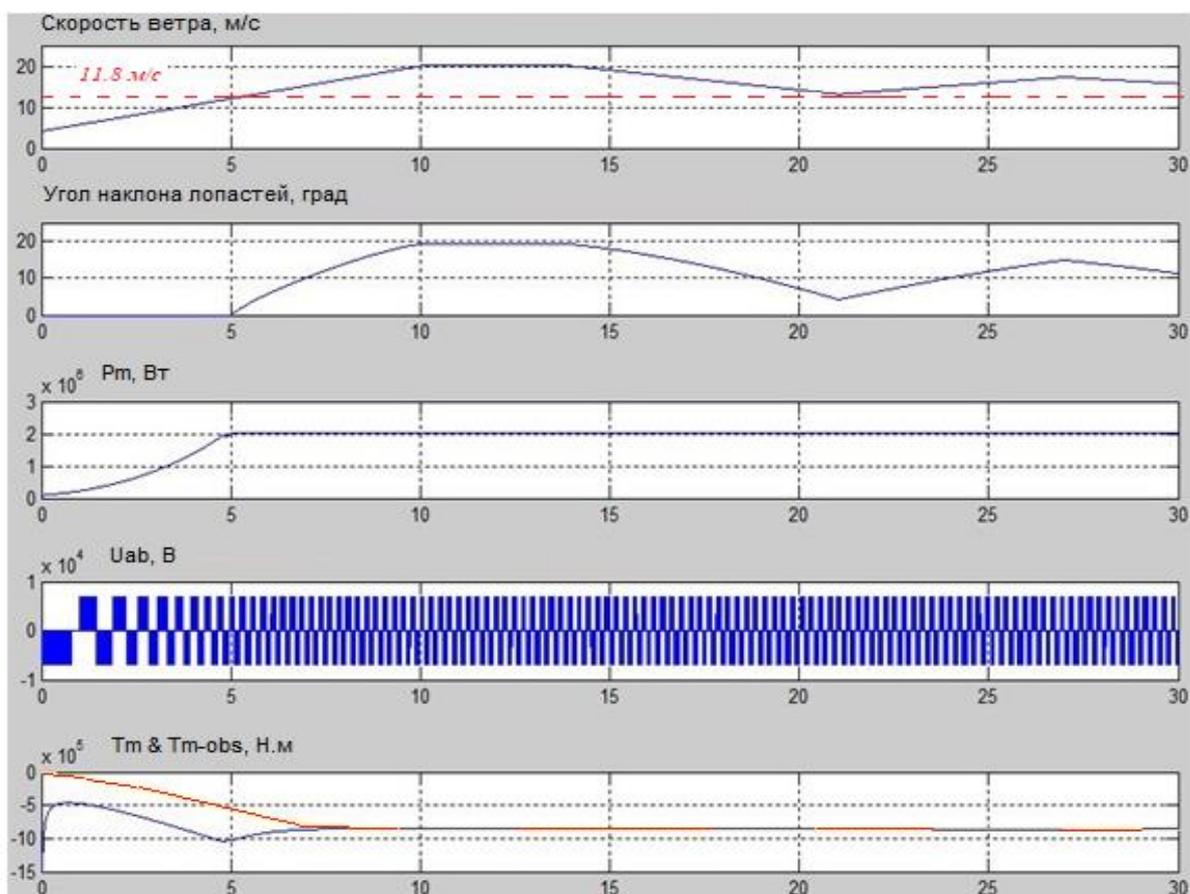


Рисунок 51 – Результаты моделирование

Результаты моделирования видно, что, когда скорость ветра меняется угол атаки меняется на соответственное значение угла. То есть, когда скорость ветра повышается от 4 м/с до 11,8 м/с (номинальная скорость), то угол атаки равно 0 и мощность генератора повышается от 0 до 2 МВт; когда скорость ветра выше 11,8 м/с, то мощность генератора достигает максимальное значение 2 МВт (Максимальная мощность генератора).

Также наблюдатель крутящего момента ветра хорошо работает в области, превышающей номинальную скорость ветра ($> 11,8$ м / с), но время отклика наблюдателя еще долго, не подходит для области скорости ветра ниже номинальной скорости, когда скорость ветра изменяется быстро.

6.3 Выводы по главе 6

В этой главе проведено моделирование разработанной системы управления ветрогенератор в Simulink. На основе анализирований результатов показана зависимость мощность от скорости ветра и угол атаки. Эта система работает хорошо в области, превышающей номинальную скорость ветра.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В рамках выпускной квалификационной работы выполнен тему «Система управления ветрогенератор». Объектом исследования является состав и конструкция системы управления ветрогенератором, влияние системы управления на эффективности работы ветрогенератора. Применения программного пакета MATLAB качестве средства для моделирования системы управления ветрогенератором в среде MATLAB и SIMULINK.

Цель исследования: Исследование системы управления ветрогенератором и его влияние на эффективности работы системы ветрогенератора. Для этого, проведение моделирования разработанной системы управления в Simulink, анализ полученных результатов и показаны зависимости мощности ветрогенератора от угла атаки и скорости ветра

Цель раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» - оценить эффективность НИ.

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок: потребители электроэнергии имеющие проблемы с подключением к традиционным электрокоммуникациям, либо желающие снизить затраты на электроэнергию.

Карта сегментирования рынка по использованию альтернативной электроэнергии представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Карта сегментирования рынка по использованию альтернативной электроэнергии

		Потребители альтернативной электроэнергии			
		Частные объекты (коттеджи, многоквартирные дома, фермы)	Объекты Промышле нного назначения	Социальны е объекты (школы, больницы, администра тивные учреждения)	Научно- исследовател ьские станции
Альтерна тивные источник и электроэ нергии	Ветрян ые электро станции				
	Солнеч ные электро станции				

В данной карте сегментирования показано, что ветряные электростанции востребованы в достаточно широком спектре рынка альтернативной электроэнергии. Кроме того, главным конкурентом ветроэнергетики является солнечная энергетика. Выбор между использованием энергии ветра или солнца зависит, прежде всего, от конкретных климатических условий и топологии местности, в которой планируется установка альтернативного источника электроэнергии. Зачастую применяется гибридная схема – ветросолнечные электростанции.

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Как отмечалось выше, серьёзным конкурентом для ветрогенераторов являются солнечные батареи, поэтому сравнительный анализ конкурентных

технический решений будем проводить с солнечными батареями. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \times B_i \quad (7.1)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя (по пятибалльной шкале).

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия В	Баллы		Конкурента способность	
		B_ϕ	$B_{\kappa 1}$	B_ϕ	$B_{\kappa 1}$
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурс эффективности					
1. Средняя эффективность в течение календарного года *	0,3	4	1	1,2	0,3
2. КПД	0,15	4	3	0,6	0,45
3. Удобство в эксплуатации	0,05	3	4	0,15	0,2
4. Надёжность	0,15	4	4	0,6	0,6
5. Безопасность	0,1	3	4	0,3	0,4
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,1	3	4	0,3	0,4

Продолжение таблицы 7.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия В	Баллы		Конкурента способность	
		B_{ϕ}	$B_{\kappa 1}$	B_{ϕ}	$B_{\kappa 1}$
1	2	3	4	5	6
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	0,4	0,4
3. Сервисное обслуживание	0,05	3	4	0,15	0,2
Итого	1	28	28	3,7	2,95

Анализируя оценочную карту, можно сделать вывод, что в рамках большинства рассматриваемых параметров, ветрогенераторы и солнечные батареи близки по уровню.

7.3 FAST-анализ

FAST-анализ выступает как синоним функционально стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, выполняющего заданные функции, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д.

Объектом FAST-анализа является ветрогенератор. Описание главной, основных, и вспомогательных функций представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали	Кол-во деталей на узел	Выполняемая функция	Ранг функции		
			Главная	Основная	Вспомогательная
Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	1	Преобразует кинетическую энергию ветра в энергию вращения	×		
Генератор	1	Преобразует энергию вращения ротора в электроэнергию		×	
Аккумулятор	2	Накапливает полученную электроэнергию			×
Инвертор	1	Обеспечивает стабильность выходного напряжения		×	
Пульт контроля и управления	1	Позволяет управлять работой ветрогенераторной электростанции		×	

Для оценки значимости функций используем метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глущенко В.Ф. В основу данного метода положено расчетно-экспертное определение значимости каждой функции. Строим матрицу смежности функций таблица 7.4.

Таблица 7.4 – Матрица смежности функций

	Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	Генератор	Аккумулятор	Инвертор	Пульт контроля и управления
Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	=	>	>	>	>
Генератор	<	=	>	>	>
Аккумулятор	<	<	=	>	>
Инвертор	<	<	>	=	<
Пульт контроля и управления	<	>	>	>	=

Преобразуем матрицу смежности в матрицу количественных соотношений функций таблица 7.5.

Таблица 7.5 – Матрица количественных соотношений функций

	Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	Генератор	Аккумулятор	Инвертор	Пульт контроля и управления	Итого
Ротор «Попутный ветер»	1	1,5	1,5	1,5	1,5	7

Продолжение таблицы 7.6 – Матрица количественных соотношений функций

	Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	Генератор	Аккумулятор	Инвертор	Пульт контроля и управления	Итого
Генератор	0,5	1	1,5	1,5	1,5	6
Аккумулятор	0,5	0,5	1	0,5	0,5	3
Инвертор	0,5	0,5	1,5	1	0,5	4
Пульт контроля и управления	0,5	0,5	1,5	1,5	1	5
						25

Рассчитываем относительную значимость каждой функции:

$$\text{Ротор «Попутный ветер»: } \frac{7}{25} = 0,28;$$

$$\text{Генератор: } \frac{6}{25} = 0,24;$$

$$\text{Аккумулятор: } \frac{3}{25} = 0,12;$$

$$\text{Инвертор: } \frac{4}{25} = 0,16;$$

$$\text{Пульт контроля и управления: } \frac{5}{25} = 0,2;$$

Оценим уровень затрат на выполнение каждой функции применив нормативный метод. Расчет стоимости функций приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.7 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали	Количество деталей на узел	Выполняемая функция	Норма расхода, кг	Трудоёмкость детали, нормо - ч	Стоимость материала, руб	Заработная плата, руб.	Себестоимость, руб.
Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)	1	Преобразует кинетическую энергию ветра в энергию вращения	-	16	50000	1575,8	51575,8
Генератор	1		-	8	100000		100787,9
Аккумулятор	2		-	8	50000		50787,9
Инвертор	1		-	8	50000		50787,9
Пульт контроля и управления	1		-	16	10000		11575,8
Итого							265515,3

Рассчитываем относительную стоимость каждой функции:

$$\text{Ротор «Попутный ветер»}: \frac{51575,8}{265515,3} = 0,194 ;$$

$$\text{Генератор}: \frac{100787,9}{265515,3} = 0,38 ;$$

$$\text{Аккумулятор}: \frac{50787,9}{265515,3} = 0,19 ;$$

$$\text{Инвертор}: \frac{50787,9}{265515,3} = 0,19 ;$$

$$\text{Пульт контроля и управления}: \frac{11578,8}{265515,3} = 0,044 ;$$

Обобщаем информацию об объекте исследования, собранную в рамках предыдущих стадий, в виде функционально-стоимостной диаграммы (ФСД):

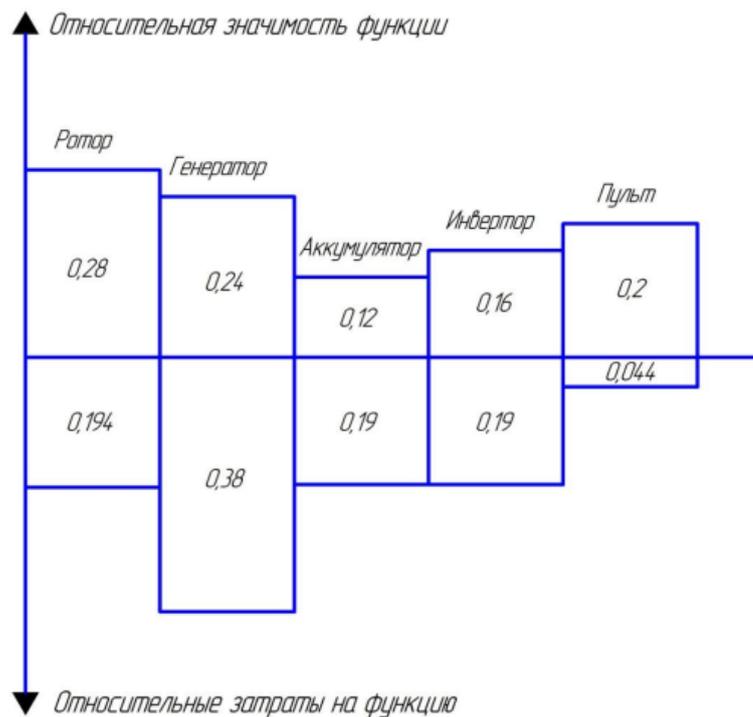


Рисунок 52 – Функционально-стоимостная диаграмма (ФСД)

На ФСД видно рассогласование по функциям 1, 2, 3, 5. Для оптимизации функций можно предложить следующие шаги:

- оптимизации технических параметров;
- оптимизации параметров надежности.

В конечном счете результатом проведения FAST-анализа высокотехнологической и ресурс эффективной разработки должно быть снижение затрат на единицу полезного эффекта, достигаемое путем:

- сокращения затрат при одновременном повышении потребительских свойств объекта;
- повышения качества при сохранении уровня затрат;
- уменьшения затрат при сохранении уровня качества;
- сокращения затрат при обоснованном снижении технических параметров до их функционально необходимого уровня;
- повышения качества при некотором, экономически оправданном увеличении затрат.

7.4 SWOT-анализ

SWOT-анализ состоял из трех этапов. В результате первого этапа выявлены факторы внешней и внутренней среды предприятия (таблица 7.11). В результате второго этапа составлены интерактивные матрицы (таблицы 7.7 – 7.10). В результате третьего этапа составлена матрица SWOT (таблица 7.11).

Таблица 7.7– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта			
Возможности проекта		C1	C2
	B1	+	+

Таблица 7.8– Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	

Таблица 7.9 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта			
Возможности проекта		C1	C2
		У1	-

Таблица 7.10– Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
		У1	+	+	+	+
		У2	0	0	+	0

Таблица 7.11 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Средняя эффективность в течение календарного года. С2. Высоки КПД.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Более сложная эксплуатация. Сл2. Повышенная опасность в связи с наличием подвижных частей. Сл3. Относительно высокая стоимость. Сл4. Более сложное сервисное обслуживание.
Возможности: В1. Востребованность устройства на территории Томской области	В1С1С2 – востребованность в связи с преимуществами данного устройства	В1Сл1Сл2Сл4 – продукт может быть не востребован ввиду более сложной эксплуатации и сервисного обслуживания, а также наличия подвижных частей повышающих опасность эксплуатации.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса У2. Кризис		У2Сл3 - из-за более высокой стоимости могут возникнуть проблемы с продажей данного устройства.

7.5 Инициация проекта

Устав научного проекта магистерской работы:

1. Цели и результат проекта. В таблице 7.12 представлена информация об иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 7.12 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	-Изучение системы управления ветрогенератором. Анализ зависимости выходной мощности от скорости ветра и угла атаки для разработки системы управления с максимальной эффективностью преобразования энергия ветра
Ожидаемые результаты проекта:	- Разработанная система будет соответствовать актуальным требованиям с высокой производительностью.

2. Организационная структура проекта. Рабочая группа данного проекта, представлена в таблице 7.13.

Таблица 7.13 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, дня.
1	Мамонова Татьяна Егоровна	Руководитель	Постановка задачи	198
2	Нгуен Зуй Шанг	Студент	Реализация проекта	198
ИТОГО:				198

7.6 Планирование управления научно-техническим проектом

7.6.1 Иерархическая структура работ в рамках научного исследования

В таблице 7.14 представлена перечень этапов, работ и распределение исполнителей:

Таблица 7.14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Этапы научного исследования	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Изучение материалов по теме	Студент
	3	Проведение литературно-патентного обзора	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Составление принципиальной схемы устройства	Студент
	5	Составление принципиальной схемы потерь	Студент
	6	Расчет потерь	Студент
	7	Составление расчетной схемы	Студент
	8	Составление математической модели	Студент
	9	Исследование математической модели	Студент
	10	Написание статьи	Студент
Проведение опытно-конструкторской работы			
Оформление отчета	11	Заполнение пояснительной записки	Студент

7.6.2 План проекта

График проведения научного исследования строится в форме диаграммы Ганта. В таблица 7.15 представлен календарный план – график проведения НИОРК по теме.

Таблица 7.15 – Календарный план – график проведения НИОРК по теме

№	Вид работ	Исполнитель	Тк	Продолжительность выполнения работ										
				Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	14	
				0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2											
2	Изучение материалов по теме	Студент	7											
3	Проведение литературно-патентного обзора	Студент	6											
4	Составление принципиальной схемы устройства	Студент	7											

Продолжение таблицы 7.15 календарный план – график проведения НИОРК по теме

№	Вид работ	Исполнитель	Тк	Продолжительность выполнения работ											
				Март			Апрель			Май			Июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	14		
5	Разработка математической модели	Студент	8												
6	Проведение эксперимента и анализ полученных результатов	Студент	13												
7	Выполнение расчетов	Студент	6												
8	Заполнение пояснительной записки	Студент	8												

 Руководитель

 Студент

7.6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). Включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Затраты для комплектующих необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 7.16.

Таблица 7.16 – Затраты для комплектующих

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
Ротор «Попутный ветер» (лопасти, рама)		1	50000	50000
Генератор		1	100000	100000
Аккумулятор		2	50000	100000
Инвертор		1	50000	50000
Пульт контроля и управления		1	10000	10000
Всего за материалы				310000

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (7.2)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_{РАБ} \quad (7.3)$$

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

$T_{РАБ}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 7.10);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \times M}{F_d} \quad (7.4)$$

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. (таблица 7.17).

Таблица 7.17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	105	105
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезням	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	198	198

$$Z_{дн1} = \frac{Z_M \times M}{F_D} = \frac{30000 \times 10,4}{198} = 1575,8 \text{ руб.} - \text{ зарплатная плата руководителя за 1}$$

день;

$$Z_{дн2} = \frac{Z_M \times M}{F_D} = \frac{15000 \times 10,4}{198} = 787,9 \text{ руб.} - \text{ зарплатная плата студента 1 день;}$$

$$Z_{осн1} = 1575,8 \times 2 = 3151,6 \text{ руб.} - \text{ руководитель;}$$

$$Z_{осн2} = 787,9 \times 57 = 44910,3 \text{ руб.} - \text{ студент;}$$

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 7.18.

Таблица 7.18 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Зарплатная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	1575,8	3151,6
2	Изучение материалов по теме	Студент	7	787,9	5515,3
3	Проведение литературно-патентного обзора	Студент	6	4727,4	1892
4	Составление принципиальной схемы устройства	Студент	7	787,9	5515,3

Продолжение таблицы 7.18 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.
5	Разработка математической модели	Студент	8	787,9	6303,2
6	Проведение эксперимента и анализ полученных результатов	Студент	13	787,9	10242,7
7	Выполнение расчетов	Студент	6	787,9	1892
8	Заполнение пояснительной записки	Студент	8	787,9	6303,2

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы включают сумму 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 – 15 % от суммы основной заработной платы).

$$Z_{Доп} = 0,15 * 3151,6 = 472,8 \text{ руб.} - \text{руководитель};$$

$$Z_{Доп} = 0,15 * 44910,3 = 6736,66 \text{ руб.} - \text{студент};$$

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды

$$C_{внеб} = k_{внеб} * (З_{ОСН} + З_{ДОП}) \quad (7.5)$$

где $k_{внеб} = 30\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления на социальные нужды представлены в табличной форме (табл. 7.19).

Таблица 7.89 – Отчисления на социальные нужды

Исполнитель	Заработная плата, руб.
Руководитель	3624,4
Студент-дипломник	51646,96
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%
Итого	16581,41

$$C_{внеб} = k_{внеб} * (З_{ОСН} + З_{ДОП}) = 30\% * (3151,6 + 472,8) = 982,2 \text{ руб.} \text{ – руководитель;}$$

$$C_{внеб} = k_{внеб} * (З_{ОСН} + З_{ДОП}) = 30\% * (44910,3 + 6736,6) = 13996,3 \text{ руб.} \text{ – студент-}$$

ДИПЛОМНИК

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{накл} \times (З_{осн} + З_{доп}) \quad (7.6)$$

где $k_{накл}$ - коэффициент накладных расходов.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 7.20.

Таблица 7.20 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп.2*
1. Материальные затраты НИИ	310000	300000
2. Заработная плата	55271,36	48061,9
4. Отчисления во внебюджетные фонды	16581,41	14418,57
5. Накладные расходы	11496,44	9996,88
6. Бюджет затрат НИИ	393349,21	372477,35

7.7 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 нескольких вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 7.18).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i * b_i^a, I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i * b_i^p \quad (7.7)$$

где I_m - интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i - весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 7.21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Стоимость	0,2	4	5
2. Материалоемкость	0,2	4	5
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,3	5	4
4. Надежность	0,3	5	4
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 4 * 0,2 + 4 * 0,2 + 5 * 0,3 + 5 * 0,3 = 4,6$$

$$I_{p-исп2} = 5 * 0,2 + 5 * 0,2 + 4 * 0,3 + 4 * 0,3 = 4,4$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки представлен в таблице 7.22. Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см.табл.7.22) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Таблица 7.22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,4

Продолжение таблицы 7.18– Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
3	Интегральный показатель эффективности	4,6	4,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	

7.8 Выводы по главе 7

В ходе выполнения данного раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был определен целевой рынок, на который будет поставляться ветрогенератор. Произведен анализ конкурентов исходя из которого можно заключить, что данное устройство является конкурентоспособным. Рассчитаны материальные затраты на изготовление данного устройства, а также затраты по основной и дополнительной заработной плате вовлечённых в разработку сотрудников, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы, на основании которых составлен бюджет затрат на НИИ. Произведена сравнительная эффективность разработки на основании интегрального показателя эффективности. Из таблицы 7.22 видно, что наиболее эффективным вариантом решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи является исполнение 1.

8 Социальная ответственность

Введение

В рамках дипломной работы представлено исследование системы управления ветрогенератором, моделирование разработанной системы управления в среде MATLAB и SIMULINK. Рабочее место включает в себя рабочий стол и персональный компьютер с установленным специализированным техническим программным обеспечением.

В текущем разделе указаны основные вредные и опасные факторы рабочей зоны, их анализ и способы защиты от них, аспекты охраны окружающей среды, защиты от чрезвычайных ситуаций, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) [23] продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. В течение рабочего дня работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут. Всем работникам предоставляются выходные дни.

8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.

Организация работы с ПЭВМ должна осуществляться в зависимости от вида и категории трудовой деятельности. Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения утомления

целесообразно выполнять комплексы упражнений. Кроме того, для минимизации влияния вредных психофизиологических факторов необходимо организовать рабочие места согласно нормам и требованиям НТД (ГОСТ 12.2.032-78[28]).

Организация рабочих мест пользователей ПК должна осуществляться в соответствии со следующими требованиями:

- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;

- экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии от 600 до 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов.

- конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение используемого оборудования с учетом характера выполняемой работы;

- поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения от 0,5 до 0,7.

8.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды необходимо представить в виде таблицы.

Перечень возможных опасных и вредных факторов представлен в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Персональный компьютер	<ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата – отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – статические физические перегрузки, связанные с рабочей позой; – умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой 	<p>Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека</p>	<p>1. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [29]</p> <p>2. СП 2.4.3648-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи» [30]</p> <p>3. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [25]</p> <p>4. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [31]</p> <p>5. ГОСТ 12.1.019–85 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [27]</p>

8.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

По принципу организации искусственного освещения можно разделить на два вида: комбинированное и общее. Работа за компьютером относится к IV разряду зрительной работы средней точности. Наименьший размер объекта

различия составляет 0.5 – 1 мм. рекомендуемая освещенность помещения для данного разряда 400 лк (таблица 8.2) [25]

Таблица 8.2 – Нормы освещенности

Разряд зрительной работы	Характеристика	Под разряд	Освещенность (комбинированная система), Лк	Освещенность (общая система), Лк
IV	Средней точности	Б	500	200

Требования к освещению рабочих мест, оборудованных персональным компьютером, показаны в таблице 8.3 в соответствии с нормами.

Таблица 8.3 – Требования к освещению на рабочих местах

Освещенность на рабочем столе	300-500 лк
Освещенность на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м ²
Прямая блёскость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослеплённости	не более 20
не более 20 Показатель дискомфорта	не более 15

Продолжение таблицы 8.3 – Требования к освещению на рабочих местах

Отношение яркости:	
–между рабочими поверхностями	3:1–5:1

–между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5%

Рабочее освещение предусматривается для всех помещений производственных зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для устранения негативного влияния недостаточного освещения необходимо использовать равномерное освещение и лампы с подходящими характеристиками, а также совмещенное освещение.

Приведем проверочный расчет искусственного освещения в помещении. Помещение, где проходит выполнение дипломного проекта, освещается 2 потолочными плафонами типа Л71Б03, в каждом из которых установлено по 1 люминесцентной лампе типа ЛХБ-30.

Наиболее приемлемыми для рассматриваемого помещения являются люминесцентные лампы ЛБ (белого света) или ЛХБ (холодного-белого света), мощностью 20 или 30 Вт. Световой поток одной лампы ЛБ40 составляет не менее $\Phi_{л}=1782$ лм. Таким образом, при использовании для освещения двух ламп типа ЛХБ40 требования к освещенности на рабочем месте, согласно ГОСТ 12.1.019–85 выполняются [27].

Электрическая мощность одной лампы ЛХБ30 $W_{л}=30$ Вт. Число ламп $N=2$. Мощность всей осветительной системы: $W_{общ}=W_{л}*N=30*2=60$ Вт

8.2.2 Отклонение показателей микроклимата

Для создания благоприятных условий работы, соответствующих физиологическим потребностям персонала, санитарными нормами установлены оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне. Рабочая зона ограничивается высотой 2,2 м над уровнем пола, где находится рабочее место. При этом измеряются: температура, относительная влажность и скорость движения воздуха [29].

Проектирование выпускной квалификационной работы относится к категории Іб – работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением [29]. Поэтому, оптимальные и допустимые показатели микроклимата на рабочих местах в помещениях должны соответствовать величинам, приведенным в табл. 8.4.

Таблица 8.4 – Оптимальные и допустимые нормы микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха не более, м/с
Холодный	Іб	19-20,9	18-25	15-75	0,1
Теплый	Іб	21,0-22,9	19,0-29,0	15-75	0,1

К мероприятиям по оздоровлению воздушной среды в производственном помещении относятся: правильная организация вентиляции и кондиционирования воздуха, отопление помещений. Вентиляция может осуществляться естественным и механическим путём. В помещении должны подаваться следующие объёмы наружного воздуха: при объёме помещения до 20 на человека – не менее 30 в час на человека; при объёме помещения более 40 на человека и отсутствии выделения вредных веществ допускается естественная вентиляция. В используемом помещении отсутствует принудительная вентиляция. Имеется лишь естественная, т.е. воздух поступает и удаляется через щели, окна, двери. Основным недостатком такой вентиляции в том, что приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания.

Естественная вентиляция допускается при условии, что на одного работающего приходится более 40 объема воздуха в помещении. Поскольку в помещении не выполняется требование к объему воздуха на одного работающего (объем на одного человека — 22,4), то наличие принудительной вентиляции просто необходимо. Рекомендации по улучшению микроклимата в помещении. В зимнее время в помещении необходимо предусмотреть систему отопления. Она должна обеспечивать достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В помещениях с повышенными требованиями к чистоте воздуха должно использоваться водяное отопление. При обеспечении оптимальных показателей микроклимата температура внутренних поверхностей, ограждающих рабочую зону конструкций (стен, пола, потолка) или устройств, а также температура наружных поверхностей технологического оборудования или его ограждающих устройств не должны выходить более чем на 2°С за пределы оптимальных величин температуры воздуха. При температуре внутренних поверхностей ограждающих конструкций ниже или выше оптимальных величин температуры воздуха рабочие места должны быть удалены от них на расстояние не менее 1 м. Во всех случаях температура нагретых поверхностей технологического оборудования или его ограждающих устройств в целях профилактики типовых травм не должна превышать 45°С. В рассматриваемом помещении используется водяное отопление со встроенными нагревательными элементами и стояками.

8.2.3 Психофизиологические факторы условий труда

К психофизиологическим вредным факторам относятся статические физические перегрузки, умственное перенапряжение, перенапряжение анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки. Необходимо минимизировать их влияние на здоровье и производительность труда работника. Правила сохранения работоспособности работников и обеспечения эффективности деятельности: 1. В работу входить постепенно. Время, необходимое для вхождения в процесс труда, называется периодом

вработываемости. 2. Работу начинать с выполнения более простых ее элементов с постепенным переходом к более сложным.

8.2.4 Анализ опасных факторов

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

Электрический ток подразделяется на постоянный и переменный. Электрический ток подразделяется на постоянный и переменный. По напряжению электрический ток подразделяется на низковольтный и высоковольтный. Высоковольтным считается напряжение свыше 1000 В. Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

0,6-1,5 мА - ток начала ощущения (в точках прикосновения);

10-20 мА - порог не отпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;

100 мА - ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

При токе 5 А и более происходит асфиксия - удушье, вызванное рефлекторным спазмом голосовой щели.

Поражение электрическим током может произойти при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения в сеть, к нетокведущим частям, выполненным из проводящего электрический ток материала, после перехода на них напряжения с токоведущих частей.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Термическое воздействие тока проявляется ожогами отдельных участков тела, нагревом до высокой температуры органов, что вызывает в них значительные функциональные расстройства.

Электролитическое воздействие в разложении различных жидкостей организма (воды, крови, лимфы) на ионы, в результате чего происходит нарушение их физико-химического состава и свойств.

Биологическое действие тока проявляется в виде раздражения и возбуждения тканей организма, судорожного сокращения мышц, а также нарушения внутренних биологических процессов.

Действие электрического тока на человека приводит к травмам или гибели людей.

Электрические травмы разделяются на общие (электрические удары) и местные электротравмы.

Наибольшую опасность представляют электрические удары.

Электрический удар — это возбуждение живых тканей проходящим через человека электрическим током, сопровождающееся судорожными сокращениями мышц; в зависимости от исхода воздействия тока различают четыре степени электрических ударов:

I - судорожное сокращение мышц без потери сознания;

II - судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранившимися дыханием и работой сердца;

III - потеря сознания и нарушение сердечной деятельности или дыхания (или того и другого вместе);

IV - клиническая смерть, т. е. отсутствие дыхания и кровообращения.

8.3 Экологическая безопасность

Расчетный срок эксплуатации современных ВЭС составляет 25 лет. В процессе эксплуатации ВЭС оказывают воздействие на человека, флору и фауну,

атмосферный воздух, водные объекты и землепользование в виде шумов, вибраций, электромагнитного излучения, оптических эффектов, механического воздействия и отходов эксплуатации.

Воздействие шума

Согласно недавним исследованиям американских ученых [3], шум, производимый современными ВЭУ, не приводит к негативным последствиям для здоровья людей, проживающих рядом с ветропарком. Современные ВЭУ создают при работе очень низкие уровни инфразвукового шума. Шум, производимый 10-ю ветрогенераторами на расстоянии 350 м можно оценить, как незначительный, не отличимый от других шумов в обычной жизни. Однако если происходят изменения слуха в сторону ухудшения, то причиной может стать психологический фактор: восприятие шума зависит от отношения самого человека к звуковому источнику [15].

Воздействие вибраций.

При эксплуатации ВЭУ основным источником вибрации являются лопасти ротора. Современная конструкция ВЭУ не передает вибрации на окружающие объекты при условии, что масса ее неподвижной части в 16 и более раз превышает массу подвижной части. При таком соотношении масс вибрация отдельных вращающихся элементов ВЭУ полностью затухает на уровне несущего элемента основания [19].

Влияние ВЭС на животный мир

Наибольшее количество вопросов вызывает воздействие ветропарков на орнитофауну. При оценке влияния следует учитывать количество ВЭУ в ветропарке и его протяженность, поскольку способность к адаптации у разных групп орнитофауны отличается. Попадание птиц в протяженные ветропарки может вызвать их дезориентацию и привести к увеличению процента гибели. А летучие мыши, попавшие в область пониженного давления (возле концов лопастей ветрогенератора), могут получить баротравму. У более 90 % летучих мышей, найденных рядом с ветряками, обнаружены признаки внутреннего кровоизлияния [17]. Поэтому для составления корректных оценок следует

ориентироваться на процент гибели отдельных видов. Особое внимание необходимо уделить анализу воздействий на редкие и охраняемые виды орнитофауны. На мигрирующие формы объекты ветроэнергетики могут оказывать «отпугивающий эффект», заставляющий их менять маршрут своего привычного движения [18]. Расширение площади ветропарков может привести к нарушению миграционного пути. Особенную опасность для мигрирующих водоплавающих птиц представляет перелет через участок пустыни. Под влиянием «фактора беспокойства» многие животные покидают свои местообитания, что, учитывая площади ветропарков, может привести к снижению биоразнообразия на обширных территориях. Чувствительность многих представителей животного мира к шуму и вибрациям значительно выше, чем у человека. Более того, диапазон звуковых колебаний, воспринимаемых животными, во многих случаях отличается от человеческого. Оценка влияния ВЭУ на животных по параметрам, применимым для человека, не является корректной. Чтобы полностью отразить уровень воздействия ВЭУ на животных, оценка должна проводиться по специальным параметрам, применимым в пределах одного вида.

Электромагнитное загрязнение

Форма физического загрязнения окружающей среды, связанная с нарушением ее электромагнитных свойств, называется электромагнитным загрязнением [13]. Этот экологический аспект свойственен всем объектам энергетики и отличается лишь величиной напряженности и как следствие уровнем воздействия на организмы животных и растений. Не зависимо от того, что этот вопрос изучен еще недостаточно, совершенно очевидно, что на участках, окружающих крупные объекты ветроэнергетики, напряженность электромагнитного поля будет отличаться от фонового уровня.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее типичной ЧС для помещения, котором производится выполнение ВКР, является пожар. Данная ЧС может произойти в случае

замыкания электропроводки оборудования, обрыву проводов, не соблюдению мер пожаробезопасности и т.д. Для того чтобы избежать возникновения пожара необходимо проводить следующие профилактические работы, направленные на устранение возможных источников возникновения пожара: периодическая проверка проводки; - отключение оборудования при покидании рабочего места; - проведение инструктажа работников о пожаробезопасности. Чтобы увеличить устойчивость офисного помещения к ЧС необходимо устанавливать системы противопожарной сигнализации, реагирующие на дым и другие продукты горения, установка огнетушителей, обеспечить офис и проинструктировать рабочих о плане эвакуации из офиса, а также назначить ответственных за эти мероприятия. Два раза в год (в летний и зимний период) проводить учебные тревоги для отработки действий при пожаре. В ходе осмотра офисного помещения были выявлены системы, сигнализирующие о наличии пожара или задымленности помещения и наличие огнетушителей. В случае возникновения ЧС как пожар, необходимо предпринять меры по эвакуации персонала из офисного помещения в соответствии с планом эвакуации. При отсутствии прямых угроз здоровью и жизни произвести попытку тушения возникшего возгорания огнетушителем. В случае потери контроля над пожаром, необходимо эвакуироваться вслед за сотрудниками по плану эвакуации и ждать приезда специалистов, пожарников. При возникновении пожара должна сработать система пожаротушения, издав предупредительные сигналы, и передав на пункт пожарной станции сигнал о ЧС, в случае если система не сработала, по каким-либо причинам, необходимо самостоятельно произвести вызов пожарной службы по телефону 101, сообщить место возникновения ЧС и ожидать приезда специалистов

8.5 Выводы по главе 8

В ходе реализации данного раздела были рассмотрены организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности, проанализированы нормативные

документы, касающиеся проектирования, реализации и эксплуатации разрабатываемой системы управления ветрогенератора.

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Категория помещения по электробезопасности, согласно ПУЭ, соответствует первому классу – «помещения без повышенной опасности».

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда в лаборатории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Помещение лаборатории категории помещения группы Д, возможный класс пожара А. Характеристика веществ и материалов, находящихся в помещении: Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии [22].

Рассмотренный объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам III категории [23]

Заключение

В рамках представленной выпускной квалификационной работы выполнены исследования по теме «Система управления ветрогенератором». Для этого, во-первых, рассмотрены общие сведения о ветроэнергетике, описано текущее состояние глобальной эксплуатации этой энергетической ниши.

В первой главе была исследована классификация и конструкция ветрогенератора. Описаны различные типы ветрогенератора с их типовыми конструкциями, в частности, вертикальные и горизонтально-осевые ветрогенераторы. Затем выполнялось сравнение различных электрогенераторов, используемых в указанной области. В итоге решено было выбрать для выполнения исследования систему на основе синхронного генератора с постоянными магнитами (СГПМ).

В второй главе представлено описание системы управления объектом, сравнение различных стратегий управления ветрогенератора, таких как:

- 1) на основе фиксированной скорости и фиксированного угла атаки,
- 2) фиксированной скорости и переменный угол атаки,
- 3) переменной скорости и фиксированный угол атаки,
- 4) переменная скорость и переменный угол атаки.

Выполненное исследование позволило выбрать систему с переменной скоростью и переменном углом атаки для выполнения следующей части ВКР.

В главах 3, 4, 5 проведено моделирование подсистем, входящих в систему управления ветрогенератора, таких как, аэродинамическая ветротурбина, электрогенератор, система управления углом атаки. Был разработан управление током генератора с помощью ПИ-регулирования, разработан наблюдатель крутящего момента.

В последней главе, выполнено моделирование разработанной системы в приложении Simulink программы MatLab.

На основе анализа полученных результатов доказано, что разработанная система достаточно приемлемо работает в области, в которой состоит номинальная скорость ветра.

Таким образом, показано повышение эффективности преобразования энергии ветра ветрогенератором при использовании выбранной системы управления и стратегии управления для конкретных условий работы объекта.

Список использованных источников литературы

1. Global wind report 2021 [сайт]. [Электронный ресурс]. – URL: <https://gwec.net/global-wind-report-2021/#0> (дата обращения: 01.07.2022)
2. S. Vijayalakshmi. Modelling and control of a Wind Turbine using Permanent Magnet Synchronous Generator / Vijayalakshmi.s S. Saikumar // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST). – 2011. – Vol. 3 pp. 2277-2284.
3. Fatima Zohra Naama. Model and Simulation of a Wind Turbine and its Associated Permanent Magnet Synchronous Generator / Abdallah Zegaoui, Yssaad Benyssaad // Energy Procedia. 2019. – Vol. 157. pp. 737-745.
4. Mô Hình Hóa Và Điều Khiển Máy Phát Không Đồng Bộ Nguồn Kép Cho Một Hệ Thống Phát Điện Gió [Электронный ресурс]. – URL: <https://luanvan123.info//> (дата обращения: 01.07.2022)
5. Mô phỏng máy phát điện tuabin gió PMSG sử dụng phần mềm PSIM [Электронный ресурс]. – URL: <https://123docz.net//> (дата обращения: 01.07.2022).
6. Nicholas P. W. Strachan. Dynamic Modelling, Simulation and Analysis of an Offshore Variable-Speed Directly-Driven Permanent-Magnet Wind Energy Conversion and Storage System (WECSS)/, Nicholas P. W. Strachan, Dragan Jovcic// IEEE Trans. Energy Conversion – 2007. pp. 1-6.
7. N.T.-T. Vu. Robust speed control method for permanent magnet synchronous motor/ Vu N.T.-T, H.H. Choi, R.-Y. Kim, J.-W. Jung // IET Electr. Power Appl., 2012, Vol. 6. pp. 399-411.
8. Alejandro Rolán, Álvaro Luna, Gerardo Vázquez, Daniel Aguilar, Modeling of Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator/, IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2009. pp. 734-739.
9. Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants [Электронный ресурс]. – URL: <https://bitly.com.vn/fzdodj//> (дата обращения: 03.07.2022).

10. Jackson G.Njiri, Dirk Soffker, State-of-the-art in wind turbine control: Trends and challenges// Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, Vol. 60, pp 377-393.
11. Ming Cheng, Ying Zhu, The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review // Energy Conversion and Management, 2014. pp. 332-347.
12. Wind Turbine Control Systems [Электронный ресурс]. – URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/1-84628-493-7> (дата обращения: 51.07.2022)
13. ГОСТ 30772–2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения. – Введ. 2002–07–01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – П. 6.12.
14. France: wind energy solution in energy transition // Ewea blog. Breath of FRESHAIR. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ewea.org/blog/2014/04/france-wind-energy-solution-energy-transition/> (дата обращения: 15.05.2022).
15. New US study says ‘wind turbine syndrome’ does not cause health problems // Ewea blog. Breath of FRESHAIR. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ewea.org/blog/2012/01/new-us-study-says-wind-turbine-syndrome-does-not-cause-health-problems/> (дата обращения: 15.05.2022).
16. While generating green electricity, wind power might also help crops // Ewea blog. Breath of FRESHAIR. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ewea.org/blog/2011/01/while-generating-green-electricity-wind-power-might-also-help-crops/> (дата обращения: 15.05.2022).
17. Безносков В. Н. Оценка экологической безопасности объектов ветроэнергетики / В. Н. Безносков, А. Л. Суздалева, И. А. Эль-ШаирХаям. // Малая энергетика. – 2011. – № 3–4. – С. 37–43.
18. Горлов П. И. Методики изучения миграций птиц на территориях ветровых электростанций / П. И. Горлов, В. Д. Сиохин, В. В. Осадчий, и др. // Биологический вестник. – 2016. – № 1. – С. 8–28.

19. Ермоленко Б. В. Экологические аспекты ветроэнергетики / Б. В. Ермоленко, Г. В. Ермоленко, М. А. Рыженков. // Теплоэнергетика. — 2011. — № 11. — С. 72–78.
20. Ермоленко Г. В. Реализация проектов ветроэнергетики в России / Г. В. Ермоленко // Институт энергетики НИУ ВШЭ. – 2015. – 13 с.
21. О воздействии ветроэнергетики на здоровье человека и окружающую среду // LiveJournal. [Электронный ресурс]. – URL: <http://gp-russia.livejournal.com/1518967.html> (дата обращения: 15.05.2022).
22. Сложность утилизации лопастей ветряных мельниц. Срок службы ротора современной ветроустановки // ВЕТРОДВИГ.RU. [Электронный ресурс]. – URL: <http://vetrodvig.ru/slozhnost-utilizacii-lopastejj-vetryanykh-melnic-srok-sluzhby-rotora-sovremennoj-vetroustanovki/> (дата обращения: 15.05.2022).
23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018)
24. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997. 80.
25. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
26. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-100 вычислительным машинам и организации работы».
27. ГОСТ 12.1.019–85 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты, 1985.
28. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
29. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"

30. СП 2.4.3648-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи»

31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

32. MATLAB. Simulink. [Электронный ресурс]. – URL <https://coderlessons.com/tutorials/kompiuternoe-programmirovanie/uznaite-matlab/matlab-simulink> (дата обращения: 15.05.2022).

Списка публикаций студента

1. Нгуен З. Ш. Разработка наблюдателя крутящего момента для ветрогенератора использование синхронного генератора с постоянными магнитами // XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых // Томский политехнический университет, 21–25 марта 2022 г. С. 315-317.

2. Нгуен. З. Ш. Использование энергии ветра во Вьетнаме // II Международная научно-практическая конференция «Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов» // Томский политехнический университет, апреля 2020 г. (в печати)

Приложение А

(справочное)

Introduction

Description of the Wind Turbine

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ01	Нгуен Зуй Шанг		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Т.Е.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Сидоренко Т. В.	к.п.н.		

INTRODUCTION

Currently, the growing environmental problems, especially those related to global warming, have prompted the use of renewable energy sources. Wind Energy is a major player in this context, and it is today the most popular renewable energy source.

However, to use wind power with high efficiency requires many technological improvements, such as control systems for the wind turbine generator.

A broad range of wind turbine technologies are now in use. These technologies are different in cost, complexity, wind energy recovering efficiency and in equipment. A typical wind turbine includes a rotor blade and hub to extract energy from the wind, a gearbox to increase the rotational speed of the shaft slowly rotating rotor to the higher speed required to drive the generator, and an induction generator as an electromechanical energy conversion device.

Induction machines are popular as generating devices because of their asynchronous nature, as maintaining a constant synchronous speed for using a synchronous generator is difficult due to the variable nature of wind speed. Electronic power converters can be used to control the real and reactive power of the turbine.

In order to improve wind turbine efficiency and system stability, a wind turbine control system needs to be developed. For this purpose, modelling of wind turbine control systems is investigated. The overall objective of this study is the optimization of the electromechanical energy conversion of wind turbines and the development of appropriate control strategies. In this work, a description of Wind Energy, a description of the wind turbine, wind turbine control strategies, and mathematical models of the generators are presented.

In addition, in the work, generator current controls and a torque observer were developed to improve the efficiency of the wind turbine.

Для моделирования система управления ветрогенератора был выбран управляемый многополюсный синхронный генератор с постоянными магнитами с переменной скоростью (PMSG): Он имеет более высокую производительность за счет увеличения КПД и меньшего технического обслуживания, поскольку не

имеет тока ротора. Более того, PMSG может работать без редуктора, то есть уменьшается вес гондолы и снижаются затраты.

On Global Wind Energy Report 2021[1], 2020 was the best year in the history of the global wind energy industry, with year-on-year growth (y/y) of 53 %. With 93 GW of new installations, the global total wind power capacity reached 743 GW.

The onshore wind market installed 86.9 GW, an increase of 59 % over 2019. China and the US remain the world's largest markets for new onshore installations, and the world's two largest economies together increased their market share by 15 % to 76 %.

Regionally, 2020 was also a record year for onshore installations in Asia Pacific, North America and Latin America. In these three regions, a total of 74 GW of new onshore wind turbines were installed last year. Due to the slow recovery of onshore installations in Germany last year, new onshore wind installations in Europe grew by just 0.6 % year-on-year. Emerging markets in Africa and the Middle East reported 8.2 GW of onshore installations last year, almost the same as in 2019. New installations in the onshore wind market reached 86.9 GW and 6.1 GW in the offshore wind market, making 2020 the highest and second highest year ever for new onshore and offshore wind installations. Thanks to the rapid growth of wind turbines in China, the Asia-Pacific region continues to lead global wind power development, with an 8.5 % increase in its global market share last year. Thanks to growth in the US, North America (18.4%) has replaced Europe (15.9 %) as the second-largest regional market for new wind turbines. Latin America remains the fourth largest regional market (5.0 %) in 2020, followed by Africa and the Middle East (0.9 %). The top five global markets for new installations in 2020 were China, the US, Brazil, the Netherlands and Germany. These five markets together accounted for 80.6 % of global installations last year, a cumulative increase of more than 10 % over 2019. In terms of total installations, the top five markets remained unchanged at the end of 2020. These include: China, the US, Germany, India and Spain, which together account for 73 % of global wind power installations. В 2020 году глобальные новые ветроэнергетические установки превысили 90 ГВт, что на 53 % больше, чем в 2019 году.

Figures 1 to 4 show a graph of the ratio of new onshore to offshore wind energy installations from 2016 to 2020, the volume of new wind energy capacity in 2020 by region (%); the volume of new wind energy capacity in 2020 and the share of the top five markets, a graph of the growth of onshore installations per year from 2016 to 2020 (CAGR - compound average annual growth rate, %).



Figure 1 – Graphic of the ratio of new onshore to offshore wind turbine installations from 2016-2020

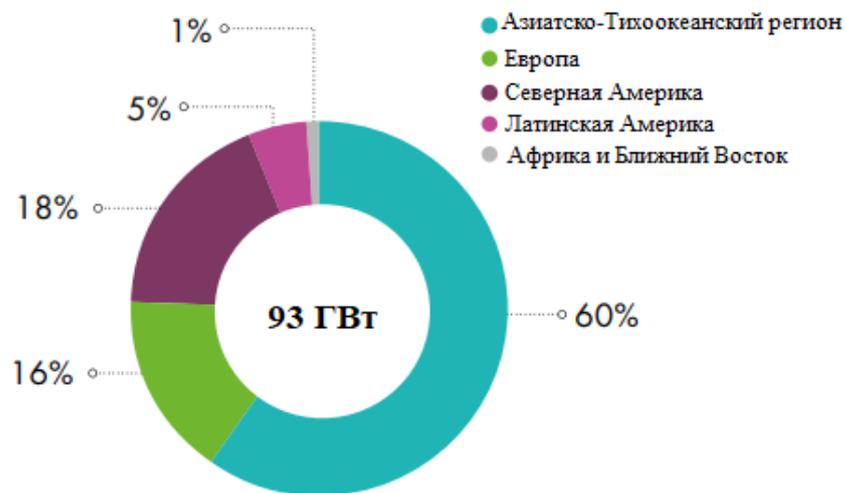


Figure 2 – Volume of new wind power capacity in 2020 by region (%)

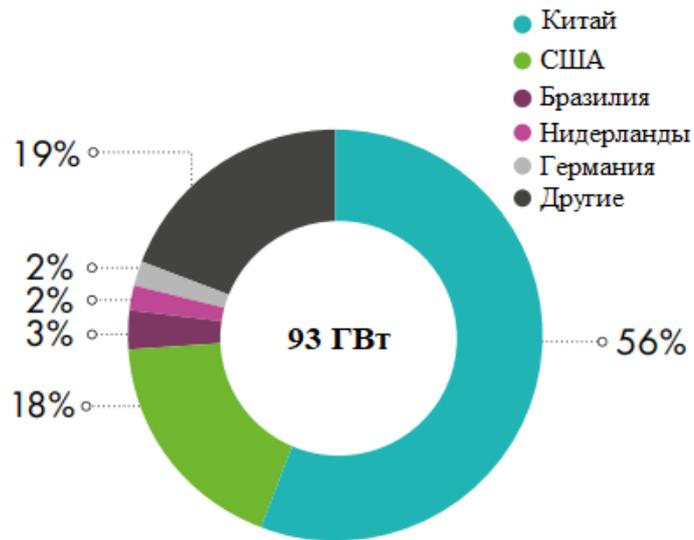


Figure 3 – Volume of new wind power capacity in 2020 and share of top five markets

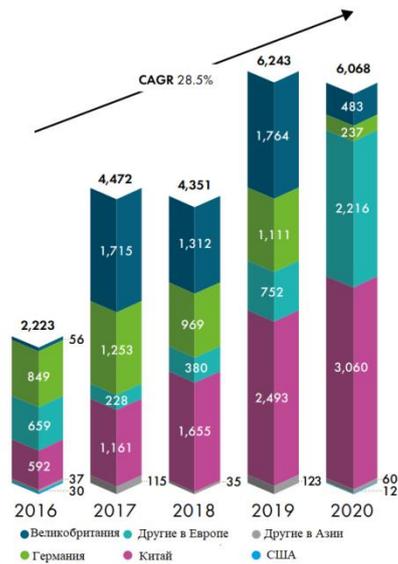


Figure 4 – Graph of growth in ground installations per year from 2016 to 2020 (CAGR - compound annual growth rate, %)

МВт, наземный	Новые установки 2019	Всего установок 2019	Новые установки 2020	Всего установок 2020
Всего	54,634	620,967	86,932	707,396
Северная и Южная Америка	13,437	148,081	21,750	169,758
США	9,143	105,436	16,193	122,275
Канада	597	13,413	165	13,577
Бразилия	745	15,452	2,297	17,750
Мексико	1,281	6,215	574	6,789
Аргентина	931	1,604	1,014	2,618
Чили	526	2,145	684	2,829
Другие	214	3,817	823	3,920
Африка, Средний Восток	830	6,454	823	7,277
Египет	262	1,452	13	1,465
Кения	0	338	0	338
Северная Африка	0	1,980	515	2,465
Другие	568	2,684	295	3,009
Азиатско-Тихоокеанский регион	28,626	283,780	52,546	336,286
Китай	24,292	229,384	48,940	278,324
Индия	2,377	37,506	1,119	38,625
Австралия	837	6199	1097	7296
Пакистан	50	1,239	48	1,287
Япония	274	3857	551	4,373
Южная Корея	191	1,420	100	1515
Вьетнам	160	388	125	513
Филиппины	0	427	0	427
Таиланд	322	1538	0	1538
Другие	123	1,822	566	2,388
Европа	11,741	182,651	11,813	194,075
Германия	1,078	53,913	1,431	55,122
Франция	1,336	16,643	1,318	17,946
Швеция	1,588	8,804	1,007	9,811
Великобритания	629	13,617	115	13,731
Турция	686	8,056	1,224	9,280
Другие	6,424	81,618	6,718	88,185

МВт, морской	Новые установки 2019	Всего установок 2019	Новые установки 2020	Всего установок 2020
Всего	6,243	29,232	6,068	35,293
Европа	3,627	21,901	2,936	24,837
Великобритания	1,764	9,723	483	10,206
Германия	1,111	7,491	237	7,728
Бельгия	370	1,556	706	2,262
Дания	374	1,703	0	1,703
Нидерланды	0	1,118	1493	2,611
Другие	8	310	17	327
Азиатско-Тихоокеанский регион	2,616	7,301	3,120	10,414
Китай	2,493	6,936	3,060	9,996
Южная Корея	0	73	60	136
Другие	123	292	0	282
Северная и Южная Америка	0	30	12	42
США	0	30	12	42

Figure 5 - New installations 2019 and 2020 in the world

GWEC Market Intelligence forecasts that more than 469 GW of new onshore and offshore wind turbines will be commissioned over the next five years, which is almost 94 GW of new installations per year until 2025. The CAGR for onshore wind generation over the next five years is 0.3 % and GWEC expects annual installations to be 79.8 GW. Between 2021 and 2025, 399 GW is projected to be produced. The CAGR for offshore wind generation in the next five years is 31.5 %. The level of annual installations will probably quadruple by 2025 from 6.1 GW in 2020, bringing the share of offshore wind turbines in the global market for new installations from 6.5 % to 21 % by 2025. Overall, more than 70 GW of offshore wind turbines are expected to be commissioned globally between 2021 and 2025.

Figures 6 to 8 show the prospects for new wind power installations for 2020-2025:

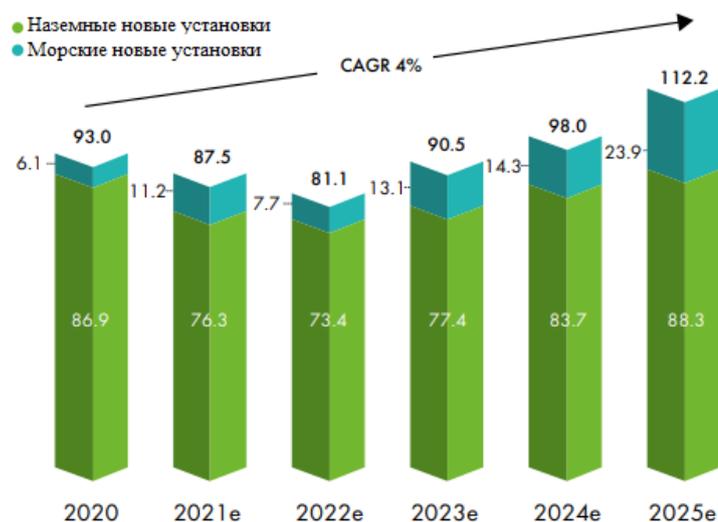


Figure 6 – Outlook for new wind energy installations 2020-2025 (GW)

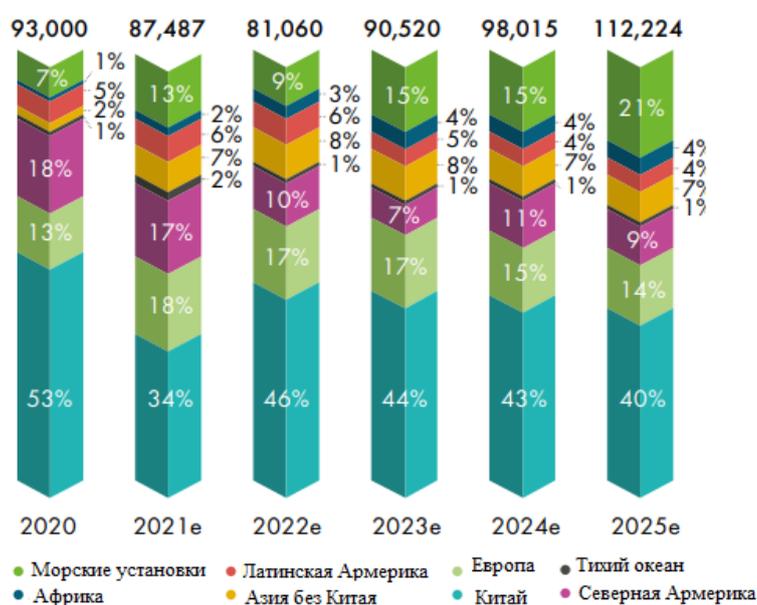


Figure 7 – Outlook for new wind energy installations 2020-2025 (GW, %) by region

The introduction presents the relevance of the topic, the purpose of the study and the development of wind energy, the outlook for wind energy in 5 years from 2021-2025. Analyzing the wind energy report for the year 2021, we see that wind power generation and installed capacity of wind power plants are growing strongly in many countries around the world. Each country has its own strategy and trend of wind power development. This is shown in the wind energy growth and outlook chart for each country.

Thus, it can be seen that wind power is actively developing. It is gradually becoming important for the life of modern man and is gradually replacing traditional energy. A wind turbine control system is essential for increasing the efficiency of wind power conversion.

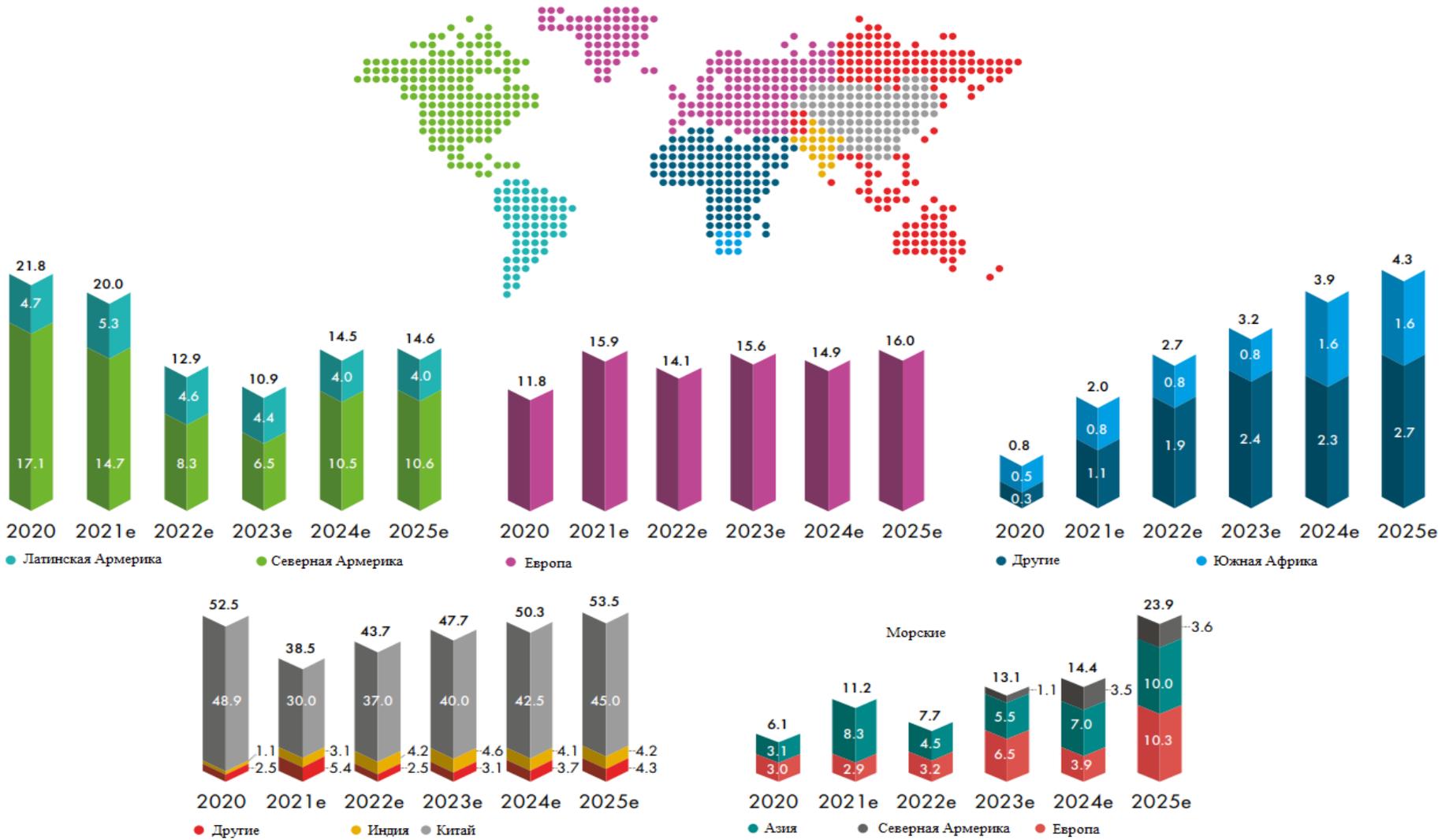


Figure 8 - World outlook for new wind energy installations 2020-2025 (GW)

1. Description of the Wind Turbine

1.1 Types of Wind Turbine

The wind turbine is a mechanical device specifically designed to convert part of the kinetic energy of the wind into useful mechanical energy. Several designs have been developed over the years. Most of them consist of a rotor, which rotates around its axis under the action of a lift or drag force resulting from interaction with the wind. Depending on the position of the rotor shaft, wind turbines are divided into vertical-axis and horizontal-axis wind turbines.

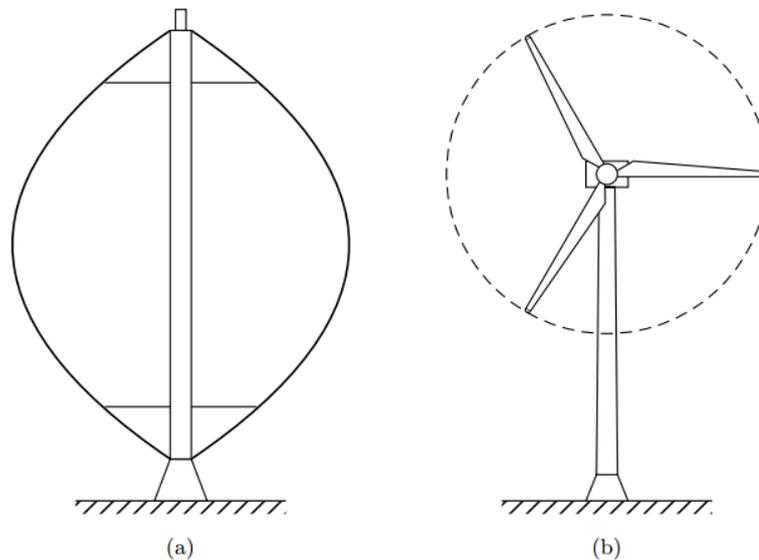


Figure 9 - Vertical-axis (a) and horizontal-axis (b) wind turbines

The most successful vertical-axis wind turbine is the Darrier rotor shown in Figure 1.1a. The most interesting characteristic of this type of wind turbine is that the electrical generator and transmission devices are located at ground level. In addition, they are capable of capturing wind from any direction without the need for yawing.

However, these advantages are offset by a reduction in energy capture as the rotor intercepts lower energy winds. Also, despite the fact that the power generator and transmission are at ground level, maintenance is not straightforward as it usually requires removal of the rotor. Moreover, these rotors are supported by cables, taking

up a considerable amount of ground area. For these reasons, the use of vertical-axis wind turbines has decreased significantly in recent decades.

1.2 Construction of the wind turbine



Figure 10 - Design of a modern horizontal propeller wind turbine

Both types of wind turbines have about the same efficiency, but the most popular are horizontal-axis wind turbines. The power output of a wind turbine can range from hundreds of watts to several megawatts.

Figure 10 shows the design of a modern horizontal-propeller wind turbine with an adjustable rotor blade angle.

Both types of wind turbine include the following main parts:

A wind wheel (rotor) that converts the energy of a running wind stream into the mechanical energy of a rotating turbine axle. The diameter of the wind wheel varies from a few meters to several tens of meters. The frequency of rotation ranges from 15 to 100 rpm. Usually, for grid-connected wind turbines, the rotational speed of the wind wheel is constant. For stand-alone systems with rectifier and inverter, it is usually variable;

The multiplier is an intermediate link between the wind turbine and the electric generator, which increases the speed of the wind turbine shaft and ensures alignment with the speed of the generator. An exception is small wind turbines with special permanent magnet generators; multipliers are not normally used in these wind turbines;

The wind turbine system has popular generator types such as asynchronous generator (DIFG) and permanent magnet synchronous generator (PMSG). Each type has its own advantages and disadvantages. The advantages of DIFG asynchronous alternator are low cost, simple construction and high power. And the disadvantages are the high cost of inverter due to high rated power, high losses in the inverter, inverters require reactive power, complex control system. The advantages of permanent magnet synchronous generator are flexibility in small power design, lower maintenance and operating cost, longer service life, no losses in rotor circuit, generator speed can be controlled without gear box, very high torque at low speed, no need for separate excitation system or cooling system. And the disadvantages are due to the high cost of the magnet the initial investment cost is high, the size of the permanent magnet is limited, and the high temperature caused by overload or short circuit can damage the permanent magnet.

The tower (sometimes reinforced with steel ties) on which the wind wheel is mounted. In high power wind turbines, the tower is up to 75 m high. Usually they are cylindrical masts, although lattice towers are also used;

The base (foundation) is designed to prevent the unit from falling in strong winds.

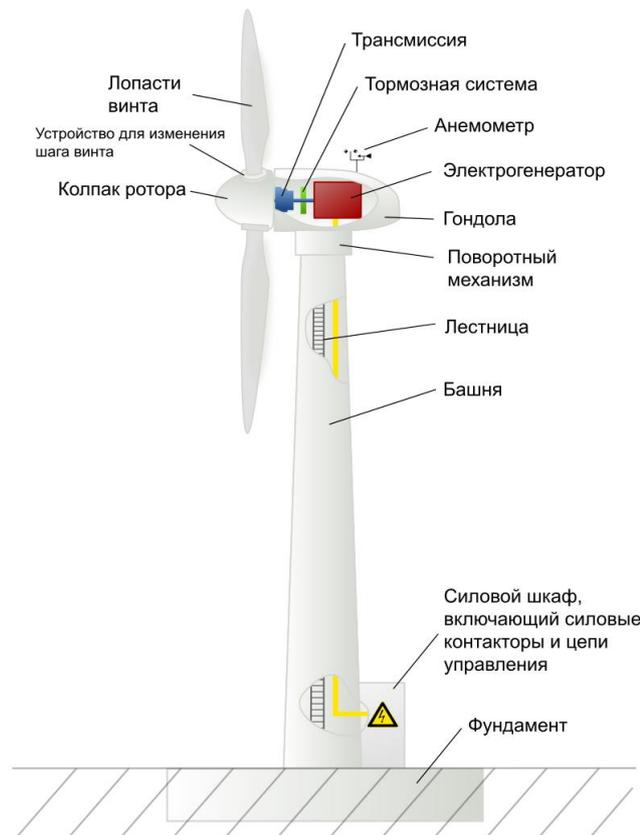


Figure 11 - Configuration of a wind turbine

A modern wind turbine generates high quality electricity at a frequency to match the grid frequency, and can operate continuously unattended and low-maintenance for 20 years or more, providing a lifespan of 120,000 hours of operation.

Wind turbines are characterized by the purpose of their operation, namely:

- Parallel operation with the power grid as part of wind power plants;
- Parallel operation with other wind turbines as part of a wind power plant without connection to the power grid;
- Stand-alone operation on an isolated load without energy storage.

In parallel operation with the grid, wind turbines are characterized by the following modes of operation:

- Mode 1 - variable pitch angle of the blades and variable turbine speed;
- Mode 2 - variable pitch angle and constant speed of the turbine;
- Mode 3 - constant (fixed) pitch angle and constant turbine speed;
- Mode 4 - constant (fixed) pitch angle and variable turbine speed.

Pitch-controlled modes are only possible with rotor blade horizontal wind turbines. Wind wheel speed control modes are possible with the use of a frequency converter in the stator circuit or in the generator rotor circuit.

"The most important element of wind turbines is the power control system, which determines the design features of the wind turbine and the automation system. There are two fundamentally different methods.

The first is power control by changing the angle between the blade and the oncoming airflow ("angle of attack - i.e. pitch control") The efficiency and reliability of this system depends on the reliability of the hydraulic and mechanical blade turning systems.

The second method is when the blade profile is not uniform along its entire length. Then at the same wind speed different parts operate with different efficiency. At a certain wind speed, a stall occurs for each section. This method is called 'stall control'. The control system of such wind generators is simplified, but the efficiency of wind energy utilization depends on the careful calculation of the profile.

The need for a large number of units over a large area requires automation and a high degree of reliability with minimal supervision. Control, signaling and measurement systems are oriented towards microprocessors and PCs. The wind generator starts and stops automatically depending on the wind speed. The automatic restart will be triggered if the stoppage is due to an external cause and not due to a malfunction of any component of the wind turbine. Explanation of type".

1.3 Conclusions of chapter 1

This chapter has presented the main wind turbine types and designs, the main purposes and functions of the equipment in the wind turbine system. In this way, it is possible to visualize the wind turbine in detail.