

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

УДК 620.97:681.5(043)

На правах рукописи

МҮСІЛІМОВ ҚУАНЫШ БАҚЫТҰЛЫ

**Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального
управления ветроэнергетическим комплексом**

6D070200 – Автоматизация и управление

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научный консультант
кандидат технических наук,
ассоц. профессор
А.Х. Ибраев

Соруководитель
кандидат физ.-мат. наук,
ассоц. профессор
Н.У. Алдияров

Зарубежный научный консультант
доктор технических наук,
профессор
W. Wojcik

Республика Казахстан
Алматы, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	5
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ, А ТАКЖЕ ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПУБЛИКАЦИИ КАК ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ТЕМЫ	18
1.1 Развитие систем интеллектуального управления ветроэнергетическими установками	18
1.2 Результаты исследовательских статей как предпосылки к разработке темы диссертационной работы	23
Выводы по первому разделу	27
2 ВЕТРОВЫЕ ТУРБИНЫ КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ	28
2.1 Ветровая энергия	28
2.2 Характеристики ветра	30
2.3 Глобальный ресурс ветровой энергии	33
2.4 Использование ветра в качестве источника энергии и ВЭУ как объекта управления	37
2.5 Основные компоненты ВЭУ	47
Выводы по второму разделу	54
3 АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ ИЗ ВЕТРА	55
3.1 Основные концепции ветровой турбины с фиксированной скоростью вращения. Основное описание ветровой турбины	55
3.1.1 Управление мощностью ветряных турбин	55
3.1.1.1 Ветряные турбины с регулируемым углом.....	55
3.1.1.2 Ветряные турбины с управлением по торможению.....	56
3.1.2 Аэродинамика ветровой турбины	57
3.2 Моделирование ветровой турбины с переменной скоростью вращения.....	60
3.2.1 Аэродинамическая модель	60
3.2.2 Механическая система	61
3.2.3 Система продольного наклона	63
3.2.4 Управление ветряной турбиной с переменной скоростью вращения.....	64
3.2.4.1 Регионы регулирования скорости вращения турбины.....	65
3.2.4.2 Регионы 1 и 3: Регулирование минимальной и максимальной скорости.....	67
3.2.4.3 Регион 2: Отслеживание максимальной мощности.....	67
3.2.4.4 Регион 4: Управление мощностью.....	71
3.2.5 Электрическая система ветряной турбины с переменной скоростью вращения	72

3.2.5.1 Решения для асинхронных генераторов с двойным питанием.....	72
3.2.5.2 Редукторы с полным преобразовательным механизмом.....	73
3.2.5.3 Решения для прямого привода с полным преобразователем.....	74
3.3 Система генерации энергии из ветра и электрическая конфигурация ветряной турбины с переменной скоростью вращения на основе асинхронной машины с двойным питанием	75
3.3.1 Генератор	76
3.3.2 Реверсивный силовой электронный преобразователь	78
3.3.3 Защитные приспособления для ВЭУ	79
3.3.4 Трансформатор	80
3.4 Электрическая конфигурация ветропарка	82
3.5 Структура управления комплексной системой выработки энергии ...	84
3.5.1 Система управления ветропарком	86
3.5.2 Система управления ветровой турбиной	88
Выводы по третьему разделу	90
4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ ИЗ ВЕТРА.....	91
4.1 Моделирование ветровой турбины	91
4.1.1 Модель аэродинамической системы	92
4.1.2 АКПП (редуктор) и механическая модель	94
4.1.3 Характеристики генератора	95
4.1.4 Кривые мощности как функция стратегии управления ветряной турбиной	95
4.2 Определение характеристик генераторов и преобразователей мощности в стационарном состоянии	98
4.3 Моделирование ветроэнергетической системы в Matlab/Simulink	102
Выводы по четвертому разделу	107
5 РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ И ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЭК	108
5.1 Разработка системы управления по регулированию тока возбуждения генератора. Основные принципы работы асинхронной машины с двойным питанием. Структура машины и электрическая конфигурация	108
5.1.1 Эквивалентная схема в стационарном состоянии. Электрические уравнения	109
5.1.2 Потоки энергии и режимы работы	113
5.1.3 Динамическая модель. $\alpha\beta$ модель	115
5.1.4 dq модель	118
5.2 Векторное управление асинхронной машиной с двойным питанием с помощью преобразователя $AC/DC/AC$. Работа при подключении к сети.....	119
5.2.1 Контуры управления током ротора	119
5.2.2 Контуры регулирования мощности и скорости	122
5.2.3 Ограничения по току и напряжению	125
5.2.4 Работа при несбалансированном напряжении сети	126

5.2.5 Управление напряжением статора	127
5.3 Разработка системы управления по регулированию механизма направляющих статора ветровой турбины на основе АМДП	128
5.3.1 Зоны управления турбиной	132
5.3.2 Управление турбиной	133
5.4 Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом	137
5.4.1 Разработка системы диагностики ветроэнергетического комплекса. Анализ ветряных турбин на базе асинхронных машин с двойным питанием во время провалов напряжения. Понимание потери контроля во время падения напряжения в сети	142
5.4.2 Работа во время сильных провалов напряжения в сети	145
5.5 Сравнительный анализ полученных результатов моделирования разработанных систем ВЭУ	152
5.6 Стационарные характеристики ветровой турбины на основе асинхронной машины с двойным питанием	169
Выводы по пятому разделу	171
6 ПРОВЕРКА НА АДЕКВАТНОСТЬ РАЗРАБОТАННОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ И ИСПЫТАНИЕ СИСТЕМЫ НА ПРОИЗВОДСТВЕ	172
6.1 Оценка адекватности разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса	172
6.2 Испытание разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса на производственной площадке	179
Выводы по шестому разделу	183
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	184
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	188
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Список научных трудов	195
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента положения угла направляющих статора ветровой турбины, ΔS».....	197
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента переключения передачи, $\Delta \eta$».....	198
ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента тока возбуждения, ΔI».....	199
ПРИЛОЖЕНИЕ Д – Акт испытания разработанной интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ВЭК	200
ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Справка о выполнении научно-исследовательских работ в период стажировки	201

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

ВАК МОН РК. Инструкция по оформлению диссертации и автореферата: от 28 сентября 2004 года, №377-Зж.

ГОСТ 7.32-2001. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

СТ КазННТУ-09-2017. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала.

ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ГОСТ 21.408-2013. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

Поток ветра – это сильно случайный процесс, переменный как во времени, так и в пространстве. Эта изменчивость приводит к сложному преобразованию энергии.

Переमेжаемость – это свойство ветра, которая является относительно коротким временным явлением, при котором направление и скорость ветра изменяются в пространстве и времени.

Ветряные электростанции – это огромные и сложные системы управления, предназначенные для использования производства электроэнергии из ветра.

Ротор ветротурбины – это элемент машины, который улавливает энергию ветра, а его конструкция имеет решающее значение для эффективности выработки электроэнергии.

Скорость наконечника – это тангенциальная скорость, с которой наконечник проходит через воздух.

Статор турбины – это цилиндрическая геометрическая форма направляющих, состоящая с двух сторон замыкающих корпусов подшипников, соединенных между собой опорной арматурой к которым крепятся вертикально расположенные направляющие.

Генератор в ветряной турбине – это электромеханическая машина, которая преобразует механическую энергию в электрическую.

Переходные процессы в электроэнергетике – это изменения в системе электропитания в ответ на внешние или внутренние возмущения, эти процессы могут возникнуть при включении или выключении оборудования, коротких замыканиях, изменении нагрузки и других событиях.

Нейронная сеть – это математическая модель в искусственном интеллекте, которая учит компьютеры обрабатывать информации и принимать решения как человеческий мозг.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АГДП	– Асинхронный генератор с двойным питанием
АКПП	– Автоматическая коробка переключения передач
АМДП	– Асинхронная машина с двойным питанием
ВРТБ	– Ветровая роторная турбина Болотова
ВИЭ	– Возобновляемые источники энергии
ВЭУ	– Ветроэнергетическая установка
ВЭК	– Ветроэнергетический комплекс
ИНС	– Искусственные нейронные сети
КПД	– Коэффициент полезного действия
КРС	– Косвенный регулятор скорости
МГПМ	– Многополюсный генератор на постоянных магнитах
МСГФР	– Многополюсный синхронный генератор с фазным ротором
ПИД	– Пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор
ПРС	– Прямой регулятор скорости
ПСВ	– Переменная скорость вращения
ПСР	– Преобразователь со стороны ротора
ПСС	– Преобразователь со стороны сети
ПУМ	– Прямое управление моментом
СГПМ	– Синхронный генератор с постоянными магнитами
СГФР	– Синхронный генератор с фазным ротором
СКРМ	– Статический компенсатор реактивной мощности
СТАТКОМ	– Статический синхронный компенсатор
ФАПЧ	– PLL/Фазовая автоподстройка частоты
ЭДС	– Электродвижущая сила
СМ	– Мониторинг состояния
CMS	– Мониторинг состояния системы
DFIM	– Индукционная машина с двойным питанием
FDD	– Обнаружение и диагностика неисправностей
MPPT	– Отслеживание точки максимальной мощности
SCADA	– Диспетчерское управление и сбор данных
WRIM	– Индукционная машина с фазным ротором

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния научно-технического уровня и актуальность исследуемой темы

Актуальность исследуемой диссертационной темы подтверждается последними международными событиями, такими как участие Президента Республики Казахстан К.К. Токаева в международной конференции «Пути достижения целей Парижского соглашения и углеродной нейтральности Казахстана». В своем выступлении Президент выразил поддержку призыву Генерального секретаря ООН Антонио Гутерриша о достижении нулевых выбросов углерода. Это подчеркивает, что проблема климатических изменений остается одной из наиболее актуальных и острых проблем нашего времени [1].

К.К. Токаев подчеркнул тревожные выводы, представленные в отчете об оценке изменения климата. Согласно этому докладу, при текущих уровнях выбросов углекислого газа глобальное потепление на 1,5 и 2 градуса будет превышено уже в текущем столетии.

Президент отметил, что, несмотря на существующую зависимость от природных ископаемых, Казахстан стоит в первых ста странах, объявивших о своей цели достичь углеродной нейтральности к середине настоящего века.

В своей речи перед участниками мероприятия К.К. Токаев сообщил о работе над Доктриной углеродной нейтральности Казахстана до 2060 года. Данная доктрина включает в себя основные стратегические принципы, направленные на уменьшение углеродных выбросов и переход к низкоуглеродной экономике и промышленности. Президент подчеркнул важность того, чтобы эта Доктрина в конечном варианте была реалистичной, обоснованной и учитывала текущие потребности экономики страны, а также учитывала ее уникальные характеристики и структуру:

Уже сейчас очевидно, что достижение амбициозной цели Доктрины потребует системных усилий. К 2060 году доля возобновляемых и альтернативных источников энергии достигнет более 80% от общего энергобаланса страны. Сценарий углеродной нейтральности предполагает активные совместные усилия государства, бизнеса и в целом общества для достижения заявленных целей. Его успешная реализация позволит достичь не только цели 2030 года, то есть снижения на 15% выбросов от уровня 1990 года, но и нулевого баланса парниковых газов к 2060 году. В результате будет предотвращено попадание в атмосферу более 9 млрд. тонн CO₂, – сказал Глава государства [1].

Президент считает, что для достижения таких амбициозных целей потребуются значительные ресурсы и инвестиции в модернизацию сектора производства электроэнергии и тепла из традиционных источников. Это также потребует пересмотра национальной системы торговли квотами на выбросы парниковых газов, её согласования с соответствующими международными системами.

Президент также выделил потенциал для развития возобновляемой и альтернативной энергетики и применения «зелёного финансирования» [1].

В качестве возобновляемой и альтернативной энергетики за основу берется энергия ветра, которая является одним из ключевых возобновляемых источников энергии, наряду с солнечной энергией и гидроэнергией. Она имеет долгую историю использования человечеством и в настоящее время может внести ценный вклад в глобальный энергетический баланс.

Мировые государства, использующие традиционные источники энергии, с течением времени, с истощением запасов полезных ископаемых и в силу геополитических обстоятельств неоднократно доказывают, что переход на возобновляемые и альтернативные источники энергии является актуальной задачей. Современное развитие человечества также требует качественного и стабильного снабжения большим количеством электроэнергии. Ветер как энергетический ресурс способен обеспечить электроэнергией большинство регионов мира, однако он нерегулярен и непредсказуем, что затрудняет его использование, а это, в свою очередь, подталкивает к разработке новых решений в конструкции ветроустановок и технологий управления для получения максимально эффективной и стабильной электроэнергии.

В последние годы ветроэнергетика стала отдельным сектором энергетики, эффективно конкурирующим с традиционными источниками энергии во многих странах. Ветроэнергетические установки (ВЭУ) в основном представлены установками большой и средней мощности, интегрированными в распределительные, магистральные и локальные энергетические сети. Отдельные ВЭУ объединяются в ветропарки, состоящие из многих единиц. Многие сетевые ВЭУ используют генераторы двойного питания (ГДП), что позволяет производить электроэнергию при различных скоростях ветра и частотах вращения ротора ветровой турбины. Энергия передается через обмотки статора генератора в энергетическую сеть. В переходных процессах в сети важным является динамическое взаимодействие между генератором ВЭУ и сетью, подчиняющееся требованиям разработчиков ВЭУ и энергетических компаний. Это направлено на защиту электрооборудования от переходных процессов и автоматическое восстановление нормального режима регулировки мощности после восстановления работы сети. При значительном снижении сетевого напряжения и потенциала на обмотках статора, возможно появление сверхвысокого напряжения на обмотках ротора генератора при вращении ротора ветротурбины. Это неизбежно приводит к отказу управляющих силовых электронных устройств, а затем каскадному отключению или выходу из строя одной, нескольких или всех ветротурбин в составе ветропарка. Эти отключения вызывают серьезные проблемы в работе ветропарков и приводят к существенным сетевым потерям. Особое внимание следует уделять стабильности работы отдельных ветротурбин, в том числе необходимости диагностирования при критических состояниях сетевых характеристик и после завершения их воздействия. Эти вопросы являются актуальными для исследований.

Основным ключевым параметром ветряной электростанции является коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ), от которого зависит производительность турбины или так называемый коэффициент мощности C_p .

Этот параметр определяется отношением механической мощности, создаваемой ветряной установкой, к аэродинамической мощности, поступающей от ветрового потока через ометаемую поверхность турбины [2]. Повышение характеристики коэффициента мощности C_p и стабильная выработка электрической мощности при различных скоростях ветра и режимах работы ветротурбины осуществляется за счет формирования, а также разработки новых методов интеллектуального управления и регулирования ВЭУ.

Основным предметом диссертационной работы является разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом.

Коэффициент мощности является переменной величиной и подвержен влиянию как статических, так и динамических составляющих. Статические составляющие включают форму модуля и особенности лопастей ротора турбины, в то время как динамические составляющие определяются быстроходностью турбины и углом установки направляющих статора турбины. Один из результативных методов повышения коэффициента мощности (C_p) и регулирования мощности – это метод управления MPPT (Maximum Power Point Tracking), который также известен как отслеживание точки максимальной мощности. Этот метод довольно универсальный и может включать в себя методы, такие как восхождения, управление усилением обратной связи, оптимальное управление крутящим моментом и нечеткая логика [3]. Но использование всех этих способов ограничено стабильным режимом генерации электроэнергии, то есть они могут применяться только в постоянном рабочем состоянии ветроэнергетической установки. Эти методы не могут использоваться в переходных или чрезвычайных ситуациях.

В ранее использованных ветроэнергетических установках (ВЭУ) коэффициент мощности зависел только от статических составляющих, таких как направляющие статора и ротора, а также от формы модуля, которые оставались в неизменном виде в соответствии с расчетными показателями. В данной диссертации разработанная система интеллектуального управления исключила зависимость этого показателя только от статических составляющих.

При переходных процессах и в нестабильном состоянии система управления отслеживанием точки максимальной мощности (MPPT) может полностью выйти из строя или функционировать некорректно. Изменения в ключевых параметрах сети, такие как глубокое снижение сетевого напряжения и потенциала на обмотках статора, где обмотки статора подключены к шунту, представляют особый риск для управляющей системы. В таких условиях происходит увеличение напряжения на стороне ротора из-за наведенной ЭДС в обмотке ротора, что приводит к возникновению крутящего момента на валу генератора за счет кинетической энергии ветрового потока при нормальной работе ветрогенератора. В результате система управления со стороны ротора может отказать, механические узлы ветровой турбины будут перегружены, а сеть останется под напряжением статора, учитывая, что обмотки статора короткозамкнуты и создают тормозной электромагнитный момент.

Разработка и использование системы диагностики предотвращает критические ситуаций, ускоряя выход из аварийного режима, а интеллектуальное оптимальное управление повышает эффективность работы ветроэнергетической установки с регулированием МРРТ после завершения переходных процессов в сети. Интеллектуальное управление также дает возможность регулировать поток ветра, за счет разработанных механизмов и систем управления, которая в свою очередь способствует в обеспечении качественной и стабильной электроэнергии.

В контексте текущего состояния в Республике Казахстан, где уровень использования альтернативной и возобновляемой энергии требует внедрения высокотехнологичных методов, таких как интеллектуальное управление технологическими процессами с использованием ветроэнергетических установок, является актуальной областью исследования.

Основание для выбора темы докторской диссертации

Выбор темы докторской диссертации был обусловлен научным обсуждением на расширенном заседании кафедры «Автоматизации и управления», где научный руководитель докторанта, ассоциированный профессор, кандидат технических наук, Ибраев Ахмет Хакимович, выдвинул инициативу, выделяя актуальность текущего уровня научных исследований в области альтернативной и возобновляемой энергии. В частности, было подчеркнуто, что ветроэнергетические установки горизонтального и вертикального типа стали предметом внимания как исследователей зарубежного, так и отечественного потенциала. Пропеллерные ветротурбины были рассмотрены в свете их механических и энергетических характеристик, однако оказалось, что они не соответствуют современным требованиям потребительского спроса.

Первым недостатком пропеллерных ветроустановок, выявленным в данном контексте, является их низкая КПД. Вторым недостатком является неэффективность в условиях Республики Казахстан, где переменчивость направления и скорости ветра, особенно в южных регионах в различные временные периоды, снижают выработку электроэнергии до критически низких уровней, что не соответствует потребительским ожиданиям.

Также отметил, что отечественные ветроустановки с вертикальным расположением оси, такие как Ветровые Роторные Турбины Болотова (ВРТБ), благодаря особенностям своей конструкции, проявляют превосходство в характеристиках, реагируя на самые низкие значения энергии ветра, составляющие 2 м/с, и устойчиво выдерживают ураганные ветры до 45 м/с. Традиционные горизонтальные турбины не способны справиться с такими экстремальными условиями.

Уникальной особенностью Ветровых Роторных Турбин Болотова (ВРТБ) является их способность принимать энергию ветра из любого направления по окружности в 360°, на скорости от 2 м/с до 45 м/с, сохраняя постоянное положение вертикальной оси [2, с. 231].

Локальные системы ветроустановок, установленные в городе Астана, в производственной отрасли по производству солнечных батарей «Астана Солар»

и на станции Дружба, прикрепленной к подразделению Казахтелекома на границе Казахстана и Китая, являются примером успешного использования ВРТБ. Несмотря на их локальный характер и управление простыми автоматическими системами, они подтверждают эффективность ВРТБ в широком диапазоне скоростей ветра (от 2 м/с до 45 м/с). Также, несмотря на сложность конструкции, которая сопровождается увеличением себестоимости электроэнергии и продолжительностью эксплуатации, эти установки демонстрируют и дают уверенность, что все расходы оправдают себя при разработке и внедрении интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом. Подчеркнув экологическую чистоту, уменьшения фактической стоимости при промышленной генерации и восполнения дефицита электроэнергии, он заключил, что новая система генерации с интеллектуальным управлением займет достойное место в обеспечении электроэнергией наше государство.

В связи с этим руководитель и докторант предложили тему диссертации «Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом», подчеркивая свой предыдущий опыт исследований в этой области в рамках дипломного проекта и магистерской диссертации, и эти труды являются исходными данными для более глубокого изучения предложенной темы.

Доказательством данного основания является приказ №1600–д от 30.10.2017 КазННТУ им. К.И. Сатпаева «О назначении научных руководителей и утверждений тем докторских диссертаций докторантов PhD».

Обоснование необходимости проведения научно-исследовательской работы

Киотский протокол, заключенный 11 декабря 1997 года в Киото, Япония, является международным соглашением, направленным на уменьшение выбросов парниковых газов для противодействия глобальному потеплению. Протокол дополняет Рамочную конвенцию ООН об изменении климата 1992 года и вступил в силу 16 февраля 2005 года [4, 5]. Его основная цель – стабилизировать концентрацию парниковых газов в атмосфере на уровне, предотвращающем опасное воздействие на климатическую систему планеты [4; 5]. На данный момент участвует 192 страны (191 государство и Европейский союз) [4; 5].

Протокол применяется к шести главным парниковым газам: углекислому газу (CO₂), метану (CH₄), закиси азота (N₂O), гидрофторуглеродам (ГФУ), перфторуглеродам (ПФУ) и гексафториду серы (SF₆) [4].

Он основан на принципе общей, но дифференцированной ответственности, учитывающем различные возможности стран в борьбе с изменением климата из-за разного уровня экономического развития. Протокол обязывает развитые страны и страны с переходной экономикой сократить свои выбросы в соответствии с количественными обязательствами, учитывая их историческую ответственность за текущий уровень парниковых газов [4; 5].

Ежегодные конференции ООН по изменению климата проводили переговоры о мерах после окончания второго периода обязательств в 2020 году,

что привело к принятию Парижского соглашения в 2015 году. Это соглашение является отдельным документом и не является поправкой к Киотскому протоколу [4; 6].

Международная конференция в г. Астане 13 октября 2021 года, где Президент Республики Казахстан К.К. Токаев обсудил экологическую обстановку и пути ее решения, является логическим продолжением вышеупомянутых соглашений, подчеркивая актуальность инициативы, дает полную уверенность в правильности выбора и разработки данной темы.

Источники утвержденной научно-технической разработки и анализ литературных обзоров

Научно-техническое исследование опирается на обзор литературы, включающий публикации международных ученых, посвященные интеллектуальным системам диагностики и оптимального управления ВЭУ. Рассматриваемые системы, в основном, применяются для горизонтальных ветроустановок, где основными методами управления являются классические подходы с использованием технических средств для контроля и регулирования отдельных узлов и компонентов ВЭУ.

Из литературного обзора становится ясно, что применение интеллектуальных систем управления в пропеллерных ветроустановках ограничено. В крупных ветроустановках для эффективной работы турбины требуется значительное время на определение необходимой составляющей энергии ветра. При превышении скорости ветра 22 м/с и появлении аэродинамической тяговой силы, возникают разрушительные последствия. Для предотвращения выхода из строя ветроустановки, системой управления применяется флюгирование и изменение угла ометаемой поверхности. Это, однако, снижает эффективность производства электроэнергии.

Кроме того, изменение направления ветра также влечет за собой снижение эффективности ветроустановки, требуя дополнительных затрат из произведенной энергии и сопровождаясь уменьшением коэффициента полезного действия (КПД).

Исходя из анализа литературы становится очевидным, что использование горизонтально расположенных ветроустановок неэффективно. С другой стороны, исходя из упомянутых преимуществ ветроустановок с вертикальным расположением оси, можно заключить, что они обладают рядом преимуществ по сравнению с традиционными пропеллерными ветроустановками.

Научно-исследовательский уровень диссертации обеспечен научной новизной, полученные результаты соответствуют адекватности, практической значимости и перспективности их использования. В ходе проведенных исследований разработана система диагностики и алгоритмы интеллектуального управления ветроэнергетической установкой с вертикальным расположением оси.

Сведения о метрологическом обеспечении диссертационной работы

Научно-экспериментальные исследования, а также предлагаемые методы решения задач, связанных с математическим моделированием в различных

режимах работы ветровой турбины были проверены на адекватность с использованием программного обеспечения, как MatLab с пакетом Simulink.

Matlab/Simulink является средой для динамического моделирования сложных технических систем и основным инструментом для модельно-ориентированного проектирования [7].

Для создания чертежей конструкции ВЭК и различных схем автоматизации в разработке интеллектуальной системы управления использовалась программа автоматического проектирования AutoCad. Для расчетов и оформления диссертации было задействовано программное обеспечение MS Office. Предложенные расчеты и алгоритмы базируются на реально действующих установках ВЭУ и предназначены для условий в районе «Джунгарских ворот» в Алматинской области.

Актуальность темы диссертационной работы

Актуальность диссертационной темы проявляется из оценки Президента Республики Казахстан и международных обязательств, принятых ООН, направленных на урегулирование дисбаланса в области экологии. Международное сообщество акцентирует внимание на проблемах углеродной нейтральности, предостерегая от рисков реальных экологических и техногенных катастроф, вызванных несоблюдением международных стандартов. Такие события могут привести к серьезным потерям для мировой экологии и экономики.

В связи с этим каждая страна-участница международного сообщества обязана разрабатывать и внедрять технические и технологические меры для снижения выбросов углекислого газа (CO_2) и других парниковых газов, вредных для экологии и экономики мирового сообщества. Развитие ветроэнергетики в нашей стране представляет собой один из ключевых способов решения проблем охраны окружающей среды и стимулирования экономического роста в Республике Казахстан.

Президент РК, Касым-Жомарт Токаев, в своем докладе установил важные цели, такие как снижение выбросов на 15% к 2030 году по сравнению с 1990 годом и достижение 80% общей выработки электроэнергии с использованием ветроустановок и других форм альтернативной энергии к 2060 году. Разработка и внедрение эффективных методов применения альтернативной и возобновляемой энергии, как и в ветроэнергетике, становятся стратегическим подходом для достижения этих амбициозных целей, способствуя улучшению экологии и уменьшению дефицита электроэнергии в стране [1].

Научная новизна диссертации

Диссертация представляет научную новизну в виде разработанной системы диагностики и интеллектуального управления механизмами регулирования ветроэнергетической установки.

Механизм регулирования направляющих статора турбины использует электродвигатель, управляемый электронным контроллером, оснащенный нейрорегуляторами. Нейрорегуляторы в интеллектуальной системе управления определяют угол направляющих на основе данных скорости ветра. Направляющие поворачиваются на несколько градусов за один раз,

обеспечивая устойчивость турбины при изменении скорости ветра. Анемометр используется для измерения скорости.

Электронные сигналы от анемометра поступают в режиме реального времени к электронному контроллеру ветровой турбины. Интеллектуальная система управления запускает турбину при скорости ветра около 2 м/с и автоматически останавливает ее при скорости свыше 45 м/с для защиты оборудования и окружающей среды. В остальных случаях система, анализируя данные скорости ветра и следуя интеллектуальному алгоритму, регулирует направляющие статора турбины и выставляет в нужное положение.

Согласно интеллектуальному алгоритму, система отслеживает точку максимальной мощности, находя оптимальный коэффициент использования энергии ветра, соответствующий оптимальной работе ветроэнергетической установки.

После регулирования направляющих и выставления в нужное положение измеряются скорость вращения низкоскоростного вала турбины и частота тока возбуждения генератора. Полученные данные передаются системе интеллектуального управления, которая переключает соответствующую передачу высокоскоростного вала в диапазоне регулирования генератора турбины. Затем следующая система интеллектуального управления регулирует ток возбуждения до необходимого значения.

Система диагностики предотвращает критические ситуации, ускоряет выход из аварийного режима и повышает надежность работы ветроэнергетической установки.

Таким образом, достигается эффективная и стабильная работа ветроэнергетической установки, продлевается срок её эксплуатации и удешевляется вырабатываемая электроэнергия. Интеллектуальная система диагностики и оптимального управления представляет собой научную новизну, которая фундаментально меняет подход использования энергии ветра при эксплуатации на основе ветроэнергетических установок.

Связь данной работы с другими научно-исследовательскими работами

Предложенная диссертационная работа представляет собой развитие и усовершенствование результатов научно-исследовательской деятельности доктора технических наук, профессора, академика Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии Республики Казахстан, Альберта Васильевича Болотова. Основной целью А.В. Болотова была разработка конструкции ветроэнергетической установки ВРТБ [8]. В результате экспериментальных исследований была выявлена наиболее средняя эффективная точка фиксации направляющих ротора, обеспечивающая оптимальное направление потока ветровой энергии на привод турбины.

Суммируя научно-исследовательские усилия, можно заключить, что было достигнуто среднее эффективное использование ометаемой поверхности привода турбины при различных скоростях ветра. Разработанная ВЭУ успешно прошла экспериментальные испытания в различных климатических условиях осенне-зимнего периода. Однако стоит отметить, что необходимо строго

соблюдать требования эксплуатационных характеристик генератора в оборотах и мощности, установленные заводом-изготовителем. При превышении скорости ветра от расчетных значений генератора могут возникнуть серьезные проблемы, такие как перегрузка подшипников и перегрев обмоток генератора, что в конечном итоге приведет к выходу оборудования из строя и сокращению срока его службы.

Таким образом, разработанная система интеллектуального управления, а также внедренные дополнительные узлы для повышения эффективности турбины представляют собой усовершенствование ВРТБ и открывают путь к созданию нового поколения ветроэнергетических установок.

Целью разработки диссертационной работы является развитие и усовершенствование ветроэнергетической установки с вертикальным расположением оси, путем разработки и внедрения дополнительных узлов и механизмов, регулируемые методом интеллектуального управления.

Объектом исследования является ветроэнергетическая установка Ветровые Роторные Турбины Болотова, разработанная и запатентованная, имеющая техническую документацию.

Предмет исследования. Основным предметом исследования является дальнейшее усовершенствование ветровых турбин путем разработки новых узлов и механизмов, улучшающих эффективность использования ВЭУ в любых условиях фактора присутствия энергии ветра по преобразованию в электрическую энергию, а также разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом.

Задачи исследования, их место в выполнении научно-исследовательской работы в целом. С целью усовершенствования и развития эффективного использования ВЭУ, вытекают следующие постановки задачи, для решения в данной диссертационной работе:

- провести анализ современного состояния существующих систем управления ВЭУ;
- исследовать процесс генерации энергии из ветра и особенностей ВЭУ как объекта управления;
- провести исследование, определение ключевых переменных и внедрение необходимых узлов, механизмов, улучшающих основные параметры по выработке электрической энергии;
- разработка математических моделей различных узлов системы генерации энергии из ветра;
- разработка структуры системы управления различными узлами, механизмов ВЭУ и разработка интеллектуальной системы управления на основе нейронных сетей;
- регулирование ключевых переменных разработанных узлов ВЭУ на основе разработанной интеллектуальной системы управления;
- проверка адекватности разработанной интеллектуальной системы и испытание ее на реально действующем объекте.

Методологическая база исследования. Определенные задачи решались на основании разработанных узлов и механизмов, улучшающих основные

параметры ВЭУ путем теоретического анализа и практически полученных результатов с действующих ВЭУ MITSUBISHI MWT-92 и ВРТБ. В ходе анализа решения определенных задач были использованы теории автоматического управления, методы сбора и обработки данных, математические и физические формулы по расчету параметров определяющих характеристики ВЭУ по конечному результату, методы интеллектуальных систем управления, а также были использованы основы теории аэродинамики, теоретической механики и теории основ электротехники.

Положения, выносимые на защиту

- универсальная модель ветроэнергетической системы с выработкой электроэнергии в сеть;
- интеллектуальные системы диагностики и управления на основе нейронных сетей для оптимального управления ветроэнергетическим комплексом;
- механизм регулирования направляющих статора с интеллектуальной системой, принимающая энергию потока ветра в ротор турбины в зависимости от ее скорости поступающих с анемометра;
- автоматическая коробка переключателя скоростей с расчетными ступенями передаточного числа на уменьшение или увеличение, в зависимости от скорости вращения вала турбины и частоты тока возбуждения, звено передачи скорости вращения с вала турбины на вал генератора, которая управляется интеллектуальной системой регулирования;
- система автоматического регулятора возбуждения генератора с изменением тока возбуждения генератора в зависимости от скорости высокоскоростного вала, также связанная с интеллектуальной системой;
- система диагностики, предотвращающая критические ситуации и возобновляющая работу ВЭУ.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа «Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом» состоит из введения, шести основных разделов, заключения, списка использованной литературы из 103 источников и 6 приложений. В работе содержится 194 страниц, 141 рисунок и 11 таблиц.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ, А ТАКЖЕ ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПУБЛИКАЦИИ КАК ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ТЕМЫ

Ветряные электростанции – это огромные и сложные системы управления. Управлять и оптимизировать ветряные электростанции сложно и ценно. Также системы управления широко используются в различных отраслях промышленности. Алгоритмы искусственного интеллекта являются эффективными методами решения задач оптимизации благодаря своим отличительным характеристикам. Их успешно применяют на ветряных электростанциях. В разделе представляется обзор современного научно-технического состояния разработок и рассмотрены применения алгоритмов искусственного интеллекта в регуляторах ветряных электростанций. Также представлены результаты публикации, полученные в процессе исследования.

1.1 Развитие систем интеллектуального управления ветроэнергетическими установками

В процессе исследования темы диссертационной работы была совершена научная стажировка в Люблинский технический университет, где были собраны и анализированы несколько сотен научных литератур, посвященных ветроэнергетическим установкам, комплексам и разным способам управления, включая интеллектуального управления. Приводятся только основные результаты анализа и обработки научно-технических достижений международных ученых посвященных системам диагностики и оптимального интеллектуального управления.

Существует множество методов обнаружения критических состояний в ветровых турбинах, основанных на методах мониторинга состояния (CM). В литературе можно найти несколько обзоров, посвященных этим методам, например, обнаружение и диагностика неисправностей (FDD) на основе мониторинга состояния системы (CMS) [9], (FDD) для управления техническим обслуживанием [10] или распознавание образов для (FDD) [11]. Основным преимуществом ИНС является их способность представлять сложные нелинейные взаимосвязи посредством распознавания образов [12]. Большинство методов используют ИНС для идентификации сигналов SCADA, которые могут указывать на возникновение неисправности [13].

Существуют модели для оценки всей системы и обнаружения аномалий [14]. Однако большинство алгоритмов и моделей создано для оценки конкретных компонентов. В соответствии с основными компонентами ветровой турбины были установлены следующие категории: редуктор и подшипники; генератор, силовая электроника и электрические средства управления; лопасти пропеллера и гидравлические средства управления; снижение уровня ложных срабатываний.

Также было продемонстрировано, что ИНС (искусственные нейронные сети) очень надежны в задачах управления. По этой причине они широко

применяются во множестве систем. Например, регуляторы ИНС были разработаны для управления полетом, роботов-манипуляторов, морской системы динамического позиционирования, асинхронных двигателей, хранения продуктов и т.д. В этом разделе приводятся несколько исследований, в которых преимущества ИНС используются для управления различными параметрами ветряных турбин.

Отслеживание точки максимальной мощности

Отслеживание точки максимальной мощности (MPPT) является необходимым условием для максимизации извлечения энергии из энергии ветра и, следовательно, для повышения эффективности и рентабельности ветроэнергетических систем.

Ganjefar и другие авторы предлагают квантовую ИНС в качестве регулятора для повышения эффективности методов MPPT [15]. Эти сети используются в адаптивных системах управления методами MPPT с соотношением скорости и оптимальным моментом. Способ был эффективен в обоих методах, лучше, чем обычные ИНС и ПИД регуляторы. Аналогичное исследование провели Karakaya и Karakaş, которые провели сравнение между ИНС, Lookup-table (LUT) и Curve-fitting (CF) регуляторами [16]. Регулятор ИНС был основан на конфигурации с двумя скрытыми слоями. Результаты этого исследования показаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Сравнение между регуляторами MPPT

Регуляторы	Процентная ошибка по данным 10 испытаний	Процентная ошибка в соответствии с данными 20 испытаний
ИНС	0.35	0.17
LUT	2.81	1.4
CF	8.34	6.2
Примечание – Составлено по источнику [16, р. 3618]		

Сравнительный анализ показывает, что регуляторы ИНС дают лучшие результаты, чем другие регуляторы.

Medjber и др. предложили новую стратегию управления на основе ИНС и регуляторов нечеткой логики для регулирования передачи энергии между ветровой турбиной и сетью [17]. Задача заключалась в обеспечении MPPT для асинхронного генератора с двойным питанием. В этом исследовании сравниваются активная и реактивная мощность, токи и напряжения с использованием однослойной скрытой ИНС и нечеткого логического регулятора. Время отклика, полученное первым регулятором, было значительно сокращено.

Hong и др. представили прямолинейный регулятор ИНС с общей регрессией для управления скоростью турбины, извлекающей максимальную мощность [18]. Подход сочетает в себе ИНС и оптимизацию муравьиной колонии. Регулятор позволяет поддерживать стабильность системы и достигать желаемых характеристик даже в условиях неопределенности.

Petković предлагает метод, основанный на ANFIS, для оценки коэффициента мощности [19]. Этот параметр может быть использован для поиска оптимальных рабочих точек и разработки регулятора для оптимизации вырабатываемой мощности. В исследовании делается вывод, что ANFIS эффективен при оценке параметров Вейбулла для ВЭУ. Регулятор ИНС более эффективен, чем обычный ПИ-регулятор [20].

Brekken и др. сосредоточились на управлении и координации систем накопления энергии [21]. Эти системы необходимы для смягчения неопределенности выходной мощности большой ветряной электростанции. Эта работа продемонстрировала, что стратегии управления ИНС эффективны для этой цели.

Другие методы управления MPPT были разработаны с использованием разных видов ИНС: BPNN [22], RBFNN [23, 24], нейро-нечеткой [25], гибридной оптимизации роя частиц-ANN [26], GNGN [27] или Elman NN [28].

Управление углом продольного наклона

Регулировка углом продольного наклона выполняется для уменьшения механических нагрузок и колебаний крутящего момента генератора. Традиционной стратегией управления является пропорциональный и интегральный (ПИ) регулятор. Некоторые передовые стратегии управления включают нечеткие регуляторы, стратегии многопараметрического управления или стратегии на основе ИНС.

Системы управления позволяют ветряным турбинам работать в различных режимах, поскольку они могут адаптировать режим работы к конкретным условиям. Bagheri и Sun предлагают адаптивную RBFNN для разработки регуляторов для ветряных турбин с переменной скоростью и переменным углом [29]. Это означает, что мощность с помощью нелинейного управления может быть максимизирована.

Другие исследования направлены на максимизацию выработки энергии путем управления углом тангажа пропеллера [30]. Было продемонстрировано, что эти средства управления эффективны, обеспечивают хорошую устойчивость и низкие вычислительные затраты. Perng и др. предложили RBFNN для построения ПИД регулятора для системы тангажа [31].

Jafarnejadsani и др. [32] разработали стратегию на основе RBFNN для управления углом наклона лопастей и изменения скорости ротора. Эта работа продемонстрировала, что управление с помощью ИНС очень устойчиво к неопределенности.

Ahmet и Özer [33] предложили регулятор угла тангажа на основе ИНС, в котором используются MLP и RBFNN. Эта модель позволяет успешно регулировать выходную мощность и избегать перегрузок при высоких скоростях ветра.

Mjabber и др. [34] исследовали регулятор на основе RBFNN для угла продольного наклона ветровой турбины с переменной скоростью. Регулятор показал лучшие результаты, чем ПИ-регулятор, продемонстрировав более стабильное извлечение энергии из ветроэнергетической установки.

Нап и др. [35] разработали индивидуальный регулятор угла продольного наклона на основе модели LIDAR+ RBFNN для оптимизации угла продольного наклона и электромагнитного момента. Некоторые моделирования показали, что этот регулятор может повысить эффективность использования энергии ветра и снизить усталостные нагрузки. Другой индивидуальный регулятор угла продольного наклона был разработан Liu и др. [36]. Они использовали RBFNN с оперативным обучением для снижения нагрузок на направляющих, ступицу и подшипники рысканья.

Управление скоростью и крутящим моментом

Управление скоростью и крутящим моментом ротора ветровой турбины является одним из наиболее распространенных аспектов для обеспечения надлежащего поведения ветровых турбин при переменных и нестабильных скоростях ветра. Такое управление позволяет извлекать максимальную мощность без риска для целостности ветряной турбины.

Hong создал регулятор скорости в скользящем режиме с помощью компенсации крутящего момента ИНС, обеспечивающий устойчивость системы асинхронного генератора с приводом [37].

Assareh и др. [38] представили гибридный метод управления крутящим моментом в ветровых турбинах. RBFNN, обученная с помощью алгоритма гравитационного поиска, используется для настройки коэффициентов усиления пропорционального и интегрального регулятора. Хорошая эффективность метода продемонстрирована на примере ветряной турбины мощностью 5 МВт.

Jaramillo-Lopez и др. [39] показали идентификатор на основе ИНС, разработанный для аппроксимации механического момента ветряных турбин. Для этой цели используется RBFNN. Согласно проведенному моделированию, предложенная схема обеспечивает высокую устойчивость.

Petković и др. предложили систему, в которой регулятор ANFIS регулирует скорость генератора с переменной скоростью [40]. Этот метод позволяет извлекать больше энергии, когда турбина работает в режиме переменной скорости. В работе делается вывод, что схема ANFIS легко адаптируется к методам оптимизации с низкими вычислительными затратами.

Wang и др. [41] сосредоточились на управлении крутящим моментом для морской ветряной турбины на плавучей платформе Spar. Они разработали усовершенствованный RBFNN для работы на скоростях ниже номинальной скорости ветра. Предложенный регулятор устойчив к сложным ветровым и волновым возмущениям и очень адаптивен к нестабильным параметрам системы.

Mjabber и др. [42] представили регулятор на основе RBFNN для аппроксимации нелинейной динамики ветровой турбины, который обеспечивает оптимальное соотношение скорости вращения направляющих при различных скоростях ветра. Этот регулятор повысил эффективность на 2% по сравнению с регулятором NDSFCK (Нелинейное динамическое управление с обратной связью по состоянию с оценкой Калмана).

Управление реактивной мощностью

Tang и др. использовали регулятор на основе ИНС для управления реактивной мощностью асинхронного генератора с двойным питанием [43], где был разработан регулятор реактивной мощности на основе адаптивного динамического программирования (АДП). Управление АДП включает в себя как сеть действия, так и сеть критики. Для реализации обеих частей были использованы две трехслойные нейронные сети. Результаты показывают, что провал и перегруз активной мощности могут быть уменьшены, а характеристики устойчивости и демпфирования улучшены. Эти авторы также разработали эвристическое динамическое программирование с представлением цели для исследования управления реактивной мощностью ветряной электростанции. В этой модели для регулировки параметров используется ИНС [44].

Wei Qiao и др. [45] предложили новый интерфейсный нейрорегулятор, разработанный на основе RBFNN. Эта модель используется для компенсации реактивной мощности в установившемся и переходном режимах. Показано, что регулятор улучшает демпфирование колебаний мощности системы после сбоя.

Barani и Abdi [46] использовали NARX NN, который может быть использован для управления уровнем реактивной мощности статора. В данной работе сравнивается обычный ПИ-регулятор с регулятором на основе ИНС. Предложенный метод дал лучшие результаты, чем обычный.

Управление преобразователем

Современные ветряные турбины с асинхронными генераторами с двойным питанием оснащены силовыми преобразователями для управления скоростью и крутящим моментом генератора. Отказ преобразователя мощности повлияет на работу ветряной турбины и вызовет нарушения в сети. В этом разделе рассматриваются некоторые модели на основе ИНС, которые управляют работой преобразователей.

Wai и др. разработали модель, включающую адаптивную схему управления и нечеткую ИНС для управления одноступенчатым повышающим инвертором [47]. Предложенная система управления с нечеткой ИНС была проверена экспериментальными результатами. Регулятор обеспечил значительные улучшения по сравнению с обычным двухконтурным ПИ-регулированием.

Li и другие [48] исследовали, как смягчить некоторые ограничения механизмов управления обычных выпрямителей/инверторов, подключенных к сети. Они применили BPNN, который продемонстрировал сильные способности в отслеживании изменяющихся опорных команд и удовлетворении требований управления.

Fu и др. [49] обучили рекуррентные ИНС для оптимального управления преобразователем, подключенным к сети, добившись сокращения времени вычислений.

Kanellos и др. [50] предложили новую схему нейроуправления для преобразователя со стороны генератора. Эта схема содержит два многослойных ИНС. Для обучения обеих ИНС используется метод обратного распространения. Предложенная схема применяется к смоделированному

процессу, представляющему рабочие характеристики, как показано в отчетах по моделированию.

1.2 Результаты исследовательских статей как предпосылки к разработке темы диссертационной работы

В процессе разработки диссертационной работы были опубликованы статьи в зарубежных научных журналах и изданиях – 1, индексируемых в базе данных Scopus в количестве – 4, одна из которых имеет наивысший процентиль – 26%, а остальные – 21-22%, 2 главы в книгах индексируемых в базе данных Scopus, в международной научно-практической конференции в количестве – 3, а также индексируемые в базе данных Scopus – 3, имеющие наивысший процентиль – 29%, и 1 статья опубликованная в научных журналах и изданиях РК, в том числе рекомендованных КОКСОН МННВО РК (Приложение А).

Приведенные публикации показывают, что в процессе разработки, изготовления и внедрения системы интеллектуального управления ВЭУ возникнут проблемы и решаются следующими путями:

1. При разработке технической документации и изготовлении ВЭУ возникают сложности с выбором и комплектацией необходимыми материалами, оборудованием, кабельной продукцией, измерительными приборами, датчиками и множеством других компонентов. Качество этих комплектующих играет ключевую роль, поскольку от него зависит качество самой ветроэнергетической установки. Это критическое влияние качества комплектующих существенно для правильного выбора и достижения высокого уровня продукции. Немаловажным является алгоритм низкой вычислительной сложности для распознавания QR-кодов на основе нейронной сети Хэмминга-Липпманна, которая будет способствовать улучшению выбора комплектующих высокого качества и ускоряет процесс их подбора.

В процессе разработки диссертационной работы, участие лично, дало положительный результат, опубликована статья научных исследований по теме «Low computational complexity algorithm for recognition highly corrupted QR codes based on hamming-lippmann neural network» в *Przegląd Elektrotechniczny*, Volume 95, Issue 4, 2019, Pages 162-166, ISSN: 00332097, DOI: 10.15199/48.2019.04.29 индексируемая в базе данных Scopus [51].

2. При внедрении концепции ветроэнергетического комплекса для промышленного производства электроэнергии с использованием энергии ветра, которая является неуправляемым источником энергии, могут возникнуть разрушительные чрезвычайные ситуации в результате техногенных процессов.

В целях исключения и предупреждения, техногенных последствий, в процессе разработки системы диагностики в докторской диссертации, были рассмотрены сложные системы, содержащие территории с природными и искусственными объектами, а также множество взаимодействующих процессов, эволюционирующих в пространстве и времени, которых можно рассматривать как геоэкологические системы (ГЭТС). Некоторые процессы, возникающие внутри ГЭТС, являются разрушительными, поскольку они порождают опасность и риск для определенных ценных объектов как ветроэнергетический комплекс,

вызывая их разрушение, и зачастую могут привести к критическим или чрезвычайным ситуациям.

Решение задач поддержки принятия решений в чрезвычайных ситуациях требует наличия геоинформационных систем (ГИС) реального времени, содержащих пространственную модель ограниченного пространства (зона интересов, АОІ), в котором протекают разрушительные процессы, а также адекватных моделей деструктивных процессов, выставленных на пространственную модель. Однако большинство разрушительных процессов наблюдаются слабо, а их распространение по АОІ слабо смоделировано, поэтому разработка систем поддержки принятия решений (СППР) является сложной и нетривиальной задачей, усложняющейся неопределенностью информации, широким географическим распределением событий и, как обычно, недостатком времени. Эффективность принятия решений во многом зависит от наличия средств оперативного мониторинга катастроф, направленных на вычисление в режиме реального времени наиболее важных параметров, связанных с распространением разрушительных процессов.

В настоящее время для создания ГИС-СППР можно синергетически использовать комплекс самых современных методов и методик, таких как дистанционное зондирование, ГИС, геопро пространственный анализ.

Предлагаемая пространственная модель, представляющая неопределенную информацию о катастрофе, снижает вычислительную сложность и обеспечивает гибкое и своевременное принятие решений в режиме реального времени. Исследование привело к положительным результатам, способствовав разработке системы диагностики ВЭУ, опубликована статья «A model of destructive processes based on interval fuzzy rough soft sets» в *Przegląd Elektrotechniczny*, Volume 95, Issue 4, 2019, Pages 132-137, ISSN: 00332097, DOI: 10.15199/48.2019.04.23 индексируемая в базе данных Scopus [52].

3. В ходе разработки расчетов для докторской диссертации возникает потребность в автоматизированной генерации конструктивного решения сборки. Это обусловлено необходимостью выбора различных сборочных модулей ВЭУ, приборов, включая измерительные и контрольные, а также датчики и контроллеры для передачи сигналов к исполнительным механизмам и множество других устройств.

В процессе разработки диссертационной работы, разработаны чертежи сборочных модулей ветровой турбины, а также опубликована статья в научной конференции по теме «Automated generation of the design solution of the assembly in instrument engineering» в *Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering*, Volume 10808, 2018, номер статьи 1080828, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062203-6, DOI: 10.1117/12.2501560, *Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High-Energy Physics Experiments 2018*; Wilga; Poland индексируемая в базе данных Scopus [53].

В статье рассмотрена специфика процессов сборки, а также современное состояние развития технологии сборки АСУТП и их пригодность для условий производства. Кроме того, разработана модель сборочного изделия с учетом сложности и специфики сборочных, наладочных и испытательных работ.

Предлагается способ формирования модели, описывающей структуру сборочного изделия, представляющей его как иерархическую систему взаимосвязанных структурных элементов, как комплекствующих ветроэнергетического комплекса. Предлагаемая модель интегрирована в CAD-систему. Она информативна и подходит для процесса автоматизированного проектирования сборки. Данное программное обеспечение способно эффективно решить задачу технологической подготовки сборочной установки при построении схемы сборки изделия и технологической схемы сборки.

4. В процессе работы над диссертацией, использование ультразвуковой методики содействовало повышению точности измерения скорости ветра, опубликована статья «The ultrasonic converter mathematical model of flow rate of flowing environment» в Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Volume 10808, 2018, номер статьи 108085T, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062203-6, DOI: 10.1117/12.2500634, Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High-Energy Physics Experiments 2018; Wilga; Poland индексируемая в базе данных Scopus [54].

В ходе промышленной генерации электроэнергии с использованием ветроэнергии в комплексе ВЭУ часто используется анемометр с механическими приводами для измерения скорости ветра. Однако такой подход может привести к значительным погрешностям, что, в свою очередь, может вызвать неточности в разработке технических расчетов, а также в проведении исследований по распространению ультразвуковых волн. Применение ультразвуковой методики измерения способствует улучшению точности измерения скорости ветра, что в конечном итоге повышает качество разработки технической и технологической документации. Этот подход также способствует увеличению срока службы оборудования и всего комплекса ВЭУ в процессе их эксплуатации.

5. В процессе разработки интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом возникают проблемы передачи сигналов из отдельных ВЭУ, которые возникают из-за нестабильности работы системы фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ). Из ВЭУ будут поступать сигналы в диспетчерскую централизованную систему. Методом решения задачи возникшей проблемы достигается путем повышения мощности анализаторов джиттера в оптоволоконных сетях.

Исследование привело к положительным результатам, способствовал разработке системы фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ), опубликована статья «The method of resolving power enhancement of jitter analyzers in fiber-optical networks» в Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Volume 11045, 2019, Номер статьи 110450L, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062756-7, DOI: 10.1117/12.2522279, Optical Fibers and Their Applications 2018; Naleczow; Poland индексируемая в базе данных Scopus [55].

В исследовании предложен метод повышения разрешающей способности аналого-цифрового пути преобразования джиттер-аналоговых анализаторов в оптоволоконных сетях.

Фазовый джиттер (ФД) – это специфический вид искажений, возникающих в процессе формирования и передачи сигналов на трассах волоконно-оптических

сетей. В условиях управления ветроэнергетическим комплексом возникают проблемы передачи сигналов от различных датчиков в диспетчерскую централизованную автоматическую систему и проблема сигналов ФД в оптоволоконных сетях становится особенно актуальной, так как в результате внедрения новых методов передачи с более высокими скоростями передачи данных, джиттер сигналов, вызывает появление битовых ошибок, а также неконтролируемое проскальзывание синхронизации и ошибки. Это, в свою очередь, приводит к значительному снижению стабильности функционирования телекоммуникационных средств, ухудшению качества связи, а иногда и к потере связи. Поэтому одним из важнейших показателей качества является значение сигналов ФД в оптоволоконных сетях.

6. В процессе разработки интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом, вследствие исследования данной темы, была опубликована статья «DEVELOPMENT OF WIND ENERGY COMPLEX AUTOMATION SYSTEM» в Informatics Control Measurement in Economy and Environment Protection, Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Środowiska, p-ISSN 2083-0157, e-ISSN 2391-6761, IAPGOS, 2/2019, 36-40, June 15, 2019, Lublin, Poland [56].

7. Энергия, применяемая в замкнутой системе, не исчезает, а переходит из одной формы в другую. Таким образом, общее количество энергии сохраняется и остается постоянным в соответствии с законом сохранения энергии. Энергия состоит из двух частей: активной, способной выполнять работу, и пассивной, неспособной выполнять работу в данных условиях.

Упрощенно говоря, энтропия представляет собой энергию окружающего пространства, которая увеличивается, когда энергия выполняет работу. В техническом контексте используем термин «энергия» без разделения на составные части, хотя также учитываем различные виды энергии, такие как тепловая, механическая, электрическая, магнитная, гравитационная, ядерная и другие. Параллельно используются понятия «потенциальная энергия» - энергия для возможной будущей работы, и «кинетическая энергия» - энергия для текущей работы [57].

В результате проведенного исследования достигнуты положительные результаты. Методика содействовала формированию обучающей выборки для интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетической установкой, опубликована статья «Using of Entropy at Estimation Business Risks» в International Journal of Electronics and Telecommunications, 2021, VOL. 67, NO. 2, PP. 169-174, ISSN: 2081-8491, DOI: 10.24425/ijet.2021.135960, индексируемая в базе данных Scopus [58].

В этой статье обоснована возможность и целесообразность оценки факторов риска на основе фундаментальных положений информации и энтропии. В соответствии с принципом зависимости показана возможность использования Н-критерия в качестве индикатора неопределенности для диагностики и принятия решения. Предложен алгоритм оценки риска.

Обоснованность использования энтропии в диссертационной работе является превращение ветровой энергии в электрическую энергию, с

возможностью оценивать не только бизнес риски, но также и энергетические характеристики, с возможностью реализации обучающей выборки для интеллектуальной системы диагностики и управления ВЭК.

Выводы по первому разделу

Таким образом, результаты анализа литературного обзора показывают актуальность применения интеллектуальных систем управления, и, что ИНС генерируют результаты с большей точностью, чем другие традиционные методы, например, физические или статистические методы.

Во-первых, ИНС надежны в том смысле, что они могут анализировать данные, собранные с систем мониторинга, позволяя обнаруживать и диагностировать неисправности. Существует множество методов анализа для обнаружения неисправностей в редукторах, генераторах, роторах, лопастях, гидравлике. Большинство из этих методов используют различные структуры ИНС, в зависимости от требований. Однако диагностика может быть ошибочной, и тогда возникают ложные срабатывания. Обнаружение ложных тревог является важной технологической задачей, для решения которой могут быть применены методы на основе ИНС.

Во-вторых, ИНС используются в задачах управления благодаря своей устойчивости. Контроллеры на основе ИНС обычно адаптивны к неопределенности и нестабильности систем. Было продемонстрировано, что они более эффективны, чем классические ПИД-регуляторы или другие нелинейные регуляторы. Исследование оптимизации регуляторов ИНС позволяет добиться более быстрой реакции на внезапные изменения состояния ветряной турбины без ущерба для точности и надежности.

Приведенные основные результаты из научно-технических исследований международных ученых, посвященных системам диагностики и оптимального интеллектуального управления, весьма полезны. Однако стоит отметить, что эти системы управления в основном предназначены для ветроустановок с горизонтальным расположением оси, а многие алгоритмы и модели созданы для оценки и регулирования лишь отдельных компонентов аэродинамических, механических и энергетических систем. Эти компоненты подстраиваются под скорость и направление ветра, что, в конечном итоге, снижает эффективность ветроэнергетической установки.

Это послужило основой для разработки нового механизма регулирования, системы диагностики и оптимального интеллектуального управления для вертикальной ветроэнергетической установки, исключая зависимость от скорости и направления ветра. Кроме того, в ходе исследования учтены выводы собственных научных статей, которые послужили основой для формирования содержания диссертации.

2 ВЕТРОВЫЕ ТУРБИНЫ КАК ОБЪЕКТ УПРАВЛЕНИЯ

Для реализации определенной цели исследования ВЭУ как объекта с интеллектуальным управлением, необходимо рассмотреть: что такое энергия ветра, какие имеют характеристики, глобальный ресурс ветровой энергии, способы преобразования энергии ветра в электрическую энергию в ветроэнергетических установках, новые разработанные ветроэнергетические установки, основные узлы и механизмы способствующие полноценной работе ВЭУ при факторе присутствия ветра от самых низких показателей, до самых высоких ураганных показателей, имеющиеся на территории Республики Казахстан, Алматинской области, в районе «Джунгарских ворот».

2.1 Ветровая энергия

Ветер – это движение воздуха в земной атмосфере. Эти движения, которые происходят в атмосфере, являются сложными и чрезвычайно трудными для прогнозирования, что затрудняет представление информации о погоде. Однако движущая сила относительно проста. Движение воздуха происходит, когда воздух в атмосфере перемещается из области высокого давления в область низкого давления, когда он пытается выровнять давление, естественную реакцию на перепад давления. То, что называем ветром, - это обычно движение воздуха в атмосфере близко к земле. Это энергия ветра, которую можно использовать для выработки электроэнергии.

Разница в давлении внутри атмосферы создается за счет поступления энергии в воздух, и наиболее важным источником этой энергии является солнце. Солнечная энергия нагревает воздух непосредственно, когда молекулы внутри него поглощают излучение. Кроме того, тепло, поглощаемое земной поверхностью, помогает нагревать воздух вблизи поверхности. Этот эффект нагрева не является равномерным. Больше тепла поглощается в экваториальных регионах Земли, которые более непосредственно подвержены солнечному излучению, и меньше в полярных регионах, где воздействие намного меньше. Когда воздух нагревается, он расширяется и поднимается, создавая области низкого давления, что особенно заметно вблизи экватора. Области низкого давления вблизи земной поверхности в экваториальных областях Земли затем втягивают воздух из более холодных областей с более высоким давлением на полюсах. Тем временем поднимающийся горячий воздух движется к полюсам, где смешивается с более холодным полярным воздухом, создавая циркуляцию между экваториальными областями и полюсами. Это приводит к сложным структурам систем высокого и низкого давления, которые движутся через атмосферу, а ветры протекают между центрами высокого и низкого давления [59].

Более локальный эффект обнаруживается, когда водоемы, такие как земные моря и озера, поглощают тепло. Вода обычно нагревается дольше, чем земля, но затем выделяет это тепло в течение более длительного периода, поэтому изменения температуры водоемов обычно носят сезонный характер.

Земля, с другой стороны, нагревается и охлаждается намного быстрее, и это приводит к разнице атмосферного давления между сушей и морем - морские бризы - в течение ежедневного цикла.

Существуют и другие осложняющие факторы, одним из которых является вращение Земли. Это вызывает отклонение воздушных потоков, которые текут от экватора к полюсам в результате явления, называемого силой Кориолиса. При всем этом основным источником энергии, движущим ветер, является солнце, так что в действительности ветер является формой солнечной энергии.

Сложный характер взаимодействий, которые приводят к возникновению перепадов давления и течений в атмосфере, означает, что ветер по своей природе является непредсказуемым и прерывистым. Оба этих фактора важны при рассмотрении вопроса об их эксплуатации.

Переमेжаемость – это свойство ветра. В результате изменений давления в атмосфере иногда дует ветер, а иногда нет. Ничто, что человечество может сделать, не изменит этого. Следствием этого является то, что иногда энергия ветра будет собираться ветряными турбинами, а иногда - нет. С точки зрения энергии ветра важно то, как часто или сколько дует ветер. Перемежаемость является относительно коротким временным явлением. Несмотря на то, что ветер может быть кратковременным в течение часового или дневного периода времени, эта перемежаемость будет усредняться, так что в течение каждого года ветер, как правило, будет дуть примерно одинаковое количество времени. Измерения ветра, проведенные на площадке в течение длительного периода, в идеале нескольких лет, покажут, как сильно дует ветер в течение 12-месячного периода, и из этого можно определить среднее количество энергии, которое можно производить от ветряной турбины [59, p. 3-58].

В отличие от перемежаемости, непредсказуемость – это не столько свойство ветра, сколько способность нашего восприятия или способности предсказать его. Ветер непредсказуем в том смысле, что не можем предсказать, когда он будет дуть, а когда нет. Моделирование атмосферы улучшается год от года, и это позволяет получать все более и более точные прогнозы метеорологических условий, включая ветер. Способность точно прогнозировать ветер на день вперед или на неделю вперед является одним из ключей к использованию энергии ветра. Если известно, когда подует ветер, а когда нет, то альтернативные источники энергии могут быть подготовлены к тем периодам, когда ветер не дует. Таким образом, точное прогнозирование позволит поддерживать высокие уровни энергии ветра в энергосистеме, не делая ее нестабильной.

Ветер является возобновляемым, чистым и бесконечным энергоресурсом, что делает его очень подходящим для удовлетворения растущего спроса на энергию во многих странах. Это происходит потому, что в отличие от других источников энергии, ветер не поддается контролю. Поток ветра – это сильно случайный процесс, переменный как во времени, так и в пространстве. Эта изменчивость приводит к сложному преобразованию энергии [59, p. 3-58].

2.2 Характеристики ветра

Ключевым фактором, определяющим потенциал ветра на любом данном участке ветра, является средняя скорость ветра. Скорость ветра зависит от местоположения. Среднее значение будет зависеть от преобладающих ветровых условий в районе расположения объекта, а также от местных географических или топографических особенностей. Некоторые регионы мира просто ветреннее, чем другие, и они дадут лучшие участки энергии ветра. Тем не менее, в этих ветреных регионах будут колебаться средняя скорость ветра в зависимости от точного местоположения. Подветренная сторона холма или горы, защищенная от преобладающего направления ветра, будет иметь более низкую среднюю скорость, чем более открытая сторона того же холма [59, р. 3-58].

Метеорологи классифицируют скорость ветра по шкале Бофорта. Он был разработан для моряков, и все уровни на шкале относятся к конкретным высотам волн в море. Тем не менее, они связаны со скоростью ветра. Шкала работает от 0 до 12 с нулевым абсолютным спокойствием и 12 эквивалентна скорости ветра более 33 м/с. Ветры этой силы называют ураганной силой. Небольшие ветряные турбины, как правило, работают в диапазоне от 3 до 7 баллов по шкале Бофорта, что эквивалентно от 4-5 до 14-17 м/с. Большие ветряные турбины могут работать при скоростях ветра, намного превышающих их, и могут использоваться при ветрах уровня 10 по шкале Бофорта, 25-28 м/с. Это ограничение скорости ветра, которое могут выдержать современные турбины. Усилия, испытываемые ветротурбиной при ветре более 26 м/с, могут привести к повреждению компонентов, поэтому ветротурбины, как правило, отключаются, если ветер превышает этот уровень. Тем не менее, ветряные турбины обычно строятся так, чтобы выдерживать скорость ветра до 60 м/с.

Другой способ классификации ветрового режима, разработанный для ветроэнергетики США, основан на классах ветра. Эти классы ветра были установлены Министерством энергетики США для облегчения картирования ветровых ресурсов. Используя эту систему, существует семь классов ветра, обозначенных 1-7. Каждый из них определяется с точки зрения плотности энергии ветра как на 10 м над землей, так и на 50 м над землей. Диапазоны плотности энергии ветра и скорости ветра для семи классов на высоте 50 м над землей представлены в таблице 2.1. Диапазоны плотности энергии ветра на высоте 10 м над землей в два раза меньше, чем на 50 м. Скорость ветра, эквивалентная каждой удельной мощности энергии ветра, также показана в таблице 2.1 [60].

Разработчики проектирования энергии ветра могут использовать класс ветра на определенном участке, чтобы определить экономическую целесообразность строительства там ветряной турбины или ветряной электростанции. Большинство ветровых турбин начнут вращаться, когда скорость ветра превысит 3 м/с, но большинству разработчиков понадобится участок с классом ветра 3 или выше, прежде чем они сочтут его финансово жизнеспособным.

Таблица 2.1 – Классы ветра, скорость ветра и удельная мощность на высоте 50 м

Класс ветра	Удельная мощность ветра ($Вт/м^2$)	Скорость ветра ($м/с$)
1	0-200	0-5,6
2	200-300	5,6-6,4
3	300-400	6,4-7,0
4	400-500	7,0-7,5
5	500-600	7,5-8,0
6	600-800	8,0-8,8
7	800-2000	8,8-11,9

Несмотря на то, что средняя скорость ветра или класс ветра могут использоваться для разработки карт ветра, важно учитывать условия, специфичные для конкретного участка, поскольку карты ветра обычно связаны с идеализированными условиями. Кроме того, хотя средняя скорость ветра может быть известна, ее нельзя использовать для непосредственного расчета количества энергии, которое может быть доступно на конкретном участке, поскольку скорость ветра изменяется со временем, и простое использование средней скорости ветра приведет к прогнозу энергии, доступной для производства электроэнергии, которая слишком высока. Чтобы получить точную картину распределения ветра, количество времени, которое он дует на каждой различной скорости, должно быть принято во внимание.

Было показано, что распределение скорости ветра во времени на конкретном участке - частота, с которой дует ветер с определенной скоростью - в целом соответствует распределению Рэлея, и это может быть использовано для расчета фактического количества энергии, доступной от ветра, с помощью математического интегрирования по распределению скоростей. Стоит также отметить, что на основе этого типа распределения скорость, при которой ветер дует чаще всего, называемая модальной скоростью ветра, на самом деле ниже, чем средняя скорость ветра.

Дополнительный фактор, который необходимо принимать во внимание, состоит в том, что энергия, получаемая от ветра, не является линейной функцией скорости, а изменяется как куб скорости ветра. Это означает, что удвоение скорости ветра увеличит доступную энергию в восемь раз, поэтому более высокие скорости ветра дают значительно больше энергии, чем более низкие скорости ветра. Фактическая мощность, доступная на ветру, определяется по формуле (2.1):

$$P = \frac{1}{2} C_p A \rho v^3, \quad (2.1)$$

где P – теоретическая мощность;

C_p – коэффициент, зависящий от конструкции ветровой турбины;

A – площадь, охватываемая ротором;

ρ – плотность воздуха; а

v – скорость ветра [59, р. 8-16].

Поскольку теоретическая мощность пропорциональна площади охвата, увеличение длины и формы лопастей также увеличит выходную мощность. Удвоение длины лопастей увеличивает теоретическую мощность в четыре раза.

Хотя вышеприведенное уравнение определяет энергию, содержащуюся в ветре, не вся она может быть собрана ветряной турбиной. Немецкий ученый Альберт Бетц в 1919 году установил, что максимальное количество энергии, которое можно извлечь из потока ветра, составляет 16/27 (59,3%) от кинетической энергии, содержащейся в ветре. Это число теперь известно как константа Бетца и Жуковского. На практике ни одна ветряная турбина не может преобразовать 59,3% кинетической энергии ветра в электричество, но некоторые современные машины могут достичь 80-90% этой величины. Еще одним фактором при рассмотрении захвата энергии ветряных турбин является то, что скорость ветра увеличивается с высотой. Причина этого заключается в том, что силы трения вблизи земной поверхности замедляют ветер относительно более высоких областей. Это означает, что турбина на более высокой башне будет подвергаться воздействию лучшего ветрового режима, чем турбина на более короткой башне. Эмпирический закон предполагает, что скорость ветра на любой высоте изменяется по отношению к скорости, с эталонной высотой в соответствии с уравнением:

$$V = V_h \times \left(\frac{h}{H}\right)^{\frac{1}{7}}, \quad (2.2)$$

где V – скорость ветра;

V_h – Скорость ветра на опорной высоте;

h – высота;

H – контрольная высота.

Это уравнение не учитывает какие-либо наземные эффекты, но все же дает достаточно точные средства создания профиля скорости ветра от базовой высоты, как изменения скорости ветра с высотой, также является важным фактором при проектировании ВЭУ [61]. Ротор большой ветряной турбины будет испытывать большее усилие на своих лопастях, когда они находятся в своей самой высокой точке, чем когда они находятся в своей самой низкой точке.

Это создает изгибающую силу на валу турбины, которая может привести к долгосрочному повреждению от напряжения, если не учесть этот эффект.

Ветер обычно не движется плавно, особенно близко к поверхности земли, но вместо этого показывает различные уровни турбулентности. Ветровая турбулентность уменьшит количество энергии, которое может быть извлечено из нее ветряной турбиной, а также создаст напряжение и износ оборудования. Большая часть турбулентности ветра вызвана препятствиями для потока ветра, поэтому он обычно находится максимально близко к земле. На суше топография может влиять на уровень турбулентности, а также тип растительности на уровне земли. Морская среда обычно создает меньше турбулентности, потому что поверхность моря более гладкая. Турбулентность

означает, что лучше установить ветряную турбину на высокой башне, чтобы ее направляющие не попадали в самый турбулентный слой вблизи земли. В морской среде направляющие турбины должны быть защищены от самых высоких волн.

Несмотря на все эти противоречивые эффекты, ветряные турбины могут генерировать большое количество электроэнергии, и чем сильнее ветер, тем больше мощность. По данным Всемирного энергетического совета, ветровая турбина мощностью 2 МВт с высотой ступицы 78 м будет генерировать около 2460 МВт*ч в год на площадке со средней скоростью ветра 5 м/с, 5630 МВт*ч при 6 м/с и 6725 МВт*ч при 7 м/с. Средняя скорость ветра 5 м/с характерна для внутренних береговых участков во многих регионах, в то время как 7 м/с чаще встречается в прибрежных районах. В морской среде средняя скорость ветра может быть еще выше. Что касается классов ветра, то во всем мире средняя скорость ветра на суше - это класс 1, а на море - класс 6 [62].

2.3 Глобальный ресурс ветровой энергии

Как уже отмечалось выше, ветер является сложным источником энергии, и оценить размер глобального ресурса чрезвычайно сложно. По одной из оценок, начиная с 1992 года, общая энергия ветра на суше составляет 1 000 000 ГВт потенциальной генерирующей мощности [63]. Другие исследования предполагают, что энергии на ветре можно найти в море, а не на суше. Между тем, согласно данным Всемирного энергетического совета, все потребности Европейского союза в электрической энергии могут быть выполнены с использованием ветра в море, не превышая 30 км от берега [64]. Все эти оценки и другие, не включенные в этот список, указывают на то, что глобальный ресурс намного больше, чем мировой спрос на электроэнергию.

Ветер на уровне земли – ветер, который можно использовать для выработки электроэнергии – неравномерно распределен по всему земному шару. Например, глобальные карты энергии ветра показывают, что некоторые из самых сильных ветров в мире можно найти в южном полушарии. Глобальные карты энергии ветра от НАСА на рисунке 2.1 иллюстрируют это [65]. Эти ветры вызваны движением воздуха между экватором и полюсами, как обсуждалось ранее, и эффектом вращения Земли. Не имея сухопутных масс, которые могли бы их прервать, ветры в южном полушарии в результате этих воздушных движений достигают очень высоких скоростей. В северном полушарии есть аналогичный регион, где скорости ветра тоже могут быть высокими, но здесь основные континентальные массивы Америки, Европы и Азии прерывают свое движение, а скорости ветра не такие высокие, как на юге.

Между тем скорости на экваторе в среднем намного ниже, поэтому моряки придумали термин «уныние» для пассатов в этих местах. Аналогичным образом, скорость ветра в некоторых экваториальных внутренних районах северной части Южной Америки и в центре суши Африки может быть очень низкой.

Глобальные карты ветра, где они имеются, дают лишь очень приблизительные ориентиры в отношении регионов с наилучшими режимами

ветра. Более точные снимки предоставлены национальными картами ветра, которые доступны во многих странах мира. Например, Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии США разработала Атлас ветроэнергетических ресурсов. Это показывает скорость ветра в 50 м через сопредельные с регионами, идентифицированными по классу ветра. Обширные районы Среднего Запада, а также западные части Соединенных Штатов имеют ветры класса 3 или выше. Подобные карты можно найти для Европы и для множества отдельных стран в других частях мира [60].

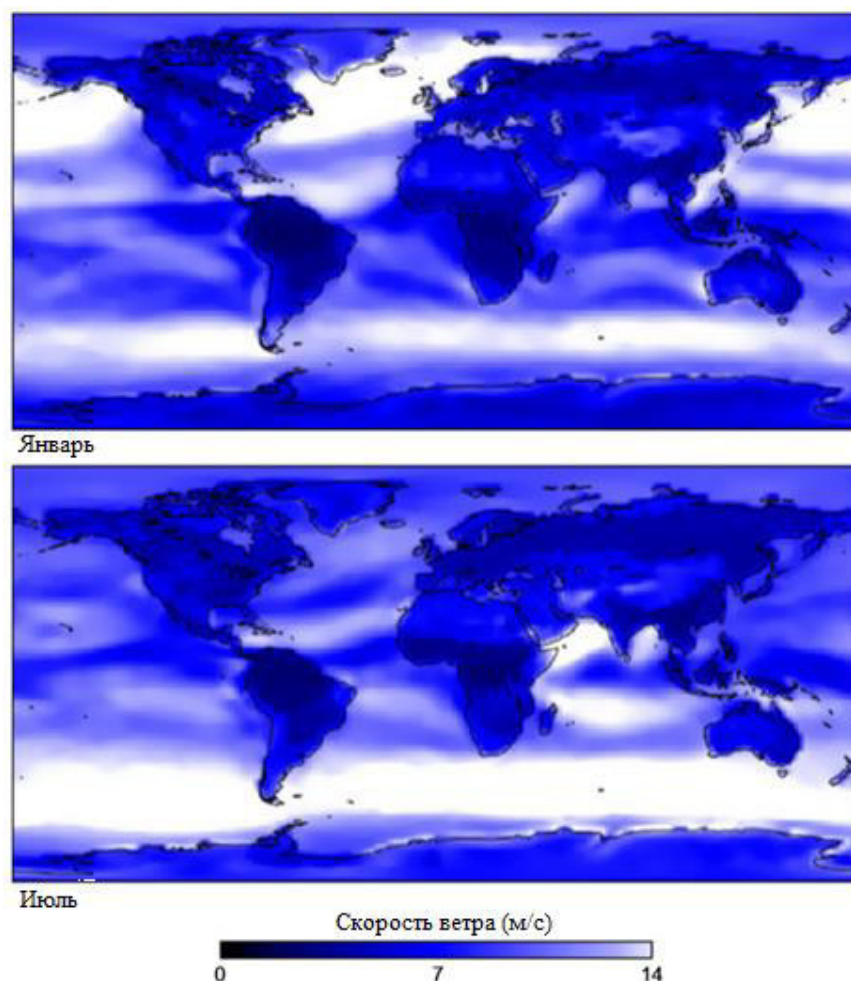


Рисунок 2.1 – Глобальные карты средней скорости ветра за январь и июль

Были также многочисленные региональные оценки доступной энергии ветра. Например, Европейское агентство по окружающей среде оценило суммарную энергию ветра, которую можно было бы использовать на конкурентной основе в Европе. Было установлено, что к 2020 году в экономически конкурентоспособных ценах будет доступно 12 200 ТВт·ч, а к 2030 году – до 30 400 ТВт·ч. Последний показатель в семь раз превышает ожидаемый европейский спрос на электроэнергию в 2030 году [66]. Исследование, проведенное в США в 2007 году, показало, что национальный потенциал ветра может поддерживать 7800 ГВт береговой ветровой мощности и 4400 ГВт оффшорной. Потенциал ветра в Китае был оценен в 6960 ТВт·ч

энергии, вырабатываемой при 75\$/МВт·ч или ниже. Технически эксплуатируемый потенциал в России оценивается в 6200 ТВт·ч.

Благодаря своему географическому расположению Казахстан имеет большой потенциал ветровой энергии. К тому пример «Джунгарские ворота» представляющие собой природный переход между Жетысу Алатау (Джунгарский Алатау) на западе и хребтами Бирликтау и Майлытау на востоке. Этот переход соединяет Балхаш-Алакольскую впадину через озеро Эбинур с Джунгарской равниной. Обладая абсолютной высотой 300-400 метров, длиной 80 км и узким участком в 10 км, он находится к северу от озера Жаланашколь. Форма «Джунгарских ворот», узкая и длинная, создает естественную аэродинамическую трубу. При прохождении воздух сжимается, что, согласно закону Бернулли, приводит к его ускорению и образованию сильных ветров (до 70 м/с). Сухой юго-восточный ветер из Китая, дующий в холодное время года, известен как «ибэ». При изменении погоды через Джунгарский проход может дуть северо-западный ветер «сайкан» из казахских степей [67].

С целью сбора информации для исследования были получены сведения о скоростях и направлениях ветра от метеостанции вблизи озера Жаланашколь в регионе Джунгарских ворот из официального источника РГП на ПХВ «Казгидромет» в лице начальника отдела Л.З. Коржунбаевой. Были построены графики усредненных значений скоростей ветра зимнего, весеннего и осеннего периода, а также розы ветров этого региона, которые иллюстрируют направление ветра, представлены на рисунках 2.2 и 2.3.

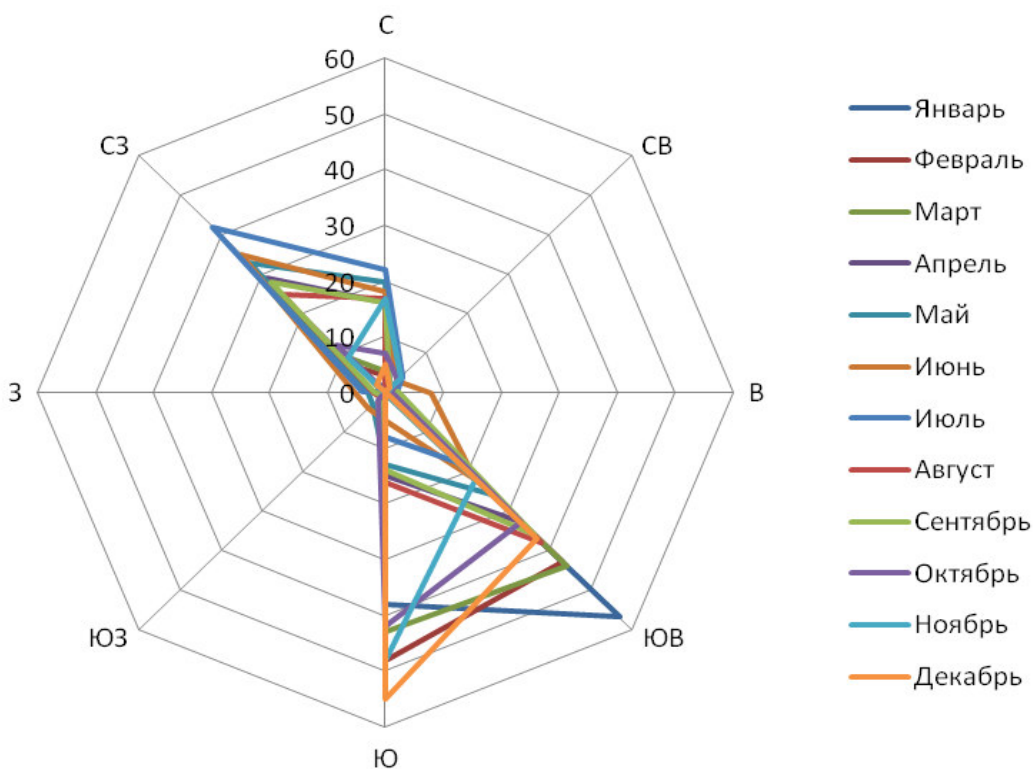
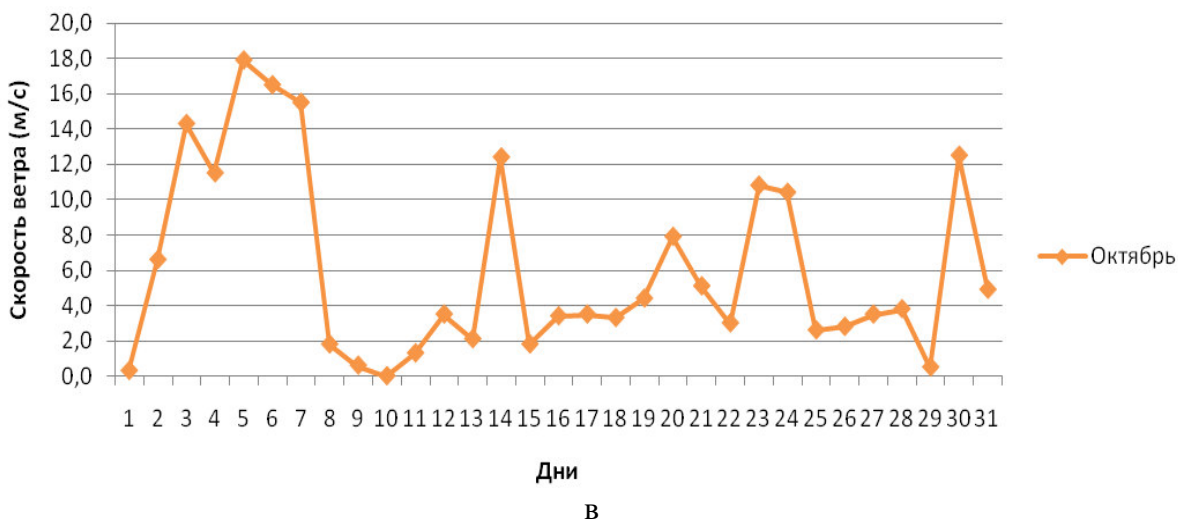
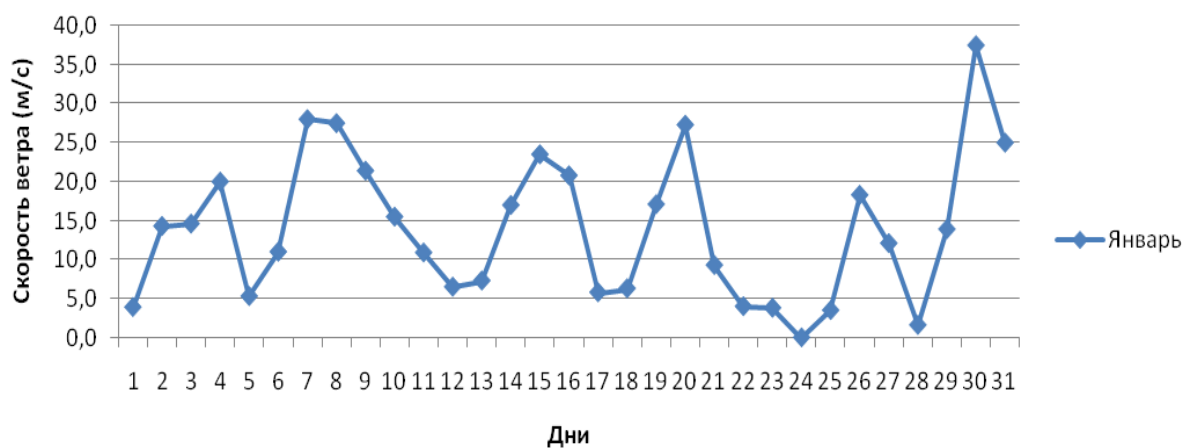


Рисунок 2.2 – Повторяемость направлений ветра в регионе Джунгарских ворот



а – январь; б – март; в – октябрь

Рисунок 2.3 – Графики усредненных значений скоростей ветра зимнего, весеннего и осеннего периода в регионе Джунгарских ворот

Национальное картографирование и оценка потенциала ветра обычно служат отправной точкой при поиске перспективных участков для ветроэнергетики. Однако после выделения потенциального участка единственным способом определить, является ли это место экономически целесообразным источником электроэнергии от ветра, является проведение

точных измерений в течение продолжительного периода. Иногда соответствующие данные уже могут быть собраны местными агентствами. Тем не менее, во многих частях мира отсутствуют как ресурсы, так и агентства, способные выполнить эту задачу. В таких случаях потенциальный разработчик ветроэнергии должен провести необходимую ветроразведку.

2.4 Использование ветра в качестве источника энергии и ВЭУ как объекта управления

Энергия ветра является одним из наиболее древних источников энергии, который использовался человечеством для достижения различных целей: от использования парусов в мореплавании до работы ветряных мельниц для обработки сельскохозяйственных и промышленных продуктов. Кроме того, в истории человечества известны случаи перекачки водных ресурсов для орошения и обеспечения питьевой водой. Энергия ветра составляет один из трех основных источников возобновляемой энергии, наряду с солнечной и гидроэнергией, которые используются в больших масштабах для производства энергии во всем мире. Хотя ветер как энергетический ресурс широко распространен и способен обеспечить электроэнергией большинство регионов планеты, его нерегулярность и непредсказуемость создают трудности для использования его в качестве единственного источника энергии [59, р. 3-98].

Открытие электричества и последующая разработка динамо-машины, способной преобразовывать вращательное движение в постоянный ток, вскоре привели к адаптации ветряных мельниц для производства электроэнергии. Первые зафиксированные случаи датируются 1887 годом и представлены на рисунке 2.4 [68].

Таким образом, история ветроэнергетики раскрывает жизнеспособность и потребность в этом виде альтернативной энергии выдержавшая вековые испытания. Человеческий разум достойно развивая данную отрасль доказало сегодня о верности выбора возобновляемой энергии.

По данным Международного энергетического агентства, доля энергии ветра в общем объеме производства электроэнергии во всем мире выросла с 0,2% в 2000 году до 2,3% в 2012 году [69], что делает ее вторым по значимости возобновляемым источником генерации после гидроэнергетики. Это все еще относительно небольшая доля мирового производства, отражающая тот факт, что энергия ветра стала зрелой технологией только в двадцать первом веке. В отличие от этого, гидроэнергетика, являющаяся лучшей из возобновляемых технологий, обеспечила 16,2% мирового производства электроэнергии в 2012 году.

Самое раннее использование ветра привело к появлению двух основных вариантов – ветряной турбины с вертикальной осью и ветряной турбины с горизонтальной осью, которые применяются в ветроэнергетике. На рисунке 2.5 схематично показаны два разных типа.

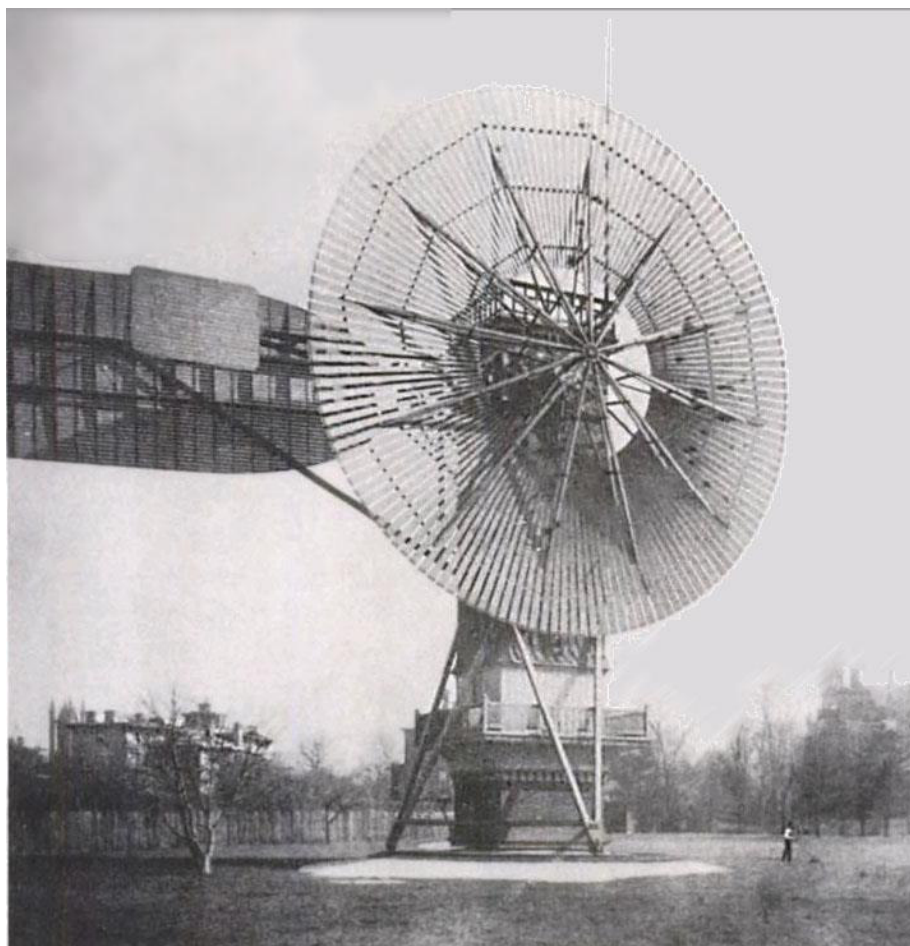


Рисунок 2.4 – Первая ветряная мельница, построенная Чарльзом Брашем в 1887 году

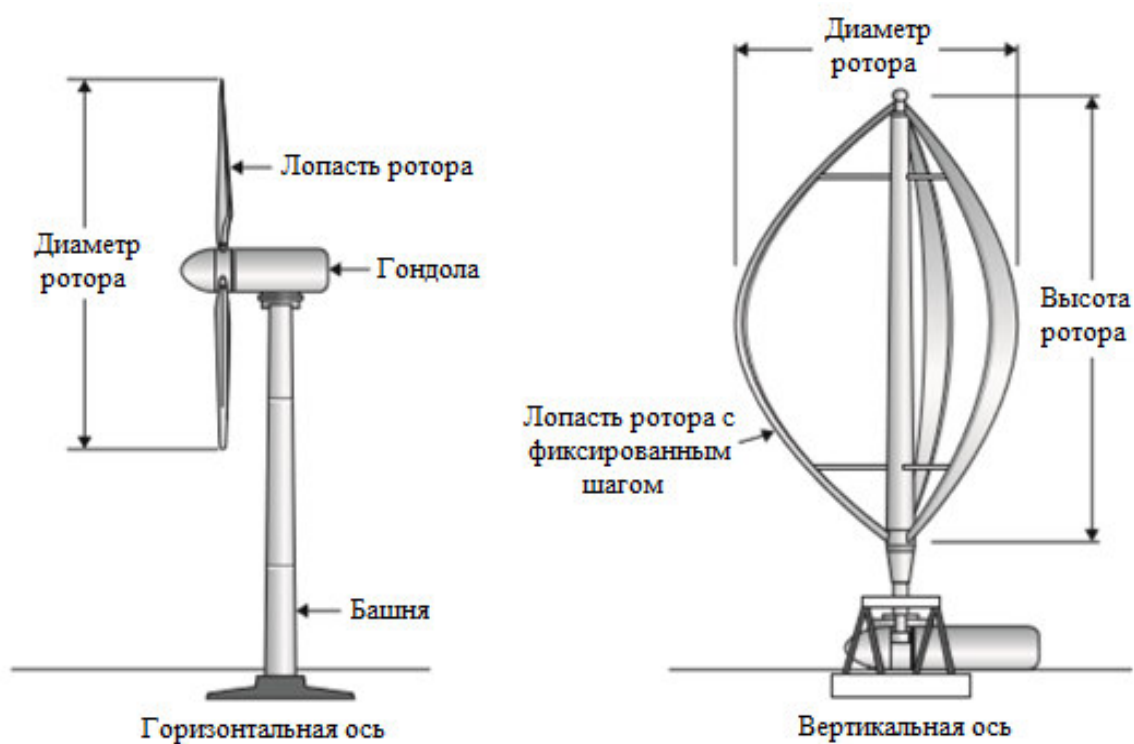


Рисунок 2.5 – Горизонтальная и вертикальная конфигурации ветровых турбин

Ветрогенератор с горизонтальной осью имеет ротор или винт с несколькими лопастями, которые улавливают энергию ветра, заставляя его вращаться. Этот ротор установлен на конце вала, который расположен горизонтально на вершине высокой башни. Вал связан с генератором, часто через редуктор, и вращение вала вращает генератор, вырабатывая электричество. Установки с такой базовой архитектурой и мощностью в несколько мегаватт часто используются в традиционной ветроэнергетической отрасли.

Вертикально-осевая ветровая турбина, напротив, имеет вертикальный вал с генератором, прикрепленным к нему на уровне земли. На вертикальном валу установлены направляющие, которые перехватывают ветер, заставляя вал вращаться. В прошлом были разработаны мегаваттные вертикально-осевые турбины, но они не оказались коммерчески успешными. Однако вертикально-осевые ветровые турбины также находят место на рынке ветровых турбин. Кроме того, некоторые компании, ученые и исследователи пересматривают концепцию вертикальной оси для промышленной эксплуатации [70].

Вертикальные ветровые турбины

Ветровая турбина с вертикальной осью является самой ранней из зарегистрированных ветровых турбин. Машины этого типа с вертикальной осью и тканевыми парусами использовались в Иране и Афганистане в девятом веке для фрезерования и накачки. Одна из первых зарегистрированных ветряных турбин для производства электроэнергии, построенная Джеймсом Блайтом в 1887 году, также имела вертикальную ось и тканевые паруса, образующие ротор диаметром 10 м [68].

Концепция вертикальной оси может быть разработана несколькими способами, но наиболее отличительной конструкцией ветродвигателя с вертикальной осью является проект французского инженера Жоржа Дарье, который он запатентовал в 1931 году. Его конструкция имеет вертикальный вал, поддерживающий две тонкие изогнутые направляющие крыла, каждый в форме дужки, с концами каждого лезвия, прикрепленными к верхней и нижней части вала. Движение этих лопастей против направления ветра создает аэродинамическую силу, которая действует на вал, заставляя вращаться ротор. Когда та же лопасть обернется на 180° и движется в направлении ветра, он также генерирует аэродинамическую силу, которая действует в том же направлении вокруг вала, снова помогая его вращению. Меньшая сила создается в положениях между двумя крайностями вращения, в направлении и с ветром. Принципы работы ветротурбины Дарье показаны на рисунке 2.6 [71].

Ветряная турбина Дарье использует аэродинамику линейного движения, тогда как ветряная турбина с горизонтальной осью эксплуатирует аэродинамику вращательного движения пропеллера. Пропеллер разрезает плоскую форму диска через воздушные проходы при пересечении плоскости лопастей. Турбина с вертикальной осью создает форму, более похожую на цилиндр, через который проходит воздух.

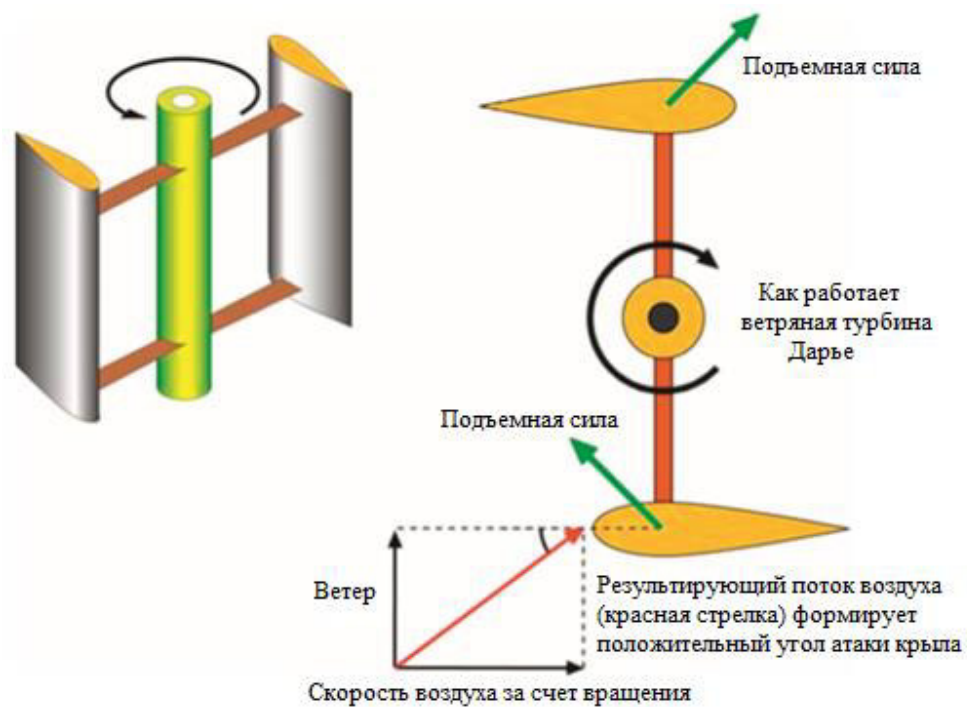


Рисунок 2.6 – Работа ветряной турбины Дарье

Ветряная турбина Дарье обычно не запускается, когда дует ветер, в отличие от более обычной турбины с горизонтальной осью, но после запуска она продолжает вращаться, пока дует ветер, с любого направления ветра. Эта нечувствительность к направлению ветра является одним из его преимуществ. Скорость, с которой вращается ротор, не связана со скоростью ветра и может быть очень высокой, создавая большие центробежные силы, действующие через направляющие на вал. Изогнутая форма лопастей турбины Дарье помогает сделать их самонесущими в условиях центробежных нагрузок, сводя к минимуму необходимость в дополнительных опорных конструкциях, чтобы предотвратить их деформацию при вращении или поломке [71].

Одна проблема с турбиной этого типа состоит в том, что максимальная сила, создаваемая лопастями на ветру, возникает в виде двух точек во время вращения каждой направляющей, генерируя импульсный цикл мощности, который может приводить к резонансной частоте при определенных скоростях вращения. Резонансы этого типа могут привести к поломке лопастей в крайних случаях.

В противоположность этому, расположение генератора на уровне земли означает, что большая часть веса находится низко, поэтому центр тяжести машины расположен низко. У машины с горизонтальной осью большая часть веса находится на вершине башни. Кроме того, в отличие от ветряных турбин с горизонтальной осью, где вся сила ветра на лопастях передается на вершину башни, у ветряной турбины типа Дарье эта сила распределяется равномерно между верхней и нижней частями вала. По обеим этим причинам ветряная турбина Дарье потенциально дешевле в строительстве, чем обычная горизонтально-осевая турбина.

Однако есть и другие существенные недостатки, которые пока перевешивают эти преимущества. Один из них заключается в том, что большая часть каждой направляющей находится слишком близко к поверхности земли или моря, чтобы использовать наилучшие ветровые условия. Направляющие дороже в изготовлении, чем обычные направляющие, и найти материалы для лопастей, способные выдержать пульсирующий цикл мощности, оказалось непросто. Многие из этих проблем стали известны, когда в 1970-х годах конструкция Дарье была возрождена, в частности, Национальным исследовательским советом Канады и инженерами Сандийской национальной лаборатории в США. Это возрождение привело к строительству самой большой из когда-либо построенных ветряных турбин Дарье под названием Éole.

Éole – это вертикально-осевая ветровая турбина мощностью 4 МВт с диаметром ротора 64 м и высотой 96 м. Она была построена на южном берегу озера Лаврентия в Канаде, где начала работать в 1987 году и продолжала до 1993 года, когда был поврежден ее главный подшипник. Турбина до сих пор стоит, являясь памятником стремлению к возобновляемым источникам энергии того периода и с тех пор она стала туристической достопримечательностью.

Дарье – одна из многих конфигураций ветряных турбин с вертикальной осью. Другим, также запатентованным самим Дарье, является ротор Н-образной формы, в котором направляющие ротора являются вертикальными, но прямыми, так что весь ротор имеет форму заглавной буквы Н. Этот тип ротора называется Giromill. Он проще в изготовлении, но требует от лопастей гораздо более прочных опор, чтобы противостоять центробежным силам [71].

В последнее время возобновился интерес к крупным машинам с вертикальной осью для использования в открытом море. Преимущество для использования в открытом море является то, что эти турбины имеют низкий центр тяжести, которое делает их более стабильным в морской среде, особенно при использовании с конструкцией плавающей опоры.

Горизонтальные ветровые турбины

Рабочей установкой ветряной промышленности сегодня является трехлопастная ветряная турбина с горизонтальной осью, установленная на трубчатой башне. За последние 20 лет эта конструкция стала стандартом для ветряных электростанций с горизонтальной осью, как на суше, так и на море.

У стандартной ветряной турбины есть ротор с тремя лопастями, потому что это считается оптимальным решением между балансом и стоимостью. В прошлом были построены роторы других типов, в том числе турбины с одним, двумя, тремя, четырьмя и, в редких случаях, с большим количеством лопастей. Чем больше лопастей, тем более равномерно сбалансирован ротор. Кроме того, при наличии большего числа лопастей частота вращения ротора для достижения оптимального захвата энергии будет ниже. Это, по крайней мере, в принципе, может обеспечить возможность строительства более крупных турбин, поскольку центробежная нагрузка уменьшается при более низкой скорости вращения. В определенных пределах больше лопастей может захватывать больше энергии [72].

Недостатком роторов с большим количеством лопастей является стоимость. Лопастей являются сложными и дорогими предметами, поэтому, чем их меньше, тем дешевле ветряная турбина. Ротор с одной лопастью, был испытан, но не оказался практичным; две лопасти могут достичь лучшего баланса ротора, но все еще создают проблемы, следовательно, стандартизация остановилась на трех лопастях.

Скорость, с которой вращается ротор, определяется главным образом ветром, но должны быть средства для управления этим. Управление скоростью вращения осуществляется либо пассивно, с использованием лопастей с формой аэродинамического профиля, которая будет автоматически замедляться, если скорость ветра становится слишком высокой, либо с помощью подвижных элементов в лопастях, которые позволяют количеству энергии, получаемой от ветра, изменяться в зависимости от скорости. Ротор турбины также нуждается в тормозной системе, которую можно использовать, чтобы полностью остановить его вращение, особенно в условиях очень сильного ветра.

Ротор установлен на одном конце приводного вала, другой конец которого соединен с генератором. Между этими двумя элементами может быть редуктор для согласования скорости вращения ротора, которая, согласно стандартам генератора, обычно очень мала с частотой вращения, требуемой генератором для создания переменного тока и напряжения на частоте сети [72].

На рисунке 2.7 показаны основные компоненты горизонтальной ветряной турбины с фиксированной скоростью вращения.

Хотя установки с одним ветровым двигателем являются обычным явлением, наибольшее количество крупных ветровых турбин можно найти на ветровых электростанциях. Это массивы ветровых турбин, расположенные так, что они могут эффективно улавливать энергию ветра на большой территории, не мешая друг другу. Необходимо оптимизировать динамику ветрового потока через турбины и вокруг них, чтобы оптимизировать расположение ветровой электростанции. Большая ветровая электростанция будет действовать как единая электростанция, при этом мощность каждой турбины будет собираться на местной подстанции перед подачей в сеть. Поскольку районы с хорошими режимами ветра часто находятся далеко от центров спроса на электроэнергию и, следовательно, не расположены близко к магистрали сетевой системы, для крупных ветровых установок часто требуется специальное подключение к сети, которое может поддерживать ее выход. В регионах, где имеется большое количество ветряных электростанций из-за особенно хорошего доступного ветрового ресурса, коммунальные предприятия начинают создавать специальные ветряные решетки для транспортировки этой энергии.

Предлагаемая методика использования ветровой энергии в диссертационной работе является актуальной, поскольку она предлагает инновационный подход, отличный от традиционного метода с пропеллерами, широко известного в истории человечества. Вместо этого используется подход с применением вертикально-осевых ветроэнергетических установок (ВРЭУ) Ветровых Роторных Турбин Болотова.

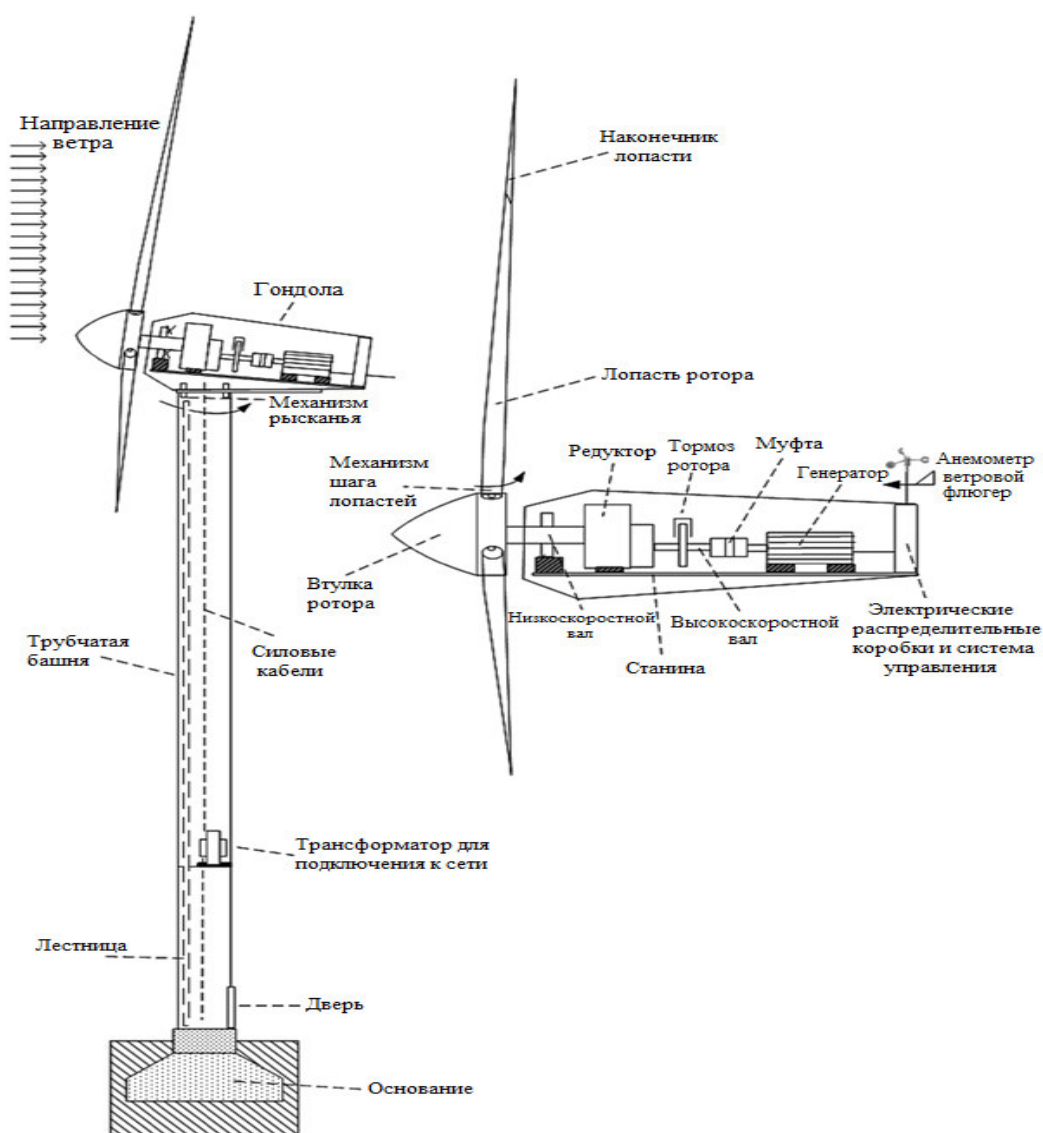


Рисунок 2.7 – Основные компоненты горизонтальной ветряной турбины с фиксированной скоростью вращения

Среди различных типов ветроэнергетических установок выделяется роторная турбина, основанная на инновационной научной концепции академика А.В. Болотова. Технические характеристики ветровой роторной турбины Болотова (ВРТБ) превосходят параметры традиционных пропеллерных и других установок, использующих ветровую энергию для производства электроэнергии:

Во-первых, пропеллерные ветровые установки могут принимать мощность ветра со скоростью от 5 до 18 м/с, при превышении этой скорости (от 18 до 22 м/с) возникает аэродинамическая тяговая сила, вынуждающая выводить установки из-под ветра. В противном случае это может привести к разрушительным последствиям для пропеллера и гондолы, что снижает их результативность и эффективность.

Во-вторых, постоянная необходимость поддержания ориентации установки перпендикулярно ветровому потоку приводит к снижению ее эффективности из-за переменчивости ветровой энергии в географических условиях Республики Казахстан.

В-третьих, пропеллерные ветровые установки могут принимать энергию приземного ветра только в пределах диаметра пропеллера, что составляет всего 0,2-0,25. Используя ВРТБ, указанные негативные факторы устраняются.

Отличительной чертой ВРТБ от традиционных и других установок является способность использования энергии ветра на 360 градусов вокруг своей оси при скорости ветра от 2 до 45 м/с, а ее коэффициент полезного действия (КПД) составляет более 0,62 от доступной энергии [8; 57, с. 44; 73].

Ветровая роторная турбина, созданная академиком А.В. Болотовым (ВРТБ), представляет собой сложную цилиндрическую конструкцию с вертикально расположенными направляющими. Эта энергетическая установка предназначена для генерации электрической энергии путем использования энергии ветра для вращения ротора турбины, который механически соединен с ротором генератора. ВРТБ состоит из трех основных частей, которые представлены на рисунках 2.8, 2.9 и 2.10 [73, с. 21]:

1. Статора турбины.
2. Ротора турбины.
3. Генератора для производства электрической энергии.

1. Статор турбины представляет собой цилиндрическую геометрическую форму, состоящую из двух замыкающих направляющих (2) и корпусов подшипников (1), соединенных между собой опорной арматурой (3). Вертикально расположенные направляющие секторообразной формы жестко прикреплены к корпусам подшипников. Корпуса подшипников служат для механического соединения вала ротора турбины через подшипники качения, обеспечивая качественное вращательное движение ротора, которое передается на ротор генератора.

Секторообразные направляющие располагаются вертикально между двумя корпусами подшипников и направляют энергию ветра, преобразуя ее из ламинарного в турбулентное состояние. Внутри турбины образуются вихревые потоки ветра, приводящие во вращательное движение ротор турбины. Количество направляющих определяется выбираемой мощностью вырабатываемой электроэнергии. В данном случае приводятся конструкторско-технологические чертежи для установок мощностью до 10 кВт. Секторообразные направляющие размещаются по окружности корпусов подшипников, что обеспечивает возможность захвата ветровой энергии из любого направления. Опорные арматуры служат для соединения корпусов подшипников вокруг окружности и обеспечивают жесткость конструкции [73, с. 21].

2. Ротор турбины представляет собой цилиндрическую геометрическую форму, состоящую из следующих элементов:

Диски ротора – две цилиндрические пластины (1), замыкающие направляющих ротора, соединенных между собой опорной арматурой (2). Опорная арматура размещается по окружности дисков и служит для придания конструкции жесткости.

Направляющие винта – вертикально расположенные по окружности дисков ротора и жестко закрепленные к ним элементы (3). Конструктивной

особенностью направляющих ротора является установка верхней части направляющих под углом (+) на верхнем диске и нижней части под углом (-) на нижнем диске. Это обеспечивает эффективный захват вихревых потоков ветровой энергии с коэффициентом полезного действия (КПД) более 0,62, в то время как КПД пропеллерных традиционных ветровых установок составляет всего 0,2 [73, с. 21-23].

3. *Генератор.* Характеристики генератора следующие: это трёхфазное устройство СГПМ с номинальной мощностью 10 кВт, номинальным напряжением 380 В и номинальным током 26 А [73, с. 23].

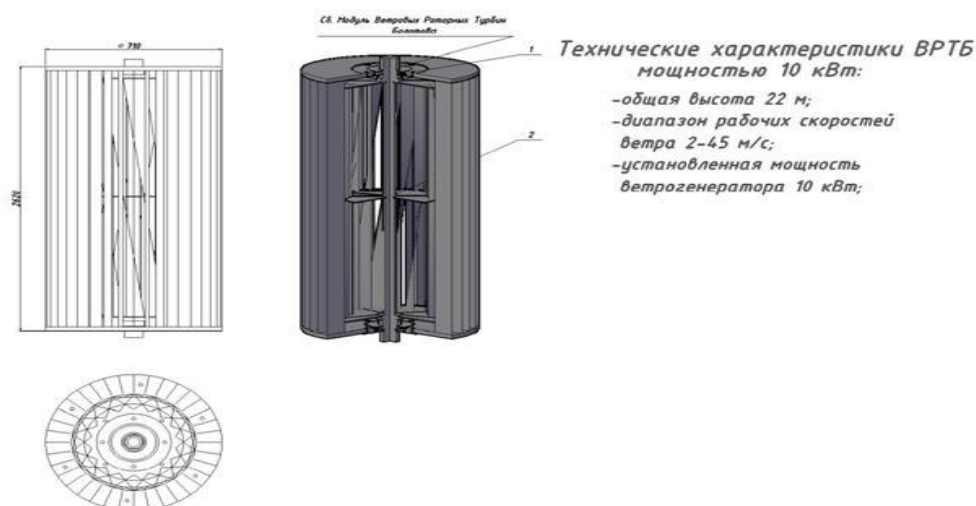


Рисунок 2.8 – Чертеж сборочного модуля ВРТБ

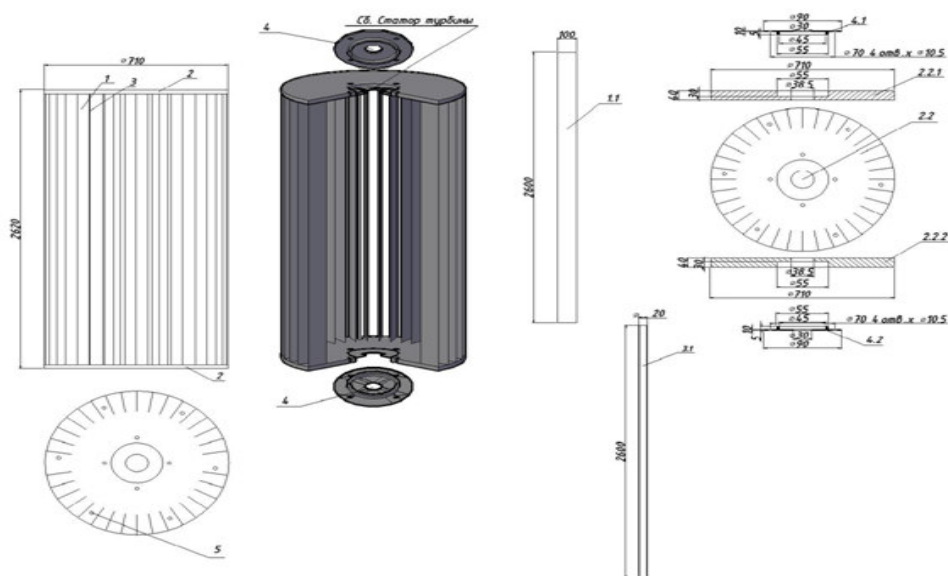


Рисунок 2.9 – Чертеж сборочного модуля статора турбины ВРТБ

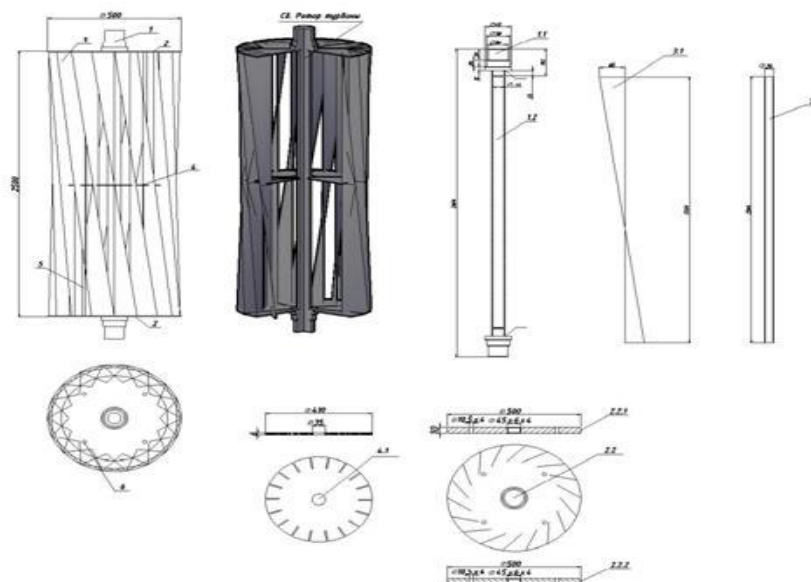


Рисунок 2.10 – Чертеж сборочного модуля ротора турбины ВРТБ

В отношении Джунгарского ущелья, атмосферные потоки по всей его территории характеризуются высокой турбулентностью, частой и существенной сменой направлений и скорости. Эти потоки обладают высоким градиентом скорости и различными направлениями по высоте над поверхностью земли (до 45-70 м/с).

Для эффективного использования энергии порывистых, часто изменяющих направление ветров в Казахстане, в частности в Джунгарских воротах, в данной диссертации была разработана и внедрена новая концепция ВРТБ. Она включает в себя кольцевой направляющий аппарат и размещенный внутри ротор, формирующий «модули» турбины, которые могут быть установлены друг на друга для получения необходимой мощности [73, с. 19].

На рисунке 2.11 представлены действующие установки ВРТБ.



Рисунок 2.11 – Установки ветровых роторных турбин Болотова (ВРТБ)

2.5 Основные компоненты ВЭУ

Роторы и направляющие статора

Статор и ротор ветротурбины – это элементы ВЭУ, которые улавливают и направляют энергию ветра, а его конструкция имеет решающее значение для эффективности выработки электроэнергии. Разработчик ветряных турбин имеет ряд параметров и переменных, с которыми можно достичь оптимального дизайна. Количество направляющих, из которых состоит ротор и статор, форма, их длина и скорость вращения ротора влияют на количество энергии, которое может быть взято от ветра [73, с. 21].

Как только направляющие ротора и статора уловили энергию и передали ее на вал ветротурбины в качестве вращательного движения, это вращение должно быть преобразовано в электрическую энергию. Преобразование вращения в электричество осуществляется с помощью генератора, прикрепленного к концу вала. Чтобы максимизировать захват энергии, генераторы для ветряных турбин становятся все более специализированными. Обычные генераторы на электростанциях, подключенных к сети, работают с постоянной скоростью, синхронизированной с сетью. Однако требования ветрогенерации означают, что некоторые ветрогенераторы могут работать на двух разных скоростях, в то время как другие предназначены для работы на любой скорости [59, р. 3-98].

В идеале весь приводной механизм, включающий ротор и статор, генератор и любую промежуточную коробку передач, работает как единое целое. Правильно подобранный дизайн является ключом к эффективности и надежности ветряных турбин.

Приводы, коробки передач и генераторы

Привод ветряной турбины имеет вал ротора на одном конце, соединенный с главным валом. На другом конце вала расположен генератор, который преобразует механическую энергию вращения в электрическую энергию в виде переменного тока. Между валом ротора и генератором может быть редуктор, чтобы согласовать частоту вращения ротора с частотой вращения генератора.

Скорость вращения большой ветряной турбины может составлять 20 об/мин или меньше. Обычный двухполюсный генератор, синхронизированный с сетью 50 Гц, должен вращаться со скоростью 3000 об/мин или 3600 об/мин для сети 60 Гц. Для четырехполюсного генератора скорость составляет 1500 об/мин или 1800 об/мин соответственно. Поэтому в обычной компоновке коробка передач должна увеличивать скорость в 75-150 раз [59, р. 3-98].

Коробка передач часто считается слабым звеном в трансмиссии, компонент, наиболее подверженный поломке. На вал ветротурбины действуют изгибающие силы, которые могут оказать сильное влияние на коробку передач. Преждевременный отказ может быть обычным явлением. Коробки передач могут быть усилены, но альтернативой является отказ от коробки передач и подключение вала непосредственно к генератору. Эта система прямого привода упрощает трансмиссию, но затем требует специального, более дорогого

генератора, который может генерировать мощность на частоте сети при очень низкой скорости вращения ротора. Эти генераторы намного тяжелее обычных генераторов.

Другое соображение, касающееся ветродвигателя, заключается в том, что скорость вращения ротора будет постоянно изменяться при изменении скорости ветра, и все же обычный генератор должен вращаться с фиксированной скоростью, если он должен синхронизироваться с сетью. Существуют системы для управления скоростью, но это может быть за счет максимальной эффективности, при которой некоторая энергия теряется для поддержания правильной скорости. Альтернативное решение – использовать генератор с переменной скоростью вместо генератора с фиксированной скоростью. Опять же, это повлечет за собой более высокую стоимость, но может быть экономически эффективным, если повышение эффективности и надежности будет достаточно большим.

Ветровой турбинный механизм

Коробка передач в приводной ветряной турбине должна увеличить скорость вращения ротора, чтобы она соответствовала той, которая требуется генератору. Обычными генераторами для выработки электроэнергии обычно являются двухполюсные и четырехполюсные машины, которые вращаются со скоростью 3000 об/мин или 1500 об/мин, соответственно, при синхронизации с сетью 50 Гц (3600 об/мин и 1800 об/мин для 60 Гц).

Очень маленькие ветряные турбины могут вращаться со скоростями, совместимыми с этими обычными типами генератора, и поэтому могут быть подключены непосредственно к генератору. Однако большие машины класса мегаватт вращаются слишком медленно, чтобы соответствовать скорости любой формы обычного генератора. Поэтому традиционное решение заключалось в установке в трансмиссии редуктора, который увеличит скорость вращения примерно в 100 раз для типичной ветряной турбины класса мегаватт. Точное соотношение будет зависеть от конструкции турбины.

Для ветрогенераторов общего назначения мощностью до 1,5 МВт установка коробки передач в трансмиссию обеспечивает наиболее экономичное решение проблемы согласования скоростей ротора и генератора. Однако для более крупных ветровых турбин мощностью более 3 МВт существует альтернатива – использование генератора с прямым приводом без коробки передач в трансмиссии. Эти генераторы являются более дорогими, но они становятся обычным явлением в турбинах большой мощности. Однако все еще существуют аргументы в пользу использования коробки передач, и некоторые производители изучают способы повышения надежности коробки передач [59, р. 3-98].

Можно создать генераторы, которые могут работать на гораздо более низких скоростях, чем обычный генератор, но все же быстрее, чем скорость вращения ротора. У них больше полюсов, и для их поворота требуется более высокий крутящий момент, поэтому они также стоят дороже. Однако коробка передач, необходимая для повышения скорости до 750 об/мин или 375 об/мин, будет проще, с меньшим количеством элементов и потенциально будет более

надежной. Большинство коробок передач в больших ветряных турбинах мощностью до 1,5 МВт основаны на планетарных или эпициклических системах передач. Они часто чрезвычайно сложны. Однако комбинация низкоскоростного генератора и более простой коробки передач с более низким передаточным числом может быть в состоянии конкурировать с генератором с прямым приводом, как по надежности, так и по стоимости. Трехступенчатая коробка передач для средней скорости трансмиссии показана на рисунке 2.12 [74].



Рисунок 2.12 – Трехступенчатая коробка передач ветротурбины для средней скорости

Основная сложность конструкции редуктора заключается в том, что редукторы ветряных турбин должны выдерживать различные удары и нагрузки, которые не встречаются в большинстве случаев применения редукторов. Наряду с изгибающими усилиями на валу, которые передаются в коробку передач, возникают резкие изменения крутящего момента, вызванные прилипанием и даже обратными моментами в тяжелых условиях. Поэтому конструкция трансмиссии должна либо изолировать коробку передач от этих ударов, либо коробка передач должна быть построена так, чтобы противостоять им.

Одним частичным решением для снижения нагрузки и износа является отделение средств поддержки ротора и вала турбины от передачи крутящего момента турбины. Это помогает изолировать коробку передач от некоторых сил, испытываемых ротором. Между тем, одной из основных причин выхода из строя редуктора является смещение вала в результате воздействия на него сил. Использование более прочной конструкции шасси для трансмиссии может уменьшить размер проблемы. Регулярная перестановка трансмиссии поможет минимизировать напряжение и износ внутри коробки передач [59, р. 3-98].

Различные производители выбирают разные решения для трансмиссий ветровых турбин, но многие по-прежнему предпочитают использовать некоторые виды коробок передач. По мере развития отрасли основные проблемные области в коробках передач были определены, но все еще трудно устранить эти проблемы. Вместо этого редукторы разрабатываются таким

образом, чтобы выдерживать определенные нагрузки, удары и износ, которым они подвергаются. Кроме того, непрерывный режим мониторинга и технического обслуживания может помочь продлить срок службы редуктора, выявив проблемы до того, как они станут серьезными.

Поскольку многие из проблем, связанных с износом и отказом коробки передач, связаны с величиной сил, которым они подвергаются, было рассмотрено другое решение, заключающееся в том, чтобы уменьшить крутящий момент, разделив трансмиссию на несколько более мелких узлов, на каждую ВЭУ свою коробку передач и генератор. Роторы с 8 или 16 отдельными коробками передач и генераторами были испытаны с переменным успехом [59].

Даже с достижениями в дизайне коробки передач, коробка передач ветротурбины продолжает быть единицей высокого технического обслуживания. В то время как ветряная турбина будет построена для работы в течение 20 лет, коробка передач, вероятно, потребует капитального ремонта каждые 5 лет.

Генераторы для ветровых турбин

Генератор в ветряной турбине – это электромеханическая машина, которая преобразует механическую энергию в электрическую. Как таковой, он является одним из двух компонентов преобразования энергии, наряду с ротором ветродвигателя, который преобразует энергию ветра в электричество.

Когда к сети подключен индукционный генератор, переменный ток в обмотках статора создает магнитное поле, которое вызывает большой ток в роторе. Это создает магнитное поле, которое действует против магнитного поля, создаваемого статором, и поэтому ротор начинает вращаться. По мере увеличения скорости ротора ток, индуцируемый в роторе, падает до тех пор, пока не будет достигнута точка равновесия с небольшим индуцированным крутящим моментом, когда скорость вращения чуть ниже частоты сети. Разница в скорости между переменным магнитным полем в обмотках статора (на частоте сети) и частотой вращения ротора называется скольжением. В результате этого проскальзывания индукционная машина никогда не синхронизируется с сетью, отсюда и ее другое название - асинхронный генератор.

Когда внешний крутящий момент от ротора ветродвигателя подается на индукционный генератор, который уже подключен к сети и вращается, дополнительная энергия вращения повышает скорость вращения ротора выше скорости вращающегося магнитного поля в статоре, создаваемой частотой сети. Это создает отрицательное скольжение, и индукционная машина начинает генерировать ток внутри катушек статора, который подается обратно в сеть. Пиковая выходная мощность обычно достигается в пределах 1–5% от частоты сети. Одним из преимуществ индукционного генератора, помимо его простоты, является то, что скорость, с которой он вращается, будет увеличиваться или уменьшаться по мере изменения крутящего момента ротора. Это позволяет генератору приспосабливаться к колебаниям скорости ветра относительно проектной скорости, а также помогает снизить износ, особенно в коробке передач [59, р. 3-98].

Основным недостатком этого типа генератора является то, что он требует сети для обеспечения возбуждения генератора, и это создает утечку реактивной мощности в сети. Кроме того, генератор может работать только на частоте сети или вблизи нее, поэтому работа с переменной скоростью в широком диапазоне невозможна. Индукционный генератор также менее эффективен, чем основной вариант. Кроме того, современные сетевые правила требуют, чтобы ветряные турбины были способны поддерживать сеть, а не поддерживаться ею, поэтому этот тип генератора больше не используется в ветряных турбинах общего назначения.

Асинхронный генератор двойного питания

Более современный и более гибкий вариант индукционного генератора, который используется в больших ветряных турбинах, представляет собой вариант, называемый асинхронным генератором с двойной подачей питания. В обычном индукционном генераторе статор соединен непосредственно с сетью, а ротор представляет собой обмотку с замкнутым контуром. Однако в асинхронном генераторе с двойным питанием ротор имеет трехфазные обмотки, которые также подключены к сети через силовые электронные преобразователи постоянного тока в переменный ток. Это позволяет генерировать магнитное поле в обмотках ротора, которое взаимодействует с магнитным полем в обмотках статора, создавая крутящий момент. Этот крутящий момент зависит от силы двух полей и фазового угла между ними. Управляя этим, ветряная турбина может работать в диапазоне скоростей вращения, примерно $\pm 30\%$ от частоты сети. Схема асинхронного генератора с двойным питанием показана на рисунке 2.13. Асинхронные генераторы с двойным питанием используются в современных ветряных турбинах мощностью до 5 МВт [75].



Рисунок 2.13 – Схема, иллюстрирующая работу асинхронного генератора с двойным питанием

Синхронные генераторы

Альтернативой асинхронному генератору является синхронный генератор. Это производит выход переменного тока, который изменяется в зависимости от скорости, с которой он вращается. В наиболее простом применении этого типа генератора для энергии ветра ротор турбины соединен с генератором через редуктор, сконструированный таким образом, что когда турбина вращается со своей расчетной скоростью, генератор будет генерировать выход переменного тока с частотой сети. Однако требуется, чтобы генератор и турбина вращались с этой частотой, а не другие, что ограничивает гибкость. Небольшие колебания скорости вращения ротора, вызванные колебаниями скорости ветра и порывами, передаются в сеть в виде колебаний частоты.

Синхронный генератор имеет вращающийся элемент, ротор, который содержит один или несколько магнитов. Чаще всего это электромагниты, создаваемые магнитными катушками в роторе, которые возбуждаются, чтобы создавать свои магнитные поля с помощью внешнего постоянного тока. Обычно это делается путем выпрямления небольшой части выходного сигнала генератора. Альтернативой этому, который обычно используется в ветрогенераторах, является изготовление ротора с использованием постоянных магнитов вместо магнитных катушек. Они проще, так как не требуют возбуждения, а также легче, чем более обычный тип синхронного генератора. Однако им требуются чрезвычайно мощные магниты, содержащие до 30% по весу редкоземельного элемента неодима [5, р. 3-98].

Синхронный генератор страдает той же проблемой, что и обычный индукционный генератор, поскольку он может работать только на или очень близко к своей синхронной скорости. В противном случае он будет подавать энергию с неправильной частотой в сеть. Лучший способ преодолеть это - использовать силовую электронику для преобразования выходной мощности генератора из переменного тока в постоянный, а затем обратно в переменный ток на частоте сети. При таком расположении генератор может работать на любой скорости и при этом подавать мощность с правильной частотой в сеть. Это основа для генератора переменной скорости.

Генератор переменной скорости дает значительные преимущества. Во-первых, это позволит ротору турбины вращаться с оптимальной скоростью, соответствующей преобладающим условиям ветра. Тогда это также уменьшает усталостное напряжение компонентов, потому что ротору позволяют изменять скорость в ответ на порывистые или турбулентные условия. Наконец, он также предоставляет ветряной турбине возможность предоставлять услуги поддержки сети для контроля напряжения и частоты. Генератор в приводе с регулируемой скоростью может быть обычным генератором с катушками в роторе или может использовать генератор с постоянными магнитами. Последние становятся все более популярными для больших ветровых турбин. Генератор часто будет тихоходным генератором, соединенным с простой коробкой передач, а в некоторых современных системах коробка передач и генератор объединены в единый блок. Комбинация гибридного генератора/коробки передач и

низкоскоростного генератора обеспечивает большую надежность за счет снижения нагрузки на коробку передач [59, р. 3-98].

Прямые приводные генераторы

Очевидным расширением использования низкоскоростных генераторов является создание генератора, который может работать со скоростью, с которой вращается ротор, без необходимости в коробке передач. Эти генераторы с прямым приводом в настоящее время распространены во многих крупных ветряных турбинах. Генератор с прямым приводом, работающий на скорости около 20 об/мин, потребует гораздо больше полюсов, чем один оборот на более высокой скорости. Например, при 125 об/мин требуется 48 полюсов для генерации выходного сигнала 50 Гц. Такое большое количество полюсов гораздо легче реализовать с помощью генераторов с постоянными магнитами. Кроме того, генератор с прямым приводом должен быть больше, чем генератор, предназначенный для соединения через редуктор, и машина должна поддерживать полный крутящий момент от ротора. С коробкой передач скорость вращения увеличивается, но крутящий момент уменьшается.

Чтобы быть максимально гибкими, генераторы с прямым приводом также используют силовые электронные преобразователи AC/DC в переменный, чтобы иметь возможность работать с переменной скоростью. Это дает им ту же гибкость, которая обсуждалась выше в высокоскоростных генераторах. Генератор с прямым приводом и постоянными магнитами показан на рисунке 2.14 [76]. Исключение редуктора в сочетании с работой на переменной скорости может обеспечить гораздо большую надежность, и это особенно привлекательно для операторов ветряных турбин в открытом море, потому что морские машины гораздо сложнее обслуживать, чем наземные.

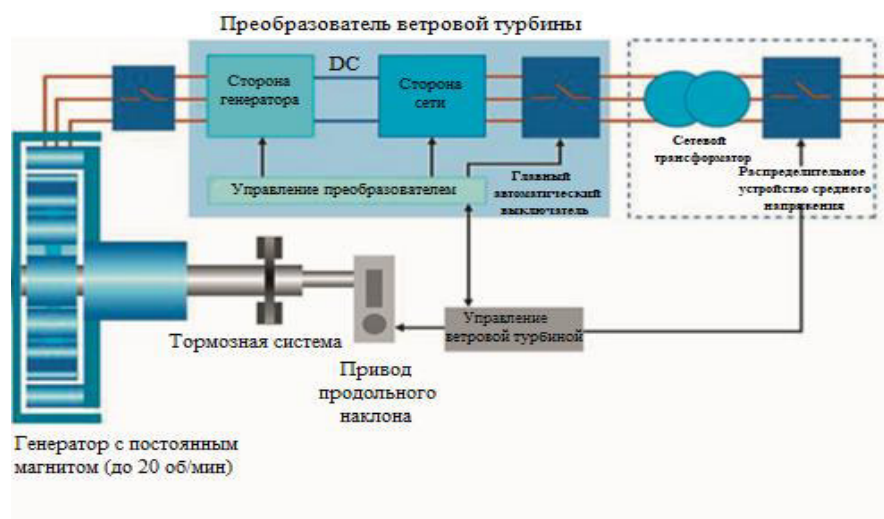


Рисунок 2.14 – Генератор с прямым приводом и постоянным магнитом

Генераторы с прямым приводом используются в ветряных турбинах с генерирующей мощностью 4-6 МВт. При больших размерах, размер генератора может стать проблемой. Это может в конечном итоге привести к переходу на одноступенчатые редукторы средней скорости для очень больших машин.

Выводы по второму разделу

Из второго раздела можно убедиться, что ветровой потенциал Республики Казахстан имеет достойное место в мировой арене, которое отличается своей непредсказуемостью, скоростью и требует эффективную конструкцию для ее использования в стабильной выработке электроэнергии.

Представлены конструкции ветровых турбин горизонтального и вертикального расположения, где определены достоинства вертикальной ВЭУ.

Преимущества вертикальной ветровой роторной турбины:

- независимость работы турбины от направления ветра;
- использование энергии ветра при малых и высоких скоростях, а также в условиях порывов и пульсаций ветра любого направления;
- направляющий аппарат, обеспечивающий концентрацию энергии ветра на лопатках ротора турбины;
- подбор диаметра, высоты и количества модулей турбины для получения требуемой мощности и электроэнергии в соответствии с характеристиками ветра на месте установки;
- возможность независимого вращения роторов и статоров генератора в противоположных направлениях в различных зонах воздушного потока по скорости и направлению, обеспечивая высокий коэффициент использования энергии ветра;
- оригинальные электрогенераторы, способные выходить на номинальное напряжение сети при низких скоростях ветра;
- визуально спокойный и безопасный источник электроэнергии без наружных вращающихся частей, шума или раздражающего зрительного воздействия;
- возможность компактной установки на территории в различных пространственных конфигурациях, обеспечивая эффективное использование площади и энергии ветровых «месторождений»;
- применение широко распространенных конструкционных материалов, простая технология изготовления, сборки и установки.

Эксперименты, проведенные с использованием стационарных и мобильных стендов в свободном воздушном пространстве, подтвердили высокие энергетические характеристики и способность турбин ВРТБ работать при различных скоростях воздушного потока [73, с. 19-20].

Также продемонстрированы структурные элементы и механизмы конструкции, а также выбраны соответствующие компоненты, необходимые для полноценной работы ветроэнергетической установки, с учетом особенностей механических и энергетических узлов.

3 АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ ИЗ ВЕТРА

Для разработки математических моделей и определения основных переменных системы генерации энергии из ветра, требуется рассмотреть ветровые роторные турбины как объект управления. Необходимо анализировать существующие системы и разработать математические модели, соответствующие объекту управления, рассмотреть работу каждой составляющей, начиная с аэродинамической, механической, энергетической части и завершая системой управления ВЭУ.

3.1 Основные концепции ветровой турбины с фиксированной скоростью вращения. Основное описание ветровой турбины

Основные компоненты ветровой турбины описываются на примере ветровой турбины с фиксированной скоростью вращения, основанной на асинхронной машине двойного питания и управлении мощностью [77].

Прежде чем разработать ветровую турбину с фиксированной скоростью вращения, рассмотрим основные понятия, связанные с этой технологией:

1. Фиксированная скорость связана с тем, что асинхронная машина, подключенная к электрической сети с фиксированной частотой, вращается с фиксированной механической скоростью, не зависящей от скорости ветра.
2. Управление торможением и углом связано с тем, как ветряная турбина ограничивает, или контролирует мощность, извлекаемую из ветра.

3.1.1 Управление мощностью ветряных турбин

Ветровые турбины предназначены для производства электрической энергии как можно дешевле. Обычно ветряные турбины проектируются таким образом, чтобы они давали максимальную мощность при скорости ветра около 15 метров в секунду. Но, учитывая особенности Джунгарских ворот, необходимо разработать турбины, оптимизированные для высоких скоростей ветра и обладающие максимальной производительностью.

В случае более сильного ветра необходимо тратить часть избыточной энергии ветра, чтобы не повредить узлы ветряной турбины. Поэтому ветряные турбины будут проектироваться с некоторым контролем мощности.

На ветряных турбинах будет два различных способа безопасного управления – управление углом и торможением, а также сочетание обоих способов с активным торможением.

3.1.1.1 Ветряные турбины с регулируемым углом

В разрабатываемой системе электронный контроллер ветряной турбины с регулируемым углом будет проверять выходную мощность турбины несколько раз в секунду. При увеличении скорости ветра, когда выходная мощность становится слишком высокой, он посылает сигнал механизму регулирования направляющих, который немедленно наклоняет (поворачивает) направляющие

статора немного против ветра. И наоборот, направляющие поворачиваются обратно к ветру, когда ветер снова стихает.

Таким образом, направляющие статора должны иметь возможность поворачиваться вокруг своей продольной оси. При нормальной работе направляющие поворачиваются на доли градуса за один раз, и в то же время вращается ротор.

Проектирование ветряной турбины с управлением механизма регулирования направляющих требует определенной научной и инженерной мысли, чтобы убедиться, что направляющие статора имеют именно тот угол наклона, который необходим. В ветряной турбине с регулированием направляющего статора контроллер обычно изменяет угол наклона направляющих на несколько градусов при каждом изменении ветра, чтобы держать направляющие статора под оптимальным углом и максимизировать мощность при любой скорости ветра.

Механизм регулирования направляющих статора будет управляться с помощью гидравлики или электрических двигателей.

3.1.1.2 Ветряные турбины с управлением по торможению

Ветряные турбины, управляемые с помощью механизма регулирования, имеют направляющие ротора, закрепленные на корпусе под фиксированным углом и регулируемые направляющими статора.

Регулирование происходит за счет изменения угла, под которым относительный ветер ударяет по направляющим статора и вращает ротор турбины.

Направляющие статора ветровой турбины, управляемые с помощью механизма регулирования, поворачиваются вдоль продольной оси. Отчасти это сделано для того, чтобы направляющие статора изменялись постепенно, а не резко, и закрывались, когда скорость ветра достигает критического значения.

Основное преимущество управления торможением заключается в том, что можно избежать критических ситуации в ВЭУ. С другой стороны, управление торможением представляет собой очень сложную проблему аэродинамического проектирования, и связанные с ней проблемы проектирования структурной динамики всей ветровой турбины, например, чтобы избежать колебаний, вызванных торможением.

Если генератор будет перегружен, механизм будет поворачивать направляющие статора в противоположном направлении. Другими словами, она уменьшает угол направляющих статора, чтобы заставить вращаться ротор медленнее, тем самым растрачивая избыточную энергию ветра.

Одним из преимуществ регулирования направляющих является то, что можно более точно контролировать выходную мощность, чтобы избежать превышения номинальной мощности машины в начале порыва ветра. Еще одним преимуществом является то, что машина может работать почти точно на номинальной мощности при всех высоких скоростях ветра.

Обычная ветровая турбина без механизма регулирования имеет падение выходной электрической мощности при более высоких скоростях ветра, так как

направляющие ротора и статора фиксированные, в котором не достигаются требуемые параметры генерирования.

3.1.2 Аэродинамика ветровой турбины

Теория приводного цилиндра очень просто объясняет процесс извлечения кинетической энергии ветра, основываясь на энергетических балансах и применении уравнения Бернулли. Ротор, улавливающий энергию ветра, рассматривается как набор винтообразных листов, который вызывает снижение импульса воздушного потока, что приводит к скачку давления на гранях листа и отклонению нисходящих потоков, как показано на рисунке 3.1 [77, р. 1-39].

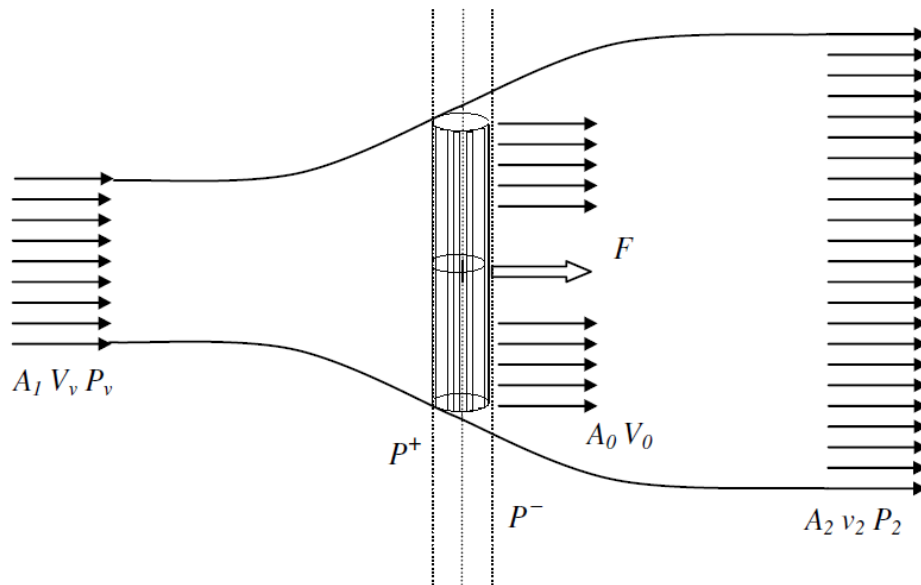


Рисунок 3.1 – Схема потока жидкости через цилиндрический привод

Теория импульса используется для изучения поведения ветряной турбины и для принятия определенных предположений. Предположения заключаются в том, что воздух несжимаем, движение жидкости устойчиво, а исследуемые переменные имеют одинаковое значение на данном участке потока воздуха.

Мощность, содержащаяся в виде кинетической энергии в ветре, пересекающем со скоростью V_v , поверхность A_l , выражается через формулу (3.1):

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_1 V_v^3, \quad (3.1)$$

где ρ - плотность воздуха.

Ветряная турбина может использовать только часть этой энергии:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho D H V_v^3 C_p, \quad (3.2)$$

где D – диаметр модуля (направляющих турбины);

H - высота модуля (направляющих турбины); а

C_p - коэффициент мощности, безразмерный параметр, выражающий эффективность ветровой турбины в преобразовании кинетической энергии ветра в механическую энергию.

Для данной ветровой турбины этот коэффициент является функцией скорости ветра, скорости вращения ветровой турбины и угла ротора.

C_p часто задается как функция отношения быстроходности турбины, λ , определяемого как:

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{V_v}, \quad (3.3)$$

где R – радиус модуля (направляющих турбины); а

Ω_t - угловая скорость вращения ротора турбины.

Теоретическое максимальное значение C_p задается пределом Бетца-Жуковского [77, р. 1-39]:

$$C_{p_теор_max} = 0,593 = 59,3\%$$

Крутящий момент ротора получается из полученной мощности и скорости вращения турбины:

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} = \frac{\rho D H V_v^3}{2 \Omega_t} C_p = \frac{\rho H R^2 V_v^2}{\lambda} C_p = \rho H R^2 V_v^2 C_t, \quad (3.4)$$

где C_t - коэффициент крутящего момента. Коэффициенты мощности и крутящего момента связаны уравнением:

$$C_p(\lambda) = \lambda \cdot C_t(\lambda) \quad (3.5)$$

Использование полученной модели теории импульса требует знания выражений для $C_p(\lambda)$ и $C_t(\lambda)$. Эти выражения зависят в основном от геометрических характеристик направляющих. Они подбираются в зависимости от конкретных характеристик участка, желаемой номинальной мощности и типа управления, а также режима работы (переменная или фиксированная скорость) ветряной турбины.

Расчет этих кривых может быть произведен только с помощью аэродинамического программного обеспечения или путем экспериментальных измерений.

Из этих кривых интересно вывести аналитическое выражение. Эта задача намного проще, чем получение самих кривых. Без аналитического выражения пришлось бы сохранить в табличной форме ряд точек на кривых и вычислить коэффициент, соответствующий заданному λ (углу продольного наклона), путем двойной интерполяции.

Аналитическое выражение для $C_p(\lambda)$ или $C_t(\lambda)$ может быть получено путем полиномиальной регрессии.

На рисунке 3.2 показан пример кривых $C_p(\lambda)$ и $C_t(\lambda)$ для ветряной турбины мощностью 200 кВт с регулировкой угла.

Мощность и крутящий момент турбины показаны на рисунке 3.3.

Скорость ветра V_v из предыдущих уравнений не является реальной; это фиктивный однородный ветер. Это ветер, выраженный как точка площади, пройденной ветряком, но ветер должен быть прослеживаемым моментом T_t вблизи поля, которое произвело истинную скорость ветра, падающего на всю площадь, пройденную ротором турбины.

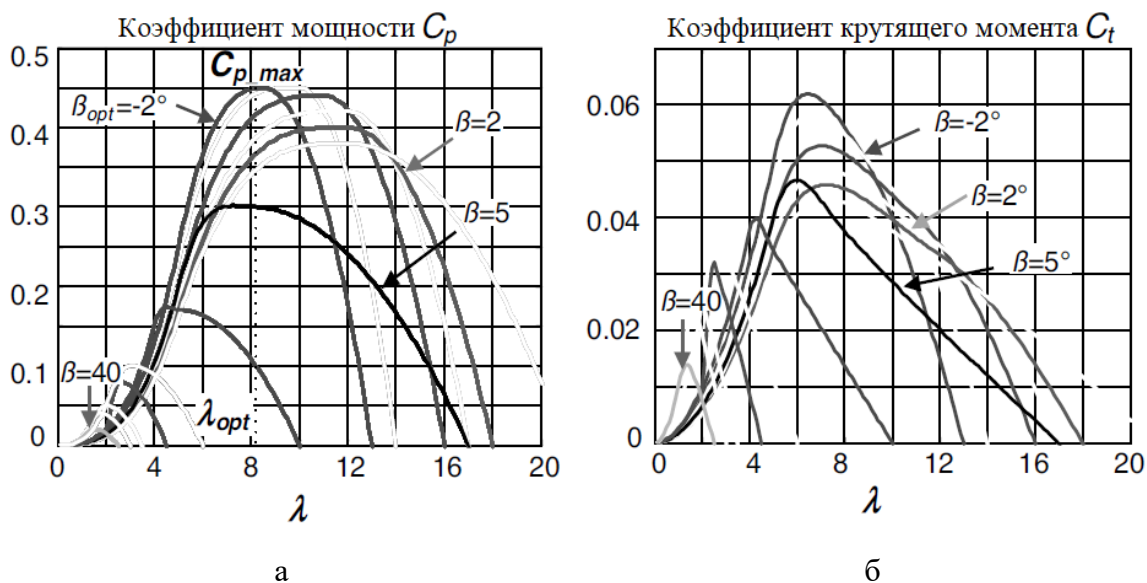


Рисунок 3.2 – Кривые коэффициентов мощности и крутящего момента ветряной турбины мощностью 200 кВт с регулировкой угла, для различных углов наклона β

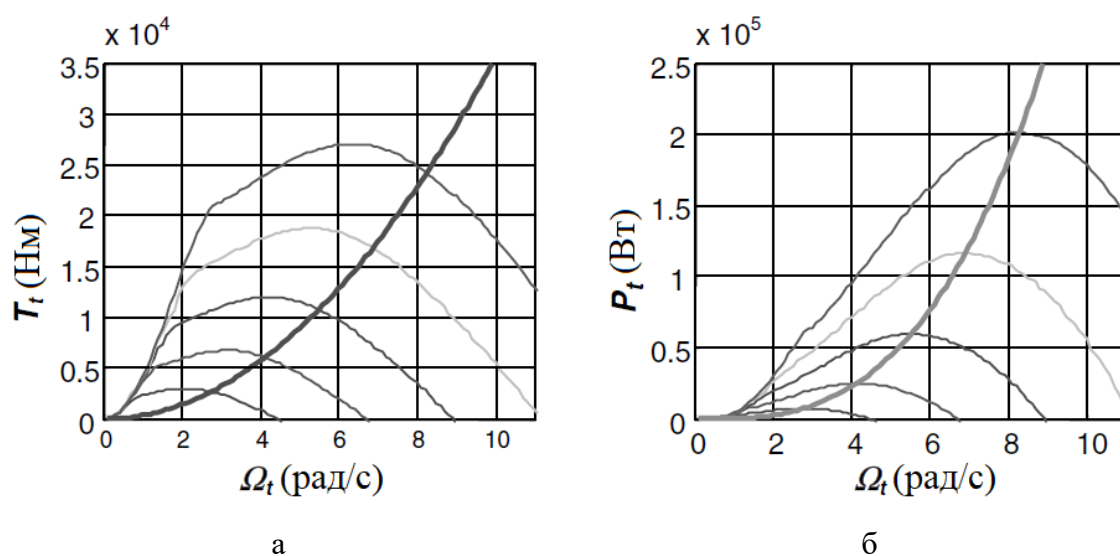


Рисунок 3.3 – Кривые мощности и крутящего момента ветряной турбины мощностью 200 кВт с регулировкой угла

3.2 Моделирование ветровой турбины с переменной скоростью вращения

Предлагаемая модель ветровой турбины состоит из следующих систем:

1. Аэродинамическая модель, оценивает крутящий момент турбины T_t как функцию скорости ветра V_v и угловой скорости турбины Ω_t .
2. Система продольного наклона статора, оценивает динамику угла продольного наклона как функцию опорного угла продольного наклона ротора турбины β_{ref} .
3. Механическая система, оценивает угловую скорость генератора и турбины (Ω_t и ω_m) как функцию крутящего момента турбины и крутящего момента генератора T_{em} .
4. Электрические машины и преобразователи мощности преобразуют крутящий момент генератора в ток сети как функцию напряжения сети.
5. Система управления, оценивает крутящий момент генератора, аэродинамический угол и реактивную мощность в зависимости от скорости ветра и напряжения сети.

На рисунке 3.4 показано взаимодействие между различными подсистемами.

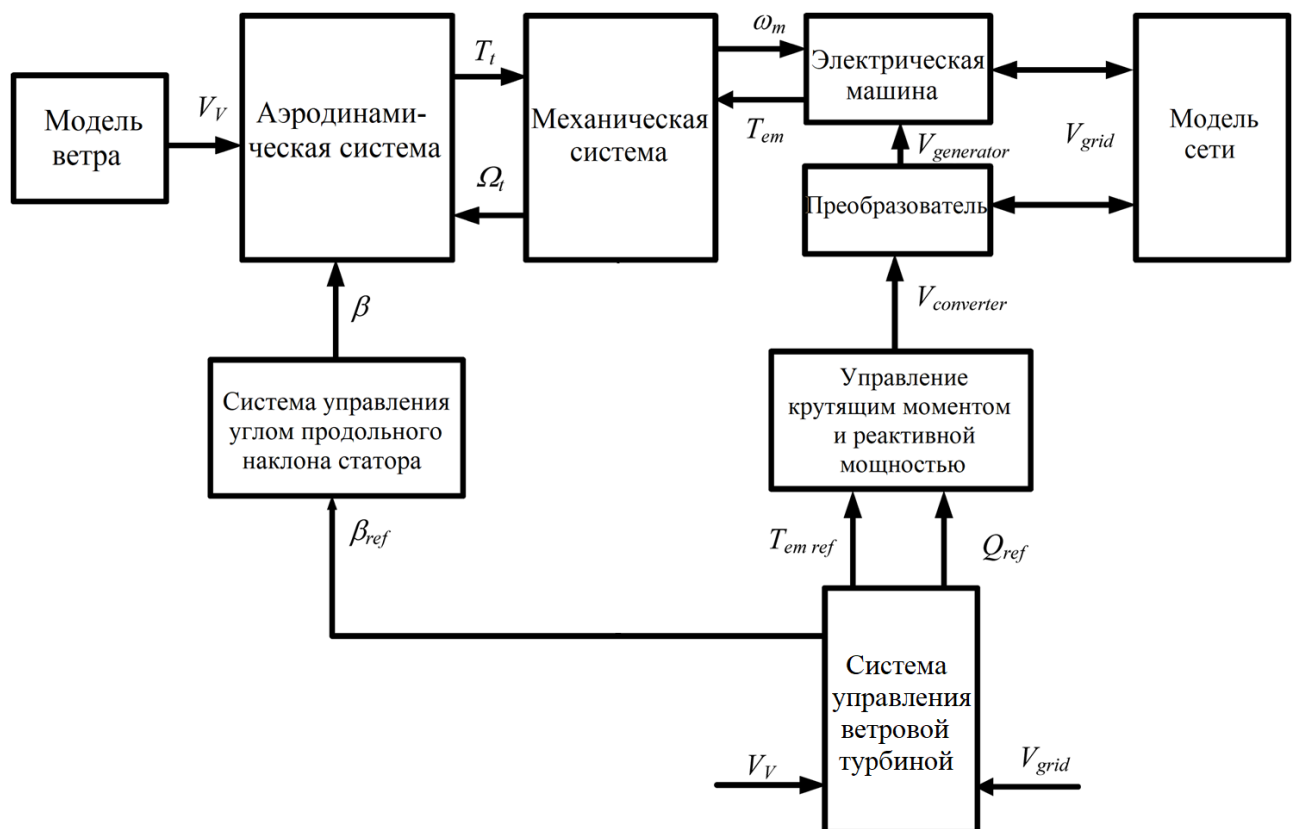


Рисунок 3.4 – Блок-схема модели ветряной турбины с переменной скоростью

3.2.1 Аэродинамическая модель

Аэродинамическая модель представляет отбор мощности ротора, рассчитывая механический момент как функцию воздушного потока на направляющие. Скорость ветра может рассматриваться как усредненная

скорость падающего ветра на площади обтекания направляющих, с целью оценки среднего крутящего момента на низкоскоростной оси.

Крутящий момент, создаваемый ротором, определяется следующим выражением:

$$T_t = \rho H R^2 V_v^2 C_t \quad (3.6)$$

Как уже упоминалось, наиболее простой способ представления коэффициента крутящего момента и мощности C_p – это аналитические выражения в зависимости от отношения быстроходности (λ) (угла направляющих статора) и угла направляющих ротора (β). Одно из часто используемых выражений, которое легко адаптировать к различным турбинам [77, р. 1-39], следующее:

$$C_p = k_1 \left(\frac{k_2}{\lambda_i} - k_3 \beta - k_4 \beta^{k_5} - k_6 \right) (e^{k_7/\lambda_i}), \quad (3.7)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + k_8}, \quad (3.8)$$

с коэффициентом быстроходности (угла направляющих),

$$\lambda = \frac{R \Omega_t}{V_v} \quad (3.9)$$

3.2.2 Механическая система

Механическое представление всей ветровой турбины является сложным. Механические элементы ветровой турбины и силы, возникающие или передающиеся через ее компоненты, очень многочисленны.

Поэтому необходимо выбрать динамику для представления и типичные значения их характерных параметров. Первым параметром является резонансная частота силовой передачи. Силовая передача состоит из направляющих ротора, соединенной с медленным валом, который связан с коробкой передач, умножающей скорость вращения быстрого вала, соединенного с генератором.

Для целей данной имитационной модели достаточно представить основную резонансную частоту приводного механизма, и тогда модель с двумя массами, как показано на рисунке 3.5 [78-89], может моделировать приводной механизм. Вторая резонансная частота намного выше, а ее величина меньше.

Все величины рассматриваются в быстроходном валу. Инерция J_t относится к боковым массам турбины, а J_m – к массам электрической машины. Эти инерции не всегда точно представляют турбину и электрическую машину. Если основная резонансная частота исходит от направляющих, то часть инерции турбины учитывается в J_m .

Коэффициенты жесткости и демпфирования, K_{tm} и D_{tm} , определяют гибкую связь между двумя инерциями. Что касается инерции, то эти

коэффициенты не всегда напрямую связаны с быстрым валом, а с основным резонансом, который может быть расположен в другом месте.

D_t и D_m – это коэффициенты трения, они представляют собой механические потери на трение во вращательном движении.

Скорость вращения турбины и вращающий момент на быстром валу выражаются через:

$$\Omega_{t_ar} = N\Omega_t, \quad (3.10)$$

$$T_{t_ar} = \frac{T_t}{N}, \quad (3.11)$$

где N – передаточное число коробки переключения (редуктора).

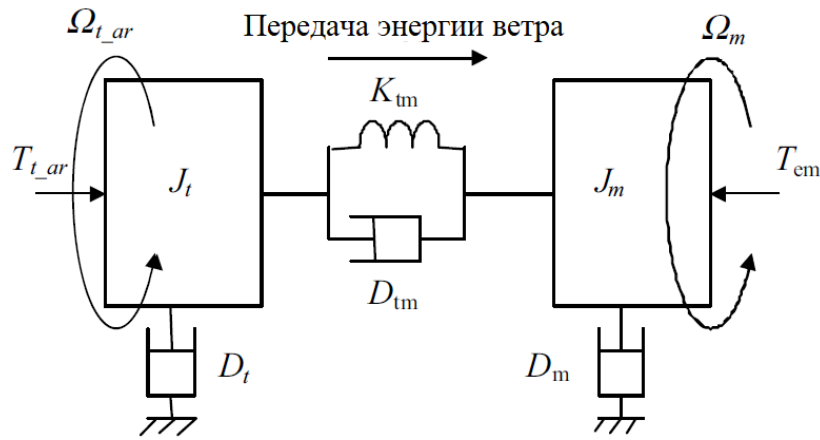


Рисунок 3.5 – Двухмассовая механическая модель

Далее,

$$J_t \frac{d\Omega_{t_ar}}{dt} = T_{t_ar} - D_t \Omega_{t_ar} - T_{em},$$

$$J_m \frac{d\Omega_m}{dt} = T_{em} - D_m \Omega_m + T_{em}, \quad (3.12)$$

$$\frac{dT_{em}}{dt} = K_{tm}(\Omega_{t_ar} - \Omega_m) + D_{tm} \left(\frac{d\Omega_{t_ar}}{dt} - \frac{d\Omega_m}{dt} \right).$$

Модель можно упростить, пренебрегая коэффициентами демпфирования (D_t , D_m и D_{tm}), в результате чего получается модель с двумя инерциями (J_t и J_m) и жесткостью (K_{tm}). Полученная передаточная функция, связывающая крутящий момент и скорость генератора, имеет полюс при пульсации ω_{01} и ноль при пульсации ω_{02} :

$$\omega_{01} = \sqrt{K_{tm} \frac{J_t + J_m}{J_t J_m}}, \quad (3.13)$$

$$\omega_{02} = \sqrt{\frac{K_{tm}}{J_t}}. \quad (3.14)$$

Для ветряной турбины частота полюса находится в диапазоне от 1 до 2 герц.

3.2.3 Система продольного наклона

В системе контроллер предназначен для поворота всех направляющих на один и тот же угол или каждой из них независимо. Такое независимое регулирование дает больше степеней свободы системе управления. Такая операция позволит снизить напряжение в направляющих. Независимое регулирование направляющих является важной инновацией, которая принесет больше интеллекта в систему управления ветряными турбинами.

Изучение динамической системы управления углом направляющих включает в себя множество крутящих моментов и сил. Представление этих моментов требует моделирования структурной динамики направляющих, поведения воздуха вокруг направляющих или включения трения в подшипниках. Более того, регулирование скорости вращения вокруг продольной оси направляющих имеет полосу пропускания, намного большую, чем регулирование самого угла.

Учитывая эти два последних наблюдения, наиболее стандартным подходом является представление контура управления, скорости изменения угла и линейной системы первого порядка, содержащей основную динамику привода (гидравлического или электрического).

На самом деле, при моделировании управления углом очень важно моделировать скорость изменения этого угла. Действительно, учитывая усилие, прилагаемое направляющими, изменение угла должно быть ограничено. Оно ограничено примерно 10°/с во время нормальной работы и 20°/с в аварийных ситуациях.

Регулирование угла наклона направляющих моделируется, как показано на рисунке 3.6, с помощью ПИ-регулятора, который генерирует заданную скорость изменения угла наклона, эта заданная скорость ограничена, и система первого порядка дает динамическое поведение управления скоростью изменения угла наклона. Сам угол затем получается путем интегрирования изменения угла.

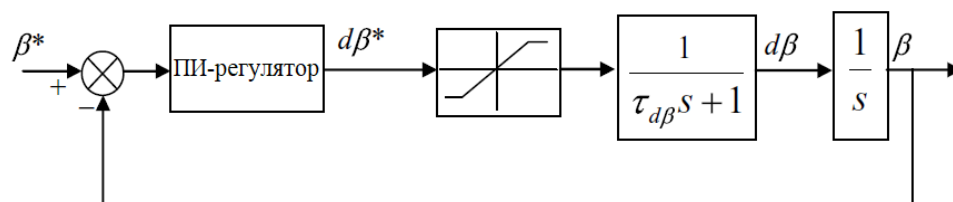


Рисунок 3.6 – Система регулирования угла продольного наклона и модель управления

3.2.4 Управление ветряной турбиной с переменной скоростью вращения

Управление ветряной турбиной с переменной скоростью вращения необходимо для расчета крутящего момента генератора и заданного угла продольного наклона, чтобы выполнить несколько требований:

1. Извлечение максимальной энергии из ветра.
2. Поддерживать турбину в безопасном режиме работы (мощность, скорость и крутящий момент в пределах ограничений).
3. Минимизировать механические нагрузки в трансмиссии.

Разработка этой стратегии является очень сложной задачей, тесно связанной с аэродинамической и механической конструкцией турбины, и известна только производителям. В этом разделе будут рассмотрены только аспекты, связанные с извлечением энергии и управлением скоростью и мощностью.

На рисунке 3.7 показана общая схема управления для ветряной турбины с переменной скоростью вращения, где двумя степенями свободы являются крутящий момент генератора и угол продольного наклона.

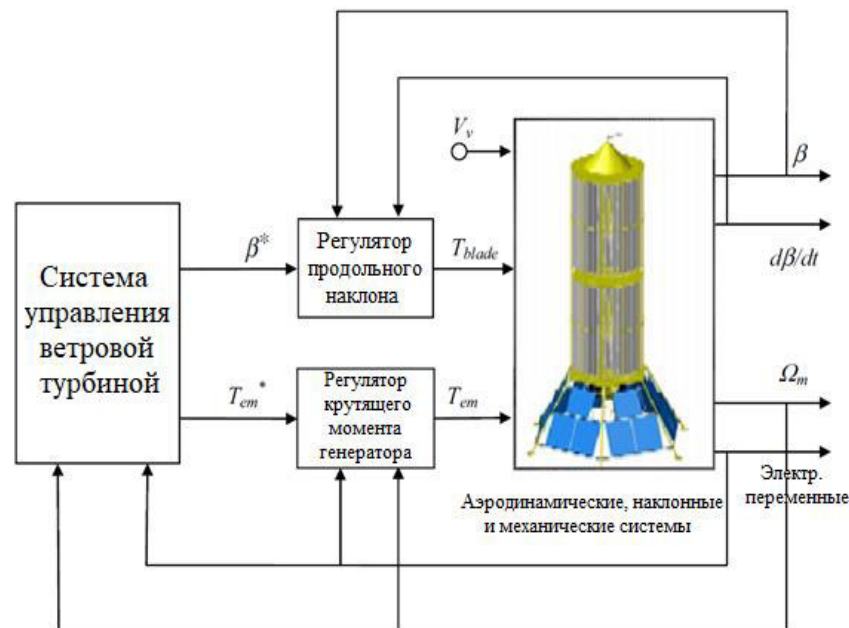


Рисунок 3.7 – Схема управления ветровой турбиной с переменной скоростью вращения, регулируемой по углу продольного наклона

Это управление не зависит от технологии генератора и может быть смоделировано без моделирования электрической машины, преобразователей мощности и связанных с ними систем управления, просто включая динамику крутящего момента как систему первого порядка.

Более того, для ветряных турбин на базе асинхронного генератора с двойным питанием это ограничение также служит для ограничения скольжения электрической машины и, следовательно, напряжения, которое должен обеспечить преобразователь ротора.

В следующих подразделах описывается стратегия управления ветровой турбиной и цели управления.

3.2.4.1 Регионы регулирования скорости вращения турбины

Наиболее оптимальная стратегия управления ветровой турбиной показана на рисунке 3.8 и состоит из четырех рабочих зон [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-490; 86, р. 25-95; 87, р. 452-455; 88, р. 8-73]:

1. Ограничение минимальной скорости работы.
2. Следовать кривой максимального отбора мощности при работе на переменной скорости с частичной нагрузкой.
3. Ограничение максимальной скорости при работе с частичной нагрузкой.
4. Ограничение максимальной рабочей скорости при номинальной выходной мощности.

На рисунке 3.8 показана скорость ветровой турбины в зависимости от скорости ветра. Ограничение минимальной скорости объясняется тем, что нужно предотвратить вращение турбины со скоростью, соответствующей резонансной частоте корпуса. Эта резонансная частота составляет около 0,5 Гц, и слишком маленькая скорость вращения может привести к ее возбуждению.



Рисунок 3.8 – Стратегия управления ветровой турбиной на основе четырех областей скорости

Более того, для турбин на базе асинхронного генератора с двойным питанием это ограничение также служит для ограничения скольжения электрической машины и, следовательно, напряжения ротора, а значит, и напряжения, которое должен обеспечивать приводной ротор.

Установление максимальной скорости также может быть объяснено ограничением продолжительных усилий направляющих. Действительно, слишком высокая скорость вращения может вызвать инерционные нагрузки, невыносимые для направляющих и вала турбины. Кроме того, линейная скорость направляющих должна быть ограничена.

Для турбин на базе асинхронного генератора с двойным питанием это ограничение отвечает желанию ограничить скольжение, а также максимальную

мощность, проходящую через ротор и, следовательно, через роторный преобразователь и сеть. При такой стратегии мощность для работы преобразователей будет составлять около 25% от номинальной мощности электрогенератора.

Поэтому ветрогенератор начинает работать при наличии скорости ветра с частотой вращения Ω_{t_min} .

Когда скорость ветра становится более важной, он достигает максимальных аэродинамических характеристик, работая в зоне 2. По мере увеличения скорости ветра скорость вращения также увеличивается до достижения максимальной частотой вращения Ω_{t_max} . После этого ветрогенератор работает в зоне 3. Когда скорость ветра достигает номинального значения, генератор работает на номинальной механической мощности, и энергия, улавливаемая при более высоких скоростях ветра, должна регулироваться на этом номинальном значении.

Зона 4 соответствует работе при полной нагрузке. Здесь механическая мощность может быть ограничена либо изменением угла, либо регулированием крутящего момента. Как правило, электромагнитный момент поддерживается на номинальном значении и регулирует угол продольного наклона для поддержания максимальной скорости и номинальной мощности турбины.

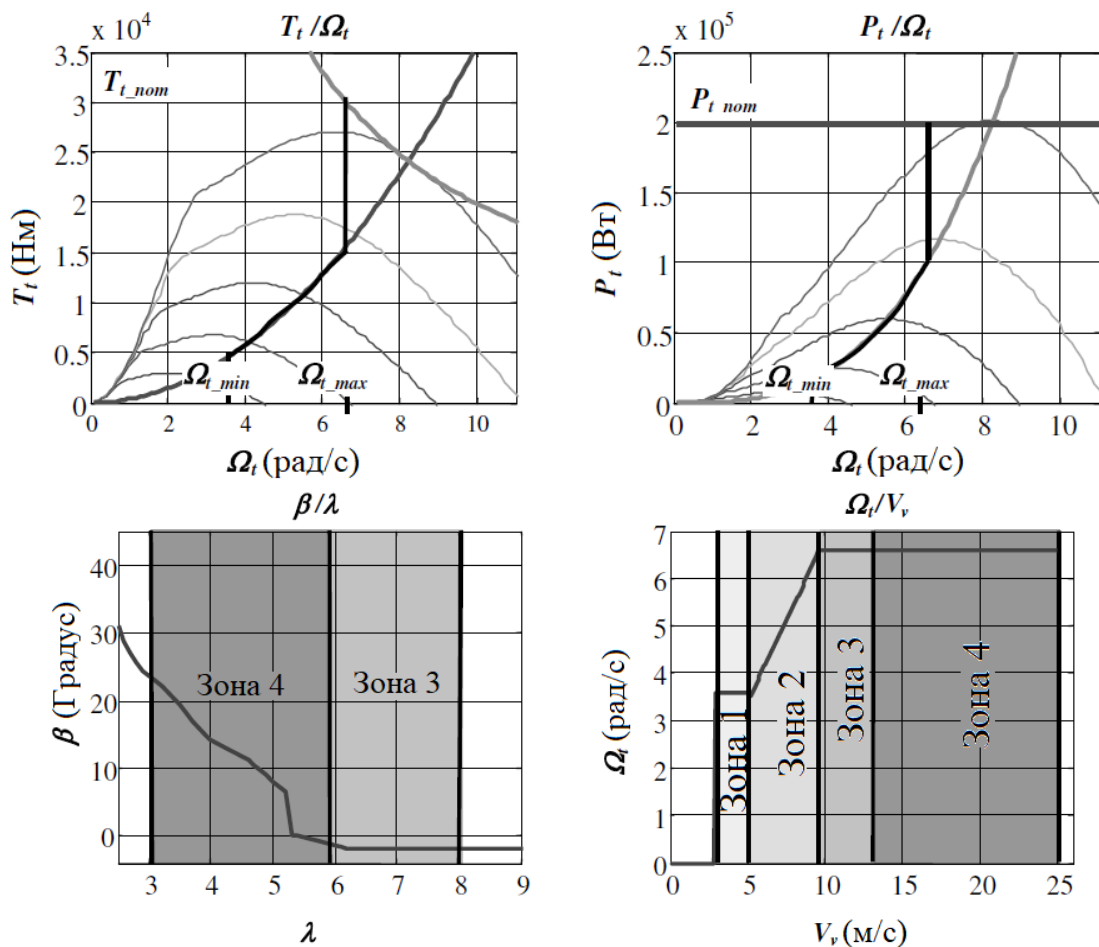


Рисунок 3.9 – Кривые мощности и крутящего момента ветряной турбины мощностью 200 кВт с регулировкой угла продольного наклона направляющих

На рисунке 3.9 показаны крутящий момент и мощность в различных режимах работы.

3.2.4.2 Регионы 1 и 3: Регулирование минимальной и максимальной скорости

Основной задачей является поддержание постоянной скорости вращения турбины при ее минимальном значении в зоне 1 и номинальном значении в зоне 3. Что касается энергоэффективности, то ее максимизация не является столь приоритетной, как в зоне 2, где скорость вращения турбины может изменяться для поддержания определенной скорости λ_{opt} , соответствующей максимальному коэффициенту мощности C_{p_max} . Здесь генератор работает на постоянной скорости. Удельная скорость λ изменяется в зависимости от скорости ветра. В зависимости от формы кривых коэффициента мощности, параметризованных углом продольного наклона, может быть интересно варьировать этот угол для оптимизации аэродинамических характеристик.

Поэтому интересно построить кривую, представляющую оптимальный угол наклона направляющих, дающий максимальный коэффициент мощности для заданного λ . Эталонный угол наклона, обеспечивающий максимальную энергоэффективность, равен λ , заданной удельной скорости, полученной из кривой, как показано на рисунке 3.10.

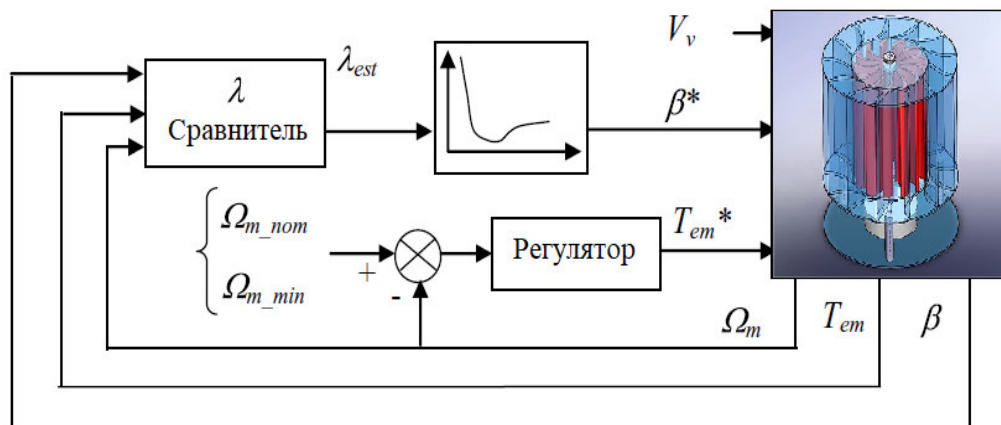


Рисунок 3.10 – Системы управления для регионов 1 и 3

3.2.4.3 Регион 2: Отслеживание максимальной мощности

В этой области работы целью управления скоростью является следование по пути максимального извлечения энергии. В литературе предлагаются различные методы регулирования ветровой турбины при частичной нагрузке в соответствии с траекторией максимального отбора мощности [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-490; 86, р. 25-95; 87, р. 452-455; 88, р. 8-73; 89, р. 37-140].

Были рассмотрены два различных типа регуляторов и преобразованы для вертикальной ВЭУ, один из них состоит в том, чтобы взять в качестве опорного электромагнитного момента, тот электромагнитный момент, связанный с кривой максимальной мощности на рисунке 3.9 для каждого значения скорости

вращения турбины и использовать динамически стабильную природу ветряной турбины с переменной скоростью вращения (ПСВ) вокруг этой кривой. Этот регулятор называется косвенным регулятором скорости (КРС).

Второй контроллер генерирует оптимальную скорость вращения турбины (она связана с оптимальным отношением скорости вращения направляющих) для каждого значения скорости ветра и использует ее в качестве опорной скорости вращения турбины. Затем он управляет скоростью вращения турбины с помощью регулятора. Это называется прямым регулятором скорости (ПРС).

Косвенный регулятор скорости. Можно легко показать, что ВТ динамически устойчив в любой точке кривой максимальной мощности зоны 2 на рисунке 3.9. Это означает, что при любом изменении скорости вращения вокруг точки кривой максимальной мощности, ветротурбина (ПСВ) естественным образом возвращается в свою рабочую точку.

Представим, что ветротурбина (ПСВ) работает в точке a кривой на рисунке 3.11а, скорость ветра и электромагнитный момент фиксированы. Если скорость вращения турбины уменьшается до Ω_{t_b} , рабочая точка переходит в точку b , и момент турбины становится равным T_{t_b} . Электромагнитный момент фиксируется на своем предыдущем значении, соответствующем T_{t_a} , поэтому T_{t_b} больше T_{em} , и скорость вращения турбины увеличивается до тех пор, пока она снова не стабилизируется около значения Ω_{t_a} .

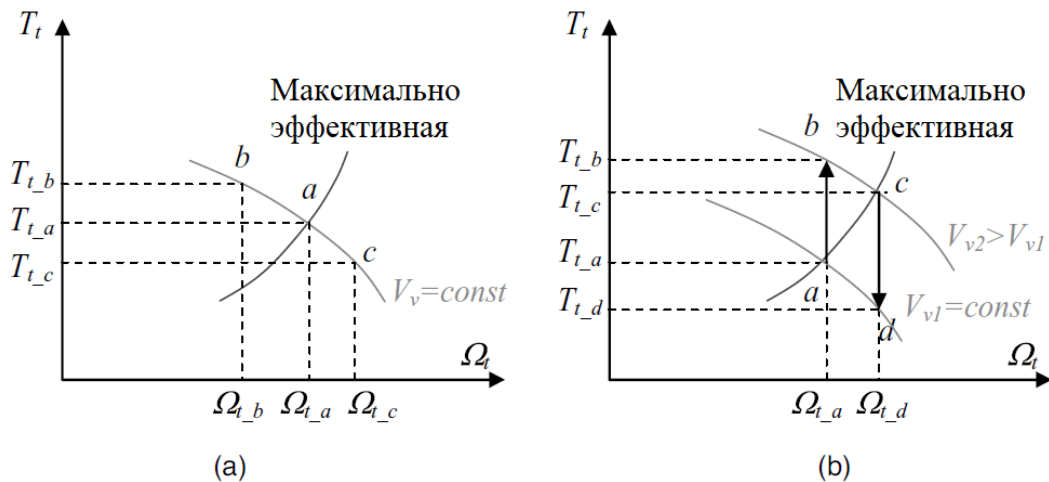


Рисунок 3.11 – Исследование эффективности в точке кривой максимальной мощности

Учитывая это свойство стабильности, аэродинамический момент T_t может удерживаться на кривой максимальной мощности в ответ на изменения ветра, если электромагнитный момент T_{em} управляется таким образом, чтобы следовать этой кривой. В самом деле, представим, что ветротурбина (ПСВ) работает в точке a кривой на рисунке 3.11б.

Когда значение скорости ветра увеличивается от V_{vl} до V_{v2} , рабочая точка становится b , а крутящий момент турбины становится T_{t_b} . Контроллер обеспечивает электромагнитный момент, соответствующий кривой максимальной мощности (точка c), который меньше, чем T_{t_b} . Это заставляет

скорость вращения турбины увеличиваться, пока она не достигнет точки равновесия c .

Когда турбина работает в точке максимальной мощности:

$$\lambda_{opt} = \frac{R\Omega_t}{V_v}, \quad C_p = C_{p_max} \quad \text{и} \quad C_t = C_{t_opt}$$

Аэродинамический момент, развиваемый турбиной, определяется следующим образом:

$$T_t = \rho H R^2 \frac{R^2 \Omega_t^2}{\lambda_{opt}^2} \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}}, \quad (3.15)$$

То есть,

$$T_t = \rho H \frac{R^4}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max} \Omega_t^2 = k_{opt_t} \Omega_t^2, \quad (3.16)$$

где

$$k_{opt_t} = \rho H \frac{R^4}{\lambda_{opt}^3} C_{p_max}$$

Это приводит к тому, что оптимальный крутящий момент развивается как квадратичная функция скорости ветровой турбины.

Более того, из уравнения (3.12), записанного в устойчивом состоянии,

$$\begin{aligned} 0 &= \frac{T_t}{N} - D_t \Omega_t N - K_{tm} (\Omega_{t_ar} - \Omega_m), \\ 0 &= T_{em} - D_m \Omega_m - K_{tm} (\Omega_m - \Omega_{t_ar}), \end{aligned} \quad (3.17)$$

где $\Omega_m = N\Omega_t$.

$$T_{em} = -\frac{T_t}{N} + (D_t + D_m) \Omega_m \quad (3.18)$$

Заменив T_t в уравнении (3.18) на выражение (3.16), имеем

$$T_{em} = -k_{opt} \Omega_m^2 + (D_t + D_m) \Omega_m, \quad (3.19)$$

где

$$k_{opt} = \rho H \frac{R^4}{\lambda_{opt}^3 N^3} C_{p_max} \quad (3.20)$$

Это последнее выражение приводит к регулятору, показанному на рисунке 3.12.

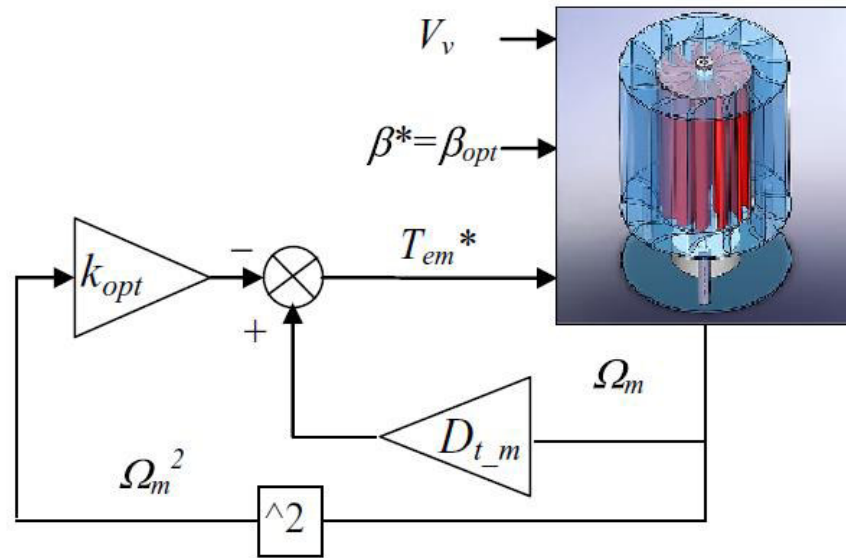


Рисунок 3.12 – Косвенное регулирование скорости ($D_{tm} = D_t + D_m$)

Как видно из уравнения (3.19), поведение скорости вращения Ω_t зависит от динамики механической муфты.

При использовании метода КРС поведение электромагнитного момента T_{em} и Ω_t одинаково, поскольку связь между Ω_t и T_{em} не имеет динамики. Электромагнитный момент не используется для увеличения динамики Ω_t , как это могло бы быть, если бы он был выходом регулятора. Таким образом, основным недостатком КРС является то, что динамика механической связи не гасится, что приводит к фиксированной мягкой реакции системы.

Прямой регулятор скорости. ПРС более точно отслеживает кривую максимальной мощности с более быстрой динамикой.

Зная определение отношения скорости вращения направляющих λ , оптимальную скорость вращения ветряной турбины (ПСВ) Ω_{t_opt} можно найти по скорости ветра (V_v). К сожалению, V_v не может быть измерена, поскольку это фиктивная скорость ветра; она не существует.

Тем не менее, оптимальное значение скорости вращения может быть получено из оценки аэродинамического момента. Наблюдатель, основанный на уравнении (3.12) и использующий такие величины, как электромагнитный момент T_{em} и скорость вращения турбины Ω_t , непосредственно связанные с измеренными сигналами, может быть легко разработан для оценки аэродинамического момента турбины T_{t_est} .

Таким образом, исходя из уравнения (3.16), в оптимальной рабочей точке:

$$\Omega_m^* = N \sqrt{\frac{T_{t_est}}{k_{opt_t}}} \quad (3.21)$$

После получения опорной скорости вращения регулятор управляет Ω_m , используя значение электромагнитного момента T_{em} . Схема ПРС показана на рисунке 3.13.

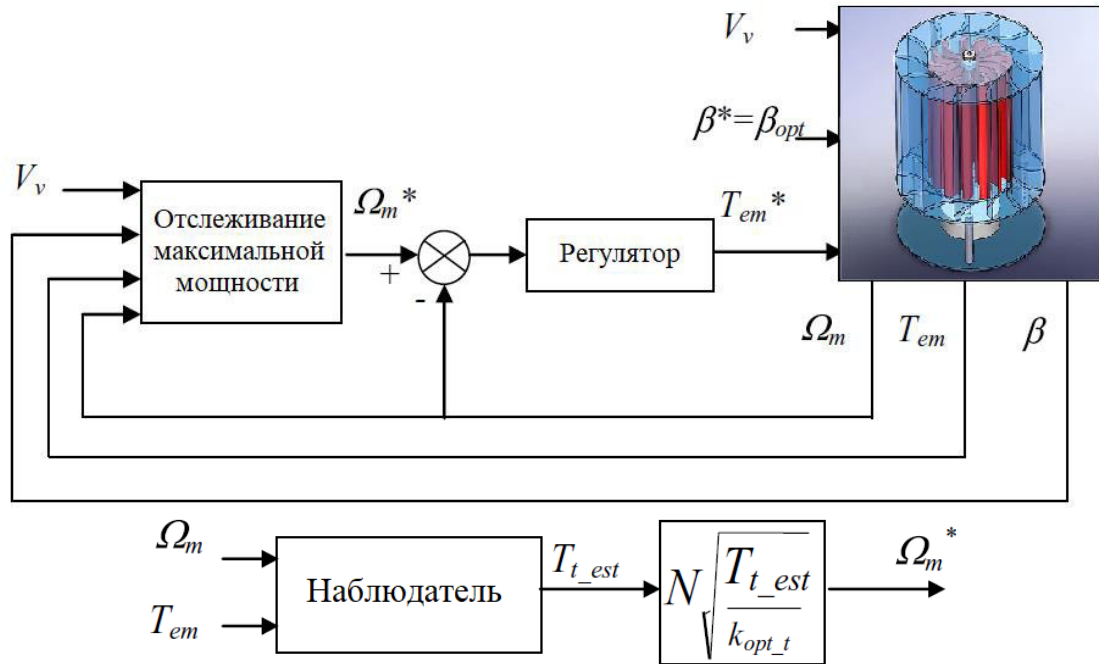


Рисунок 3.13 – Прямое регулирование скорости

3.2.4.4 Регион 4: Управление мощностью

Структура управления ветровой турбиной в этом регионе показана на рисунке 3.14 [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-490; 86, р. 25-95; 87, р. 452-455; 88, р. 8-73; 89, р. 37-140]. Здесь электромагнитный момент поддерживается постоянным на номинальном значении. Большая часть вырабатываемой электроэнергии приходится на статор, то есть на электромагнитный момент, создаваемый электрическими пульсациями статора w_s , такая структура приводит к правильному регулированию электроэнергии. Поэтому при такой конфигурации эмиссия фликера (колебания) низкая.

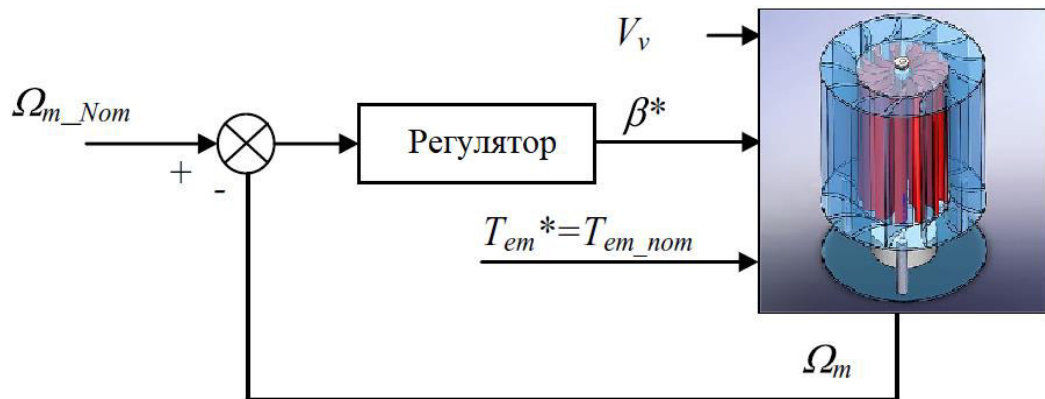


Рисунок 3.14 – Регулирование мощности в регионе 4: β управляет Ω_m при постоянном номинальном значении T_{em_nom}

Однако электромагнитный момент не способствует регулированию скорости вращения и является недостатком так, как T_{em} постоянна, механическая связь при низком фундаментальном резонансе и гибкости этой связи не может быть сброшена.

3.2.5 Электрическая система ветряной турбины с переменной скоростью вращения

До середины 1990-х годов большинство установленных ветряных турбин были турбинами с фиксированной скоростью, основанными на асинхронных машинах с короткозамкнутым ротором, непосредственно подключенных к сети, и генерация всегда осуществлялась на постоянной скорости [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-490; 86, р. 25-95; 88, р. 8-73].

Сегодня большинство установленных ветряных турбин – это турбины с переменной скоростью, основанные на асинхронных генераторах с двойным питанием (АГДП), которые делят рынок с синхронными генераторами с фазным ротором (СГФР) и новыми поступлениями, основанными на синхронных генераторах с постоянными магнитами (СГПМ). Все эти варианты генераторов позволяют осуществлять генерацию с переменной скоростью.

В этом разделе кратко описаны системы генерации с переменной скоростью. Если рассматривать генератор, используемый в системе генерации ветряной турбины, то основные топологии ветряных турбин с переменной скоростью можно разделить на три различные категории.

3.2.5.1 Решения для асинхронных генераторов с двойным питанием

Асинхронный генератор с двойным питанием уже много лет используется в приводах с регулируемой скоростью [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-490; 86, р. 25-95; 88, р. 8-73; 89, р. 37-140]. Статор подключен непосредственно к сети, а ротор питается от двунаправленного преобразователя, который также подключен к сети, показан на рисунке 3.15.

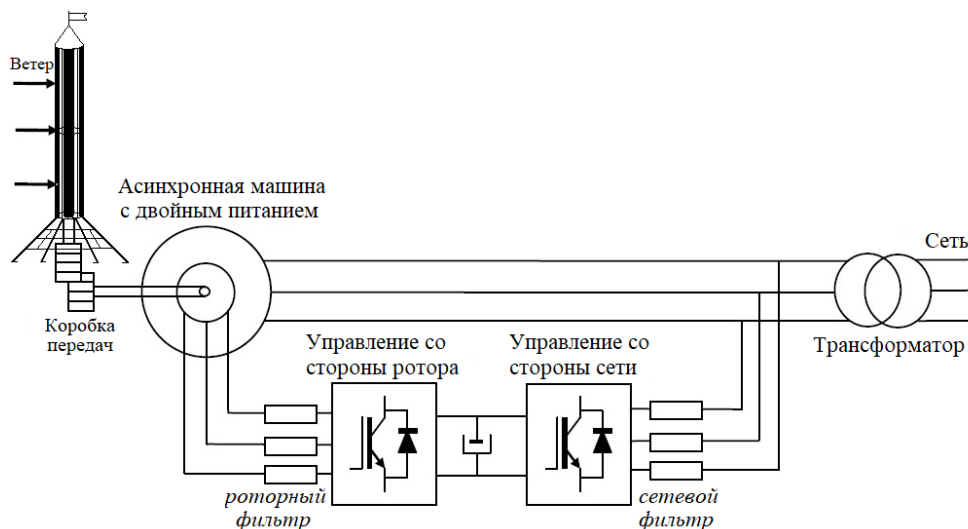


Рисунок 3.15 – Ветряная турбина на основе асинхронной машины с двойным питанием

Используя методы векторного управления, двунаправленный преобразователь обеспечивает выработку энергии при номинальной частоте сети и номинальном напряжении сети независимо от скорости вращения ротора. Основная задача преобразователя – компенсировать разницу между скоростью ротора и синхронной скоростью с помощью регулирования скольжения.

Основные характеристики могут быть обобщены следующим образом:

- ограниченный диапазон рабочей скорости (от -30% до +20%);
- малогабаритный силовой электронный преобразователь (снижение потерь мощности и цены);
- полный контроль активной мощности и реактивной мощности, обмениваемой с сетью;
- необходимость использования контактных колец (щеточные элементы);
- необходимость в редукторе (обычно трехступенчатом).

3.2.5.2 Редукторы с полным преобразовательным механизмом

Полный преобразователь с редуктором используется с синхронным генератором с постоянными магнитами (СПМ) и асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором (АГКР). Используя методы векторного управления, двунаправленный преобразователь обеспечивает выработку энергии при номинальной частоте сети и номинальном напряжении сети независимо от скорости вращения ротора [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-351; 83, р. 10-62; 84, р. 131-350; 86, р. 107-286; 87, р. 452-456; 88, р. 8-73; 89, р. 37-140].

В асинхронном генераторе с короткозамкнутым ротором (АГКР) используется трехступенчатая коробка передач для соединения низкоскоростного вала с высокоскоростным валом. Хотя сегодня в синхронном генераторе с постоянными магнитами (СПМ) также используется двухступенчатый редуктор, с целью, чтобы уменьшить редуктор с двух ступеней до одной, поскольку номинальная скорость машины - средняя.

Асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором имеет следующие основные характеристики (рисунок 3.16):

- полный рабочий диапазон частоты вращения;
- отсутствие щеток на генераторе (уменьшение объема технического обслуживания);
- полномасштабный силовой электронный преобразователь;
- полный контроль активной мощности и реактивной мощности, обмениваемой с сетью;
- необходимость в редукторе (обычно трехступенчатом).

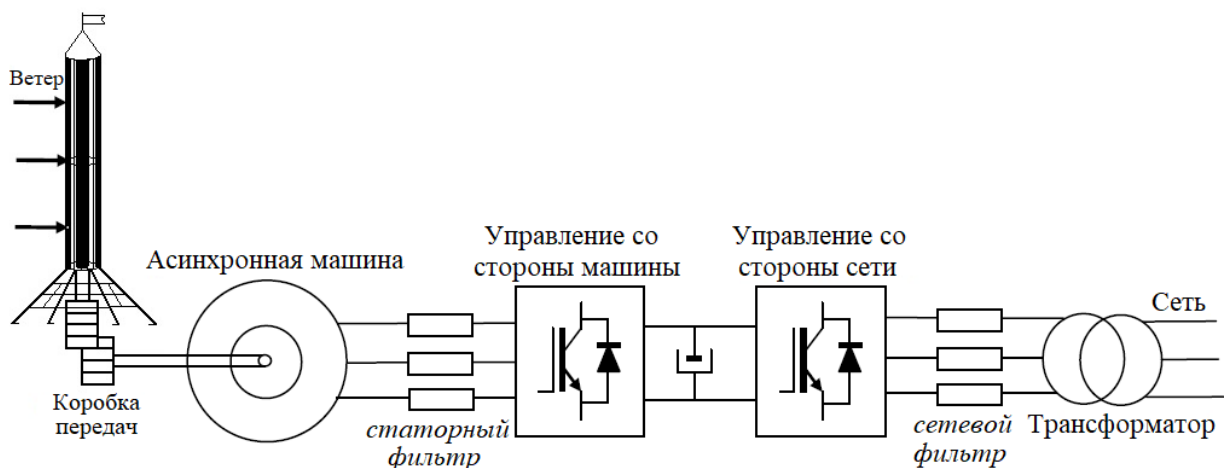


Рисунок 3.16 – Ветряная турбина на базе асинхронной машины с короткозамкнутым ротором (АМКР)

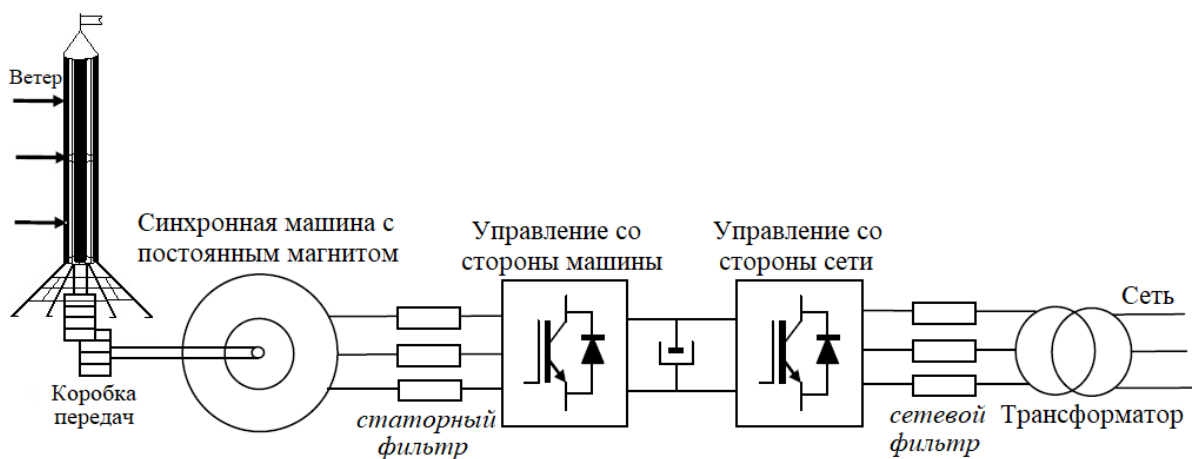


Рисунок 3.17 – Ветряная турбина на базе синхронной машины с постоянными магнитами (СМПМ)

Синхронный генератор с постоянными магнитами имеет следующие основные характеристики (рисунок 3.17):

- отсутствие щеток на генераторе (уменьшение объема технического обслуживания);
- полный рабочий диапазон частоты вращения;
- полномасштабный силовой электронный преобразователь;
- полный контроль активной мощности и реактивной мощности, обмениваемой с сетью;
- возможность обойтись без редуктора;
- многополюсный генератор;
- постоянные магниты требуются в больших количествах;
- необходимость в редукторе (обычно одно- или двухступенчатом);

3.2.5.3 Решения для прямого привода с полным преобразователем

На рынке предлагаются два решения:

- многополюсный генератор на постоянных магнитах (МПМ);

– многополюсный синхронный генератор с фазным ротором (МСГФР).

Многополюсный генератор на постоянных магнитах позволяет соединить ось машины непосредственно с ротором ветровой турбины. Используя методы векторного управления, двунаправленный преобразователь обеспечивает выработку энергии при номинальной частоте сети и номинальном напряжении сети независимо от скорости вращения ротора [77, р. 16-25; 78, р. 7 1-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 82, р. 161-351; 83, р. 10-62; 84, р. 131-350; 86, р. 107-286; 87, р. 452-456; 88, р. 8-73; 89, р. 37-140].

Самым большим недостатком этой технологии является размер двунаправленного преобразователя, который должен быть той же мощности, что и генератор. Кроме того, гармонические искажения, генерируемые преобразователем, должны быть устранены системой фильтров номинальной мощности. Преимуществом этой технологии является отказ от механического преобразователя (редукторной муфты), поскольку машина может работать на низкой скорости. Другим недостатком является то, что многополюсная машина требует повышенного числа полюсов, при этом размеры машины больше, чем у генераторов с редукторной муфтой, как показано на рисунке 3.18.

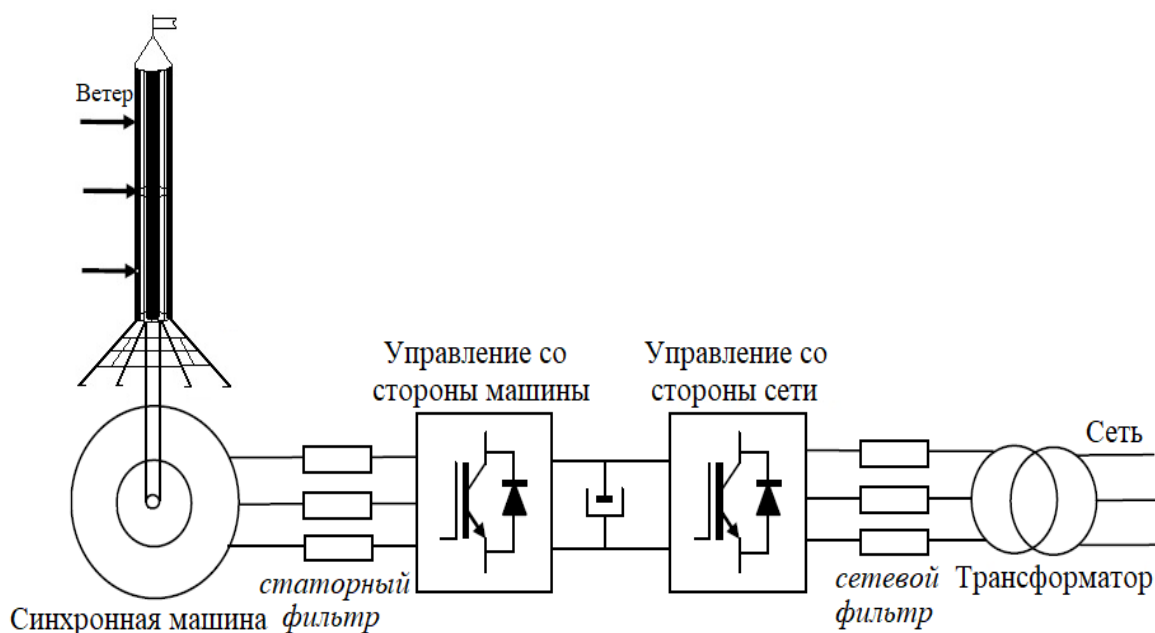


Рисунок 3.18 – Ветряная турбина с прямым приводом на базе синхронной машины

3.3 Система генерации энергии из ветра и электрическая конфигурация ветряной турбины с переменной скоростью вращения на основе асинхронной машины с двойным питанием

Конфигурация, принятая в данной диссертации, как показано на рисунке 3.19, соединяет статор непосредственно с сетью, а ротор питается от реверсивного преобразователя источника напряжения.

Обмотки статора питаются с постоянной частотой и постоянной амплитудой трехфазного напряжения, поскольку они напрямую подключены к сети.

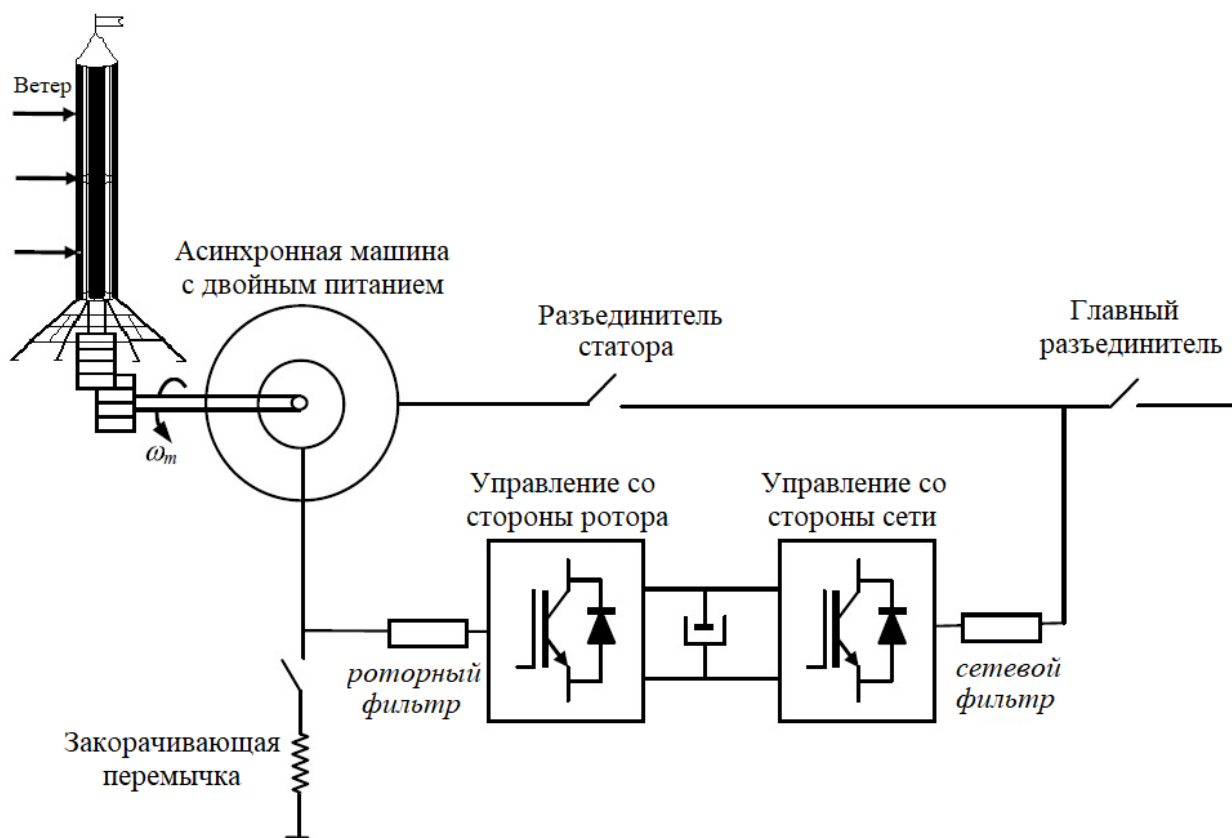


Рисунок 3.19 – Общая система питания асинхронной машины с двойным питанием

Обмотки ротора питаются от преобразователя силовой электроники, способного питать асинхронную машину с двойным питанием переменным напряжением и частотой трехфазного напряжения.

Такая конфигурация особенно привлекательна, поскольку позволяет силовому электронному преобразователю обрабатывать около 30% генерируемой мощности, значительно снижая стоимость и эффективность по сравнению с топологиями на основе полного преобразователя.

В следующих подразделах кратко описаны основные компоненты электрической системы.

3.3.1 Генератор

Асинхронная машина с двойным питанием (АМДП), асинхронный генератор с двойным питанием (АГДП) или асинхронный генератор с фазным ротором (АГФР) – это общие термины, используемые для описания электрической машины со следующими характеристиками [77, р. 16-25; 78, р. 71-168; 79, р. 81-113; 80, р. 357-387; 84, р. 131-350; 86, р. 107-286; 89, р. 37-140]:

1. Цилиндрический статор, имеющий во внутренней поверхности набор пазов (обычно 36-48), в которых расположены три фазные обмотки, создающие в воздушном зазоре магнитное поле с двумя или тремя парами полюсов.

2. Цилиндрический ротор, имеющий во внешней грани набор пазов, в которых расположены трехфазные обмотки, создающие магнитное поле в воздушном зазоре той же пары полюсов, что и у статора.

3. Магнитное поле, создаваемое обмотками статора и ротора, должно вращаться с одинаковой скоростью, но фазы сдвигаются на несколько градусов в зависимости от крутящего момента, создаваемого машиной.

4. Поскольку ротор является вращающейся частью машины, для его питания необходимо иметь три контактных кольца. Узел контактных колец требует технического обслуживания и ставит под угрозу надежность, стоимость и эффективность системы. На рисунке 3.20 показано изображение машины.

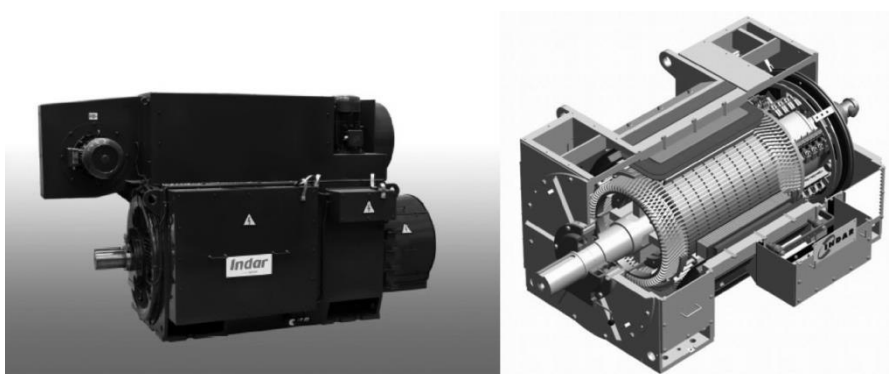


Рисунок 3.20 – Изображение машины, представление компонентов АГДП

С точки зрения ветровой турбины с переменной скоростью (ПСВ), требуется несколько характеристик:

- обмотки статора рассчитаны на низкий уровень напряжения (400, 690, 900 В) у большинства производителей, за исключением компании Acciona, которая использует обмотки среднего напряжения (12 кВ) с целью уменьшения размеров входного трансформатора;

- обмотки ротора рассчитаны на обмотки среднего напряжения с целью согласования номинального напряжения преобразователя с напряжением ротора при максимальной скорости (скольжении). Например, для машины с номинальным напряжением статора и ротора 690 В при максимальном скольжении 33% максимальное напряжение ротора составит 0,33 от номинального напряжения ротора, т.е. 228 В. Если обмотка ротора рассчитана на напряжение 2090,9 вольт ($690/0,33$), максимальное напряжение составит 690 В, то есть максимальное доступное напряжение для транзисторного преобразователя, подключенного к сети 690 В. Можно обратить внимание, что в более старых машинах напряжение ротора составляло 420 В, чтобы снизить уровень напряжения силового преобразователя;

- количество пар полюсов в настоящее время выбрано равным двум. Это подразумевает синхронную скорость 1500 об/мин для частоты сети 50 Гц и типичный диапазон скоростей от 1000 до 2000 об/мин примерно. Некоторые производители выбирают три пары полюсов, чтобы минимизировать механические усилия или использовать более дешевый преобразователь. Это подразумевает синхронную скорость 1000 об/мин, а типичный диапазон

скоростей от 750 до 1250 об/мин приблизительно для четырехквadrантного преобразователя;

- рабочий диапазон скоростей составляет от 900 до 2000 об/мин, с максимальным превышением скорости до 2200 об/мин для машин с двумя парами полюсов;

- машина имеет принудительное воздушное или водяное охлаждение, в корпусе необходим теплообменник вода-воздух.

3.3.2 Реверсивный силовой электронный преобразователь

Активная мощность и реактивная мощность крутящего момента генератора через ротор и статор регулируются путем настройки амплитуды, фазы и частоты напряжения, вводимого в ротор.

Большинство производителей регулируют синхронную скорость так, чтобы она находилась в середине диапазона переменной скорости (1500 об/мин для двухполюсных генераторов в ветровых турбинах с диапазоном переменной скорости от 1000 до 2000 об/мин), что означает, что машина, работающая на подсинхронных и гиперсинхронных скоростях с положительными и отрицательными крутящими моментами, должна питаться от четырехквadrантного силового электронного преобразователя.

Стандартный силовой электронный преобразователь, используемый в этой работе, представляет собой преобразователь, состоящий из двух трехфазных инверторов, имеющих общую шину постоянного тока. В настоящее время большинство производителей используют двухуровневые преобразователи со стандартными IGBT-транзисторами, чтобы снизить стоимость ветряных турбин [90-100].

Эти два преобразователя имеют две степени свободы, которые можно использовать по-разному:

- преобразователь со стороны ротора (ПСР) и фильтр генерируют трехфазное напряжение с переменной амплитудой и частотой для управления крутящим моментом генератора и реактивной мощностью, обмениваемой между статором и сетью. Следует помнить о двух основных понятиях по стратегии управления роторным преобразователем;

- частота напряжения ротора будет разностью между частотой статора и механической скоростью в электрических радианах;

- амплитуда напряжения ротора (для машины с отношением витков равным 1, одинаковым номинальным напряжением статора и ротора) будет равна номинальному напряжению, умноженному на скольжение;

- преобразователь со стороны сети (ПСС) и фильтр обмениваются с сетью активной мощностью, отбираемой или вводимой преобразователем от ротора. Выходная частота будет постоянной, но выходное напряжение будет меняться, чтобы изменить обмен активной и реактивной мощностью. Активная мощность косвенно регулируется с помощью контроллера шины постоянного тока, а реактивная мощность – с помощью регулятора.

Размер (номинальный ток) обоих преобразователей различен в зависимости от выбранной стратегии намагничивания машины:

1. Если машина намагничивается от ротора, то ПСР должен быть рассчитан на передачу квадратурной составляющей момента и постоянного тока намагничивания (около 30% от номинального тока машины). ПСС должен обеспечивать только активную составляющую тока мощности.

2. Если машина намагничивается от статора, то ПСР должен быть рассчитан на передачу квадратурной составляющей момента. ПСС должен обеспечивать только ток активной мощности и ток реактивной мощности.

Типичные характеристики этих преобразователей следующие:

1. Векторное управление или прямое управление моментом (ПУМ) для управления генератором и преобразователем сети; управление активной и реактивной мощностью; поддержка сетевых стандартов.

2. Двухуровневый, трехфазный преобразователь с IGBT транзисторами, с частотой переключения 2,5-5 кГц.

3. LCL фильтр для ПСС, и dv/dt фильтр для ПСР.

4. Номинальная мощность: от 500 до 2500 кВА.

5. Номинальное напряжение 690 В, от +10% до -15%.

6. Номинальное напряжение шины постоянного тока 1000 В.

7. Очень низкий уровень общих гармонических искажений ($THD < 3\%$).

8. Воздушное или водяное охлаждение.



Рисунок 3.21 – Двухуровневый преобразователь напряжения на основе IGBT транзисторов для ветряных турбин на базе АМДП, 690 В

На рисунке 3.21 показан пример преобразователя [92, р. 231-240; 93, р. 87-152; 94, р. 36-115; 95, р. 99-435; 98, р. 199-209; 100, р. 107-156].

3.3.3 Защитные приспособления для ВЭУ

Когда в сети происходит провал напряжения, возникают переходные процессы тока в обмотках статора (из-за прямого соединения статора с сетью) и преобразователя со стороны сети. Следовательно, эти два поведения совершенно различны:

– в большинстве случаев преобразователь со стороны сети не теряет контроль над током;

– возмущения статора передаются на ротор, вызывая неконтролируемые токи, которые могут привести к повреждению роторного преобразователя из-за

сверхтоков и перенапряжения звена постоянного тока. Часто наблюдается высокий коэффициент трансформации между обмотками статора и ротора; таким образом, роторный преобразователь имеет ограниченный контроль над генератором [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 88, р. 25-41; 89, р. 57-137].

Для защиты системы управления со стороны ротора, к ротору подключается цепь под названием «закорачивающая перемычка». Устройство предотвращает превышение максимального значения напряжения на шине, когда управление со стороны ротора теряет контроль над током, обеспечивая путь для токов ротора. Устройство замыкает ротор, и машина работает как машина с короткозамкнутым ротором, как показано на рисунке 3.19 [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 88, р. 25-41; 89, р. 57-137].

Преобразователь мощности закорачивающей перемычки может быть реализован с несколькими силовыми структурами. Проанализируем две конфигурации, которые позволяют использование пассивной и активной закорачивающей перемычки. Обе схемы выпрямляют ток ротора и закорачивают ротор с помощью сопротивления. Пассивная закорачивающая перемычка выполнена на тиристоре и позволяет замыкать цепь, но не позволяет ей размыкаться до тех пор, пока ток закорачивающей перемычки не будет погашен. Активная закорачивающая перемычка построена на базе IGBT транзисторов и позволяет размыкать цепь при принудительной коммутации.

Система управления закорачивающей перемычкой может быть реализована различными способами в зависимости от структуры силового преобразователя и желаемых характеристик. После провала напряжения регуляторы тока ротора теряют контроль, и поток энергии от статора к ротору заряжает конденсатор шины. Чтобы напряжение на шине не достигло пределов преобразователя, необходимо прервать этот поток энергии, и самым простым методом является короткое замыкание ротора, когда напряжение на шине достигает предельного значения.

При пассивном управлении закорачивающая перемычка действует как система защиты; время, необходимое для размыкания выключателя статора, составляет приблизительно 100 миллисекунд, что в конечном итоге приводит к отключению ветровой турбины. Когда цель управления состоит в том, чтобы ветряная турбина оставалась подключенной к сети во время сбоя, необходимо контролировать напряжение на шинах. Простейший метод заключается в сравнении напряжения на шине с его максимальным и нормальным эталонными значениями и, в зависимости от этого сравнения, поддержании цепи закорачивающей перемычки открытой или закрытой. Этот метод называется активным управлением закорачивающей перемычкой. Динамика нагрузки конденсатора шины определяется потоком энергии ротор-шина, а разрядка определяется мощностью инвертора со стороны сети (поток энергии от шины к сети).

3.3.4 Трансформатор

Как правило, выходное напряжение ветровой турбины не рассчитано на работу в сетях низкого или среднего напряжения, и для адаптации напряжения турбины к точке соединения необходим трансформатор.

Существует несколько способов подключения статора и транзисторного преобразователя к сети [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 88, р. 25-41; 89, р. 57-137]:

- если напряжение статора и транзисторного преобразователя одинаково (обычно 690 В переменного тока), используется один трансформатор, рассчитанный на полную мощность, с первичной обмоткой среднего напряжения в несколько киловольт (10-30 кВ) и вторичной обмоткой низкого напряжения;

- если напряжение статора находится в диапазоне среднего напряжения, используется один трансформатор, рассчитанный на мощность ротора. В этом случае напряжение статора напрямую подключается к распределительной сети среднего напряжения или к сети среднего напряжения ветропарка;

- если напряжения статора и транзисторного преобразователя находятся в диапазоне низких напряжений, но различны, используются две вторичные обмотки.

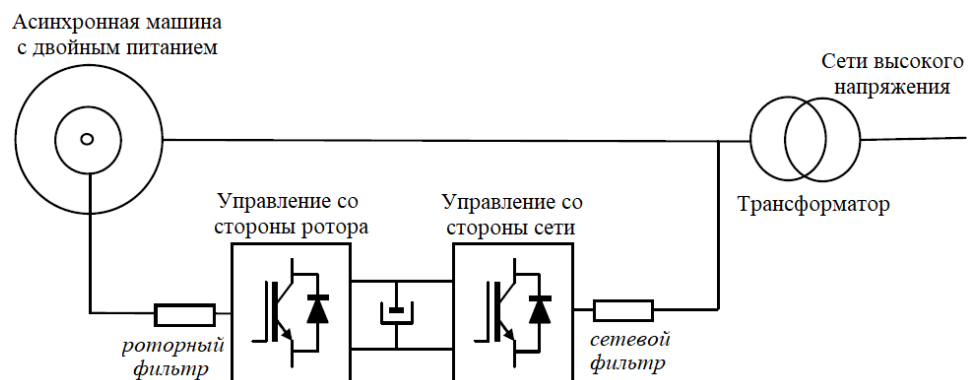


Рисунок 3.22 – Соединение трансформатора

Все три конфигурации трансформатора имеют свои преимущества, и основные преимущества и недостатки приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнение топологий трансформаторов

Вариант	Преимущества	Недостатки
1	2	3
a	- одна одиночная вторичная обмотка; - первичная обмотка среднего напряжения может быть адаптирована к различным сетям среднего напряжения.	- трансформатор полной мощности
b	- трансформатор рассчитан на 30% от мощности ветряной турбины; - меньше потерь в трансформаторе;	- сопротивление утечки трансформатора ограничивает ток короткого замыкания;

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3
	- электрическая конструкция статора.	- среднее напряжение сети должна соответствовать среднему напряжению статора; - вопросы безопасности, так как средний диапазон напряжения означает больше курсов повышения квалификации для обслуживающего персонала
с	- напряжение статора и силовая электроника могут быть спроектированы с различными уровнями напряжения.	- трансформатор стоит дороже

Наиболее распространенными технологиями, используемыми для этих трансформаторов, являются литые смолы, когда они используются с ветряной турбиной [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 88, р. 25-41; 89, р. 57-137].

3.4 Электрическая конфигурация ветропарка

Первые коммерческие ветряные турбины были установлены в виде отдельных агрегатов на фермах или в небольших деревнях в Дании и Германии и были подключены непосредственно к распределительной сети низкого напряжения. Благодаря финансовой поддержке правительства, датские фермеры нашли в ветроэнергетике новый доход, который улучшает и без того сложное экономическое положение сельского хозяйства [68].

Увеличение мощности турбин и их подключение к распределительным сетям среднего напряжения вызвало необходимость включения в турбину трансформатора для подключения ее к распределительным сетям среднего напряжения (номиналом 10-33 кВ). В первых ветровых турбинах этот трансформатор, а также выключатель и система защиты располагались в укрытиях рядом с ветровой турбиной и были общими для нескольких ветровых турбин.

Как только ветровая технология приобретет необходимое развитие, а правительства примут «зеленую» политику в отношении генераторов возобновляемой энергии, появятся ветроэнергетические системы коммунального масштаба. В настоящее время большинство ветряных турбин устанавливаются в группах, которые сейчас называют «ветряными фермами» или «ветряными парками».

Такие ветропарки напрямую подключаются к сетям электропередач или субпередач с помощью электрической подстанции, специально построенной для ветропарка.

Сбор электроэнергии с каждой из ветряных турбин в точке соединения с ветропарком может осуществляться различными способами, но наиболее стандартный из них показан на рисунке 3.23 [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195].

Ветряная электростанция состоит из следующих компонентов:

- подстанция;
- входной выключатель на стороне высокого напряжения трансформатора;
- трансформатор связи с сетью электропередач. Первичное напряжение варьируется в зависимости от стандартов каждой страны от 66 до 220 кВ. Вторичное напряжение будет варьироваться от 10 до 33 кВ;
- один выходной выключатель на стороне среднего напряжения трансформатора;
- статическая компенсация реактивной мощности (конденсаторные батареи и индукторы), подключенные с помощью выключателей среднего напряжения;
- динамическая компенсация реактивной мощности на основе статического компенсатора реактивной мощности (СКРМ) или статического синхронного компенсатора (СТАТКОМ), последняя подключается с помощью соединительного трансформатора;
- индуктор или трансформатор для ограничения токов повреждения;
- фидеры и цепи среднего напряжения для каждого турбинного кластера;
- ветровые турбины. В каждой ветровой турбине имеется выключатель среднего напряжения, трансформатор и два секционирующих устройства для размыкания входных и выходных цепей.

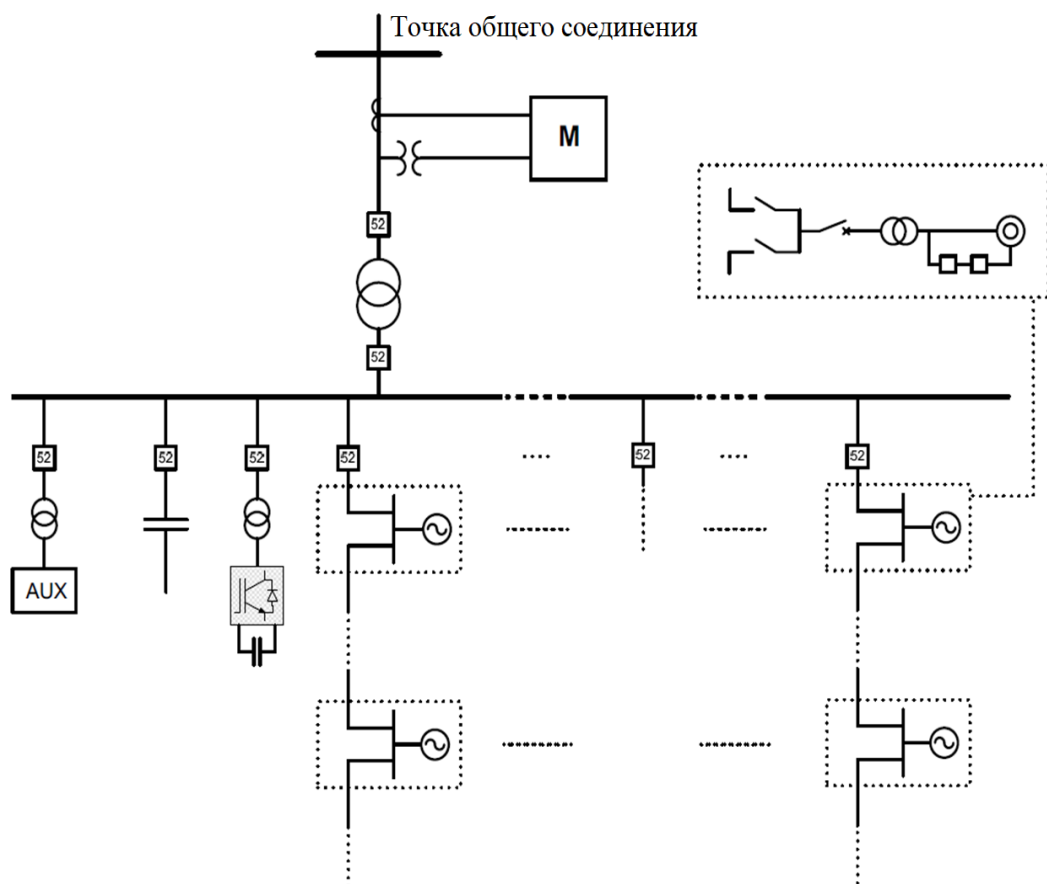


Рисунок 3.23 – Электрическая схема ветропарка, подключенного к сети электропередач

Внутри здания подстанции расположены электрические шкафы для защитных реле и системы измерения, связи и SCADA системы.

На рисунке 3.24 приведена SCADA система для визуализации ВЭК на Джунгарских воротах.

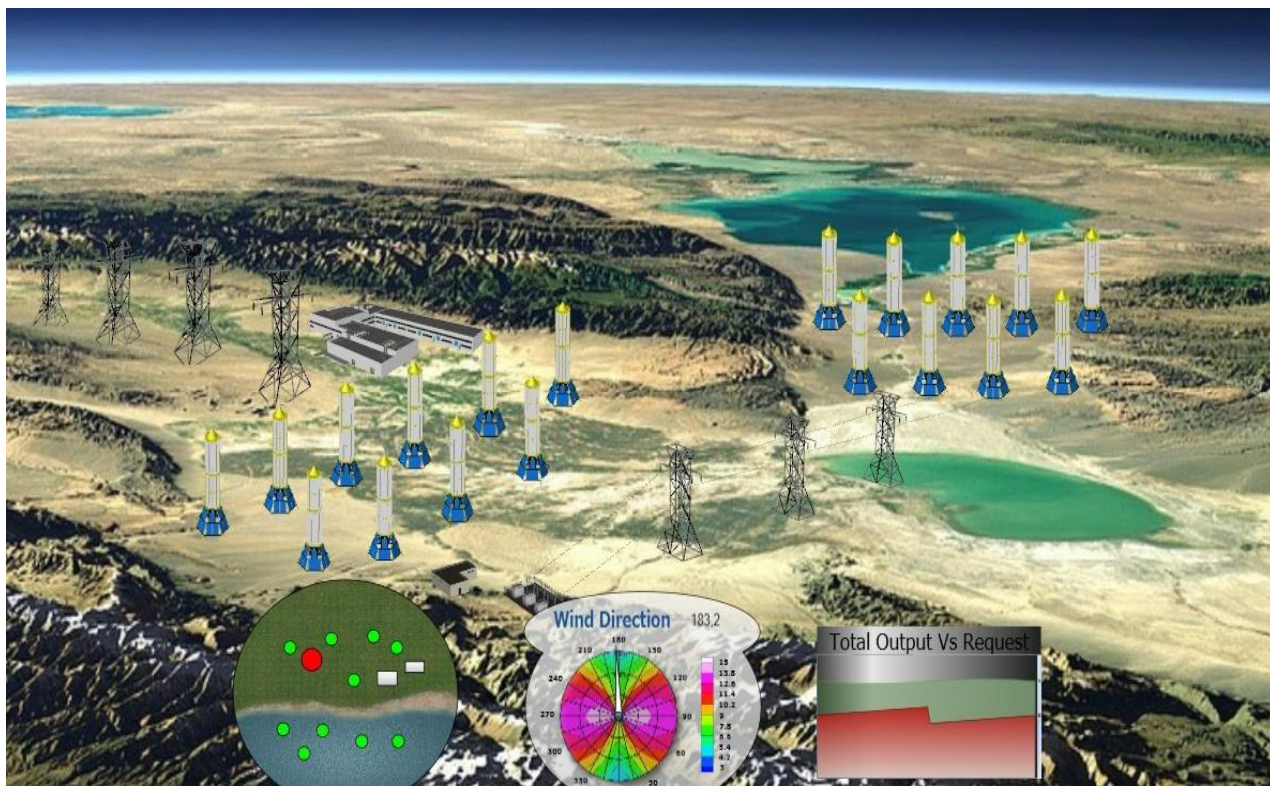


Рисунок 3.24 – SCADA система для визуализации ВЭК на Джунгарских воротах

С точки зрения интеграции ветряных турбин в сеть, электрическая схема ветропарка имеет большое значение, поскольку перебои в сети влияют на поведение турбин.

3.5 Структура управления комплексной системой выработки энергии

Современные ветряные электростанции должны эксплуатироваться как обычные электростанции в связи с политическим и институциональным соглашением по экологически чистой энергии после Киотского протокола [4; 5; 6, с. 185-210].

Эта ситуация привела к публикации технических документов (сетевых стандартов) для регулирования всех аспектов интеграции ветропарков в энергосистемы.

Сетевые стандарты – правила, которые устанавливают операторы систем транспортировки и операторы систем распределения – все больше и больше ограничиваются, в основном из-за увеличения проникновения этой технологии в структуру генерации.

Функции этой новой фигуры, названной менеджером точки подключения, в основном заключаются в том, чтобы отвечать за эксплуатацию и управление

всей энергией, собранной в этой точке, и быть единственным посредником с операторами транспортирующей системы.

В настоящее время современные ветряные турбины с переменной скоростью вращения будут способны обмениваться реактивной мощностью с сетью и снижать расход активной мощности за счет использования систем управления углом и динамического управления крутящим моментом электрогенератора [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 88, р. 25-41; 89, р. 57-137].

В этом сценарии контроллер ветропарка играет важную роль в управлении активной и реактивной мощностью, вводимой ветропарком в сеть в соответствии с рекомендациями и сигналами режима управления, полученными от операторов системы транспортировки или диспетчера точки подключения. Это дает ветропаркам возможность активно участвовать в решении задач управления сетью так же, как это делают обычные электростанции.

На рисунке 3.25 показано предложение общей стратегии управления, необходимой для безопасной работы сети с повышенным проникновением систем возобновляемой энергии.

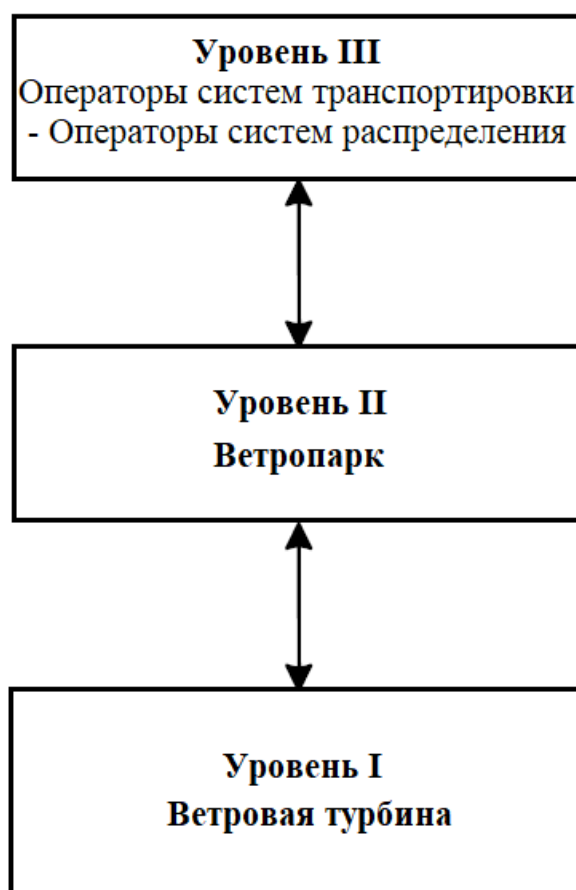


Рисунок 3.25 – Иерархическая структура управления для системы выработки энергии из ветра

На самом верху, центр управления операторов системы транспортировки или операторов распределительной системы связывается с контроллером

ветропарка и получает информацию о состоянии генерации и реактивной мощности генераторов, и отправляет ссылки на требования активно-реактивной мощности для эффективной работы сети и поддержания необходимого уровня безопасности. Система генерации энергии из ветра должна иметь такое же поведение, как и обычные электростанции.

3.5.1 Система управления ветропарком

Указания от операторов систем передачи-распределения поступают в управление ветропарком и определяют требования для каждой ветровой турбины и для статической компенсации реактивной мощности подстанции (конденсаторные батареи или индукторы); эти данные передаются по каналу связи в режиме реального времени [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 89, р. 57-137].

Общая схема этого уровня управления показана на рисунке 3.26. Цель централизованного управления должна заключаться в том, чтобы ветропарк вел себя как единое целое (как обычная электростанция).

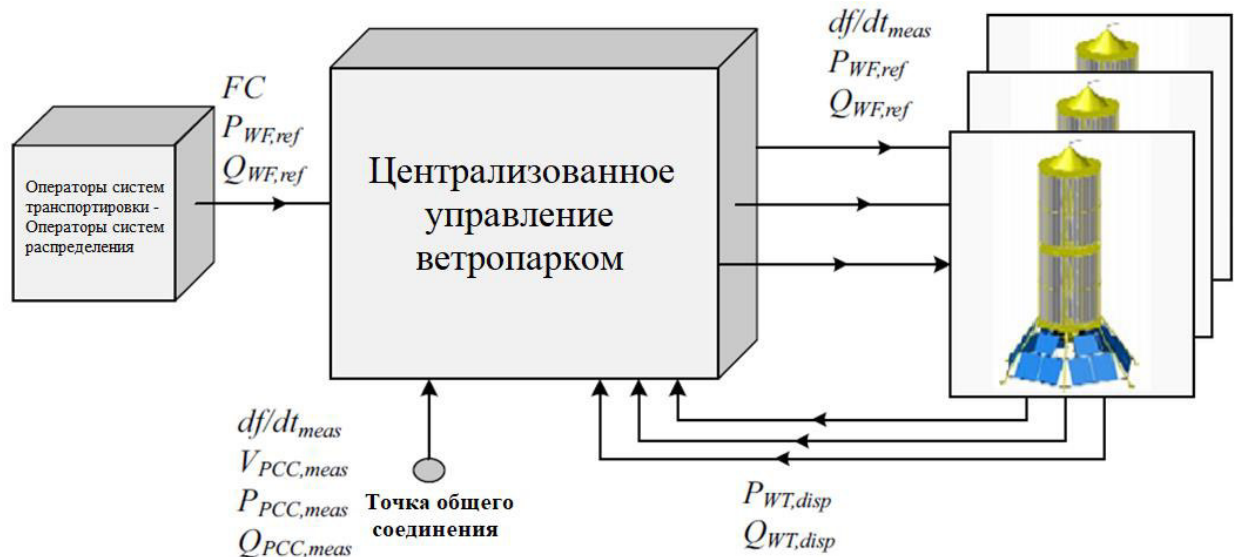
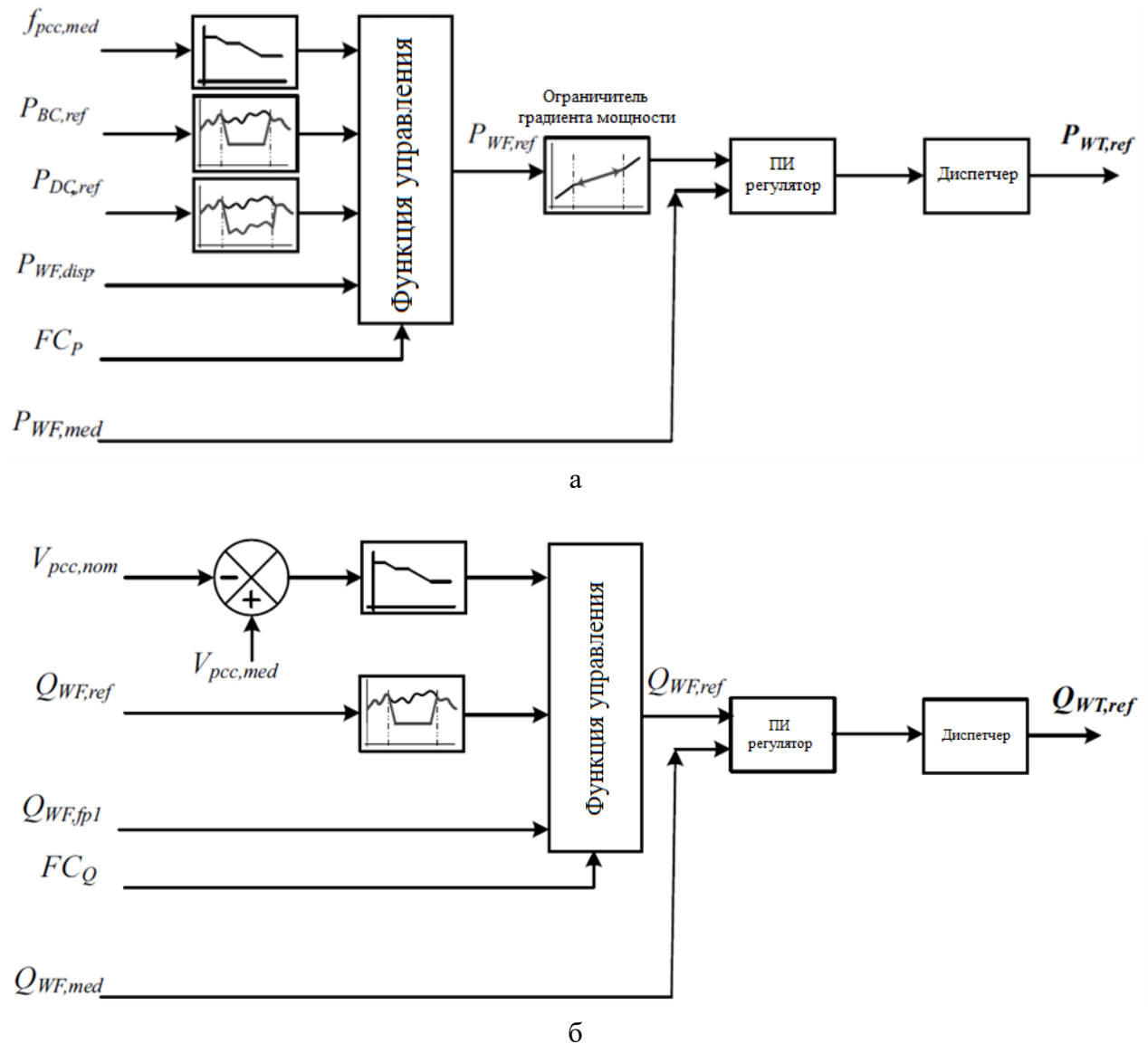


Рисунок 3.26 – Поток сигналов между оператором сети, системой управления ветропарком и ветровой турбиной

Входными данными будут указания системного оператора, измерения из точки общего соединения, а также состояние и доступная мощность каждой ветровой турбины.

Для реализации централизованного управления необходимо иметь эффективную связь между централизованным управлением ветропарка и каждой из ветровых турбин. Таким образом, в то время как каждая из ветровых турбин сообщает централизованному управлению ветровой электростанции активную и реактивную мощность, которую она может выдать в любой момент, централизованное управление ветровой электростанции должно обеспечить каждую из ветровых турбин эталонами активной и реактивной мощности.

Целью централизованного управления ветропарком является регулирование активной и реактивной мощности, вводимой в точку общей связи. На рисунке 3.27 показана структура управления и потоки сигналов между различными подсистемами [77, р. 29-39; 78, р. 9-169; 79, р. 55-170; 80, р. 319-387; 81, р. 49-115; 82, р. 161-351; 83, р. 25-55; 86, р. 53-195; 89, р. 57-137].



а – управление активной мощностью; б – управление реактивной мощностью

Рисунок 3.27 – Управление ветряной электростанцией

Система управления должна выполнять следующие задачи для активной мощности:

1. Оценить режим работы для управления активной мощностью: прием опорной или выдача всей доступной мощности, автоматическое регулирование частоты, дельта или балансное регулирование.
2. При необходимости ограничить отклонение генерации (ограничитель градиента мощности).
3. Регулировать активную мощность в точке общей связи.

4. Диспетчеризация опорной активной мощности ветровой турбины ($P_{ref}^{WT_i}$) в зависимости от опорной мощности ветропарка (P_{ref}^{WF}). Функция диспетчеризации может быть выполнена различными способами, например, как функция доступной мощности ($P_{disp}^{WT_i}$) каждой ветровой турбины:

$$P_{ref}^{WT_i} = \frac{P_{disp}^{WT_i}}{P_{disp}^{WF}} P_{ref}^{WF}$$

где

$$P_{disp}^{WF} = \sum_{i=1}^n P_{disp}^{WT_i}$$

Другой вариант – отправить ссылку на ветропарк (на единицу) всем ветрогенераторам, и каждый из них переведет ссылку в доступную мощность ветрогенератора.

Система управления должна выполнять следующие задачи для реактивной мощности:

1. Оценить режим работы для управления реактивной мощностью: получение эталона или выдача всей доступной мощности, автоматическое регулирование напряжения, управление реактивной мощностью.

2. Регулировать реактивную мощность в точке общей связи.

3. Диспетчеризация опорной мощности ветровой турбины ($Q_{ref}^{WT_i}$) как функции опорной мощности ветропарка (Q_{ref}^{WF}). Функция диспетчеризации может быть выполнена различными способами, например, как функция доступной мощности ($Q_{disp}^{WT_i}$) каждой ветровой турбины:

$$Q_{ref}^{WT_i} = \frac{Q_{disp}^{WT_i}}{Q_{disp}^{WF}} Q_{ref}^{WF}$$

где

$$Q_{disp}^{WF} = \sum_{i=1}^n Q_{disp}^{WT_i}$$

3.5.2 Система управления ветровой турбиной

Общую стратегию управления ветровой турбиной с переменной скоростью можно разделить на три различных уровня управления, как показано на рисунке 3.28.

Уровень управления I регулирует поток мощности между сетью и электрогенератором.

Преобразователь со стороны ротора управляется таким образом, что обеспечивает независимое управление электромеханическим моментом генератора (иногда используется активная мощность статора, обе эти величины связаны напрямую посредством частоты статора) и реактивной мощностью статора.

Преобразователь на стороне сети обеспечивает раздельное управление активной и реактивной мощностью, протекающей между преобразователем и сетью. Активная мощность обменивается между ротором и шиной постоянного тока, и система управления рассчитывает активную мощность, которой обмениваются с сетью, чтобы поддерживать постоянное напряжение на шине постоянного тока.

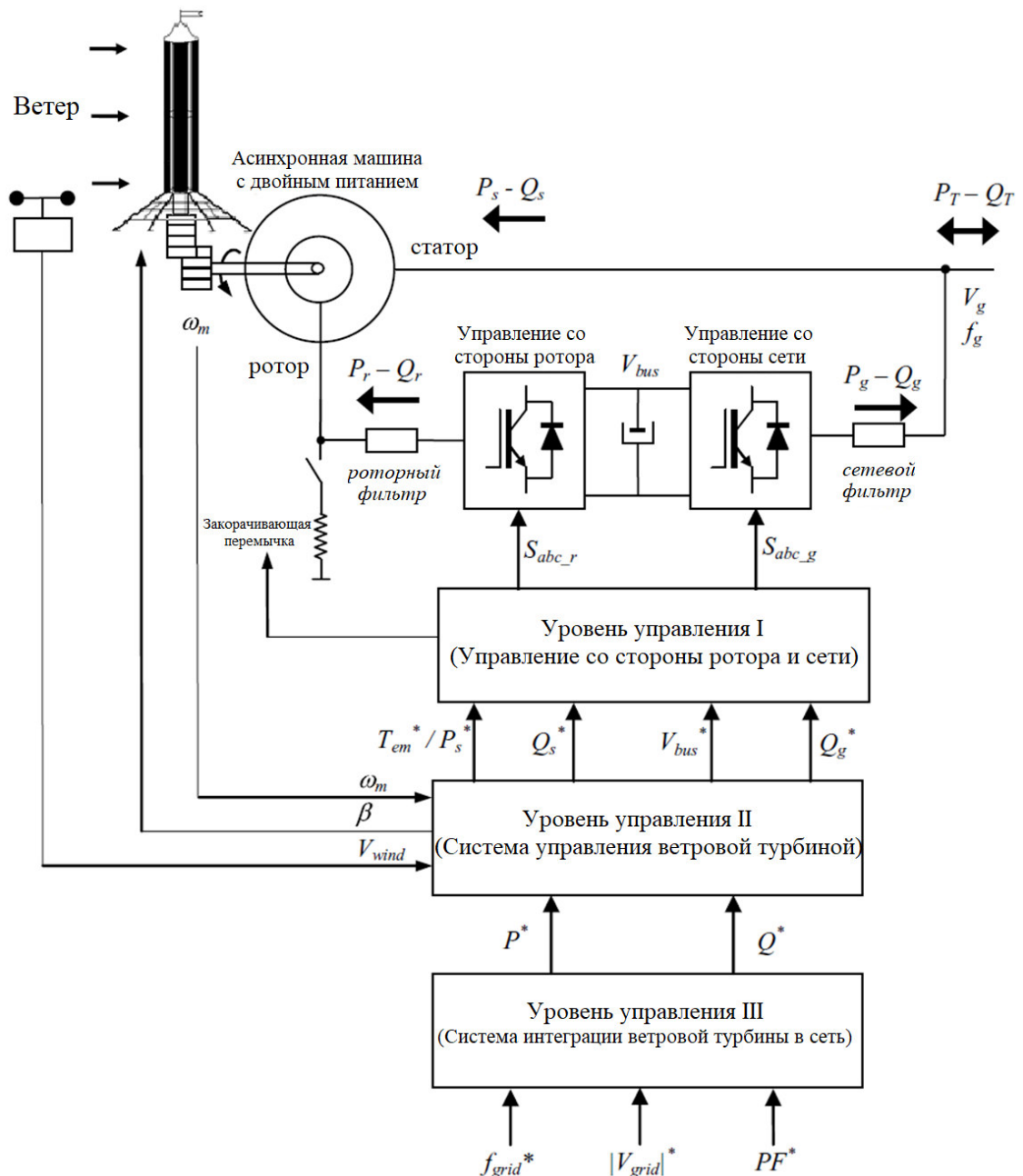


Рисунок 3.28 – Общая стратегия управления ветровой турбиной на основе асинхронной машины с двойным питанием

Закорачивающая перемычка защищает преобразователь со стороны ротора, когда происходит провал напряжения.

Уровень управления II отвечает за управление преобразованием энергии ветра в механическую энергию, то есть количеством энергии, извлекаемой из

ветра ротором ветровой турбины. Этот уровень управления рассчитывает задания для уровня управления I. Будет использоваться два основных режима работы:

1. Извлечение максимальной мощности из ветра, согласование крутящего момента (активной мощности статора) и угла продольного наклона (β), всегда удерживая ветряную турбину в пределах ограничений скорости.

2. Реагировать на задания активной и реактивной мощности с более высокого уровня управления. Это необходимо для обеспечения резервной мощности ветровой турбины.

Уровень управления III предназначен для интеграции ветровой турбины в сеть. Этот уровень управления выполняет те же функции, что и управление ветропарком:

1. Предоставление вспомогательных услуг: управление напряжением (V_{grid}) и частотой (f_{grid}) (характеристики спада) или инерционный отклик.

2. Реагировать на задания активной и реактивной мощности от оператора сети или централизованного управления ветропарком.

Выводы по третьему разделу

В третьем разделе разработана стратегия управления и математическая модель, в которой определены основные механизмы и узлы, необходимые для полноценной работы ВЭУ и их использования в моделировании.

Предлагаемая модель ветровой турбины состоит из следующих систем:

- разработанная аэродинамическая модель ветровой роторной турбины, оценивает крутящий момент турбины T_t как функцию скорости ветра V_b и угловой скорости турбины Ω_t ;

- система продольного наклона статора, оценивает динамику угла продольного наклона как функцию опорного угла продольного наклона ротора турбины β_{ref} ;

- механическая система, оценивает угловую скорость генератора и турбины (Ω_t и ω_m) как функцию крутящего момента турбины и крутящего момента генератора T_{em} ;

- учитывая все положительные характеристики, была определена эффективная электрическая машина. Для данной турбины выбран генератор двойного питания с независимым возбуждением, что особенно актуально для условий Джунгарских ворот, где отсутствуют постоянные источники питания. Преобразователи преобразуют крутящий момент генератора в ток сети, функционируя в соответствии с напряжением сети;

- система управления, оценивает крутящий момент генератора, угол продольного наклона и реактивную мощность в зависимости от скорости ветра и напряжения сети;

Также представлена система управления ветропарком (как единое целое с ВЭУ), где целью централизованного управления ветропарком является регулирование активной и реактивной мощности.

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ ИЗ ВЕТРА

Моделирование системы генерации энергии из ветра - это сложная задача, требующая знания нескольких областей науки, начиная с аэродинамических характеристик и завершая электрической машиной. На основе математических моделей разработанных в 3 разделе и данных, взятых из брошюр производителей и других специализированных источников, можно предложить некоторые параметры моделирования, которые представляют энергетическое поведение ветровой турбины и ее основную механическую и электрическую динамику. В этом разделе для моделирования выбрана ветровая турбина мощностью 2,4 МВт.

4.1 Моделирование ветровой турбины

Если обратить внимание, то информация, которую производители предоставляют в своих брошюрах, очень сдержанна. Цель данного раздела – предоставить некоторые основные цифры и идеи для моделирования ветровых турбин.

Типичные ветровые турбины имеют номинальную мощность от 1,5 до 3 МВт. Для моделирования, на основе реального объекта MITSUBISHI MWT-92, выбрана ветровая турбина выходной мощностью 2,4 МВт [90]. На основе данных, взятых из брошюр производителей и других специализированных источников, можно предложить некоторые параметры, которые представляют энергетическое поведение ветровых турбин и их основные механические и электрические динамики, которая представлена на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Кривая мощности ветровой турбины мощностью 2,4 МВт

Выбор ветровой турбины MITSUBISHI MWT-92 обосновывается следующими факторами [90]:

1. Компания широко известна в мировой арене и обладает значительным опытом в производстве аналогичных установок. Разработано несколько ветроэнергетических установок мощностью от 40 кВт до 2,4 МВт, использующих различные типы электрических машин.

2. Способность турбины адаптироваться к различным климатическим условиям, способность выдержать ураганные ветра.

3. В различных странах мира доступны сервисные услуги технического обслуживания.

4. Компания славится высокой надежностью своих продуктов.

5. Компания предлагает инновационные решения на основе технического анализа ветроэнергетических установок.

Определение размеров ветроэнергетических установок также представляет собой сложную задачу.

Необходимо учитывать два основных аспекта:

– аэродинамическое поведение ротора. В нашем случае необходимо определить основные, существенные параметры аналитических выражений в разделе 3.2;

– необходимо выбрать параметры стратегии управления ветровой турбиной, то есть максимальную и минимальную скорость турбины для номинальной скорости ветра и минимальной скорости ветра.

После определения энергетического поведения турбины можно переходить к определению размеров силовых электронных преобразователей.

4.1.1 Модель аэродинамической системы

Из брошюр производителей можно получить основные данные для турбины мощностью 2,4 МВт [90]:

– радиус (высота) направляющих находится в диапазоне 40-45 метров, в зависимости от класса ветровой турбины;

– номинальная мощность извлекается при скорости ветра от 11 до 13 м/с;

– скорость вращения ротора (низкоскоростная ось) находится в диапазоне от 8,5 до 20 об/мин;

– передаточное число редуктора составляет около 100 для двухполусного генератора и сети 50 Гц.

Аэродинамическое поведение ротора турбины является более сложным, поскольку это один из факторов различия между производителями, которые указывают информацию о коэффициенте мощности своей турбины. В этом смысле единственной доступной информацией является типичная кривая зависимости мощности от скорости ветра.

В таблице 4.1 приведены выбранные параметры для определения размеров ветровых турбин.

Таблица 4.1 – Параметры ветровых турбин

Параметр	Значение	Единица
Радиус (высота)	42	м
Номинальная скорость ветра	12,5	м/с
Коэффициент переменной скорости (минимальная-максимальная скорость турбины)	9-18	об/мин
Оптимальное соотношение скорости вращения направляющих λ_{opt}	7,2	-
Максимальный коэффициент мощности $C_{p\ max}$	0,44	-
Плотность воздуха ρ	1,1225	кг/м ³

Можно скорректировать коэффициенты уравнения (3.7) для ветровых турбин мощностью 2 МВт. Следующее выражение показывает численный результат:

$$C_p = 0.46 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) (e^{-18.4/\lambda_i}), \quad (4.1)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}.$$

На рисунке 4.2 показан график коэффициента мощности в зависимости от отношения скорости вращения направляющих для уравнения (3.7), можно заметить, что максимальный коэффициент мощности составляет 0,44, а оптимальное отношение скорости вращения направляющих – 7,2.

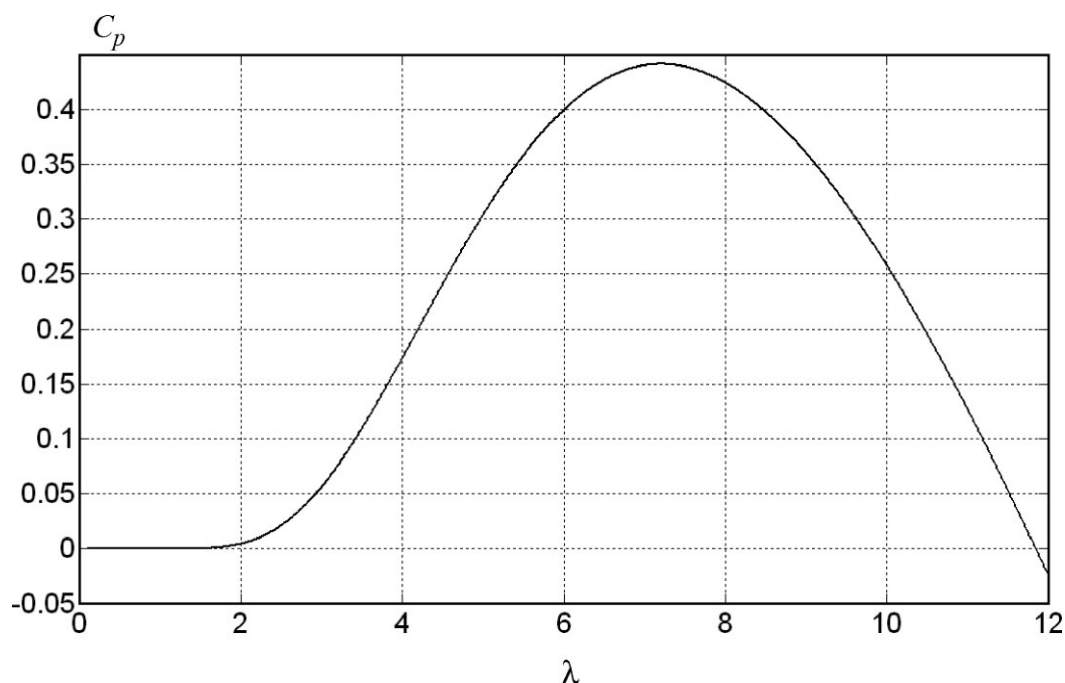


Рисунок 4.2 – Коэффициент мощности в зависимости от соотношения скорости вращения направляющих ротора турбины

Кривые мощности в зависимости от скорости ветра показаны на рисунке 4.3, вместе с типичными пределами скорости (9 и 18 об/мин) и номинальной мощностью (2,4 МВт).

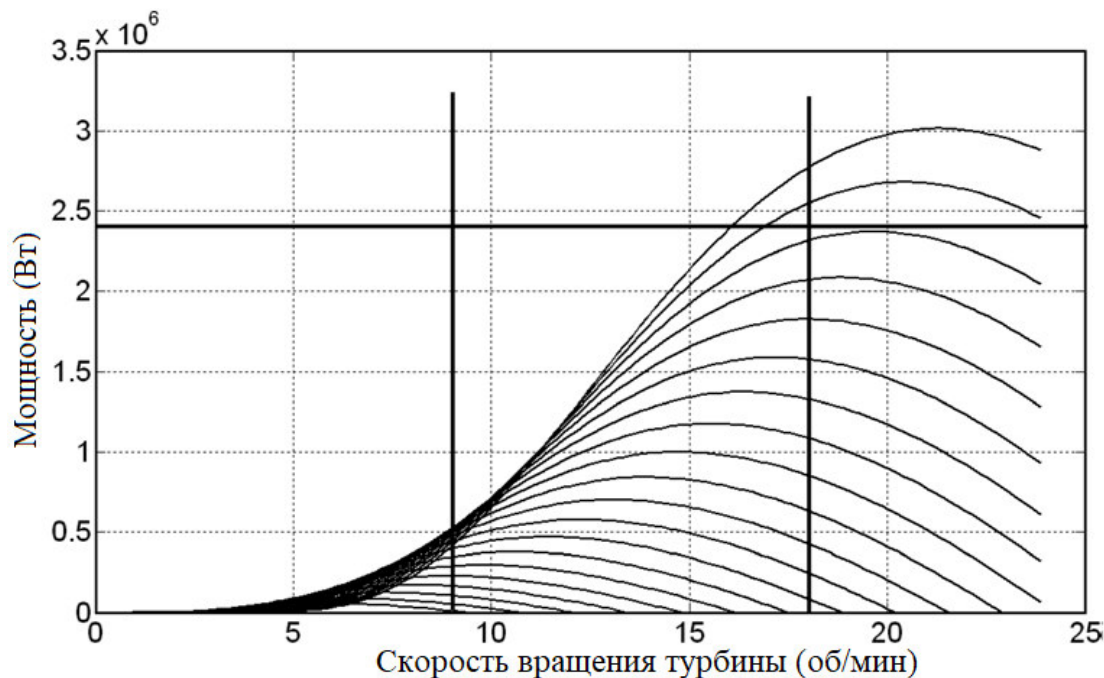


Рисунок 4.3 – Зависимость мощности от отношения скорости вращения турбины для скоростей ветра от 3,5 до 13 м/с с шагом 0,5 м/с

4.1.2 АКПП (редуктор) и механическая модель

Передаточное число редуктора является функцией номинальной и максимальной скорости машины и максимальной скорости турбины, поэтому для двухполюсного генератора было выбрано передаточное число N равное 100.

В таблице 4.2 показаны выбранные параметры двухмассовой механической системы в переводе на высокоскоростную ось.

Соответствующая резонансная частота составляет 2 Гц.

Таблица 4.2 – Параметры механической системы

Параметр	Значение	Единица
Инерция низкоскоростной оси $J_{l,a}$	800	кг·м ²
Трение в низкоскоростных осях $D_{l,a}$	0.1	Нм·с/рад
Жесткость муфты K_{lm}	12500	Нм/рад
Демпфирование муфты D_{lm}	130	Нм·с/рад
Инерция высокоскоростной оси J_m	90	кг·м ²
Трение высокоскоростных осей D_m	0.1	Нм·с/рад

4.1.3 Характеристики генератора

В таблице 4.3 приведены основные характеристики электрогенератора.

Таблица 4.3 – Основные характеристики генератора

Параметр	Значение	Единица
Номинальная активная мощность статора	2.0	МВт
Номинальный крутящий момент	12732	Нм
Напряжение статора	690	В
Номинальная скорость	1500	об/мин
Диапазон скоростей	900-2000	об/мин
Пары полюсов	2	-

В таблице 4.4 приведены параметры эквивалентной схемы электрогенератора.

Таблица 4.4 – Эквивалентная модель генератора

Параметр	Значение	Единица
Индуктивность намагничивания L_m	2.5×10^{-3}	Гн
Индуктивность рассеяния ротора L_{or}	87×10^{-6}	Гн
Индуктивность рассеяния статора L_{os}	87×10^{-6}	Гн
Сопротивление ротора R_r	0.026	Ом
Сопротивление статора R_s	0.029	Ом

4.1.4 Кривые мощности как функция стратегии управления ветряной турбиной

Для выбора стратегии управления ветровой турбиной очень важно помнить о трех параметрах:

1. Оптимальное соотношение скорости вращения направляющих - 7,2.
2. Радиус (высота) направляющих - 42 м.
3. Диапазон частоты вращения ветрогенератора от 900 до 1800 об/мин.

Следующий диапазон скорости ветра для турбины с переменной скоростью составляет 5,5 м/с при 900 об/мин и 11 м/с при 1800 об/мин (область отслеживания максимальной мощности). Номинальная мощность турбины достигается при 12,5 м/с и 1800 об/мин.

На рисунке 4.4 показано изменение скорости генератора в зависимости от скорости ветра (усредненная скорость ветра в зоне действия турбины).

Можно обратить внимание, что скорость ветра поступающий на турбину не является постоянным и изменяется в широких пределах. Рисунок 4.4 показывает, что среднее поведение турбины во время реальной работы должно быть определено как огибающая, как функция динамики регулирования (максимальное и минимальное значения скорости турбины для каждой идеальной рабочей точки).

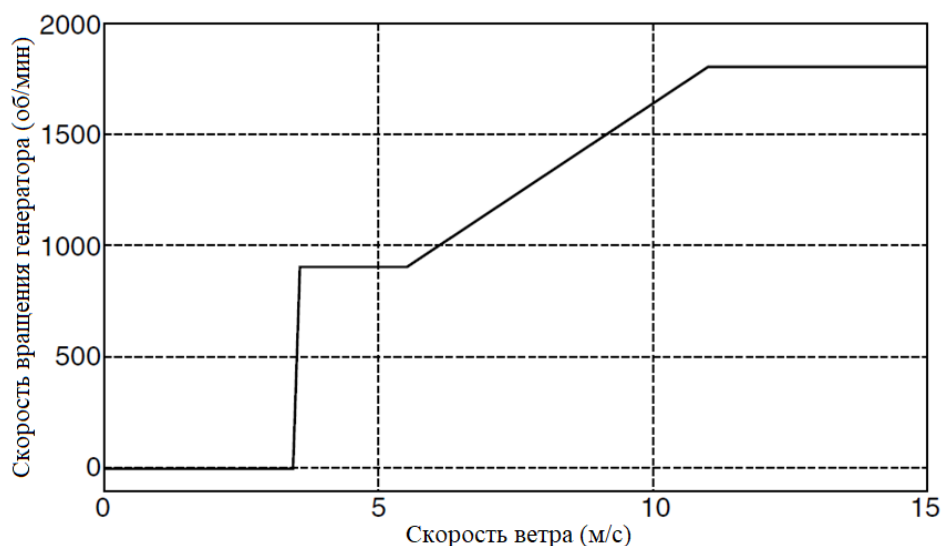


Рисунок 4.4 – Управление скоростью ветровой турбины

По этой причине турбина проектируется для работы в диапазоне превышения скорости, например, 2050 об/мин.

На рисунке 4.5 показана механическая мощность турбины. В ветровой турбине переход между работой с переменной скоростью и частичной нагрузкой происходит гораздо более плавно, потому что:

1. Турбины работают с небольшим уклоном скорости (например, между 1850 и 1900 об/мин).
2. При номинальной скорости турбина работает в режиме срыва в области 3 (от скорости ветра 11 м/с до достижения номинальной мощности).

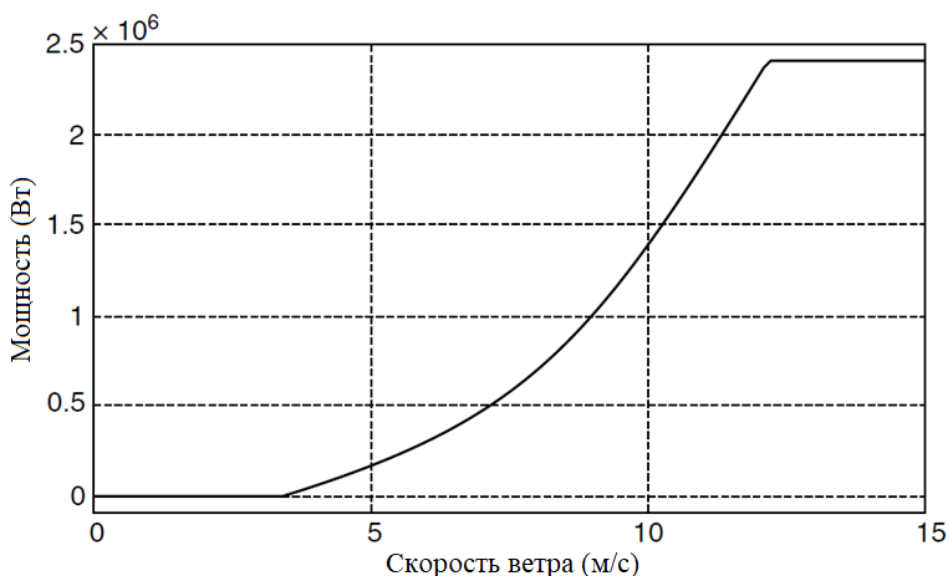


Рисунок 4.5 – Зависимость мощности ветровой турбины от скорости ветра

На рисунке 4.6 показан результирующий крутящий момент турбины, в результате чего номинальный крутящий момент турбины составляет 12 700 Нм.

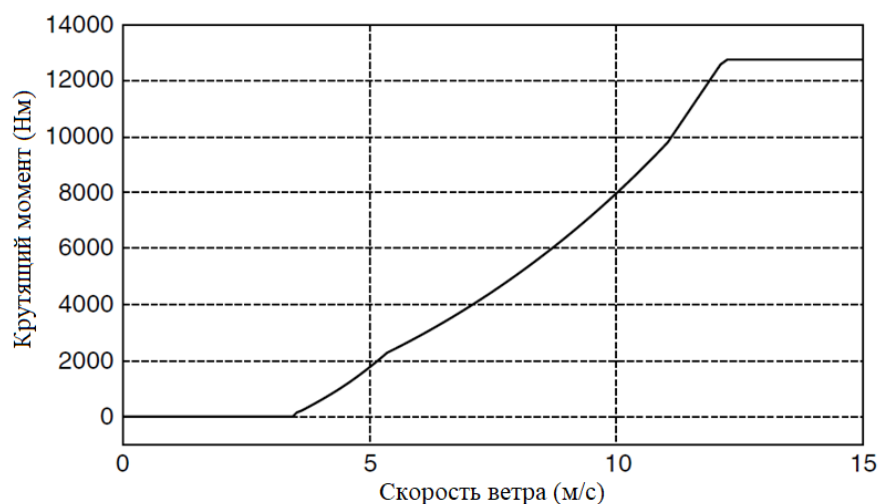


Рисунок 4.6 – Крутящий момент ветровой турбины в зависимости от скорости ветра

После определения стратегии управления ветровой турбиной отбор мощности в зависимости от скорости ветра представлен на рисунке 4.7.

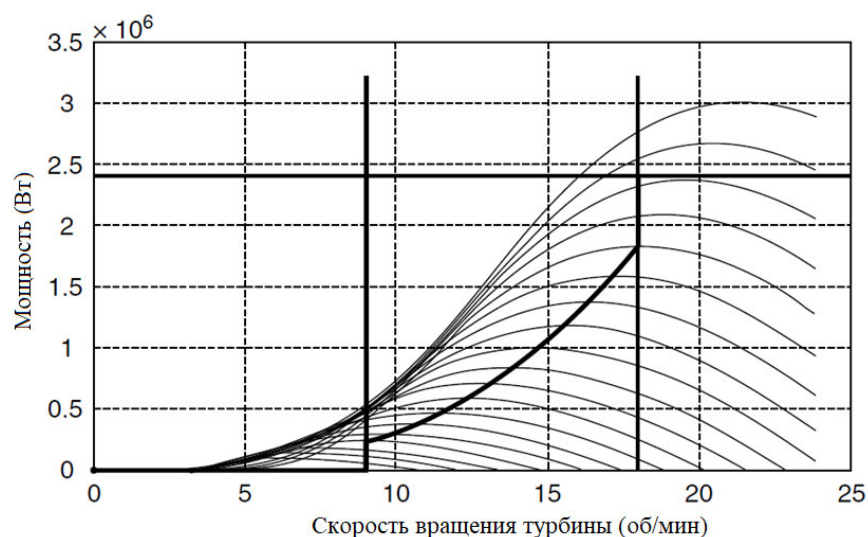


Рисунок 4.7 – Стратегия управления ветровой турбиной в зависимости от различных скоростей ветра

Различные области управления турбиной выглядят следующим образом:

1. Область постоянной низкой скорости для скорости ветра в диапазоне 3,5-5,5 м/с.
2. Область отслеживания максимальной мощности для скорости ветра в диапазоне 5,5-11 м/с.
3. Область постоянной номинальной скорости турбины для скорости ветра в диапазоне 11-12 м/с.

При увеличении скорости ветра управление углом будет работать для снижения аэродинамических характеристик турбины и ограничения отбора мощности.

4.2 Определение характеристик генераторов и преобразователей мощности в стационарном состоянии

Исходя из мощности и скорости ветрогенератора, можно рассчитать все основные электрические величины ветрогенератора и связанных с ним преобразователей.

Отправной точкой является характерная мощность как функция механической скорости. Для упрощения таблицы 4.5 были взяты только некоторые точки рисунка 4.7, а некоторые другие были добавлены, чтобы учесть особые рабочие точки:

- нормальная работа при номинальном напряжении статора и единичном коэффициенте мощности представлена в точках с 1 по 9;
- работа при номинальной мощности с отклонением напряжения на 10% от номинального представлена в точках 10 и 11;
- работа при номинальной мощности и номинальном напряжении с индуктивным коэффициентом мощности 0,9 и емкостным 0,95 представлена в точках 12 и 13;
- работа при номинальном напряжении и превышении скорости на 8% представлена в точках 14 и 15. Это типичная ситуация, когда турбина выдает номинальную мощность, а скорость регулируется с помощью регулятора угла, который имеет низкий динамический отклик, и превышение номинальной скорости является нормальным явлением (работа с превышением скорости);
- рабочая точка 14 является переходной рабочей точкой; система управления поддерживает номинальный крутящий момент, в то время как скорость генератора повышается с 1800 до 1944 об/мин;
- последняя точка определяет рабочую способность системы управления перегрузкой. Коэффициент мощности в условиях перегрузки должен быть индуктивным 0,9 или лучше.

Таблица 4.5 – Рабочие точки для генератора

Рабочие точки	Скорость генератора (об/мин)	Выходная электрическая мощность (кВт)	Коэффициент мощности	Линейное напряжение (V_{RMS})
1	900	212	1,0	690
2	1013	326	1,0	690
3	1216	563	1,0	690
4	1397	852	1,0	690
5	1509	1075	1,0	690
6	1600	1280	1,0	690
7	1712	1580	1,0	690
8	1800	1831	1,0	690
9	1800	2400	1,0	690
10	1800	2400	1,0	621
11	1800	2400	1,0	759
12	1800	2400	0,9 индуктивный	690
13	1800	2400	0,95 емкостной	690
14	1944	2592	0,95 емкостной	690
15	1944	2592	0,9 индуктивный	690

Полученная таблица работы генератора и преобразователей показана в таблице 4.5.

Как упоминалось в предыдущих подразделах, машина может быть намагничена от статора или от ротора; оба решения дают разные параметры для ротора и преобразователя на стороне сети. Все переменные, которые можно увидеть на следующих рисунках, представлены в виде среднеквадратичных значений фазы.

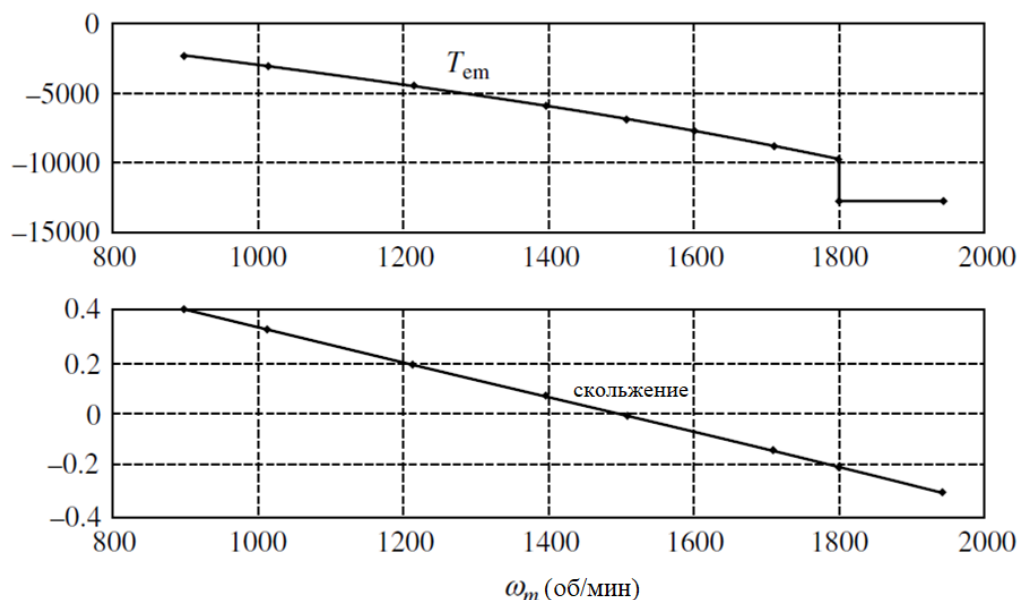


Рисунок 4.8 – Крутящий момент и скольжение в зависимости от частоты вращения генератора ветровой турбины

На рисунке 4.8 показано изменение электромагнитного момента и скольжения генератора. На первом графике показан электромагнитный момент генератора, рассчитанный по данным механического генератора и скорости в таблице 4.5. Крутящий момент увеличивается по мере увеличения скорости ветра и, соответственно, скорости турбины, пока не достигнет номинального значения.

На втором графике видно скольжение машины; по мере увеличения скорости, на синхронной скорости (1500 об/мин) происходит переход от гипер к подсинхронному режиму работы. Если механическая скорость машины меньше синхронной скорости, машина работает в подсинхронном режиме, а если больше - в гиперсинхронном режиме. В данном конкретном случае скольжение увеличивается на 40% при минимальной скорости и на 30% при скорости перегрузки.

На рисунке 4.9 представлены механическая мощность, активная и реактивная мощности, передаваемые ротором (управление со стороны ротора), статором и преобразователем со стороны сети.

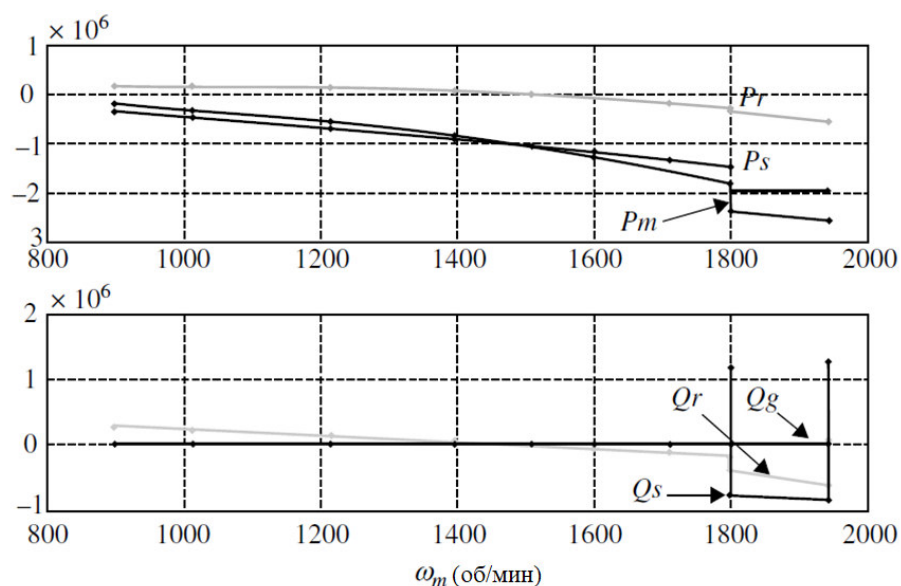


Рисунок 4.9 – Активная и реактивная мощность для статора, ротора и преобразователя со стороны сети

На первом графике видно, что машина работает как генератор, механическая мощность и активная мощность статора всегда отрицательны; в подсинхронном режиме мощность ротора положительна (ротор получает энергию из сети). Однако в гиперсинхронном режиме статор и ротор отдают активную мощность в сеть (обе принимают отрицательные значения).

На втором графике видим следующее:

- коэффициент мощности единичный для преобразователя со стороны сети (Q_g равен нулю);

- реактивная мощность статора (Q_s) равна нулю, в то время как управление со стороны ротора обеспечивает реактивную мощность, необходимую для намагничивания машины; первые несколько точек появляются, когда скорость ниже 1800 об/мин. Также видно, что ротор генератора потребляет реактивную мощность в подсинхронном режиме (как индуктор), а в гиперсинхронном режиме мощность возвращается (как конденсатор);

- однако, когда коэффициент мощности отличается от единицы, статор должен обеспечить необходимую реактивную мощность для достижения требуемого коэффициента мощности (0,95 или 0,9). Для емкостных машин реактивная мощность ротора должна увеличиваться, а для индуктивных – уменьшаться.

На рисунке 4.10 показаны напряжение и ток ротора, то есть амплитуда напряжения и тока преобразователя со стороны ротора.

На первом графике видно, что величина напряжения ротора минимальна вблизи скорости синхронизма, а при подсинхронной и гиперсинхронной работе напряжение возрастает. Это напряжение пропорционально скольжению, но оно изменяется напряжением сопротивления ротора. Для сети 690 В (напряжение между линиями) фазное напряжение составляет 400 В; можно оценить, что напряжение ротора немного ниже при работе с превышением скорости (около

350 В). Для данного примера отношение между напряжениями ротора и статора выбрано равным 2,6.

На втором графике видно, что при увеличении электромагнитного момента ток ротора увеличивается, поскольку электромагнитный момент управляется квадратурной составляющей тока ротора.

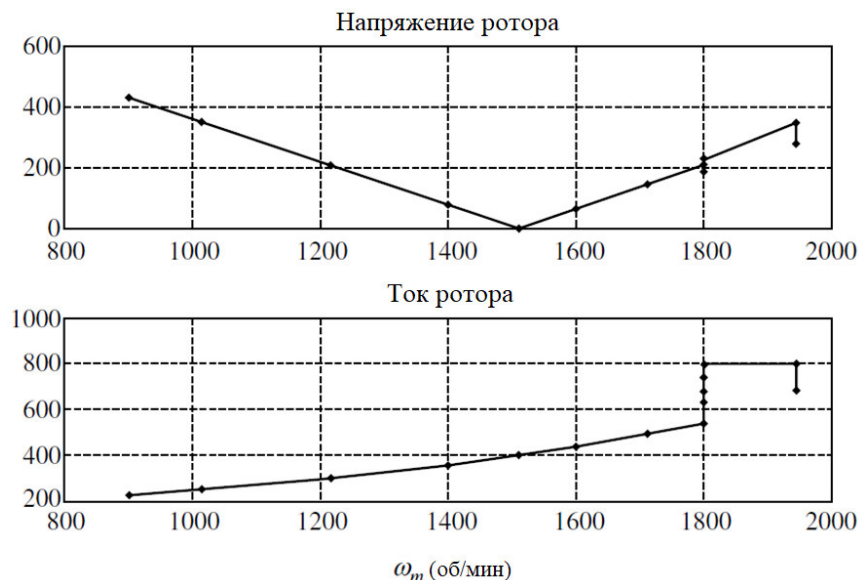


Рисунок 4.10 – Напряжение и ток ротора

На рисунке 4.11 показаны напряжение и ток статора.

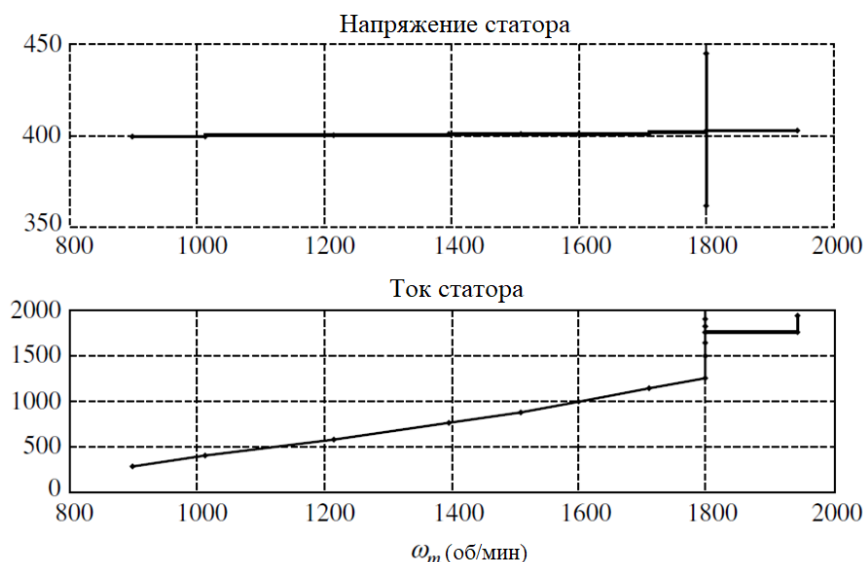


Рисунок 4.11 – Напряжение и ток статора

Напряжение статора установлено в исходной таблице, но построенное значение соответствует расчетному значению после получения уровней намагничивания машины. В этом причина небольшого отличия от указанного значения 400 В.

Ток статора увеличивается по мере роста крутящего момента машины. Причина в том, что этот ток напрямую связан с электромагнитным моментом из-за того, что машина намагничивается со стороны ротора.

На рисунке 4.12 показаны напряжение и ток преобразователя со стороны сети.

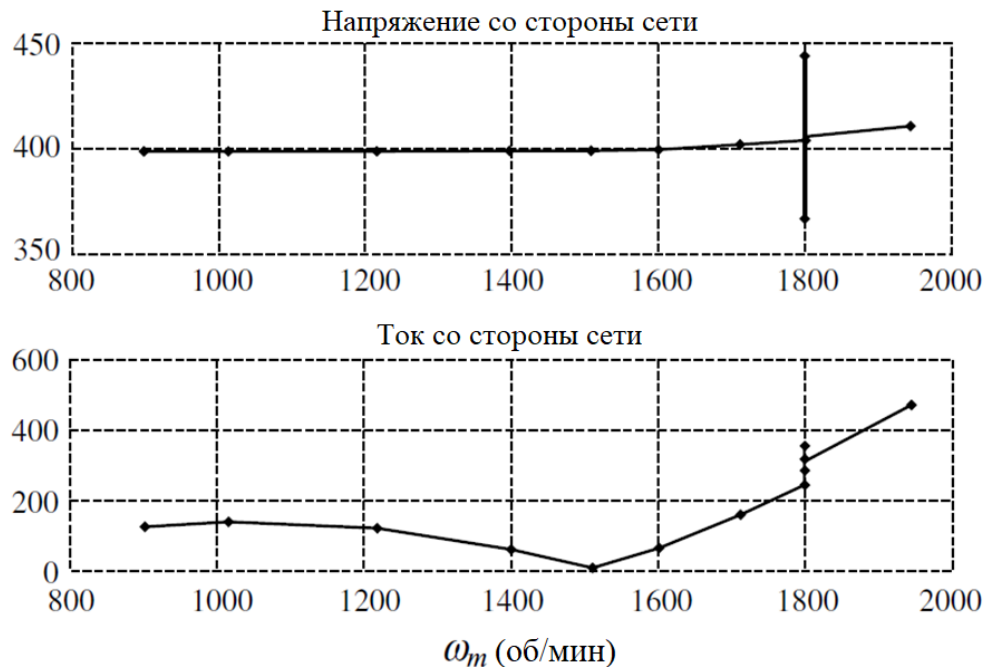


Рисунок 4.12 – Напряжение и ток преобразователя со стороны сети

Когда коэффициент мощности равен единице, напряжение преобразователя со стороны сети почти равно напряжению сети; только фильтр вносит небольшую разницу в напряжение.

Изменение тока пропорционально активной мощности преобразователя со стороны сети, поскольку коэффициент мощности равен единице:

- в подсинхронном режиме мощность ротора положительна и уменьшается до нуля;
- при синхронной скорости мощность ротора равна нулю;
- в гиперсинхронном режиме мощность ротора увеличивается от нуля до максимального значения при максимальной скорости. Можно обратить внимание, что максимальный ток ротора выше, чем при управлении со стороны сети, из-за того, что генератор намагничивается от ротора.

4.3 Моделирование ветроэнергетической системы в Matlab/Simulink

На основе данных из предыдущих разделов моделируется ветроэнергетическая система в среде Matlab/Simulink, начиная с модели ветра, включая аэродинамические, механические и энергетические компоненты. Также смоделирована автоматическая система управления, получены результаты моделирования, характеристики представлены на следующих рисунках 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20.

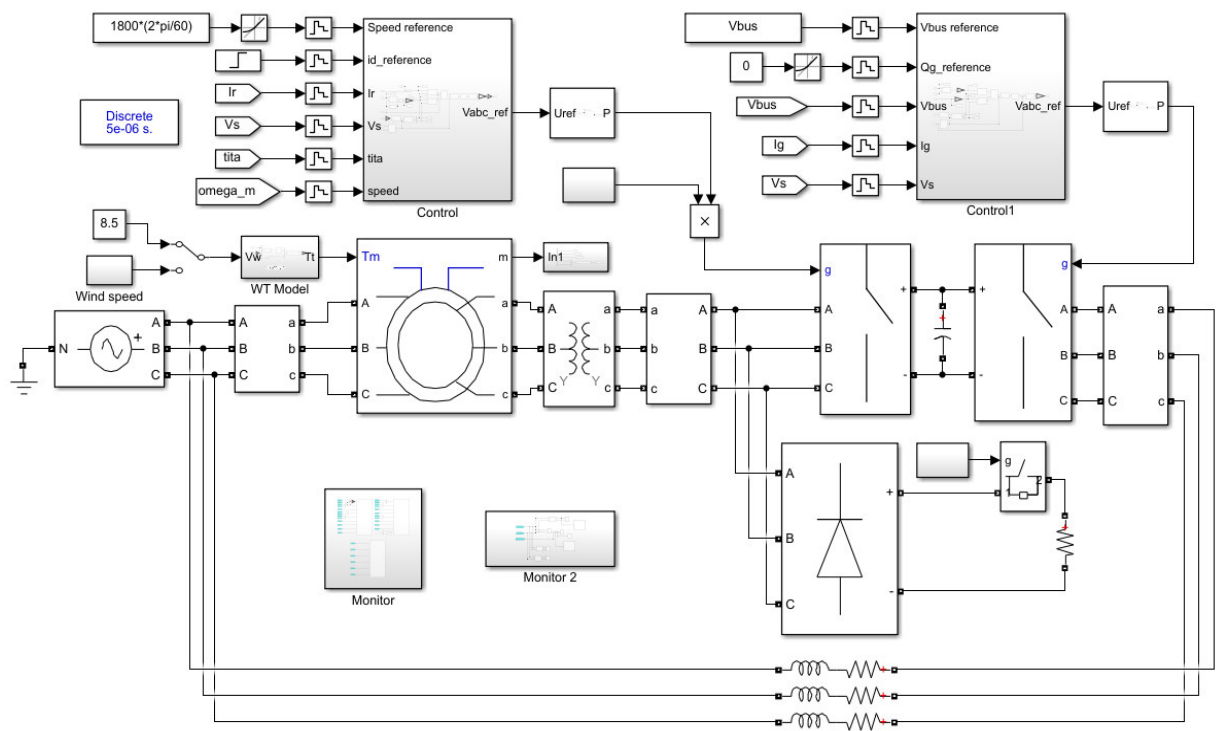


Рисунок 4.13 – Модель ветроэнергетической системы

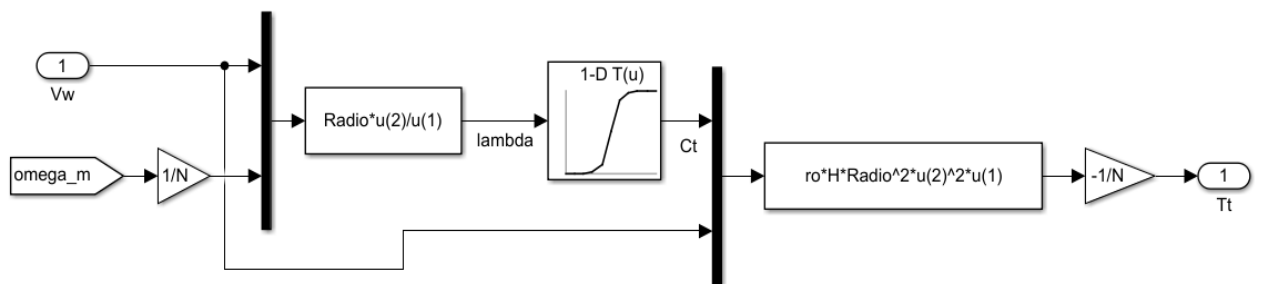


Рисунок 4.14 – Модель ветровой турбины

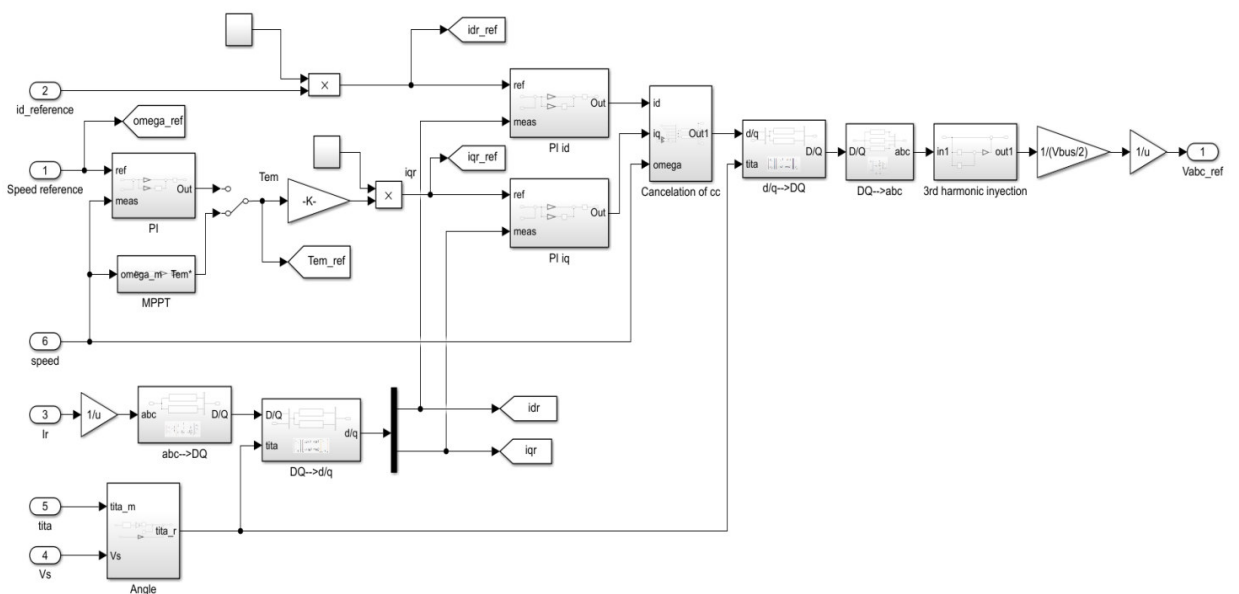


Рисунок 4.15 – Модель автоматической системы управления

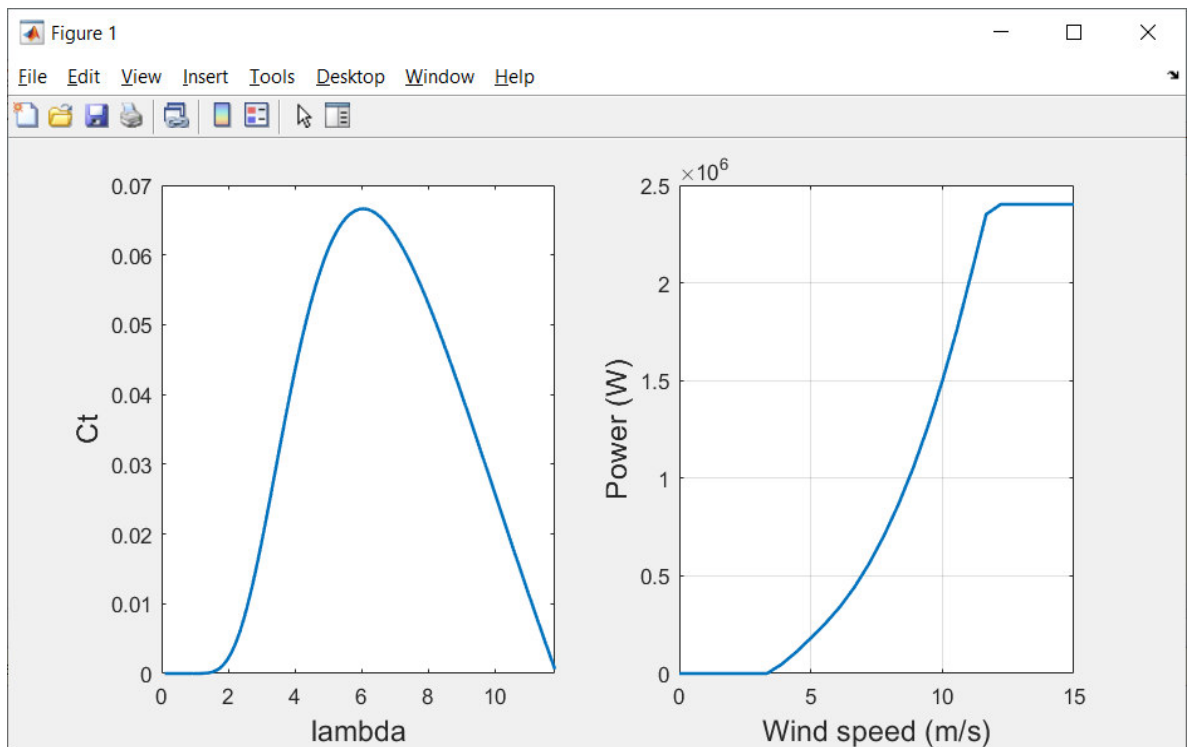
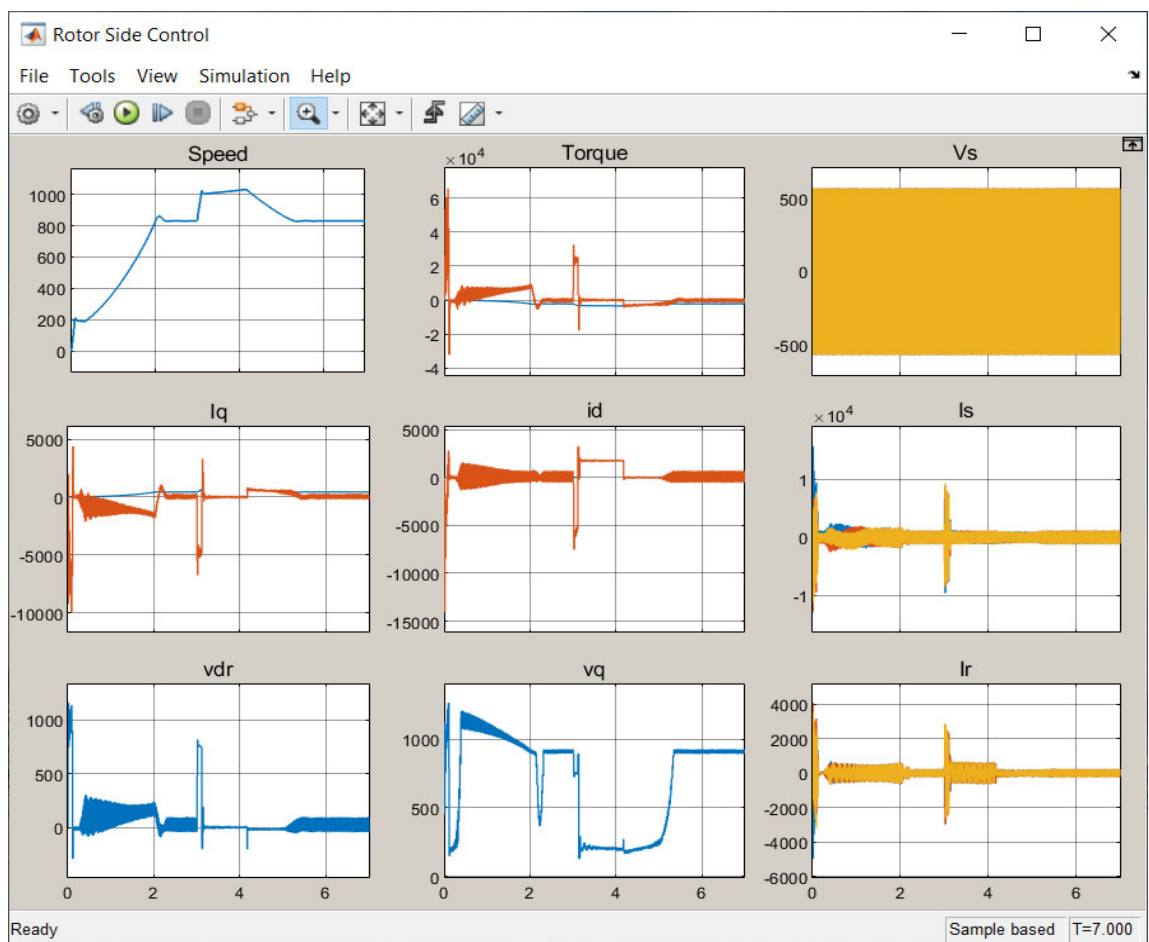
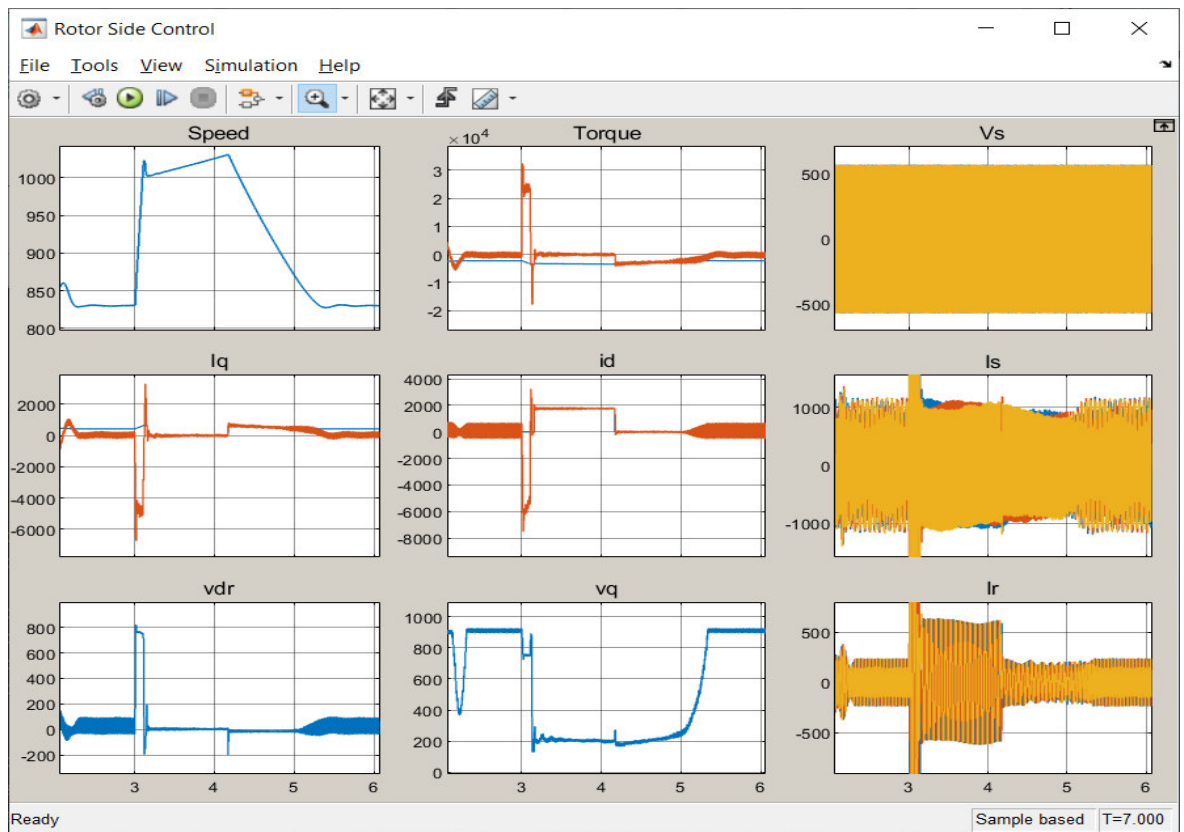


Рисунок 4.16 – Характеристики ветровой турбины



а

Рисунок 4.17 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора, лист 1



б

Рисунок 4.17, лист 2

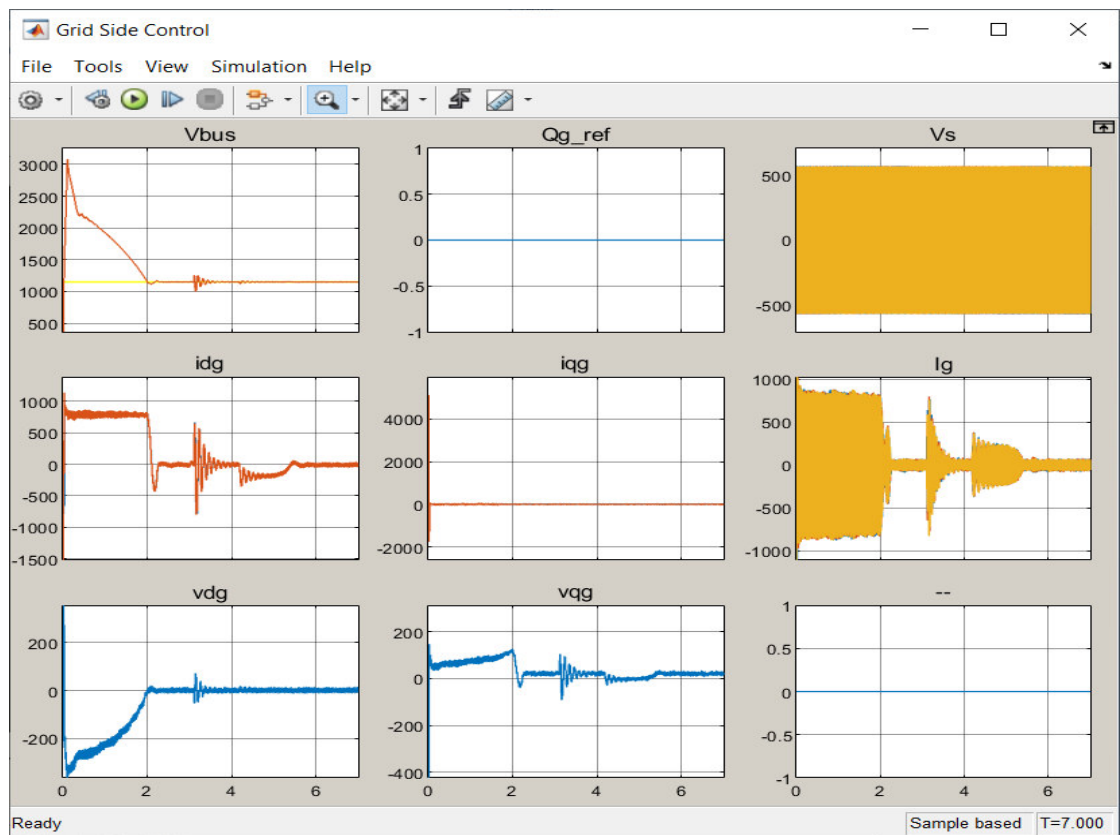


Рисунок 4.18 – Результаты моделирования, характеристики со стороны сети

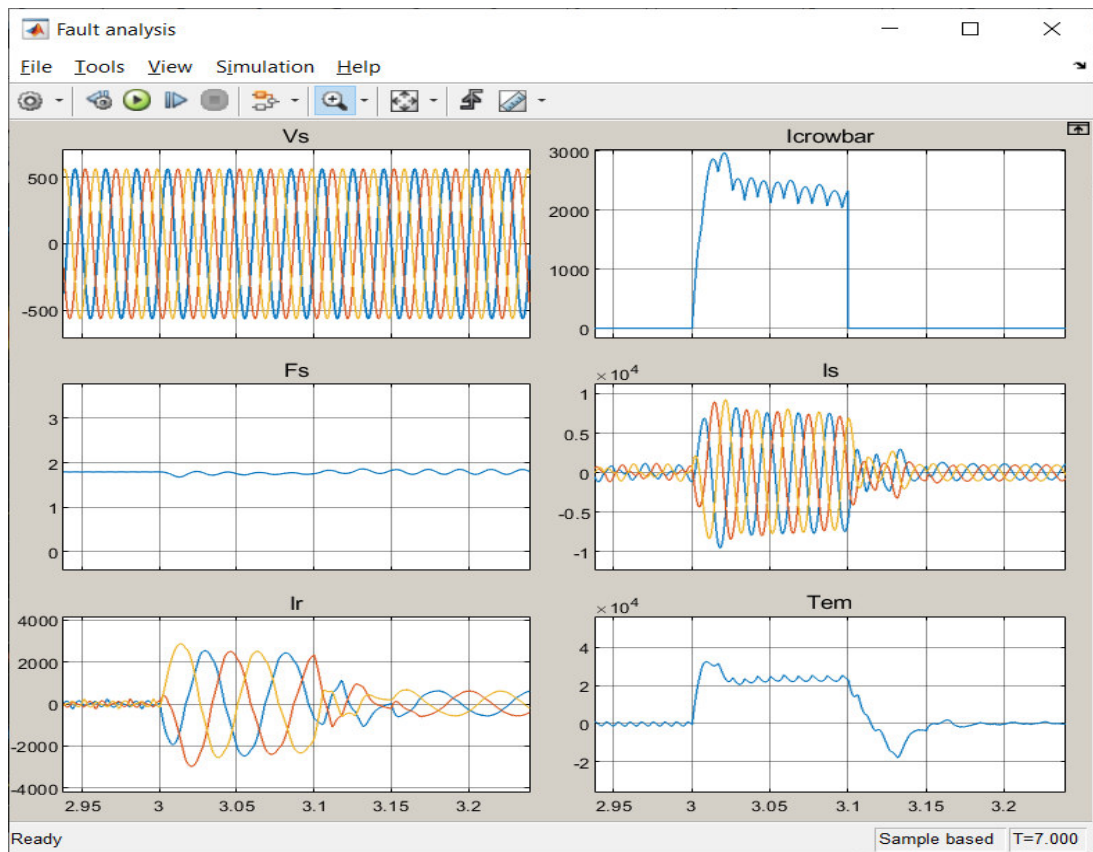


Рисунок 4.19 – Результаты моделирования системы диагностики, анализ неисправностей

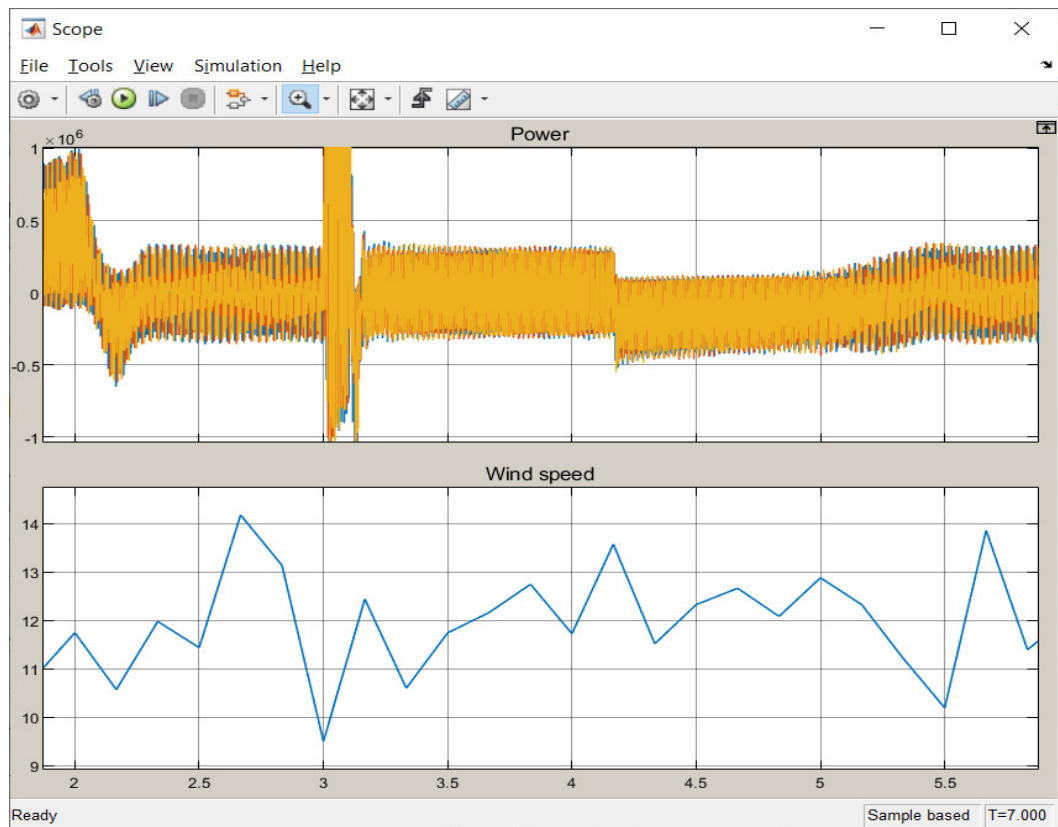


Рисунок 4.20 – Результаты моделирования, выходная мощность ветротурбины

Выводы по четвертому разделу

На основе математических моделей, разработанных в предыдущих разделах, и данных, взятых из брошюр производителей и других специализированных источников, была создана модель системы генерации энергии из ветра. Выходные характеристики модели соответствуют параметрам реальной ветротурбины MITSUBISHI MWT 92. Приведены параметры, описывающие энергетическое поведение ветровой турбины, а также ее основную механическую и электрическую динамику.

Результаты моделирования показывают характеристики устойчивого состояния ветроэнергетической системы при постоянной скорости ветра. Внезапное изменение скорости ветра выводит систему из устойчивого состояния. Классическая система управления и регулирования на основе ПИ-регуляторов стремится стабилизировать работу ветроэнергетической системы, но приводит систему к отклонениям в выработке электроэнергии. Это не соответствует требованиям потребителя и, в конечном итоге, приводит к решению о разработке интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления, более устойчивой к внешним возмущениям и способной принимать решения в лучшую сторону на основе обучающей выборки.

5 РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ И ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЭК

Выявленные недостатки традиционных систем управления ВЭУ послужили основой для создания новой, надежной, эффективной и оптимальной системы управления. На ее основе базируется разработка и создание интеллектуальной системы управления по регулированию тока возбуждения, регулированию автоматической коробки переключения передачи, регулированию механизма направляющих статора турбины в динамике, контролирующая неуправляемой и непредсказуемой характеристикой ветра и быстро реагирующая на его изменение. Особенностью интеллектуальной системы управления является ее способность к обучению и принятию правильных решений, которые способствуют оптимальной работе турбины и стабильной выработке электроэнергии. Также, разработанная система оперативного диагностирования, основанная на информации полученных от приборов и модели, предотвращает аварийные состояния, а при возникновении внештатных ситуации быстро реагирует и возобновляет работу ветроэнергетического комплекса. На основе интеллектуальной системы управления выбраны искусственные нейронные сети.

5.1 Разработка системы управления по регулированию тока возбуждения генератора. Основные принципы работы асинхронной машины с двойным питанием. Структура машины и электрическая конфигурация

Индукционная машина с двойным питанием (DFIM) или индукционная машина с фазным ротором (WRIM) – термины, обычно используемые для описания электрической машины, которая на протяжении многих десятилетий используется в различных решениях, часто в диапазоне мегаватт мощности, а также реже в диапазоне нескольких киловатт. Эта концепция машины является альтернативой более распространенным асинхронным и синхронным машинам. Она может быть выгодна в решениях, имеющих ограниченный диапазон скоростей, позволяя уменьшить размер питающего силового электронного преобразователя, как, например, в генерации с переменной скоростью, перекачке воды и т.д.

Типичная конфигурация питания асинхронной машины с двойным питанием показана на рисунке 5.1. Статор питается трехфазным напряжением непосредственно от сети с постоянной амплитудой и частотой, создавая магнитное поле статора [92, р. 231-240]. Ротор также питается трехфазным напряжением, которое имеет различную амплитуду и частоту в установившемся режиме, чтобы достичь различных рабочих условий машины (скорость, крутящий момент и т.д.). Это достигается за счет использования трехфазного преобразователя, как показано в простой схеме на рисунке. Этот преобразователь, вместе с соответствующей стратегией управления, отвечает за создание требуемых переменных напряжений ротора для управления общей рабочей точкой асинхронной машины с двойным питанием и для

осуществления обмена мощностью через ротор в сеть. Хотя показан преобразователь с источником напряжения, можно использовать другие конфигурации или топологии преобразователей. Более подробная информация о работе машины описана в последующих разделах.

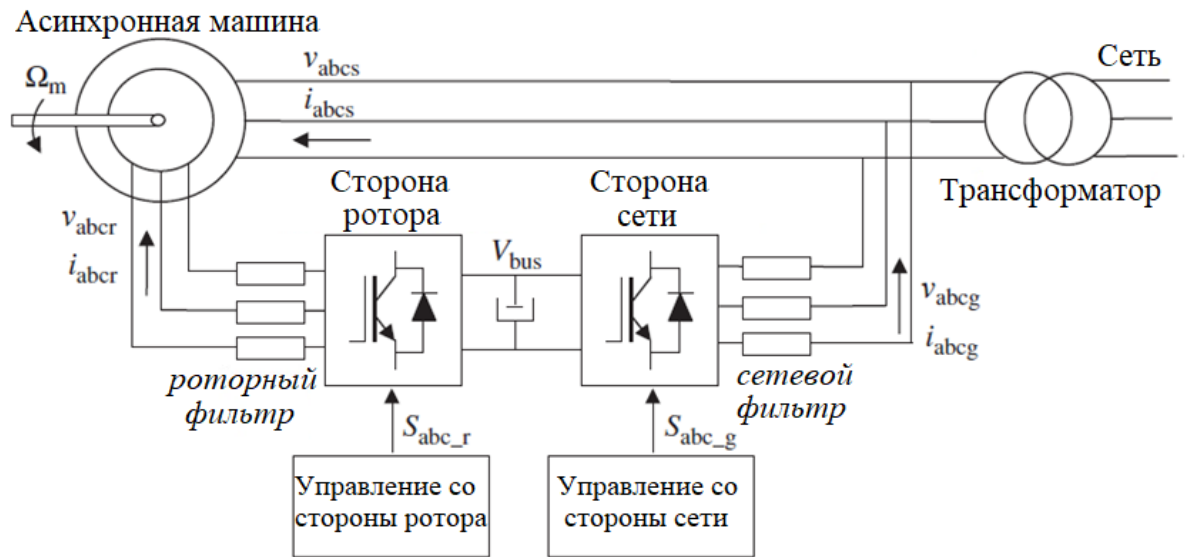


Рисунок 5.1 – Общая конфигурация питания асинхронной машины с двойным питанием

5.1.1 Эквивалентная схема в стационарном состоянии. Электрические уравнения

Взаимосвязи между различными частотами машины являются основами, которые должны быть известны до изучения электрических уравнений асинхронной машины с двойным питанием. Так, уравнение, связывающее ω_s (частота напряжений и токов статора), ω_r (частота напряжений и токов ротора) и ω_m (электрическая скорость ротора), имеет следующий вид [77, р. 155-241]:

$$\omega_s = \omega_r + \omega_m \quad (5.1)$$

Соотношение между механической скоростью вращения вала Ω_m и электрической скоростью зависит от пар полюсов машины:

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (5.2)$$

Единицы измерения этих двух уравнений даны в rad/c . Скольжение s машины определяется следующим образом:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (5.3)$$

Предыдущие соотношения также справедливы, если представлены в других единицах, например, в $Гц$ или $об/мин$. В большинстве случаев обмотки

статора напрямую подключены к сети, поэтому ω_s является постоянной величиной. Эта частота также известна как синхронная частота. Однако ω_r , очевидно, зависит от электрической скорости вращения вала ω_m , что приводит к трем режимам работы машины в зависимости от скорости:

$$\begin{aligned}\omega_m < \omega_s &\Rightarrow \omega_r > 0 \Rightarrow s > 0 \Rightarrow \text{Подсинхронный режим работы,} \\ \omega_m > \omega_s &\Rightarrow \omega_r < 0 \Rightarrow s < 0 \Rightarrow \text{Гиперсинхронный режим работы,} \\ \omega_m = \omega_s &\Rightarrow \omega_r = 0 \Rightarrow s = 0 \Rightarrow \text{Синхронный режим работы.}\end{aligned}$$

На рисунке 5.2 показана эквивалентная схема асинхронной машины с двойным питанием. Это идеализированная модель, в которой представлена только одна фаза статора и ротора. Благодаря симметрии машины, две другие фазы моделируются как в основном равные. Предполагается, что машина симметрична и сбалансирована по структуре, а намагничивание является линейным. Как говорилось ранее, предполагается, что обмотки статора питаются трехфазным напряжением непосредственно от сети, а ротор также питается трехфазным напряжением, но независимо от напряжения статора.

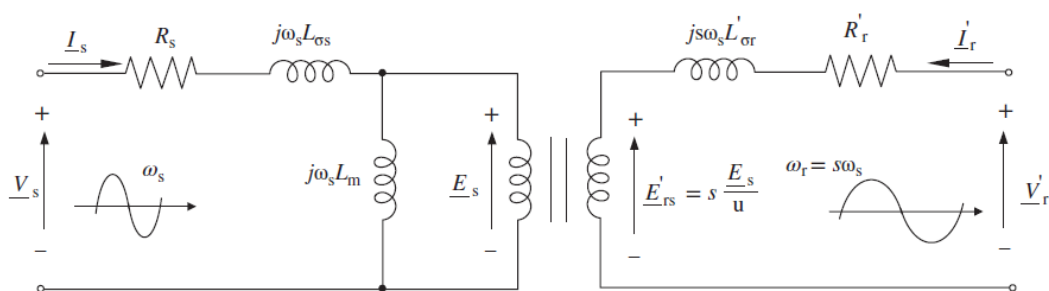


Рисунок 5.2 – Однофазная стационарная эквивалентная электрическая схема асинхронной машины с двойным питанием

Наиболее представительные электрические величины и параметры модели следующие (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Электрические величины и параметры модели

Электрические величины статора и ротора (векторы):	Электрические параметры статора и ротора:
$\underline{V}_s$: Напряжение питания статора	R_s : Сопротивление статора (Ω)
$\underline{V}'_r$: Напряжение питания ротора	R'_r : Сопротивление ротора (Ω)
$\underline{I}_s$: Ток статора	L_m : Взаимная индуктивность (ΓH)
$\underline{I}'_r$: Ток ротора	$L_{\sigma s}$: индуктивность утечки статора (ΓH)
$\underline{E}_s$: ЭДС индукции в статоре	$L'_{\sigma r}$: индуктивность утечки ротора (ΓH)
$\underline{E}'_{rs}$: ЭДС индукции в роторе	N_s, N_r : Обмотки статора, ротора, количество витков на фазу

Частота цепи статора равна ω_s , а частота ротора зависит от скорости вращения, что следует из выражения (5.1). Сопротивления утечки статора и ротора рассчитываются в зависимости от соответствующей частоты статора и

ротора. Связь между числом витков статора и ротора на фазу обеспечивается коэффициентом u :

$$u = \frac{N_s}{N_r} \quad (5.4)$$

Некоторые конструктивные изменения могут повлиять на этот коэффициент, в то время как индуцированные ЭДС статора и ротора связаны между собой следующим образом:

$$\underline{E}_{rs}' = s \frac{\underline{E}_s}{u} \quad (5.5)$$

Заметим, что отношение амплитуд зависит от скольжения (или скорости вращения), тогда как для частного случая, когда $u=1$ и машина находится в состоянии покоя ($s=1$), оба индуцированных ЭДС статора и ротора равны.

В общем, для облегчения анализа эта схема изменяется на эквивалентную схему с приведенным статором, относя величины и параметры ротора к статору с помощью следующих эквивалентностей:

$$R_r = R_r' u^2, \quad L_{\sigma r} = L_{\sigma r}' u^2, \quad \underline{I}_r = \frac{\underline{I}_r'}{u}, \quad \underline{V}_r = \underline{V}_r' u, \quad \underline{E}_{rs} = \underline{E}_{rs}' u \quad (5.6)$$

В принятой системе обозначений реальные величины и параметры ротора обозначаются простым надстрочным индексом ($'$), а приведенные к статору значения - без простейшего надстрочного индекса ($'$). Таким образом, получаем эквивалентную фазовую цепь, показанную на рисунке 5.3.

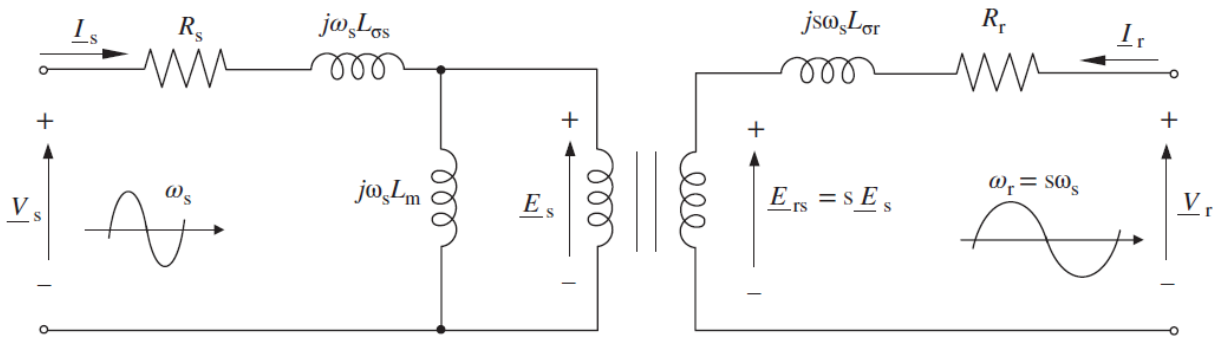


Рисунок 5.3 – Однофазная стационарная эквивалентная электрическая схема асинхронной машины с двойным питанием с параметрами ротора, током и напряжениями, приведенными к статору

Для практического анализа удобнее, если контуры статора и ротора имеют одинаковые частоты. Таким образом, цепь ротора «конвертируется» в частоту статора ω_s простым способом:

$$\underline{V}_r - s \underline{E}_s = (R_r + js\omega_s L_{\sigma r}) \underline{I}_r \Rightarrow \frac{\underline{V}_r}{s} - \underline{E}_s = \left(\frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{\sigma r} \right) \underline{I}_r \quad (5.7)$$

Поэтому окончательная эквивалентная схема получается путем приведения ротора к статору, как показано на рисунке 5.4, где все величины имеют одинаковую частоту.

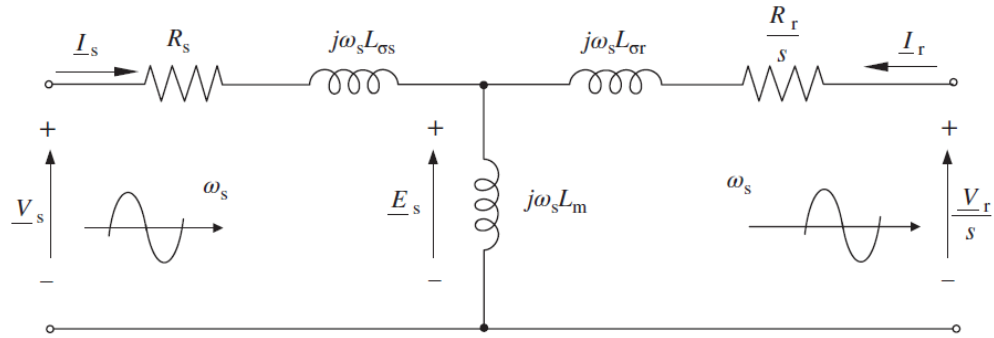


Рисунок 5.4 – Однофазная эквивалентная электрическая схема асинхронной машины с двойным питанием, относительно статора

Электрические уравнения этой эквивалентной схемы в установившемся режиме, включая потоки статора и ротора, сводятся к следующему:

Напряжения:

$$\underline{V}_s = R_s \underline{I}_s + j\omega_s L_{\sigma s} \underline{I}_s + j\omega_s L_m (\underline{I}_s + \underline{I}_r), \quad (5.8)$$

$$\frac{\underline{V}_r}{s} = \frac{R_r}{s} \underline{I}_r + j\omega_s L_{\sigma r} \underline{I}_r + j\omega_s L_m (\underline{I}_s + \underline{I}_r). \quad (5.9)$$

Потоки:

$$\underline{\Psi}_s = L_m (\underline{I}_s + \underline{I}_r) + L_{\sigma s} \underline{I}_s = L_s \underline{I}_s + L_m \underline{I}_r, \quad (5.10)$$

$$\underline{\Psi}_r = L_m (\underline{I}_s + \underline{I}_r) + L_{\sigma r} \underline{I}_r = L_m \underline{I}_s + L_r \underline{I}_r. \quad (5.11)$$

где $L_s = L_m + L_{\sigma s}$ - индуктивность статора; а

$L_r = L_m + L_{\sigma r}$ - индуктивность ротора. Из всех этих электрических уравнений можно вывести векторную диаграмму для любого режима работы машины. На рисунке 5.5 показан пример асинхронной машины с двойным питанием, работающей на подсинхронной и гиперсинхронной скоростях [77, р. 155-241].

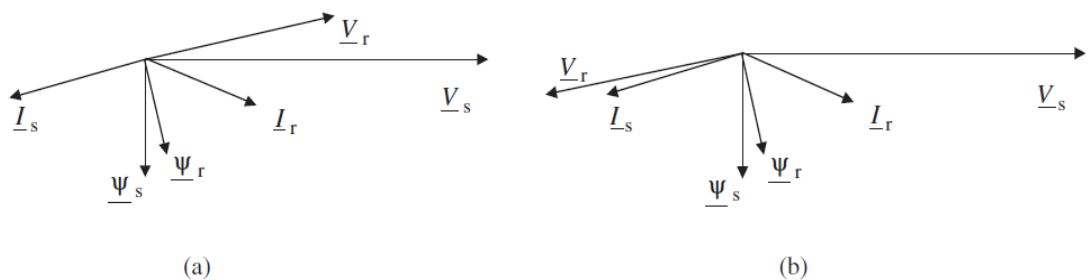


Рисунок 5.5 – Фазовая диаграмма в режиме генератора при $Q_s > 0$ АДП, (a) $s > 0$ и (b) $s < 0$

5.1.2 Потоки энергии и режимы работы

Базовый баланс активной мощности асинхронной машины с двойным питанием показывает, что, принимая условное обозначение машины, сложение активной мощности статора P_s и активной мощности ротора P_r равно механической мощности на валу P_m за вычетом медных потерь в статоре и роторе ($P_{cu_s} = 3R_s|I_s|^2$ и $P_{cu_r} = 3R_r|I_r|^2$):

$$P_s + P_r = P_{cu_s} + P_{cu_r} + P_m \quad (5.12)$$

Положительные значения P_s и P_r интерпретируются как мощность, потребляемая машиной, в то время как положительное значение P_m означает механическую мощность, развиваемую машиной на валу. Таким образом, КПД машины, относящийся к работе двигателя или генератора, может быть рассчитан по следующим формулам:

$$\eta = \frac{P_m}{P_s + P_r} \text{ если } P_m > 0, \quad \eta = \frac{P_s + P_r}{P_m} \text{ если } P_m < 0. \quad (5.13)$$

С другой стороны, активные мощности статора и ротора, а также реактивные мощности могут быть рассчитаны по следующим классическим формулам (5.14), (5.15):

$$P_s = 3\operatorname{Re}\{\underline{V}_s \underline{I}_s^*\}, \quad P_r = 3\operatorname{Re}\{\underline{V}_r \underline{I}_r^*\}, \quad (5.14)$$

$$Q_s = 3\operatorname{Im}\{\underline{V}_s \underline{I}_s^*\}, \quad Q_r = 3\operatorname{Im}\{\underline{V}_r \underline{I}_r^*\}. \quad (5.15)$$

Следовательно, подставив уравнения напряжения статора и ротора (5.8)-(5.9) в выражения мощности (5.14)-(5.15), можно составить выражения мощности, показывающие их зависимость от параметров машины, токов и скольжения:

$$P_s = 3R_s|I_s|^2 + 3\omega_s L_m \operatorname{Im}\{\underline{I}_s \underline{I}_r^*\}, \quad P_r = 3R_r|I_r|^2 - 3s\omega_s L_m \operatorname{Im}\{\underline{I}_s \underline{I}_r^*\} \quad (5.16)$$

$$Q_s = 3\omega_s L_s|I_s|^2 + 3\omega_s L_m \operatorname{Re}\{\underline{I}_r \underline{I}_s^*\}, \quad Q_r = 3s\omega_s L_r|I_r|^2 + 3\omega_s L_m \operatorname{Re}\{\underline{I}_s \underline{I}_r^*\} \quad (5.17)$$

Однако, по определению, электромагнитный момент, развиваемый на валу, равен:

$$P_{mec} = T_{em} \Omega_m = T_{em} \frac{\omega_m}{p} \quad (5.18)$$

Таким образом, подставив это выражение, можно найти эквивалентные уравнения мощности (5.16) и выражение момента, который зависит от параметров машины и токов:

$$T_{em} = 3pL_m \text{Im}\{\underline{I}_r^* \underline{I}_s\} \quad (5.19)$$

Дальнейшие выражения эквивалентного момента могут быть получены, если в последнее выражение включить потоки в соответствии с уравнениями (5.10) и (5.11):

$$\begin{aligned} T_{em} &= 3p \frac{L_m}{L_s} \text{Im}\{\underline{\Psi}_s \underline{I}_r^*\} = 3p \text{Im}\{\underline{\Psi}_s^* \underline{I}_s\} = 3p \text{Im}\{\underline{\Psi}_r \underline{I}_r^*\} = \\ &= 3 \frac{L_m}{L_r} p \text{Im}\{\underline{\Psi}_r^* \underline{I}_s\} = 3 \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} p \text{Im}\{\underline{\Psi}_r^* \underline{\Psi}_s\}, \end{aligned} \quad (5.20)$$

где $\sigma = 1 - L_m^2/L_s L_r$.

Кроме того, пренебрегая медными потерями в уравнениях активной мощности (5.16), можно вывести некоторые приблизительные выражения для мощности, которые могут просто связывать мощность, крутящий момент и скорость машины. Эти простые выражения приведены в таблице 5.1 и могут быть полезны при выполнении быстрых вычислений. Следует подчеркнуть, что здесь также представлена зависимость между напряжениями статора и ротора, которая аппроксимируется пренебрежением падением напряжения в сопротивлениях статора и ротора и индуктивностями рассеяния в уравнениях (5.8) и (5.9). Замечено, что при допущении постоянного напряжения статора $\underline{V}_s$ вследствие прямого подключения к сети необходимая амплитуда напряжения ротора зависит главным образом от скольжения или скорости.

Таблица 5.1 – Список простых и полезных выражений

$P_s + P_r \cong P_m$ $ \underline{V}_r \approx s \underline{V}_s $ $P_m = T_{em} \frac{\omega_m}{p}$	$P_r \cong -s P_s$ $P_s \cong T_{em} \frac{\omega_s}{p}$	$P_m \cong (1 - s) P_s$ $P_r \cong T_{em} \frac{\omega_r}{p}$
---	---	--

Следовательно, можно выделить четыре возможных комбинации крутящего момента (положительного или отрицательного) и скорости (подсинхронность и гиперсинхронность), которые приводят к четырем квадрантным режимам работы асинхронной машины с двойным питанием [93], как показано на рисунке 5.6. Обратите внимание, что только при гиперсинхронизме, когда скольжение отрицательно, активные мощности статора и ротора имеют эквивалентный знак.

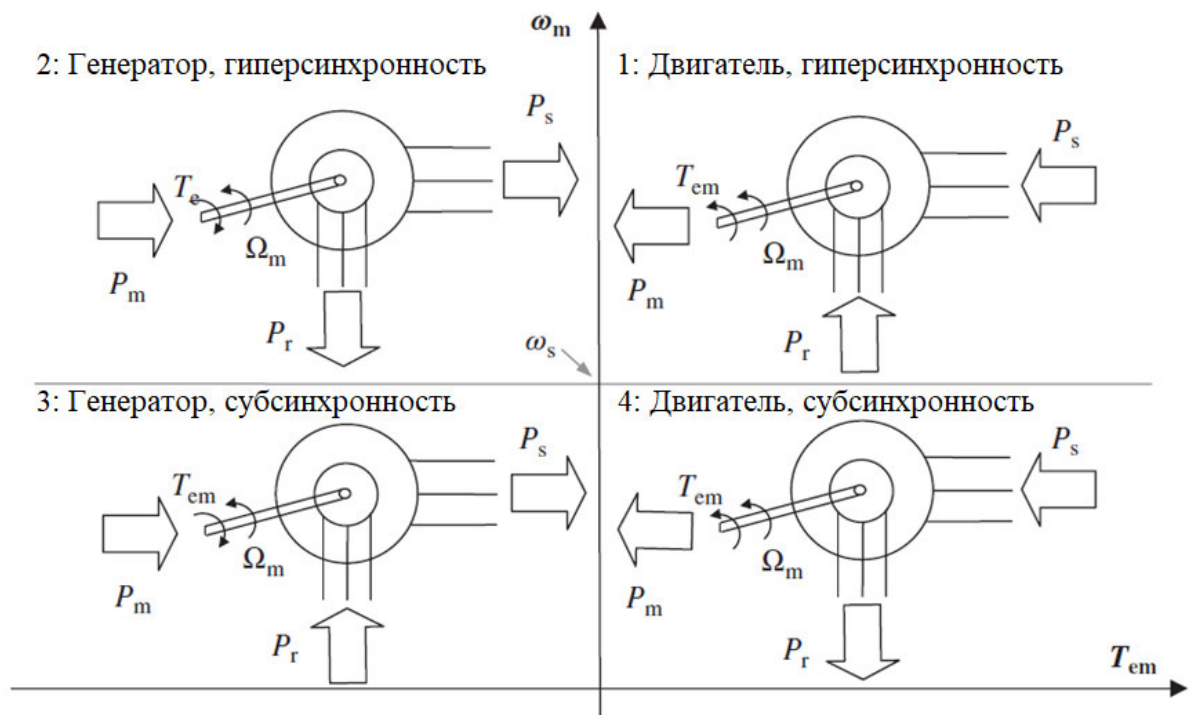


Рисунок 5.6 – Четыре квадрантных режима работы асинхронной машины с двойным питанием в зависимости от активной мощности

5.1.3 Динамическая модель. $\alpha\beta$ модель

При разработке динамической $\alpha\beta$ модели асинхронной машины с двойным питанием теория пространственных векторов применяется к основным электрическим уравнениям машины, и снова, как и в рассмотренной стационарной модели, машина предполагается идеальной и линейной. На рисунке 5.7 показаны три различные вращающиеся системы отсчета, обычно используемые для разработки моделей асинхронной машины с двойным питанием на основе пространственных векторов. Система отсчета статора ($\alpha\beta$) является неподвижной системой отсчета, система отсчета ротора (DQ) вращается со скоростью ω_m , а синхронная система отсчета (dq) вращается со скоростью ω_s . Подписи «s», «r» и «a» используются для обозначения того, что один пространственный вектор относится к статорной, роторной и синхронной системам отсчета соответственно. С помощью прямого и обратного вращательного преобразования пространственный вектор может быть представлен в любой из этих систем отсчета [77, p. 155-241].

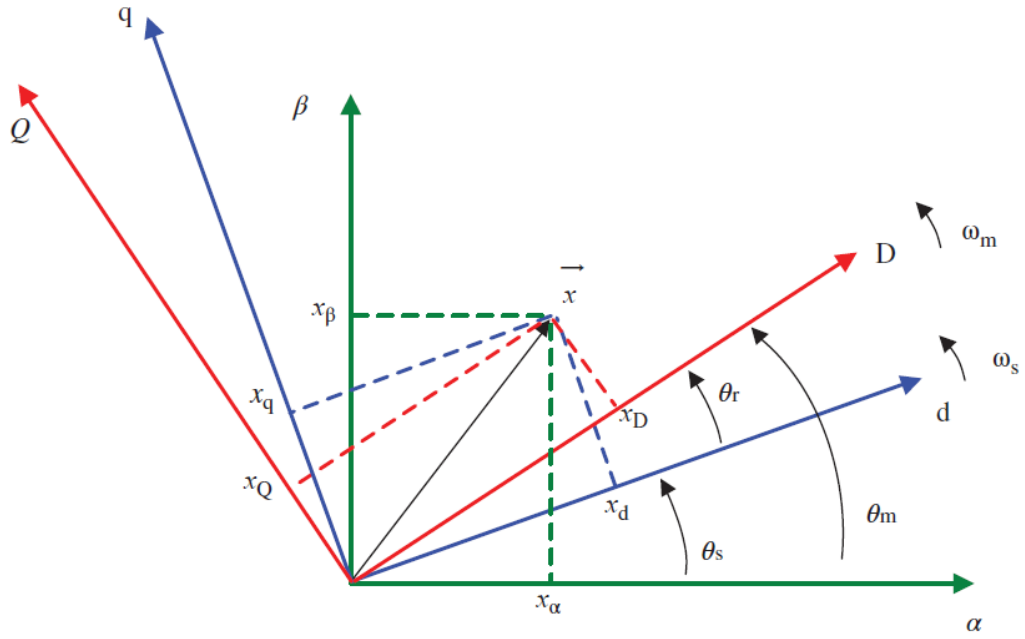


Рисунок 5.7 – Различные системы отсчета для представления пространственных векторов асинхронной машины с двойным питанием

Поэтому три катушки статора и ротора по отдельности, используя теорию пространственных векторов, могут быть представлены двумя стационарными $\alpha\beta$ катушками для статора и двумя вращающимися катушками DQ для ротора, что дает следующие уравнения напряжения:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt}, \quad \vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} \quad (5.21)$$

Если оба уравнения напряжения представлены в стационарной системе отсчета $\alpha\beta$, то уравнение ротора должно быть умножено на $e^{j\theta_m}$, что дает следующий набор уравнений:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} \Rightarrow \begin{cases} v_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} + \frac{d\psi_{\alpha s}}{dt} \\ v_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \frac{d\psi_{\beta s}}{dt} \end{cases} \quad (5.22)$$

$$\vec{v}_r^s = R_r \vec{i}_r^s + \frac{d\vec{\psi}_r^s}{dt} - j\omega_m \vec{\psi}_r^s \Rightarrow \begin{cases} v_{\alpha r} = R_r i_{\alpha r} + \frac{d\psi_{\alpha r}}{dt} + \omega_m \psi_{\beta r} \\ v_{\beta r} = R_r i_{\beta r} + \frac{d\psi_{\beta r}}{dt} - \omega_m \psi_{\alpha r} \end{cases} \quad (5.23)$$

Аналогичным образом можно вывести выражения потоков статора и ротора в форме пространственного вектора в неподвижной системе отсчета:

$$\vec{\psi}_s^s = L_s \vec{i}_s^s + L_m \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \psi_{\alpha s} = L_s i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \\ \psi_{\beta s} = L_s i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \end{cases} \quad (5.24)$$

$$\vec{\psi}_r^s = L_m \vec{i}_s^s + L_r \vec{i}_r^s \Rightarrow \begin{cases} \psi_{\alpha r} = L_m i_{\alpha s} + L_r i_{\alpha r} \\ \psi_{\beta r} = L_m i_{\beta s} + L_r i_{\beta r} \end{cases} \quad (5.25)$$

Следовательно, из полученного набора уравнений составляется эквивалентная схема $\alpha\beta$, представленная на рисунке 5.8. Для каждой координаты $\alpha\beta$ существует одна эквивалентная схема, в которой все величины напряжения, тока и потока являются синусоидальными с частотой ω_s .

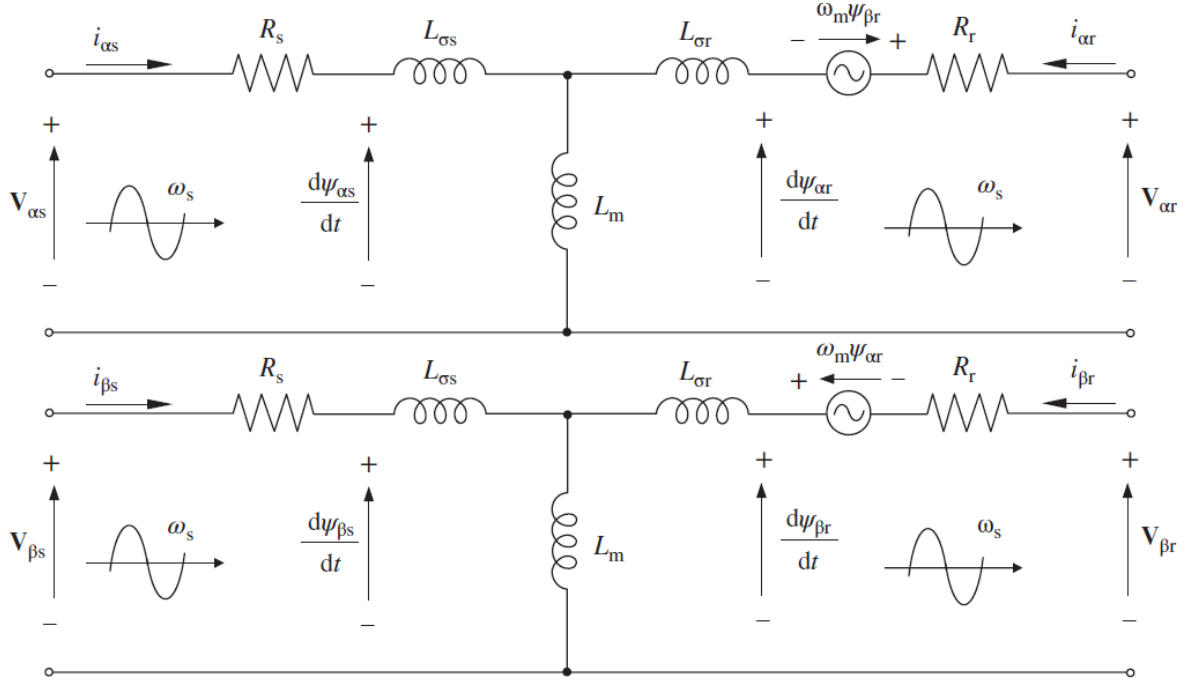


Рисунок 5.8 – Модель асинхронной машины с двойным питанием в системе отсчета $\alpha\beta$

С другой стороны, активная и реактивная мощности на стороне статора и ротора могут быть рассчитаны в соответствии со следующими уравнениями:

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{\alpha s} i_{\alpha s} + v_{\beta s} i_{\beta s}), \quad P_r = \frac{3}{2} (v_{\alpha r} i_{\alpha r} + v_{\beta r} i_{\beta r}), \quad (5.26)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{\beta s} i_{\alpha s} - v_{\alpha s} i_{\beta s}), \quad Q_r = \frac{3}{2} (v_{\beta r} i_{\alpha r} - v_{\alpha r} i_{\beta r}). \quad (5.27)$$

Электромагнитный момент, создаваемый асинхронной машиной с двойным питанием, может быть рассчитан по следующим эквивалентным выражениям:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_r \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p (\psi_{\beta r} i_{\alpha r} - \psi_{\alpha r} i_{\beta r}), \quad (5.28)$$

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_s \vec{i}_r^*\} = \frac{3}{2} p \operatorname{Im}\{\vec{\psi}_s^* \vec{i}_s\} =$$

$$= \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_r} p \text{Im} \{ \vec{\psi}_r^* \vec{i}_s \} = \frac{3}{2} \frac{L_m}{\sigma L_r L_s} p \text{Im} \{ \vec{\psi}_r^* \vec{\psi}_s \} = \frac{3}{2} L_m p \text{Im} \{ \vec{i}_s \vec{i}_r^* \}, \quad (5.29)$$

где $\sigma = 1 - L_m^2 / L_s \cdot L_r$.

Таким образом, переставляя выражения (5.22)-(5.25), можно разработать несколько представлений пространства состояний асинхронной машины с двойным питанием, которые полезны, например, для целей моделирования или анализа. Следующее выражение показывает одно из них, в котором вектор пространства состояний состоит из потоков статора и ротора:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \frac{R_s L_m}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{R_r L_m}{\sigma L_s L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} + j\omega_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\psi}_s^s \\ \vec{\psi}_r^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \vec{v}_s^s \\ \vec{v}_r^s \end{bmatrix} \quad (5.30)$$

Поэтому, добавив уравнение механического движения, которое описывает поведение скорости ротора:

$$T_{em} - T_{load} = J \frac{d\Omega_m}{dt} \quad (5.31)$$

С помощью J , инерции ротора, и T_{load} , крутящего момента нагрузки, приложенного к валу, разработана модель асинхронной машины с двойным питанием, которая также может быть использована для компьютерного моделирования и разработки систем интеллектуального управления.

5.1.4 dq модель

Пространственно-векторная модель асинхронной машины с двойным питанием также может быть представлена в виде синхронно вращающейся системы отсчета. Для этого, умножая выражения для напряжения (5.21) на $e^{-j\theta_s}$ и $e^{-j\theta_r}$ соответственно, получаем уравнения dq для напряжения:

$$\vec{v}_s^a = R_s \vec{i}_s^a + \frac{d\vec{\psi}_s^a}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s^a \Rightarrow \begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_s \psi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_s \psi_{ds} \end{cases}, \quad (5.32)$$

$$\vec{v}_r^a = R_r \vec{i}_r^a + \frac{d\vec{\psi}_r^a}{dt} + j\omega_r \vec{\psi}_r^a \Rightarrow \begin{cases} v_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - \omega_r \psi_{qr} \\ v_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + \omega_r \psi_{dr} \end{cases}. \quad (5.33)$$

Аналогично, потоки:

$$\vec{\psi}_s^a = L_s \vec{i}_s^a + L_m \vec{i}_r^a \Rightarrow \begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \end{cases}, \quad (5.34)$$

$$\vec{\psi}_r^a = L_m \vec{i}_s^a + L_r \vec{i}_r^a \Rightarrow \begin{cases} \psi_{dr} = L_m i_{ds} + L_r i_{dr} \\ \psi_{qr} = L_m i_{qs} + L_r i_{qr} \end{cases} \quad (5.35)$$

Следовательно, из приведенных выше уравнений получается эквивалентная электрическая схема в dq , как показано на рисунке 5.9. Однако это модельное представление с эквивалентными выражениями мощности и крутящего момента, как в модели $\alpha\beta$, а также компьютерная имитационная модель могут быть развиты дальше.

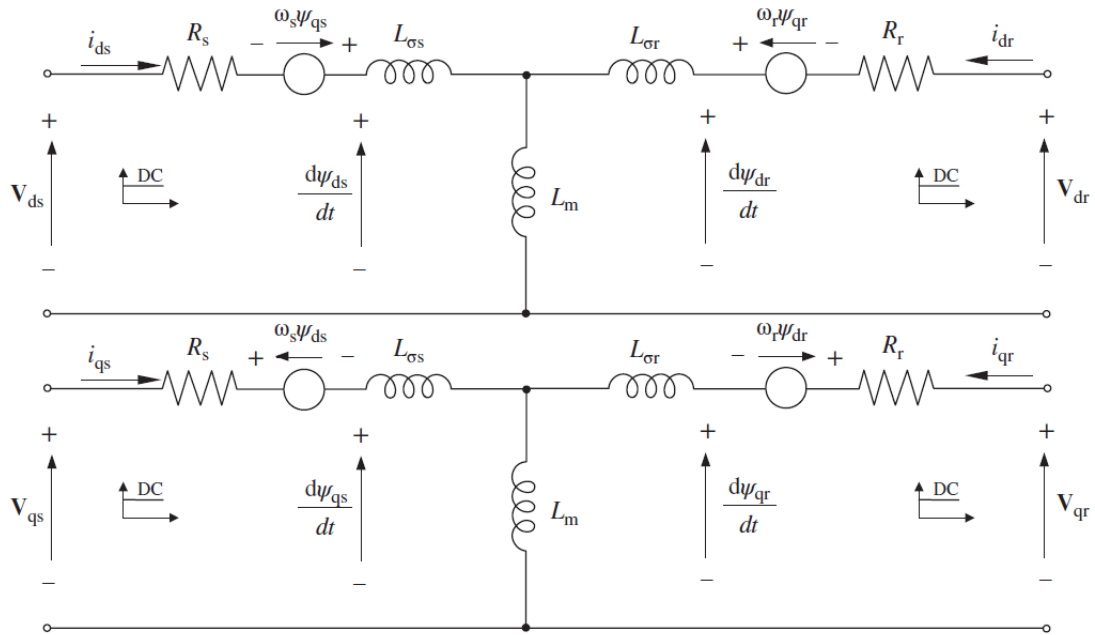


Рисунок 5.9 – Модель асинхронной машины с двойным питанием в системе координат dq

5.2 Векторное управление асинхронной машиной с двойным питанием с помощью преобразователя AC/DC/AC. Работа при подключении к сети

В этом разделе описывается управление асинхронной машиной с двойным питанием. Необходимо различать два различных сценария: работа в сети и автономная работа. Обе конфигурации имеют некоторые существенные различия в управлении, которые будут описаны далее. Однако в данном разделе рассматривается только управление преобразователем со стороны ротора, предполагая, что напряжение шины постоянного тока преобразователя AC/DC/AC задается преобразователем со стороны сети.

5.2.1 Контуры управления током ротора

Среди различных альтернативных методов управления, разработанных для асинхронной машины с двойным питанием, в данном разделе рассматривается только метод векторного управления, который, вероятно, является наиболее распространенным и устоявшимся. Для облегчения понимания, управление описывается в несколько этапов: сначала изучаются

контуры управления током. После этого разрабатываются некоторые интересные анализы установившегося режима, а затем описывается управление при несимметричном напряжении сети.

По аналогии с классическими методами векторного управления [93, р. 87-152; 94, р. 36-115; 95, р. 99-435] другими различными машинами, векторное управление асинхронной машиной с двойным питанием осуществляется в синхронно вращающейся рамке dq , в которой ось d выровнена, в данном случае, с пространственным вектором потока статора, как показано на рисунке 5.10. Благодаря такому выбору выравнивания, будет показано, что прямой ток ротора пропорционален реактивной мощности статора, а квадратурный ток ротора пропорционален моменту или активной мощности статора. Поэтому, исходя из модели асинхронной машины с двойным возбуждением в синхронной системе отсчета, подставив уравнения (5.34) и (5.35) в уравнение напряжения ротора (5.33), получим напряжение ротора как функцию токов ротора и потока статора (заметим, что $\psi_{qs} = 0$):

$$\begin{aligned} v_{dr} &= R_r i_{dr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr} - \omega_r \sigma L_r i_{qr} + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} |\vec{\psi}_s|, \\ v_{qr} &= R_r i_{qr} + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{qr} + \omega_r \sigma L_r i_{dr} + \omega_r \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s|. \end{aligned} \quad (5.36)$$

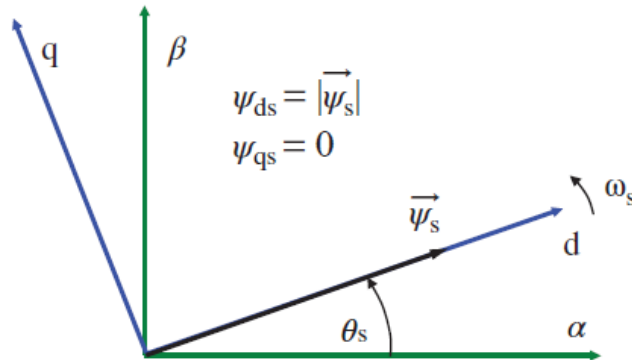


Рисунок 5.10 – Синхронная вращающаяся система координат dq , согласованная с пространственным вектором потока статора

Из уравнения (5.22), например, при условии, что падение напряжения на сопротивлении статора мало, поток статора постоянен, поскольку статор подключен непосредственно к сети при постоянном переменном напряжении; следовательно, составляющая $d|\vec{\psi}_s|/dt$ равна нулю. Эти последние два уравнения показывают, что можно осуществлять управление токами ротора dq , используя регулятор для каждой составляющей тока, как показано на рисунке 5.11. Перекрестные члены уравнения (5.36) могут быть включены на выходе каждого регулятора для того, чтобы помочь регулятору. Нужно обратить внимание, что для этого необходимо оценить поток статора и ω_r , однако это просто и не добавляет дополнительных трудностей. Для преобразования системы координат необходимо оценить угол θ_r . Управление должно

осуществляться в координатах dq , но затем напряжение и токи ротора должны быть преобразованы в координаты DQ . Сначала можно получить угол пространственного вектора напряжения статора, затем вычесть 90° из этого расчетного угла и таким образом получить θ_s . Простая схема фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) может использоваться для выполнения синхронизации сети напряжения статора, обеспечивая надежность оценки и подавление небольших помех или гармоник. В последующих разделах приводятся дополнительные подробности о том, как генерируются опорные значения тока. Нужно обратить внимание, что если используемая асинхронная машина с двойным питанием имеет разное соотношение оборотов в статоре и роторе, это должно быть учтено на этапе управления. В блок-схеме управления, представленной на рисунке 5.11, контуры тока работают с токами ротора, отнесенными к стороне статора, а преобразование в величины, отнесенные к ротору, выполняется на этапе измерения токов и перед созданием импульсов для преобразователя напряжений.

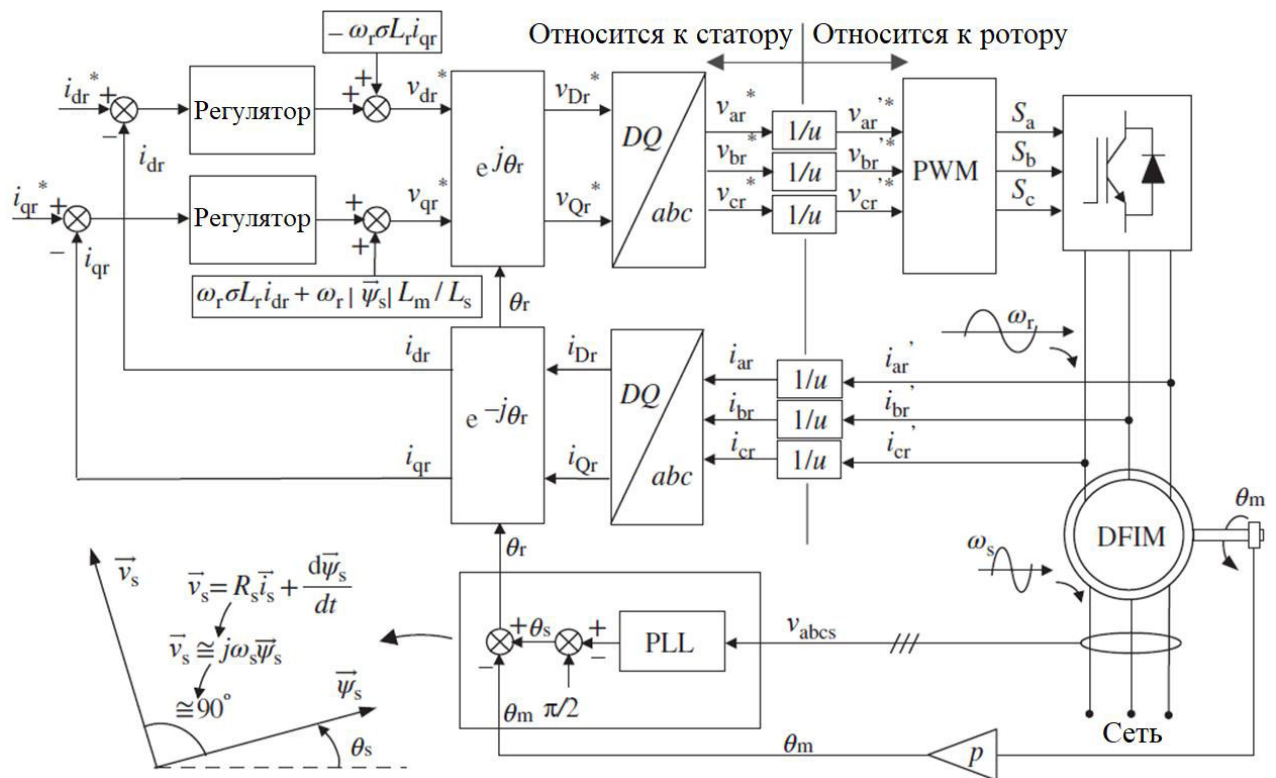


Рисунок 5.11 – Контур управления током асинхронной машины с двойным питанием

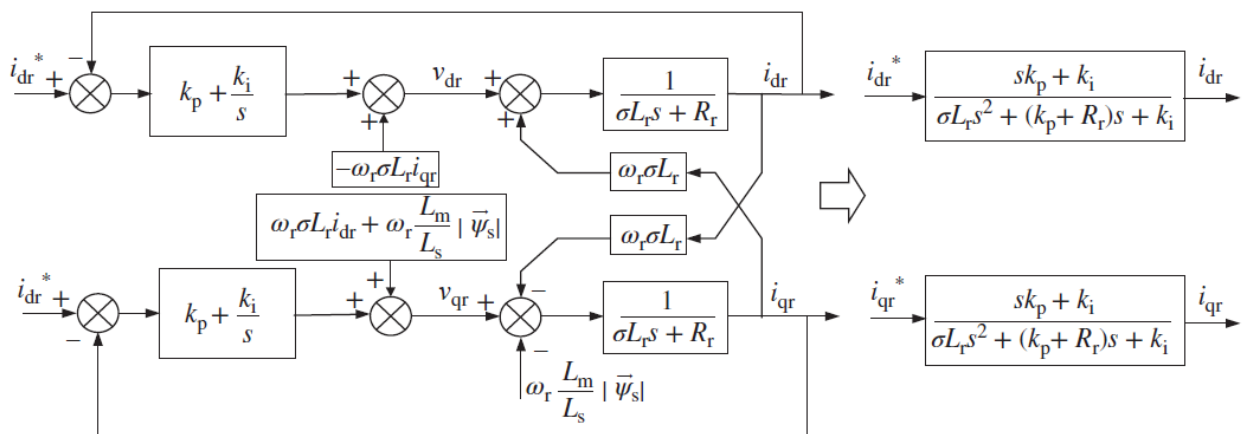


Рисунок 5.12 – Эквивалентная система регулирования тока с обратной связью второго порядка с ПИ-регуляторами

Однако на рисунке 5.12 показано, что при выборе одинаковых пропорционально-интегральных (ПИ) регуляторов для обоих контуров, использовании компенсации перекрестных составляющих и пренебрежении влиянием преобразователя источника напряжения и возможными задержками в вычислениях или измерениях, эквивалентные замкнутые системы обоих контуров тока равны системе второго порядка с двумя полюсами и нулем, которая может быть установлена с помощью классической теории управления при выборе соответствующих коэффициентов усиления ПИ-регуляторов.

5.2.2 Контур регулирования мощности и скорости

После изучения контуров управления током и расчета угла потокосцепления можно представить полную систему управления. Поскольку ось d системы координат совмещена с пространственным вектором потока статора, выражение момента в системе координат dq может быть упрощено следующим образом:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \Rightarrow T_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| i_{qr} \Rightarrow T_{em} = K_T i_{qr} \quad (5.37)$$

Это означает, что составляющая тока ротора q пропорциональна моменту, то есть с помощью i_{qr} можно управлять крутящим моментом и, следовательно, скоростью машины, если этого требует ее применение. Аналогично, развивая выражение реактивной мощности статора в системе координат dq , можно получить компактное выражение, которое показывает, что i_{dr} отвечает за Q_s .

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \Rightarrow Q_s = -\frac{3}{2} \omega_s \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| \left(i_{dr} - \frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m} \right) \Rightarrow Q_s = K_Q \left(i_{dr} - \frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m} \right) \quad (5.38)$$

Таким образом, благодаря выбранной ориентации видно, что обе составляющие тока ротора независимо друг от друга позволяют управлять крутящим моментом и реактивной мощностью статора. Таким образом, на

основе этих выражений на рисунке 5.13 показано полное векторное управление асинхронной машиной с двойным питанием.

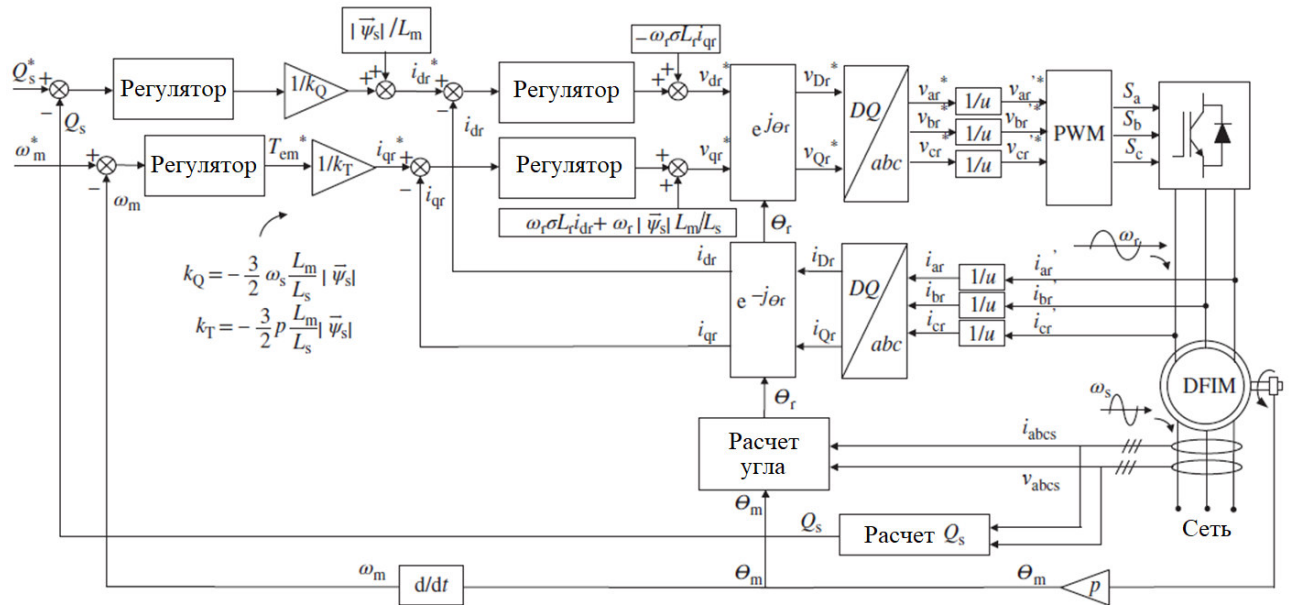


Рисунок 5.13 – Полное векторное управление асинхронной машиной с двойным питанием

Сохраняя контуры тока, изученные в предыдущих разделах (рисунок 5.11), были добавлены контур скорости и контур реактивной мощности статора. Необходимость регулирования скорости зависит от области применения машины, и может случиться так, что асинхронная машина с двойным питанием просто накладывает электромагнитный момент T_{em} , а скорость вала регулируется другими элементами.

Однако с помощью контура Q_s можно управлять намагничиванием машины. Как обсуждалось ранее, поскольку статор машины подключен непосредственно к сети, амплитуда потока статора постоянна и обеспечивается напряжением сети: $|\vec{\psi}_s| \cong |\vec{v}_s|/\omega_s$, поэтому уравнения потока статора показывают, что:

$$|\vec{\psi}_s| = \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr}, \quad \psi_{qs} = 0 = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (5.39)$$

Уровень потока статора $|\vec{\psi}_s|$ должен быть создан путем выбора i_{ds} и i_{dr} , распределяя таким образом необходимое количество тока между ротором и статором. Нужно обратить внимание, что i_{qs} и i_{qr} задаются крутящим моментом и, следовательно, нет возможности выбора; однако, в зависимости от заданного Q_s , можно обмениваться большими или меньшими токами статора и ротора. В системах выработки энергии из ветра могут потребоваться различные значения Q_s в зависимости от требований сетевых стандартов, поэтому в таком случае опорное значение Q_s будет устанавливаться непосредственно оператором сетевой системы.

С другой стороны, как и в случае с контурами тока, на рисунке 5.14 показаны эквивалентные замкнутые системы контуров Q_s и ω_m , предполагая, что контуры тока настраиваются гораздо быстрее, чем внешние контуры, и пренебрегая динамикой преобразователя или задержками измерений и вычислений. Видно, что упрощенные системы замкнутых контуров переходят в системы первого и второго порядка, которые могут быть настроены путем выбора соответствующих коэффициентов усиления ПИ-регуляторов.

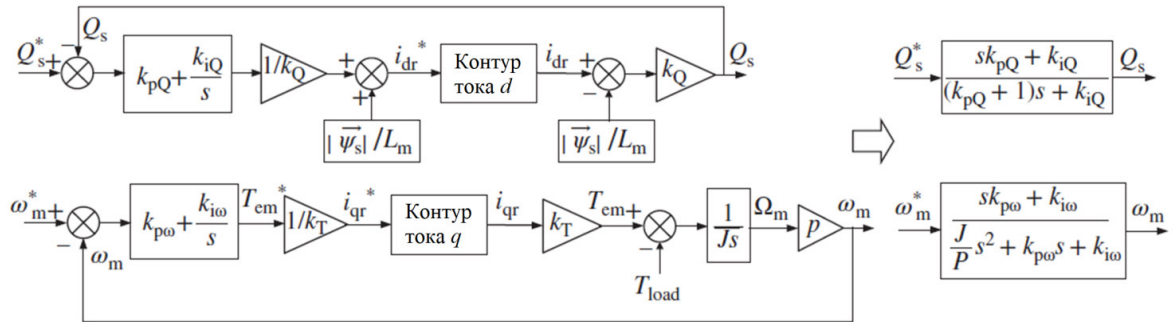


Рисунок 5.14 – Эквивалентная замкнутая система из контуров Q_s и ω_m (T_{load} считается равным нулю)

В качестве альтернативы, если это позволяет положение, можно типично установить ток холостого хода ротора равным нулю (устранив контур Q_s), минимизируя необходимый ток ротора и экономя размеры конструкции обмоток ротора и преобразователя со стороны ротора. Очевидно, что это достигается за счет увеличения габаритов обмотки статора.

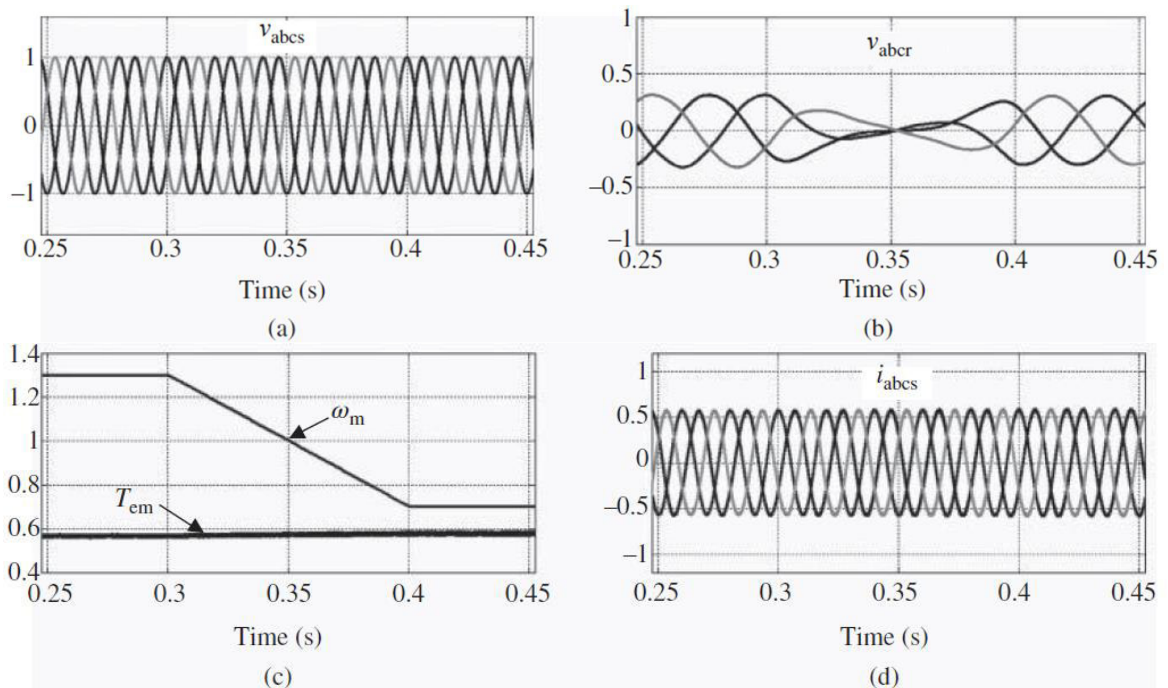


Рисунок 5.15 – Наиболее характерные величины асинхронной машины с двойным питанием при постоянном крутящем моменте в режиме работы двигателя и переменной скорости вращения, лист 1

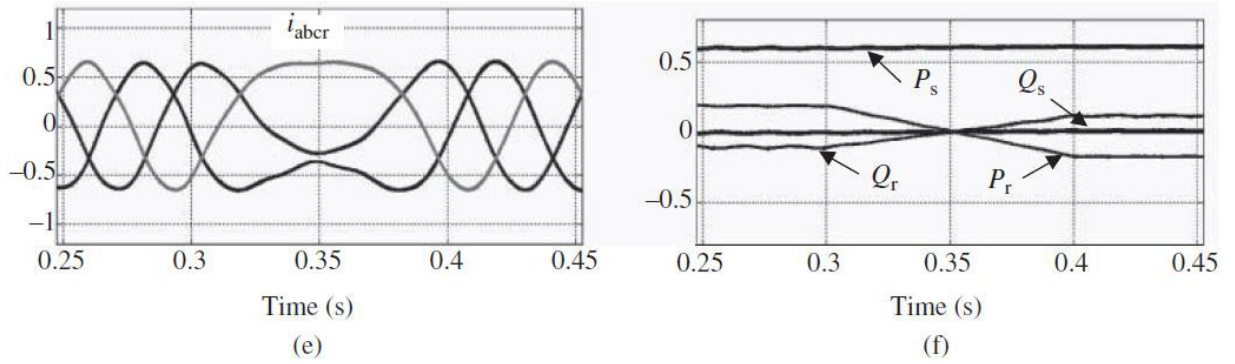


Рисунок 5.15, лист 2

На рисунке 5.15 показаны наиболее характерные величины асинхронной машины двойного питания с векторным управлением, работающей при постоянном крутящем моменте в режиме двигателя с переменной скоростью. Напряжение статора поддерживается постоянным благодаря прямому подключению к сети, а токи статора также постоянны, поскольку T_{em} и Q_s поддерживаются постоянными. Темп изменения скорости в середине эксперимента вызывает изменение напряжения и токов ротора, что приводит к изменению активной и реактивной мощности ротора.

5.2.3 Ограничения по току и напряжению

В этом разделе рассчитываются кривые максимальных возможностей машины с учетом физических пределов напряжения и тока, которые не могут быть повышены [94, р. 36-115; 95, р. 99-435]. Поэтому для асинхронной машины с двойным питанием напряжение и ток статора и ротора в каждой рабочей точке должны быть меньше или равны установленным пределам, а это означает, что:

$$\begin{aligned} V_{s_max}^2 &\geq v_{ds}^2 + v_{qs}^2, & V_{r_max}^2 &\geq v_{dr}^2 + v_{qr}^2, \\ I_{s_max}^2 &\geq i_{ds}^2 + i_{qs}^2, & I_{r_max}^2 &\geq i_{dr}^2 + i_{qr}^2. \end{aligned} \quad (5.40)$$

Эти пределы могут быть установлены самой машиной, преобразователем или условиями подключения к сети. Поскольку статор машины подключен непосредственно к сети, не можем изменять напряжение статора и, следовательно, эта переменная исключена из анализа. Для напряжения ротора, если оценить выражение (5.36) в установившемся режиме, пренебрегая падением напряжения на сопротивлении ротора, то:

$$\begin{aligned} \left. \begin{aligned} v_{dr} &= -\omega_r \sigma L_r i_{qr} \\ v_{qr} &= \omega_r \left(\sigma L_r i_{dr} + \frac{L_m}{L_s} |\vec{\psi}_s| \right) \end{aligned} \right\} \Rightarrow V_{r_max}^2 &\geq (\omega_r \sigma L_r i_{qr})^2 + \omega_r^2 \left(\sigma L_r i_{dr} + \frac{L_m |\vec{\psi}_s|}{L_s} \right)^2 \Rightarrow \\ &\Rightarrow \left(\frac{V_{r_max}}{\omega_r \sigma L_r} \right)^2 \geq (i_{qr})^2 + \left(i_{dr} + \frac{L_m |\vec{\psi}_s|}{\sigma L_r L_s} \right)^2 \end{aligned} \quad (5.41)$$

Видно, что ограничение напряжения ротора определяется окружностями в плоскости i_{dr}, i_{qr} , с радиусом $V_{r_max}/\omega_r \sigma L_r$ и центром в точке $-\frac{L_m |\vec{\psi}_s|}{\sigma L_r L_s}$. Заметим, что в зависимости от рабочей точки машины, а точнее от ω_r , радиус ограничения напряжения будет меняться. Если рассматривать ограничение тока ротора более простым способом, то ясно, что оно определяет окружности с центром в начале координат плоскости и радиусом I_{r_max} . Наконец, для ограничений тока статора необходимо рассмотреть выражение (5.34), которое дает:

$$\left. \begin{aligned} i_{ds} &= \frac{|\vec{\psi}_s|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \\ i_{qs} &= -\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \end{aligned} \right\} \Rightarrow I_{s_max}^2 \geq \left(\frac{|\vec{\psi}_s|}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \right)^2 + \left(\frac{L_m}{L_s} i_{qr} \right)^2 \Rightarrow \left(I_{s_max} \frac{L_s}{L_m} \right)^2 \geq$$

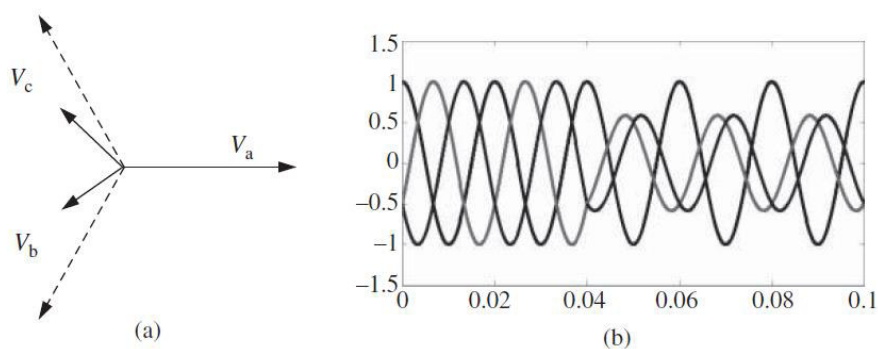
$$\geq \left(\frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m} - i_{dr} \right)^2 + (i_{qr})^2 \quad (5.42)$$

Это также определяет окружности с радиусом $I_{s_max} \frac{L_s}{L_m}$ и центром в точке $\frac{|\vec{\psi}_s|}{L_m}$. С другой стороны, с помощью выражений (5.37) и (5.38), вращающий момент пропорционален i_{qr} , а реактивная мощность статора пропорциональна i_{dr} ; это означает, что на плоскости обе переменные определяются прямыми линиями.

5.2.4 Работа при несбалансированном напряжении сети

В некоторых сценариях и положениях асинхронная машина с двойным питанием может быть вынуждена работать при несимметричном напряжении сети [77, р. 155-241]. Это может происходить постоянно, например, в слабых сетях, где нелинейные нагрузки вызывают дисбаланс напряжения сети, или, наоборот, в течение ограниченного периода времени во время сбоев в сети, когда напряжение, наблюдаемое асинхронной машиной с двойным питанием, может быть несбалансированным. Во всех случаях несимметричное напряжение непосредственно влияет на работу асинхронной машины с двойным питанием, что, если не предпринимать никаких дальнейших действий, ухудшает ее работу, например, за счет появления колебаний крутящего момента и несбалансированного обмена токами статора.

В специальной литературе классифицируются все возможные дисбалансы напряжения, но на рисунке 5.16 показан лишь пример дисбаланса напряжения, вызванного фазовым замыканием в сети. Явление дисбаланса можно изучать с помощью разложения последовательности, впервые предложенного Фортескью. Таким образом, несимметрия напряжения подразумевает наличие положительной последовательности и отрицательной последовательности.



a – векторная диаграмма; b – напряжения abc

Рисунок 5.16 – Дисбаланс, вызванный межфазным замыканием типа провала C:

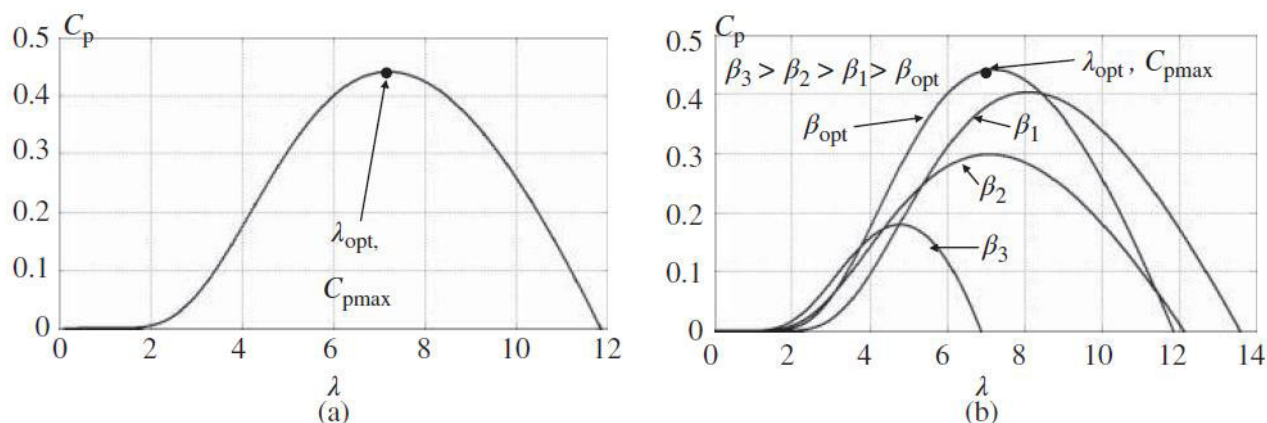
Как показано на рисунке, большинство проблем, вызванных дисбалансом, могут быть преодолены путем введения точного количества отрицательной последовательности в опорные токи ротора. Таким образом, опорный ток представляет собой сложение двух последовательностей: одна синхронизирована с положительной последовательностью напряжения сети, а другая – с отрицательной. Чтобы гарантировать, что эти две последовательности хорошо регулируются, необходимо управлять каждой последовательностью независимо. Оригинальный контур управления заменяется двумя контурами управления: первый работает в положительной вращающейся системе отсчета, а второй – в обратно вращающейся системе. Это управление называется методом двухвекторного управления.

5.2.5 Управление напряжением статора

Автономная работа источника питания требует наличия внешнего контура управления для получения высокого качества генерируемого напряжения. Учитывая, что мощность, отдаваемая статором, выше, чем мощность, отдаваемая преобразователем со стороны сети, лучше управлять генерируемым напряжением преобразователя со стороны ротора, отвечающим за возбуждение машины. Теоретически, можно управлять генерируемым напряжением преобразователя со стороны сети, используя такое же управление преобразователем со стороны ротора, которое используется для системы, подключенной к сети. Однако очень трудно добиться стабильной работы в случае, когда преобразователь частичной мощности сети стабилизирует переменное напряжение и одновременно работает как выпрямитель при подсинхронной скорости вращения ротора. Естественным расширением структуры управления током ротора для преобразователя со стороны ротора является реализация регуляторов напряжения статора. Кроме того, он может быть применен в качестве дополнительного контура как перенаправление компонентов тока статора i_{ds} , i_{qs} и члена, отвечающего за задание тока намагничивания (рисунок 5.17). Таким образом, регуляторы напряжения подают только частичные сигналы задания тока ротора i_{dr}^* , i_{qr}^* . Это означает, что реакция структуры управления на ступенчатое изменение питаемой нагрузки происходит быстрее.

$$C_p = f(\lambda, \beta) \quad \text{и} \quad \lambda = \frac{R\Omega_t}{V_w} \quad (5.44)$$

Теоретическое максимальное значение C_p задается пределом Бетца-Жуковского: $C_{p_theo_max} = 0,593$. На рисунке 5.18 графически показан пример кривых C_p .



а – при постоянном угле продольного наклона; б – при различных углах продольного наклона

Рисунок 5.18 – Коэффициент C_p ветровой турбины

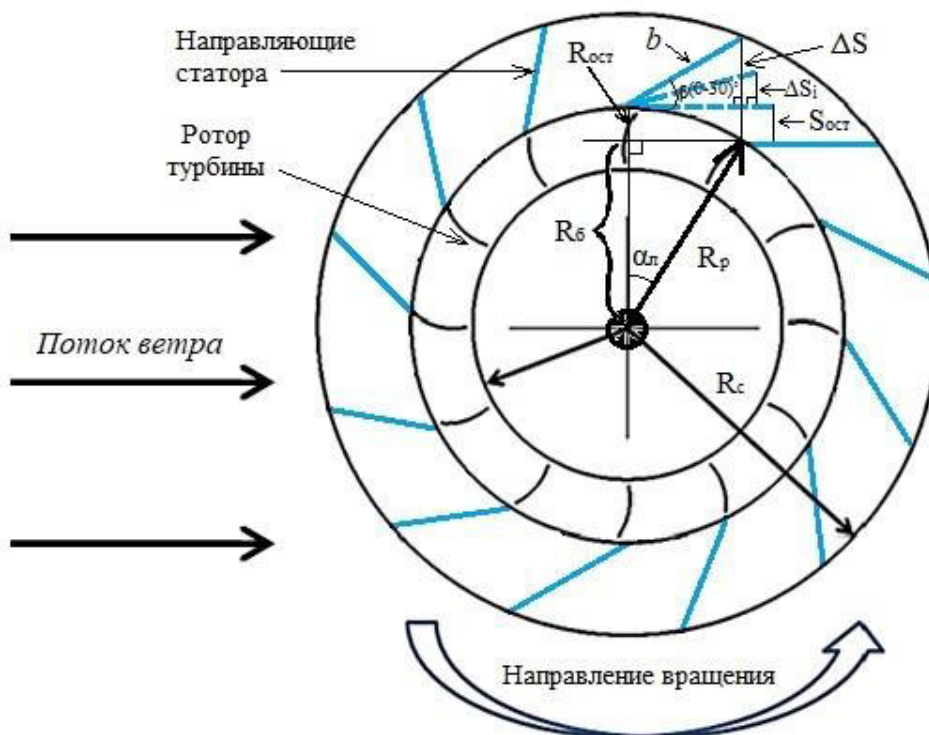


Рисунок 5.19 – Аэродинамика угла направляющих статора

Разработана новая система продольного наклона направляющих статора турбины, представленная на рисунке 5.19, которая оценивает динамику угла

продольного наклона как функцию опорного угла и требует дополнения к основному уравнению ВЭУ в виде составляющей ΔS :

$$\begin{aligned}
 N_{\text{л}} &= 12, R_p = 1, \beta = (0 - 30)^\circ, \alpha_{\text{л}} = \frac{360^\circ}{N_{\text{л}}} = 30^\circ, \\
 R_c &= (0,33 \cdot R_p) + R_p = 1,33R_p, R_c - R_p = 0,33, \\
 b &= 0,33 \cdot \cos 60^\circ, R_{\text{б}} = R_p \cdot \cos \alpha_{\text{л}}, R_{\text{ост}} = R_p - R_{\text{б}} = S_{\text{ост}}, \\
 \Delta S_i &= b \cdot \sin \beta, \Delta S = \Delta S_i + S_{\text{ост}},
 \end{aligned}
 \tag{5.45}$$

где $N_{\text{л}}$ – количество направляющих;

R_p, R_c – радиус ротора и статора;

$R_{\text{б}}, R_{\text{ост}}$ – радиус базовый и остаточный;

$\Delta S_i, \Delta S$ – динамика углов направляющих статора.

Также применяется способ оценки риска, с использованием энтропии, измеряя входные величины и на основе результата выходных данных, дает возможность интеллектуальной системе принять решение в диагностике или в управлении ВЭУ. Это не прямой инструмент принятия решений, но при условии точности он ведет к принятию более целенаправленного решения. В основе разработки основной идеи диссертационной работы лежат результаты, использованные в опубликованной статье [58, р. 169-173].

Предлагается использовать методы оценки риска для получения доказательств того, что нормативные и традиционные методы менее эффективны, чем подходы, основанные на фундаментальных положениях теории информации и теории энтропии [58, р. 169-173].

Ситуация, когда, в частности, нет явно выраженного решения, а ситуация непременно требует принятия одного из нескольких возможных вариантов для принятия решения, в литературе называется ситуацией риска [58, р. 169-173].

Исходя из возможных трактовок риска [103], можно выделить подход к исследованию сущности риска. Согласно этому подходу, риск оценивается как направление на специальную цель, достижение которой сопряжено с опасностью. Также, можно представить риск как ситуация выбора в условиях неоднозначности между версиями: «меньше привлекательной, но более надежной» и наоборот.

Таким образом, исходящая цель диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом состоит в следующем, раскрытие и оценка всех сторон и аспектов рискованной ситуации в сочетании с принятием решения, проникновением в суть технологического процесса и созданием механизма защиты объекта и систем управления от возможных внештатных ситуаций.

Суть энтропии заключается в следующем. Пусть в системе может существовать n состояний, которые описываются размерностями $X_1, X_2, \dots, X_n$ с вероятностями этих состояний, соответственно $P_1, P_2, \dots, P_n$ по $P_1 + P_2 + \dots + P_n$, вероятность состояния которых полностью определена.

$$H(a) = -\sum_{k=1}^n P_k \log_q P_k, \quad P_k = \frac{1}{n}, \quad (5.46)$$

где q – основание системного логарифма;

P_k – вероятность k -го действия;

n – число равновероятных состояний системы [58, р. 169-173].

Для того чтобы количественно оценить энтропию системы, необходимо указать основание логарифма.

Следует отметить, что в выражении (5.46) неопределенность состояния системы $H(a)$ становится нулевой, когда одно из возможных состояний является достоверным, достигает максимума для равновероятных действий P_k [58, р. 169-173].

Выражение в (5.46) следует рассматривать как неопределенность одного из возможных состояний конечного события, а его значение с противоположным знаком – как энтропию k -го состояния этого события [58, р.169-173].

С целью проверки возможности практического использования фундаментального выражения (5.46) для интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом, в неопределенных состояниях, в качестве примера были рассчитаны значения энтропии для различных значений вероятностей P_k для каждой степени состояния направляющих статора турбины, АКПП и тока возбуждения.

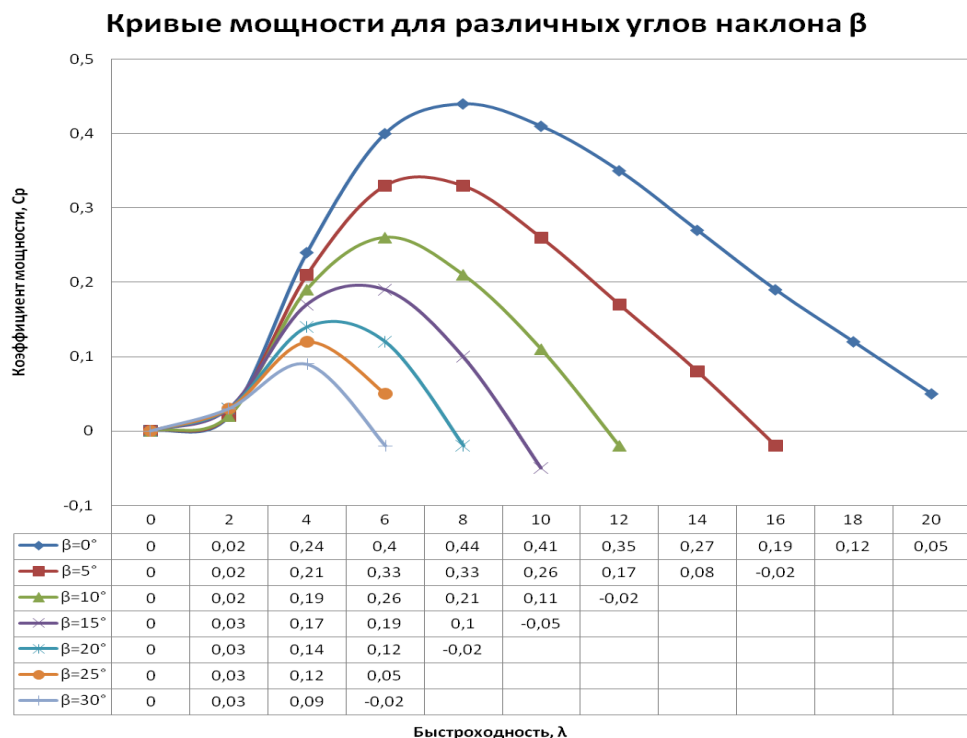


Рисунок 5.20 – Кривые мощности для различных углов наклона направляющих

На рисунке 5.20 представлены различные состояния углов наклона направляющих в виде кривых мощностей.

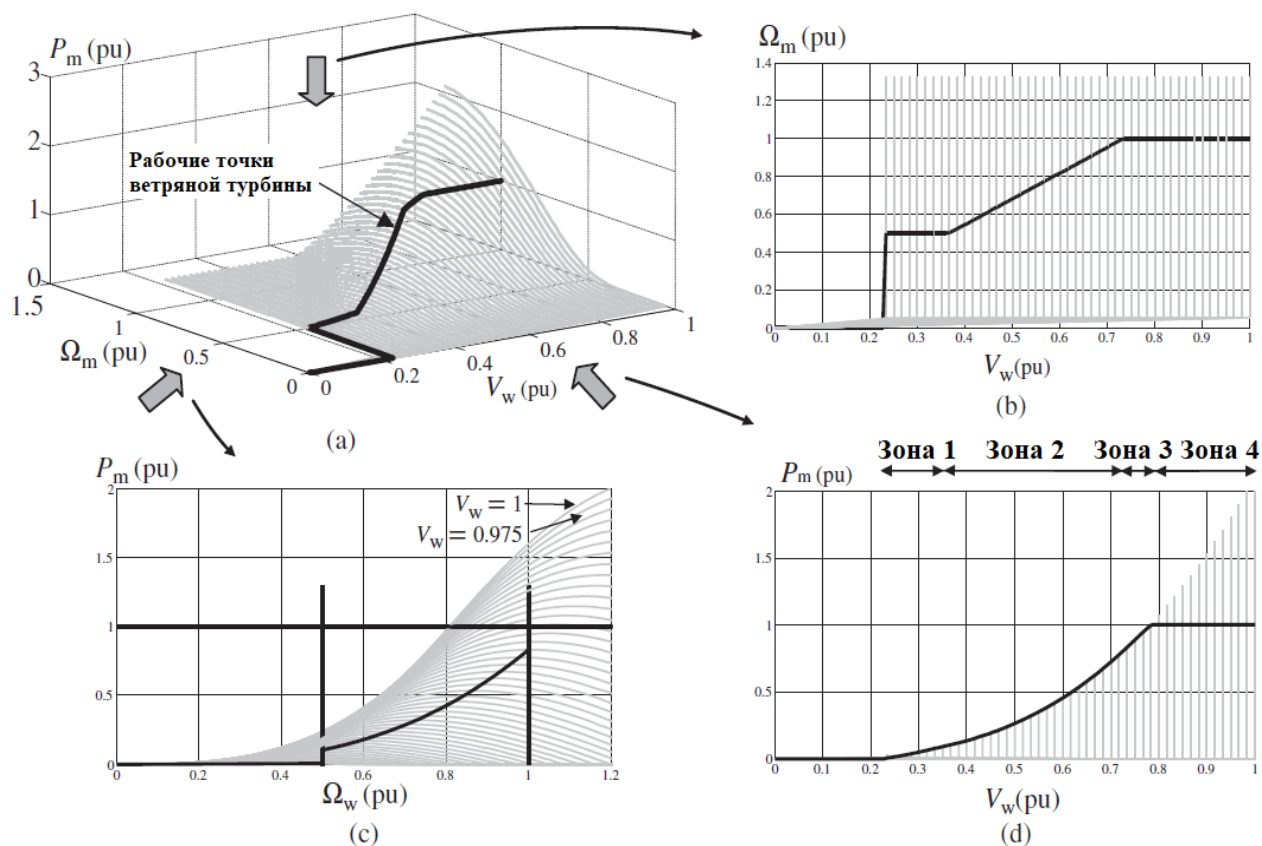
5.3.1 Зоны управления турбиной

В предположении идеальной механической связи и пренебрегая возможными потерями в редукторе, расположенном между ротором турбины и асинхронной машиной с двойным питанием, мощность, вырабатываемая ветровой турбиной P_t , полностью передается на вал асинхронной машины с двойным питанием; таким образом, $P_m = P_t$. Поэтому, оценивая выражения для различных скоростей ветра и различных скоростей вращения ветровой турбины (шаг поддерживается постоянным в оптимальном положении β_{opt}), можно представить уловленную мощность ветра в трехмерном пространстве, как показано на рисунке 5.21а. Это показательный пример ветровой турбины, для которой был выбран определенный радиус модулей R . Видно, что при каждой постоянной скорости ветра кривая представляет собой точку максимума генерируемой мощности при одной конкретной скорости вращения. Это свойство ветряных турбин используется с помощью регулятора скорости вращения, который всегда пытается выбрать соответствующую скорость вращения при любой заданной скорости ветра, чтобы получить максимальную доступную мощность от ветра. Однако на рисунке 5.21а также показаны точки, в которых работает ветряная турбина. Можно отметить, что не всегда возможно работать в точках кривых максимальной мощности. Это связано с ограничением максимальной Ω_{t_nom} и минимальной Ω_{t_min} скоростей вращения ветровой турбины. В зависимости от конструкции турбины, скорость вращения ограничивается соображениями эффективности и безопасности. Для большинства конструкций турбин эти ограничения скорости дают четыре зоны работы, связанные со скоростью вращения. Проекция рисунка 5.21а на три плоскости, показанные на рисунке 5.21b-d, помогают очертить эти четыре рабочие зоны (сохраняется соотношение редуктора: $N\Omega_t = \Omega_m$):

ЗОНА 1: В этой зоне скорость вращения ограничена и поддерживается постоянной до минимального значения; поэтому невозможно извлечь из ветра максимальную мощность. В данном примере ветряной турбины, между скоростями ветра 0,235 и 0,36 на единицу, улавливаемая мощность не является максимальной.

ЗОНА 2: В этой зоне скорость вращения может быть изменена для достижения максимальной точки кривых мощности. В этой зоне обычно применяется стратегия отслеживания точки максимальной мощности (MPPT). Таким образом, между скоростями ветра 0,36 и 0,73 на единицу, скорость вращения изменяется, всегда стремясь к максимуму кривых мощности.

ЗОНА 3: Эта зона возникает в некоторых конструкциях турбин, когда достигается максимальная скорость вращения, но не максимальная генерируемая мощность. Для данной конструкции турбины, между скоростями ветра 0,73 и 0,78 на единицу, скорость вращения должна поддерживаться на максимальном значении, хотя невозможно захватить максимальную мощность от ветра и, следовательно, она не работает на максимуме кривых мощности.



а – $P_m = f(V_w, \Omega_m)$; б – проекция на плоскость (V_w, Ω_m) ; в – проекция на плоскость (P_m, Ω_m) ; г – проекция на плоскость (P_m, V_w)

Рисунок 5.21 – Кривые мощности ветровой турбины с регулируемой скоростью вращения.

ЗОНА 4: Эта зона начинается, когда захваченная мощность равна номинальной мощности, что для данного примера турбины составляет 0,78 на единицу скорости ветра. В этой зоне генерируемая мощность и скорость поддерживаются постоянными на своих максимальных значениях путем изменения угла продольного наклона. Таким образом, направляющие постепенно отклоняются от ветра, потому что можно поддерживать постоянную улавливаемую мощность, даже если скорость ветра увеличивается.

5.3.2 Управление турбиной

Учитывая, что ветровая турбина может работать в четырех различных зонах в зависимости от скорости вращения, в данном разделе представлена общая стратегия управления ветровой турбиной (рисунок 5.22а). Асинхронная машина с двойным питанием имеет векторное управление преобразователем на стороне ротора, как показано на рисунке 5.13, но за счет исключения контура управления скоростью и преобразования в блок управления ветровой турбиной (при необходимости). Таким образом, этот новый блок управления ветровой турбиной генерирует опорные значения крутящего момента и угла для определения четырех рабочих зон. Преобразователь на стороне сети также имеет векторное управление и отвечает за отвод генерируемой мощности в сеть

через ротор машины и за управление напряжением на шине постоянного тока обратного преобразователя. Q_s и Q_g генерируются стратегией выработки реактивной мощности, помогая сети с необходимой реактивной мощностью в соответствии с требованиями оператора сети.

На рисунке 5.22b показаны некоторые возможные способы управления блоком ветряных турбин для каждой рабочей зоны. Как можно заметить, в зонах 1 и 3 представлена одна и та же структура управления. Скорость регулируется как постоянная относительно максимального или минимального значения с помощью электромагнитного момента, создаваемого асинхронной машиной с двойным питанием. Как правило, в этой ситуации угол продольного наклона поддерживается постоянным. С другой стороны, в зоне 4, скорость также регулируется как постоянная относительно максимального значения, но в этом случае, путем приведения в действие угла продольного наклона и поддержания постоянного электромагнитного момента. Наконец, отслеживание точки максимальной мощности в зоне 2 может быть выполнено в соответствии с различными способами управления. Например, можно использовать косвенное управление скоростью, используя тот факт, что когда достигается отслеживание точки максимальной мощности (работа при C_{p_max}), генерируемая мощность находится в кубической зависимости от скорости следующим образом:

$$V_w = \frac{R\Omega_t}{\lambda_{opt}} \Rightarrow P_t = \frac{1}{2} \rho D H \left(\frac{R\Omega_t}{\lambda_{opt}} \right)^3 C_{p_max} \Rightarrow \begin{cases} P_t = k_{opt} \Omega_t^3 \\ k_{opt} = \frac{1}{2} \rho D H R^3 \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \end{cases} \quad (5.47)$$

Новейшие сетевые требования для ветряных турбин с переменной скоростью также накладывают некоторые дополнительные требования, связанные с поддержкой сети. С одной стороны, оператор может потребовать определенного значения полного обмена реактивной мощностью Q_{total} с сетью в некоторых заранее установленных пределах. Как правило, это требует увеличения размеров конструкции преобразователя и/или машины ветровой турбины, чтобы распределить общий спрос на реактивную мощность между Q_s и Q_g и реализовать специальную стратегию генерации реактивной мощности, как показано на рисунке 5.22.

С другой стороны, сетевой стандарт может также навязать поддержку первичного регулирования частоты сети путем поддержания определенного запаса мощности в ветровой турбине. Этого можно достичь, избегая извлечения максимальной мощности из ветра, работая на скоростях, отличных от оптимальных, или двигаясь дальше от оптимального угла наклона. Таким образом, ветряная турбина будет вносить свой вклад в баланс выработки электроэнергии в сети, который в настоящее время осуществляется традиционными электростанциями.

Наконец, от ветряных турбин может потребоваться инерционная реакция на изменение частоты, как это естественно происходит с синхронными генераторами обычных электростанций. Таким образом, как и в случае с обычными генераторами, ветряные турбины при нормальной работе накапливают кинетическую энергию во вращающихся направляющих. Если ничего особенного не предпринимать, эта энергия не вносит вклад в инерцию сети, поскольку скорость вращения контролируется управлением преобразователя. Следовательно, можно также моделировать инерционный отклик в ветровых турбинах, добавив блок имитации к задающему моменту ветровой турбины [99, р. 433], как показано на рисунке 5.23.

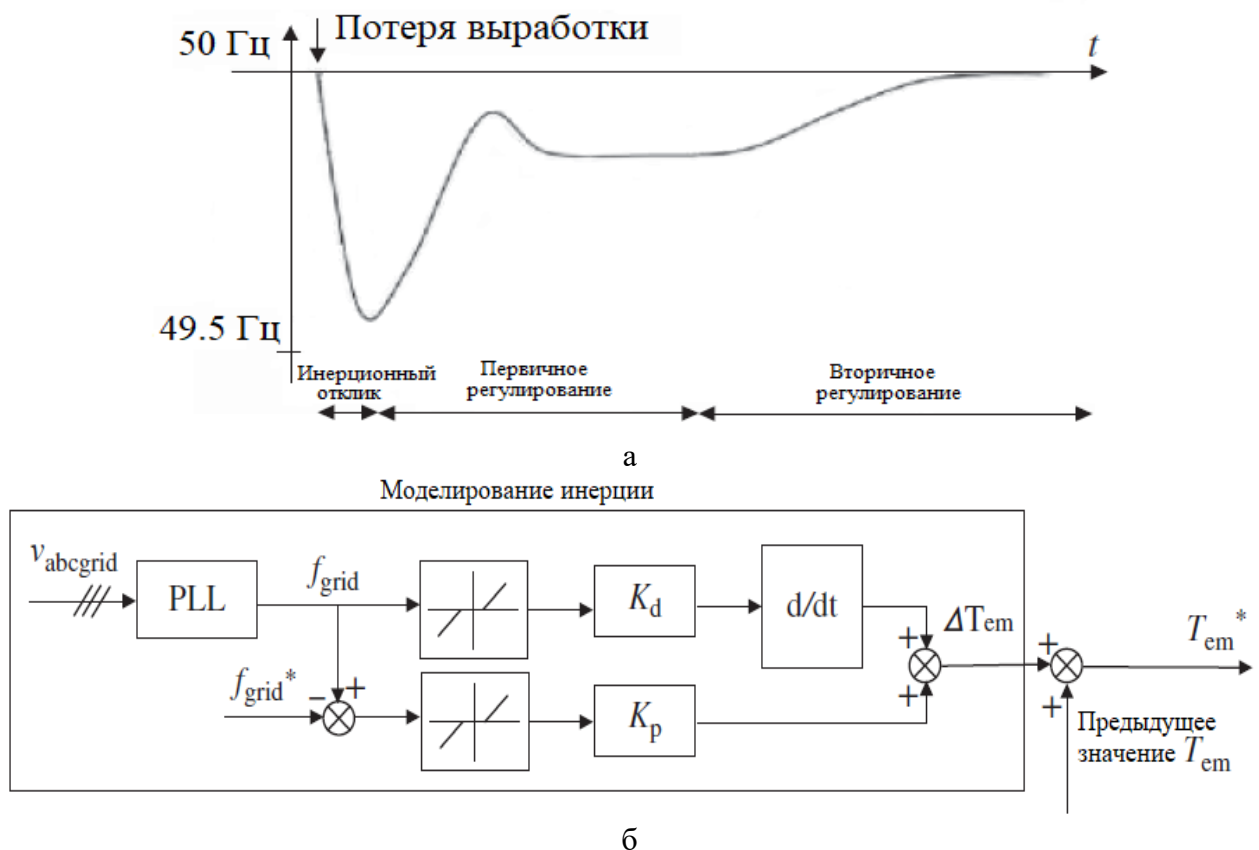


Рисунок 5.23 – Поддержка частоты сети за счет моделирования инерции, добавленной к заданию крутящего момента

Все вышеуказанные данные и методы исследования послужили для получения последующих обучающих выборок для интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ВЭК по регулированию тока возбуждения генератора, по регулированию механизма направляющих статора турбины и по регулированию АКПП, а также системы диагностики и поддержки частоты сети, способствующей стабильной выработке электроэнергии.

5.4 Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом

Предлагаемая модель ветровой турбины с интеллектуальной системой диагностики и оптимального управления состоит из следующих систем:

- разработанная аэродинамическая модель, оценивает крутящий момент турбины T_t как функцию скорости ветра V_v и угловой скорости турбины Ω_t ;
- система интеллектуального управления продольным наклоном статора, оценивает динамику угла продольного наклона как функцию опорного угла продольного наклона α_{ref} , тем самым определяет положение угла направляющих ΔS ;
- механическая система, оценивает угловую скорость генератора и турбины (Ω_t и ω_m) как функцию крутящего момента турбины и крутящего момента генератора T_{em} ;
- система интеллектуального управления АКПП оценивает динамику угловой скорости турбины Ω_t , определяет положение переключения передачи $\Delta \eta$;
- электрические машины и преобразователи мощности преобразуют крутящий момент генератора в ток сети как функцию напряжения сети;
- система интеллектуального управления током возбуждения генератора, оценивает крутящий момент генератора, аэродинамический угол и реактивную мощность в зависимости от скорости ветра и напряжения сети I, V ;
- интеллектуальная система полностью управляет энергосистемой, а также диагностирует состояние ВЭУ. Структура представлена на рисунке 5.24.

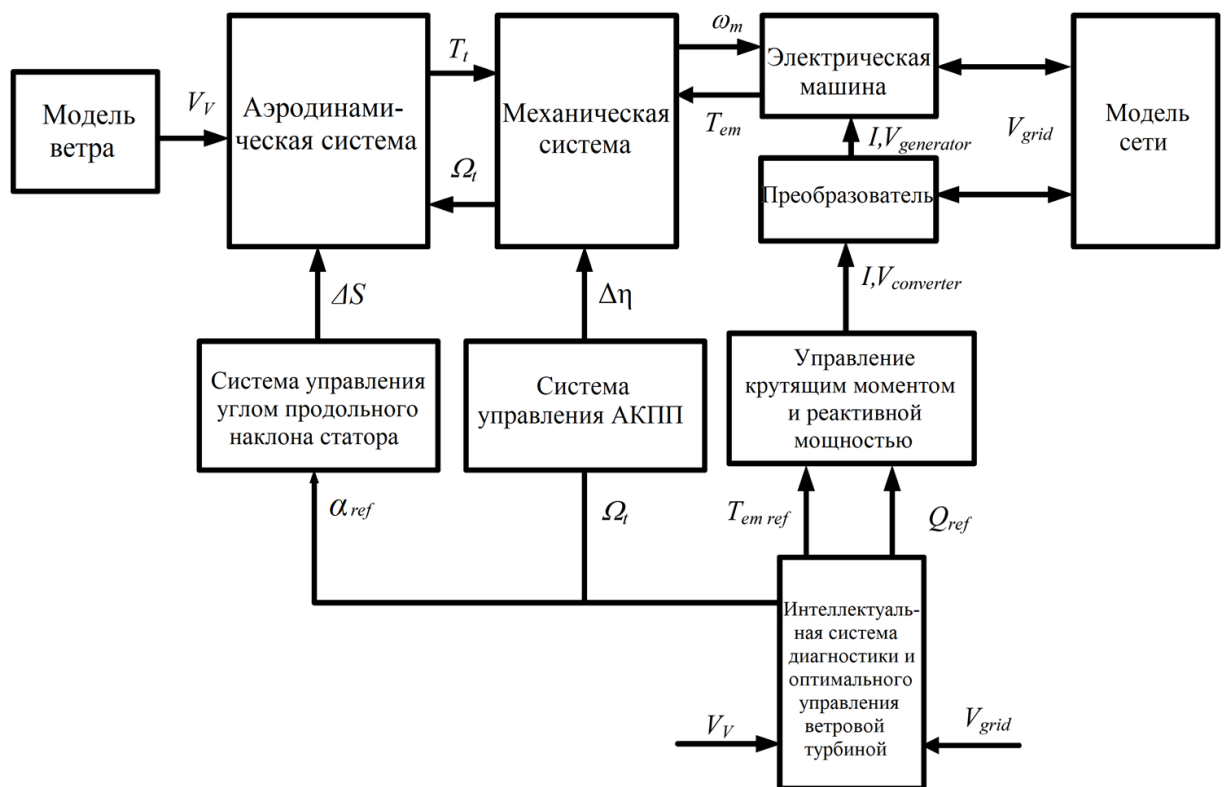


Рисунок 5.24 – Стратегия управления ветровой турбиной

На основе разработанной стратегии управления ВЭУ была создана соответствующая конструкция, представленная на рисунке 5.25.

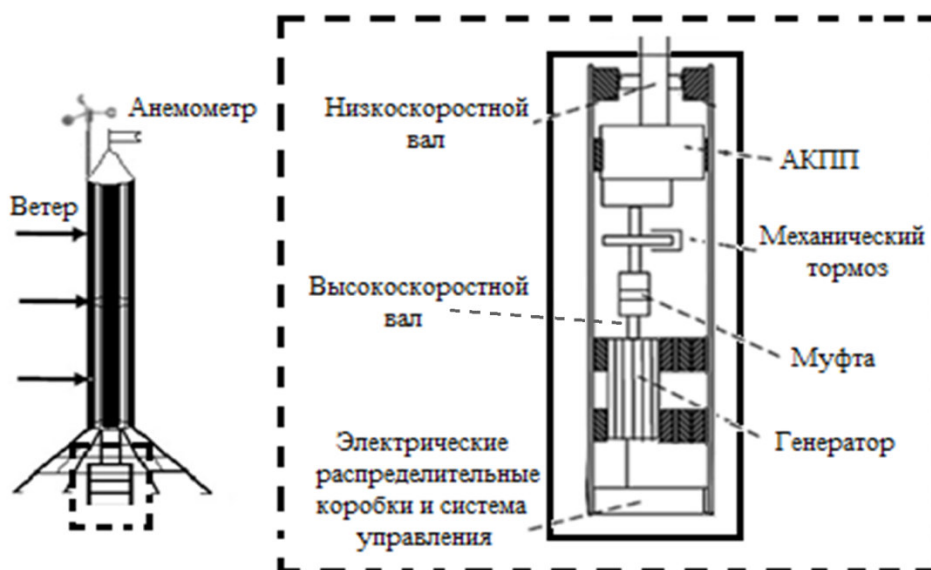


Рисунок 5.25 – Конструкция ветроэнергетической установки

В цилиндрической конструкции находятся основные компоненты ветровой турбины: модуль турбины, включая редуктор и электрогенератор.

Модуль составляет ротор и статор ветровой турбины, то есть направляющие ротора и направляющие статора турбины. Направляющие статора турбины захватывают ветер и передают его энергию на направляющие ротора. У ветровой турбины каждая направляющая ротора имеет винтообразную форму.

Разработанные подвижные направляющие статора на внешних механизмах работают как регуляторы скорости ветра, а также как воздушные тормоза, которых можно назвать тормозами направляющих. Наконечник направляющих закреплен пластинами на валу, установленном на подшипнике внутри основного модуля. На конце вала закреплена конструкция зубчатой передачи, которая вращает наконечник направляющих при воздействии внешнего движения.

Во время работы ветровой турбины, интеллектуальная система, учитывая скорость ветра, регулирует направляющие статора от 0-90 градусов, через пластины основного механизма зубчатой передачи, тем самым позволяя центробежной силе выставлять наконечник направляющих наружу.

Когда возникает необходимость остановить ветряную турбину, сдерживающая сила отключается путем обратного вращения двигателя. Затем механизм на валу поворачивает наконечник на 90 градусов, тем самым закрывает направляющие статора, а также выставляет в положение торможения. Двигатель плавно регулирует зубчатую передачу, позволяя наконечнику медленно вращаться в течение нескольких секунд, прежде чем полностью встать в нужное положение. Это позволяет избежать чрезмерных ударных нагрузок при торможении.

Механизм регулировки направляющих статора эффективно снижает движущую силу ротора. Однако с учетом состояния парусности выполнено так, чтобы не полностью останавливать вращение ротора, что позволяет для каждой скорости ветра иметь соответствующую скорость свободного вращения ротора турбины. Скорость вращения в свободном режиме значительно ниже нормальной рабочей скорости вращения, что обеспечивает ветряной турбине безопасное состояние, даже в случае выхода из строя механического тормоза, такого как гидротолкатель.

Полумуфта ротора прикреплена к низкоскоростному валу ветровой турбины. Низкоскоростной вал ветровой турбины с АКПП и полумуфтой ротора соединяется с высокоскоростным валом. Например, ветровая турбина с модулями диаметром 1,0 м, высотой 2,0 м развивает мощность турбины при 15 м/с в среднем 10,5 кВт. Начальная скорость ветровой турбины - 2 м/с, а номинальную мощность вырабатывает при скорости - 12,3 м/с. Номинальная скорость вращения ветровой турбины в среднем составляет 25-100 об/мин.

В коробке передач низкоскоростной вал расположен сверху. Он заставляет высокоскоростной вал вращаться примерно в 20-50 раз быстрее, чем низкоскоростной вал, которая регулируется интеллектуальной системой.

Высокоскоростной вал вращается со скоростью около 1000-2000 оборотов в минуту (об/мин) и приводит в действие электрогенератор. Он оснащен аварийным механическим тормозом. Механический тормоз используется в случае отказа аэродинамического тормоза (подвижные направляющие статора турбины) или когда турбина находится на техническом обслуживании.

Электрический генератор представляет собой, так называемый индукционный генератор или асинхронный генератор двойного питания. Максимальная электрическая мощность ветряной турбины зависит от проектирования конструкции ВЭУ.

Блок управления содержит контроллер, который постоянно отслеживает состояние ветровой турбины, в том числе диагностирует энергосистему и управляет интеллектуально механизмом регулирования направляющих статора турбины, АКПП и возбуждением электрического генератора. В случае любой неисправности (например, перегрев АКПП или генератора) он автоматически останавливает ветряную турбину и вызывает компьютер оператора ветряной турбины через каналы связи, а также предусмотрено дистанционное управление энергосистемой.

Блок охлаждения содержит электрический вентилятор, который используется для охлаждения электрического генератора. Кроме того, он содержит блок охлаждения масла, который используется для охлаждения масла в коробке передач. Также некоторые турбины имеют генераторы с водяным охлаждением.

Цилиндрическая конструкция включает в себя несколько модулей, количество которых зависит от необходимой мощности. Как правило, преимуществом является высокая конструкция, так как скорость ветра увеличивается выше от земли.

Высокие и тонкие конструкции вертикальных ветровых турбин являются их естественной особенностью. Фундамент представляет собой типичное инженерное сооружение, предназначенное преимущественно для передачи вертикальной нагрузки, связанной с весом конструкции. Тем не менее, в случае вертикальных ветровых турбин необходимо учесть существенную горизонтальную нагрузку, вызванную сильным ветром и воздействием окружающей среды.

Механизм регулирования направляющих оснащен электродвигателем, который управляется электронным контроллером. Этот контроллер, используя нейрорегуляторы, интеллектуально определяет положение угла направляющих на основе данных о скорости ветра. Обычно направляющие поворачиваются на небольшой угол за один раз. Однако, несмотря на изменения скорости ветра, цилиндрическая форма ветряной турбины не поддается влиянию направления ветра, что обеспечивает ей способность принимать ветер в любом направлении. Для измерения скорости ветра применяется анемометр.

Электронные сигналы от анемометра в режиме реального времени собираются электронным контроллером ветровой турбины. Интеллектуальная система диагностики и оптимального управления запускает турбину при скорости ветра около 2 м/с и автоматически останавливает ее, если скорость ветра превышает 45 м/с для защиты турбины и окружающей среды. В остальных случаях система управления, анализируя данные скорости ветра, регулирует направляющие статора и выставляет их в необходимое положение. Интеллектуальный алгоритм также отслеживает точку максимальной мощности, определяя оптимальный коэффициент использования энергии ветра для достижения оптимальной работы ветроэнергетической установки.

После регулирования направляющих и выставления их в необходимое положение измеряется скорость вращения низкоскоростного вала турбины и частота тока возбуждения генератора. Полученные данные передаются системе интеллектуального управления, которая в свою очередь переключает соответствующую передачу высокоскоростного вала в диапазоне регулирования генератора турбины.

Далее, следующая система интеллектуального управления регулирует ток возбуждения до требуемого значения.

Таким образом, разработанная система интеллектуального управления способствует оптимальной работе и стабильной выработке электроэнергии.

Выходное напряжение ветряных турбин находятся в диапазоне низкого напряжения - 380, 400, 440 В - для моделей ветряных турбин, предназначенных для прямого подключения к низковольтной трехфазной распределительной сети. Однако растущий спрос на электроэнергию и интеграция в ветряные фермы привели к увеличению этого напряжения до 690 В. В случае подключения ветряной турбины к распределительной сети среднего напряжения, в комплект входит трансформатор.

В процессе разработки интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом были измерены и рассчитаны следующие параметры: усредненные значения скорости ветра,

аэродинамика угла направляющих, кривые мощности для различных углов наклона ротора и статора, отслеживание точек максимальных значений кривых мощности. Также были определены положения переключения передач и необходимая частота тока возбуждения для формирования обучающей выборки и обучения нейронной сети. Результаты представлены на рисунке 5.26.

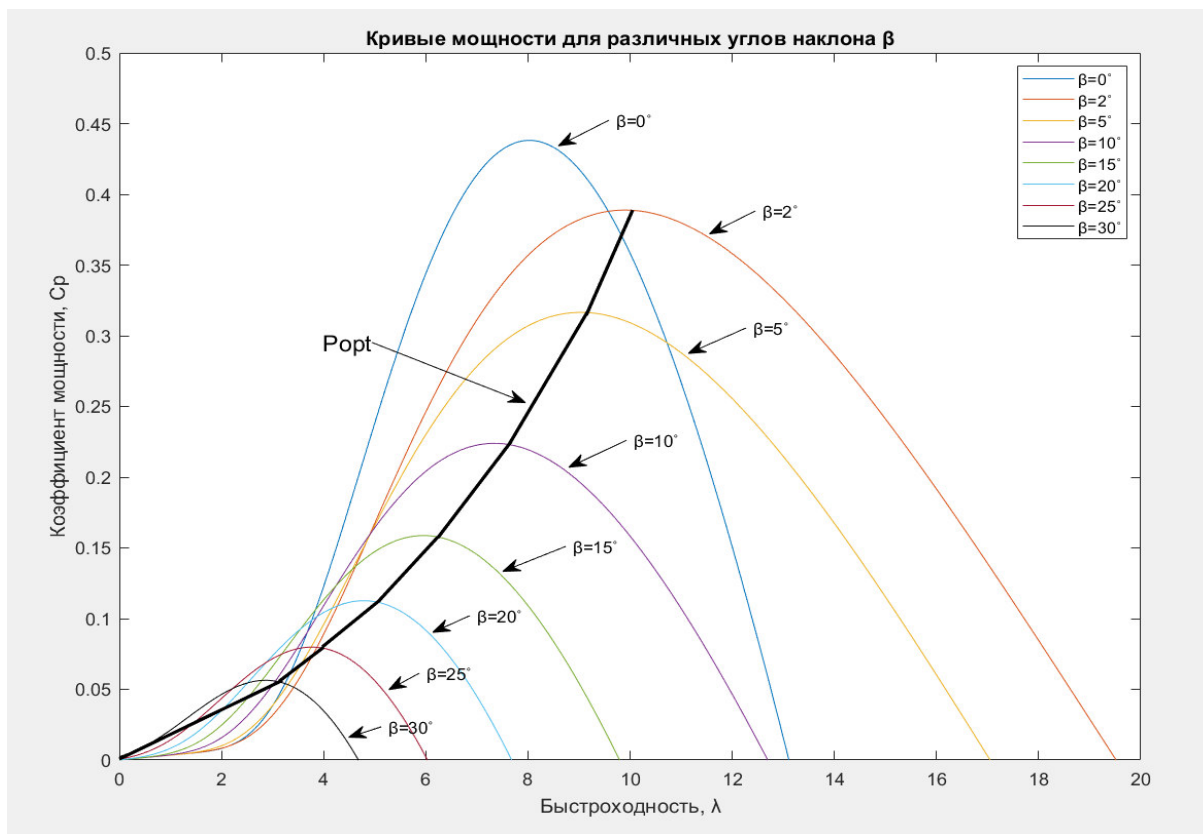


Рисунок 5.26 – Нахождение оптимальной мощности при отслеживании максимальных значений кривых мощностей для создания обучающей выборки

При обнаружении изменения частоты выше определенных пределов, система интеллектуального управления АКПП и регулирования тока возбуждения генератора, накладывает быстрое изменение крутящего момента, что также изменяет мощность, передаваемую ветровой турбиной в сеть. Это достигается за счет изменения скорости вращения ротора и, следовательно, изменения накопленной кинетической энергии ветровой турбины. Эта быстрая реакция, которая быстрее, чем первичное регулирование обычных электростанций, способствует предотвращению быстрых изменений частоты из-за внезапных изменений в потреблении энергии, которые могут отключить электростанции из-за превышения отклонения частоты. Можно обратить внимание, что когда скорость вращения достигает заранее установленного максимального или минимального предела, ветровая турбина не может вносить дальнейший вклад в инерционную реакцию и будет работать на скорости, отличной от оптимальной, не извлекая максимальную мощность из ветра. Однако в течение первых критических секунд изменения частоты, вносит свой вклад в виде дополнительной мощности. Затем, чтобы снова достичь

оптимальной скорости, ветровая турбина будет работать противоположно первичному регулированию частоты. Следует отметить, что для обеспечения быстрой и точной информации об изменении частоты очень важен метод быстрой синхронизации, например, фазосдвигающий контур.

5.4.1 Разработка системы диагностики ветроэнергетического комплекса. Анализ ветряных турбин на базе асинхронных машин с двойным питанием во время провалов напряжения. Понимание потери контроля во время падения напряжения в сети

Провалы напряжения известны как внезапные падения напряжения в сети, вызванные непредвиденными обстоятельствами или неисправностями в электросети. Исследование, представленное в данном разделе, сосредоточено только на симметричных провалах напряжения и не рассматривает асимметричные провалы. Когда провал напряжения наблюдается непосредственно на статоре асинхронной машины с двойным питанием, необходимо проанализировать поведение потока статора, чтобы понять трудности, возникающие из-за возмущения, вызванного провалом. Таким образом, объединив выражения (5.22) и (5.25) и убрав ток статора, можно получить следующее интересное выражение:

$$\frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s} \vec{\psi}_s^s + R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r^s \quad (5.48)$$

Можно заметить, что когда происходит резкий провал напряжения, поток статора не может вернуться к своему конечному устойчивому состоянию так же быстро, как напряжение статора. Каждая фаза потока статора развивается как сумма синусоиды (постоянной и непогашенной) и экспоненты (также известной как естественный поток) с постоянной времени L_s/R_s (которая может составлять несколько секунд). Ток ротора может заставить поток затухать быстрее (с током ротора в противофазе с потоком статора), как показано на рисунке 5.27. Следует обратить внимание, что ток ротора векторно управляется с помощью преобразователя со стороны ротора, если управление не было потеряно.

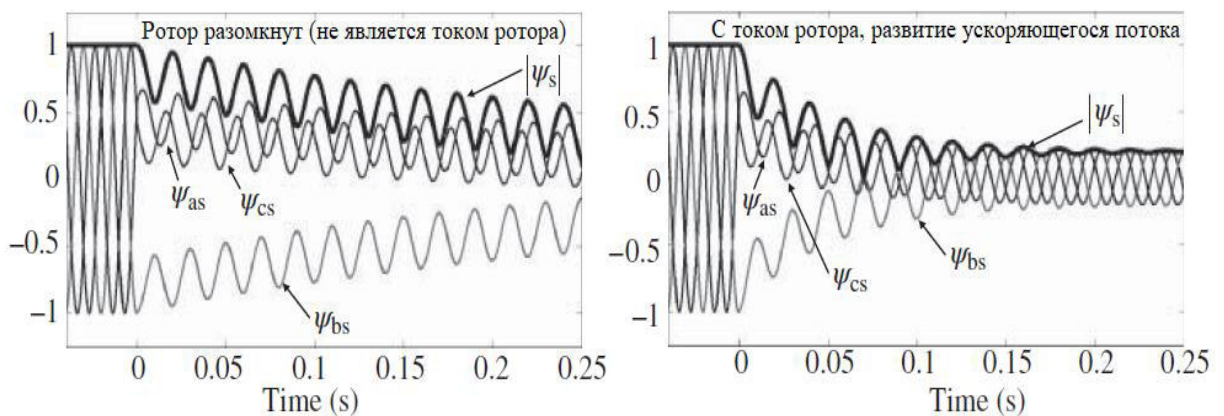


Рисунок 5.27 – Изменение потока статора в единицах во время провала напряжения на 80%

С другой стороны, полезно модифицировать эквивалентную электрическую схему асинхронной машины с двойным питанием, как показано в разделе 5.1.3, в более компактную эквивалентную схему. Для этого из выражений (5.22)-(5.25) можно получить следующее уравнение, которое приводит к схеме, показанной на рисунке 5.28а:

$$\vec{v}_r^r = \frac{L_m}{L_s} (\vec{v}_s^r - j\omega_m \vec{\psi}_s^r) + \left[R_r + \left(\frac{L_m}{L_s} \right)^2 R_s \right] \vec{i}_r^r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \vec{i}_r^r \quad (5.49)$$

Видно, что ток ротора определяется как функция напряжений статора и ротора, потока статора (также зависит от тока ротора) и эквивалентных сопротивлений и индуктивностей. Поэтому пространственная векторная диаграмма при подсинхронной скорости имеет вид, показанный на рисунке 5.28б. Сумма доминирующих членов $\vec{v}_r^r$ и $j\omega_m \vec{\psi}_s^r$ должна приблизительно совпадать с $\vec{v}_s^r$.

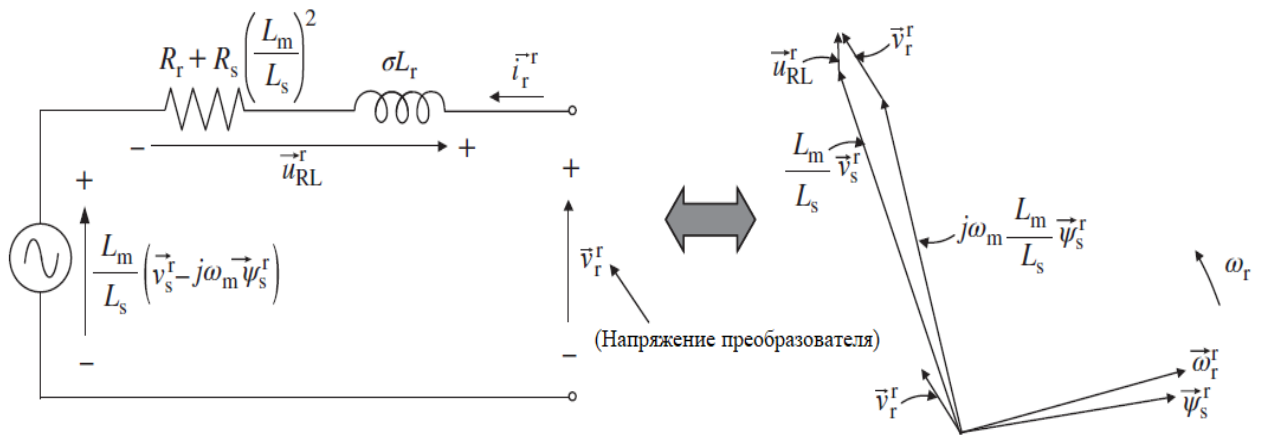


Рисунок 5.28 – (а) Эквивалентная схема асинхронной машины с двойным питанием для анализа провалов напряжения и (б) пространственная векторная диаграмма при подсинхронизме в режиме генератора

Таким образом, когда машина работает в некоторой точке в устойчивом состоянии и происходит внезапный провал напряжения статора, внезапное изменение напряжения статора должно сопровождаться внезапным изменением напряжения ротора, чтобы предотвратить большое увеличение тока ротора. Необходимо отметить, что поскольку поток статора уменьшается медленно, как показано на рисунке 5.27, требуемое напряжение ротора будет выше, чем при установившемся режиме, из-за возмущения, вызванного провалом напряжения. Изменение величин векторов при провале представлено на рисунке 5.29.

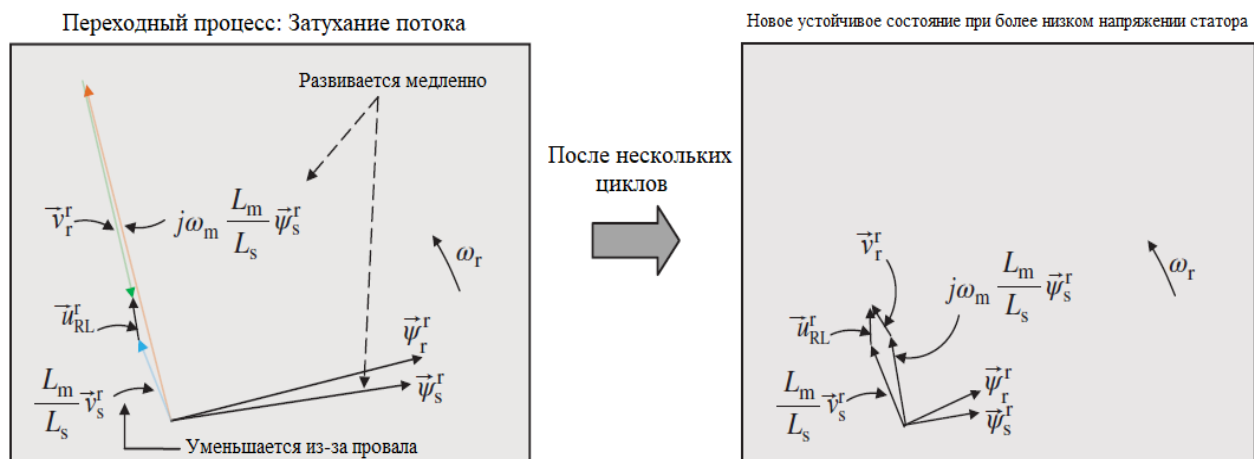


Рисунок 5.29 – Изменение величин векторов с первого момента снижения напряжения статора до устойчивого состояния, достигаемого при провале

Через несколько циклов новое устойчивое состояние может быть аналогично состоянию в момент, предшествующий провалу, но с меньшей амплитудой из-за снижения напряжения статора, что также приводит к снижению T_{em} и Q_s . Следует отметить, что для того, чтобы не потерять контроль, удерживающий токи ротора в безопасных пределах (без сильного увеличения), необходимо иметь исключительно большую амплитуду напряжения ротора, особенно в начале провала напряжения. Самым неблагоприятным случаем будет, если провал напряжения статора составляет 100%, что требует, чтобы напряжение ротора полностью заменило исчезнувшее напряжение статора. К сожалению, как видно из предыдущего раздела, типовые размеры преобразователя, питающего ротор, могут обеспечить только максимум примерно 1/3 напряжения статора. Поэтому, из-за ограничения напряжения ротора (ограничение преобразователя), эти типы не могут гарантировать, что во время сильных провалов напряжения ток ротора будет поддерживаться в безопасных пределах, без потери управления. Как правило, из-за этого ограничения напряжения ветряные турбины на базе асинхронной машины с двойным питанием оснащаются дополнительной системой защиты, как закорачивающая перемычка, которая решает проблему резких провалов напряжения. Следует подчеркнуть, что очень похожие ситуации возникают при гиперсинхронных скоростях, а также при асимметричных провалах напряжения. Таким образом, можно сделать вывод, что после сильного провала напряжения, во время изменения потока статора, как правило, наступает короткий период потери управления, что обычно вызывает сверхтоки в статоре и роторе машины, пока поток не достигнет такого уровня, при котором имеющееся напряжение преобразователя может гарантировать управление машиной. В целях защиты системы от сверхтоков, вызванных потерей управления, активируется защита «закорачивающей перемычки», которая одновременно ускоряет изменение потока и пытается как можно быстрее восстановить управление с помощью преобразователя.

5.4.2 Работа во время сильных провалов напряжения в сети

Как видно из предыдущего раздела, во время значительных провалов напряжения система нуждается в закорачивающей перемычке для защиты от перегрузок по току и перенапряжений, вызванных потерей управления во время провала. В ветровой турбине на базе асинхронной машины с двойным питанием закорачивающая перемычка устанавливается на клеммах ротора, как показано на рисунке 5.30а, что предотвращает повреждение преобразователя ротора. Он активируется при обнаружении одной некорректной ситуации. Затем ток ротора отводится на закорачивающую перемычку, и преобразователь ротора отключается. На рисунке 5.30б показана эквивалентная схема системы с использованием модели ротора, выведенной в предыдущем разделе. Как видно, при включении закорачивающей перемычки схема становится делителем сопротивления. На рисунке 5.30а закорачивающая перемычка состоит из выпрямителя, управляемого переключателя и сопротивления. Существует несколько топологий закорачивающей перемычки, отличающихся от топологии, показанной на этом рисунке.

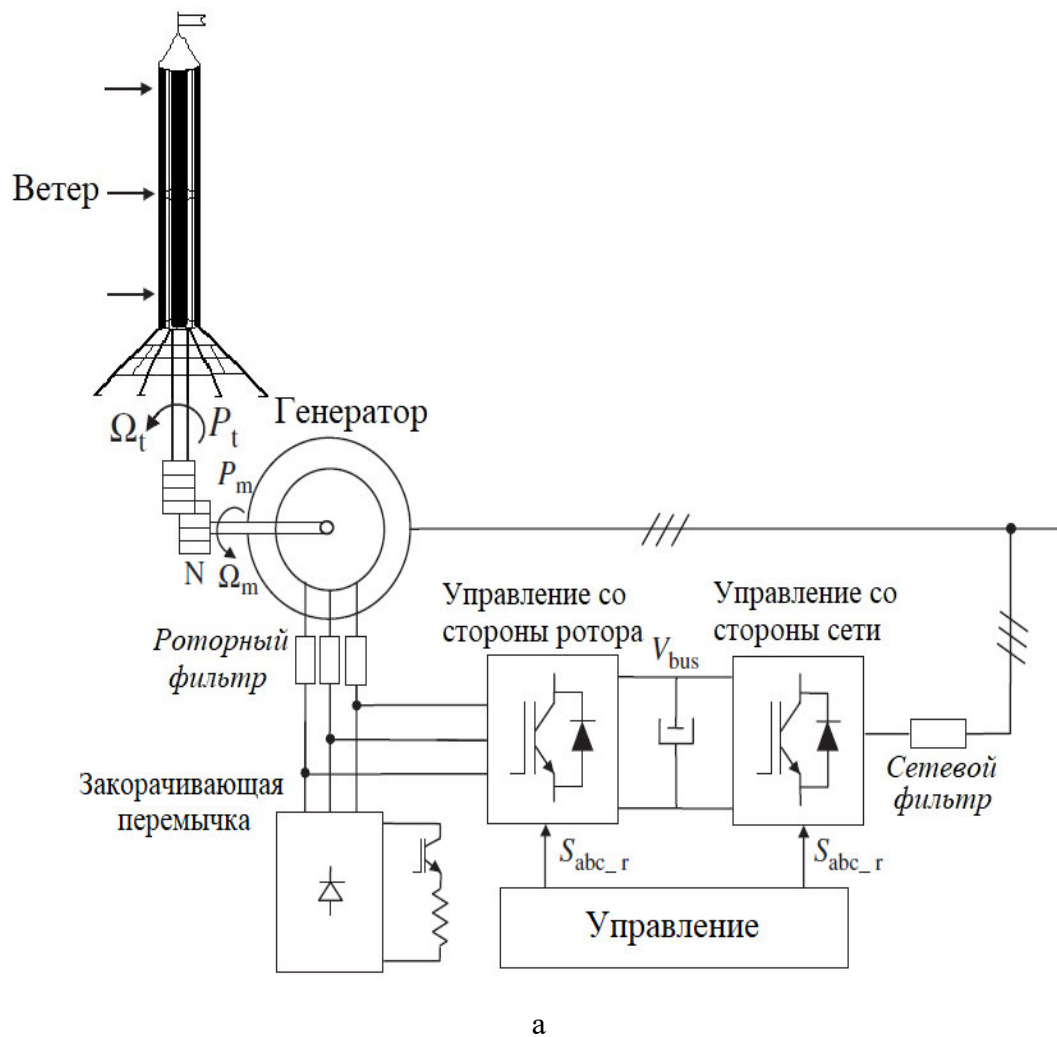


Рисунок 5.30 – Система, оснащенная трехфазной защитой с закорачивающей перемычкой постоянного тока (а) и однофазная эквивалентная схема системы при срабатывании закорачивающей перемычки (б), лист 1

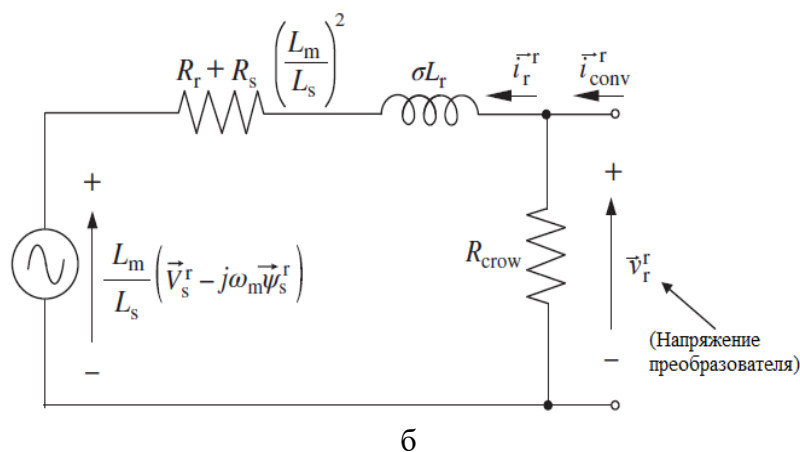


Рисунок 5.30, лист 2

В соответствии с требованиями сетевых правил, чтобы обеспечить возможность работы при низком напряжении ветровая турбина должна оставаться подключенной во время провала напряжения, следовательно, закорачивающая перемычка должна включаться и выключаться без отключения асинхронной машины с двойным питанием от сети. Таким образом, последовательность событий, которая обычно происходит во время сильных провалов напряжения, можно представить следующим образом:

1. Асинхронная машина с двойным питанием вырабатывает энергию в установившемся режиме в одной конкретной рабочей точке.

2. Когда происходит провал напряжения, есть несколько миллисекунд (обычно 0,5-5), пока система управления ветровой турбины не обнаружит провал. Таким образом, в этот период система не может гарантировать управление и, как правило, происходит высокий рост токов через преобразователь ротора, что также провоцирует повышение напряжения шины постоянного тока. Провал обнаруживается путем диагностики и контроля следующих параметров:

- перегрузка по току в роторе;
- перенапряжение в звене постоянного тока;
- падение напряжения в сети, обнаруженное с помощью фазовой автоподстройки частоты или методов синхронизации.

3. Как только провал обнаруживается, быстро активируется закорачивающая перемычка, которая размагничивает машину. Преобразователь ротора блокируется, обеспечивая его безопасность и гарантируя, что весь ток ротора циркулирует через закорачивающую перемычку. В зависимости от конструкции машины время, в течение которого закорачивающая перемычка активна, может составлять несколько циклов.

4. Как только поток затухает и имеющееся напряжение преобразователя может управлять машиной, закорачивающая перемычка отключается, и преобразователь ротора снова активируется. В общем случае, поскольку в этот момент поток еще не полностью затух, предпочтительнее способствовать полной стабилизации потока статора путем введения размагничивающих токов ротора с помощью управления. В то же время, в соответствии с требованиями

сетевых правил, можно постепенно обеспечивать реактивную мощность через статор путем увеличения соответствующей d составляющей тока ротора. Такая ситуация будет продолжаться до тех пор, пока напряжение в сети постепенно не восстановится, неисправность не будет устранена и не возобновится нормальная работа.

Это поведение показано на примере моделирования ветровой турбины, на которую воздействует 80% симметричный провал напряжения. Метод управления, примененный к ветровой турбине, соответствует векторному управлению, как показано на рисунке 5.11. Следовательно, на рисунке 5.31 показаны наиболее характерные электрические величины асинхронной машины с двойным питанием во время провала. Когда происходит провал, преобразователь со стороны ротора блокируется из-за быстрой перегрузки по току, обнаруженной в роторе. В тот же момент активируется закорачивающая перемычка, подключая дополнительный путь сопротивления в роторе и демпфируя большие колебания энергии машины. В первые мгновения провала возникает большой крутящий момент и пиковые токи статора и ротора. Через несколько миллисекунд закорачивающая перемычка может быть отключена, и в то же мгновение активируется преобразователь ротора, который подает размагничивающие токи через ротор, одновременно подавая емкостную реактивную мощность статора. Следует отметить, что примерно в момент времени $0,175\text{ с}$ ток статора и ротора имеет номинальное значение, но Q_s составляет $-0,2$ из-за снижения напряжения в сети. Следует подчеркнуть, что напряжение на шине постоянного тока также испытывает изменения в переходных процессах, поскольку на преобразователь со стороны сети также влияет провал. Если время подключения закорачивающей перемычки мало, это переходное явление может быть более значительным.

Кроме того, может случиться так, что провал напряжения окажется недостаточно глубоким, чтобы активировать закорачивающую перемычку. В такой ситуации преобразователь сам по себе может управлять системой без использования защиты закорачивающей перемычки.

Сопротивление закорачивающей перемычки R_{crow} должно быть выбрано тщательно. В общем случае оно может быть выбрано с помощью анализа на основе моделирования, позволяющего найти баланс между следующими аспектами:

- если выбрано очень низкое значение, ток во время провала будет очень большим. Таким образом, элементы закорачивающей перемычки должны быть слишком большими, а электромагнитный момент будет иметь большой пик;
- ток ротора можно уменьшить, используя более высокое сопротивление. Однако, если сопротивление слишком велико, закорачивающая перемычка не сможет притянуть напряжение ротора достаточно, и ток ротора будет циркулировать через преобразователь ротора, через его диоды свободного хода, даже если он бездействует, увеличивая напряжение шины постоянного тока. Поэтому очень важно, чтобы сопротивление было достаточно большим, чтобы диоды преобразователя ротора не работали, что позволит всему току ротора циркулировать через сопротивление закорачивающей перемычки.

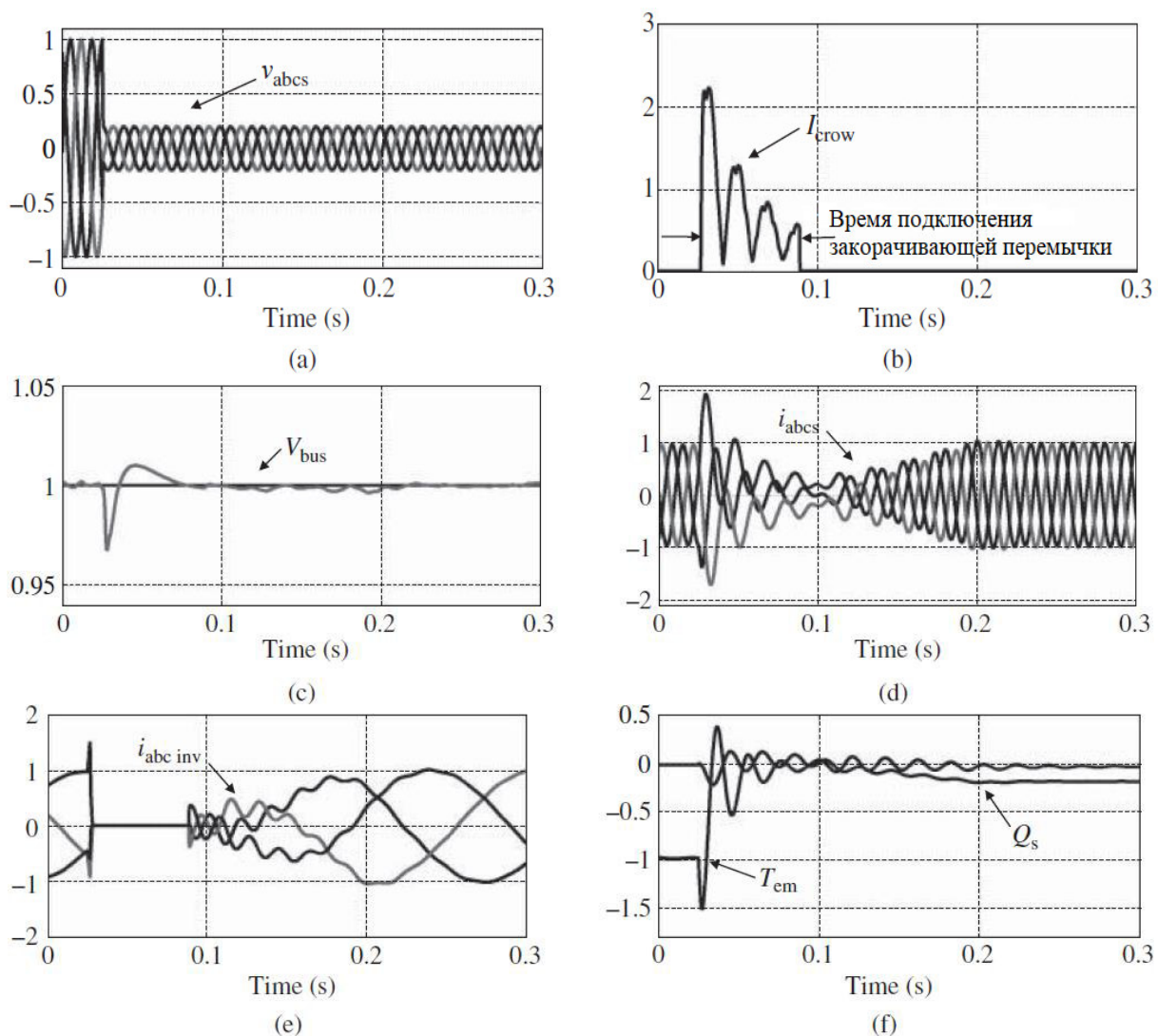


Рисунок 5.31 – Наиболее характерные показатели ветровой турбины на базе АМДП, подвергшейся воздействию симметричного провала напряжения глубиной провала напряжения на величину 0,8

Необходимо подчеркнуть, что время активации является еще одним критическим параметром работы закорачивающей перемычки. Хотя закорачивающая перемычка подключена, машина не полностью контролируется, и она не может генерировать реактивную мощность, которая требуется большинством сетевых правил во время провалов напряжения. С другой стороны, преждевременное отключение, когда естественный поток еще слишком высок, может привести к насыщению преобразователя или невозможности управления машиной, вызывая перегрузки по току в роторе и перенапряжение шины постоянного тока. Таким образом, время подключения является неким компромиссом между безопасностью и выполнением требований электросетей. За последние годы сетевые требования ужесточаются, с каждым годом требуя более быстрого введения реактивного тока.

Далее приводятся структура и состояние обучения разработанной интеллектуальной системы, на основе нейронных сетей, которые представлены на рисунках 5.32, 5.33, 5.34, 5.35, 5.36 [101, с. 68-126].

Разработка и обучение нейронной сети для управления механизмом регулирования направляющих статора турбины

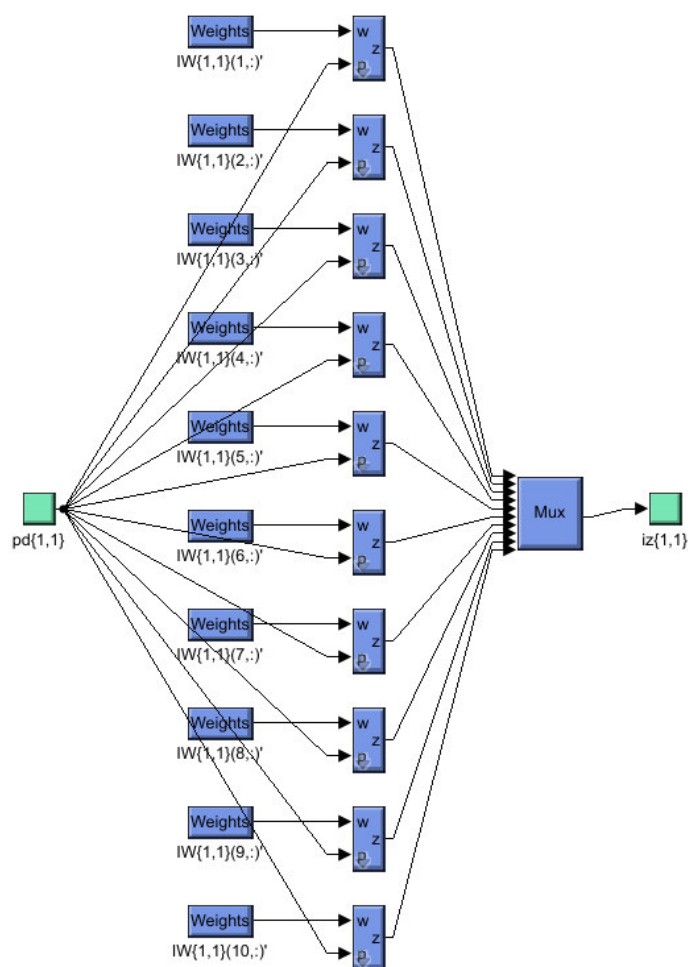
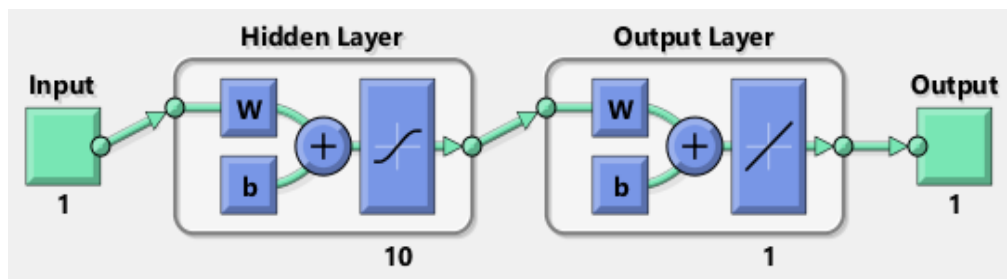


Рисунок 5.32 – Структура нейронной сети для управления механизмом регулирования направляющих статора турбины

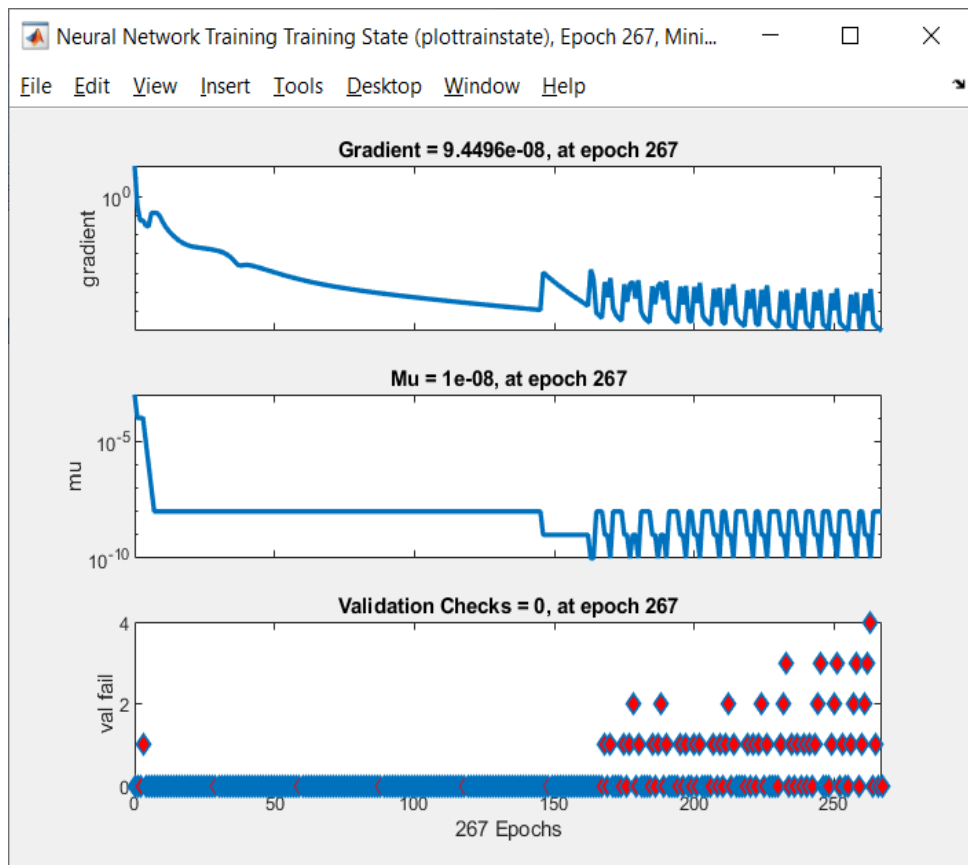


Рисунок 5.33 – Окно состояния обучения нейронной сети

Разработка и обучение нейронной сети для управления АКПП

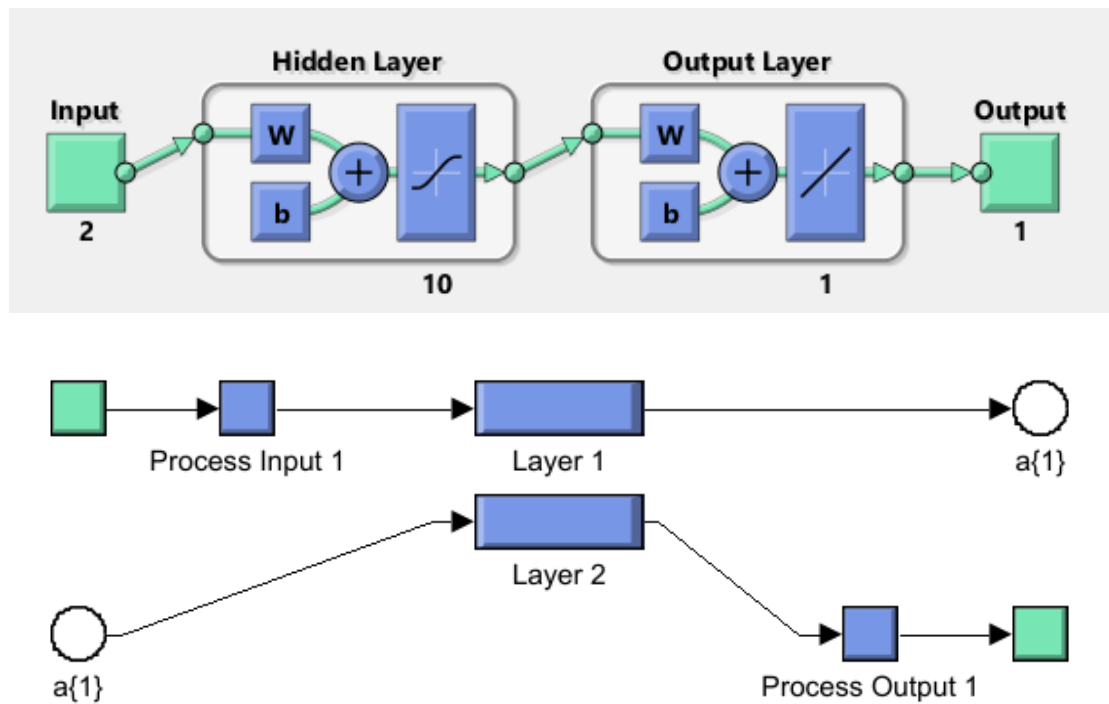


Рисунок 5.34 – Структура нейронной сети для управления АКПП

Разработка и обучение нейронной сети для управления током возбуждения генератора

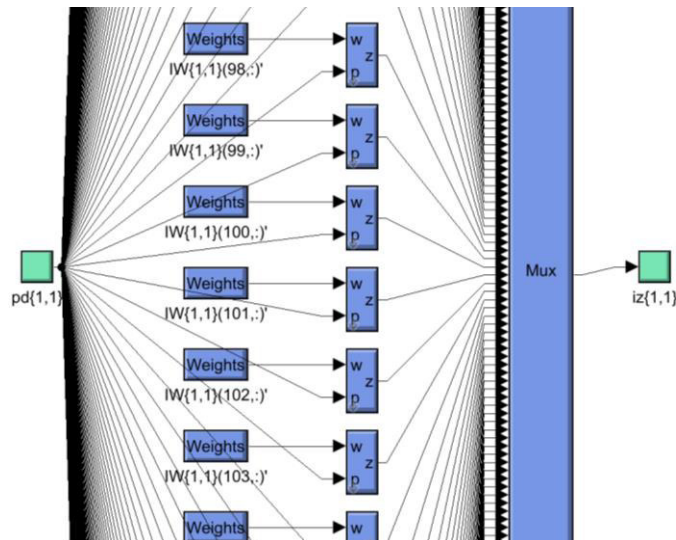
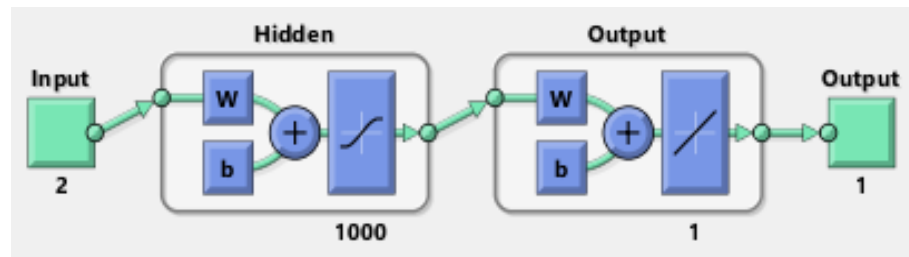


Рисунок 5.35 – Структура нейронной сети для управления током возбуждения генератора

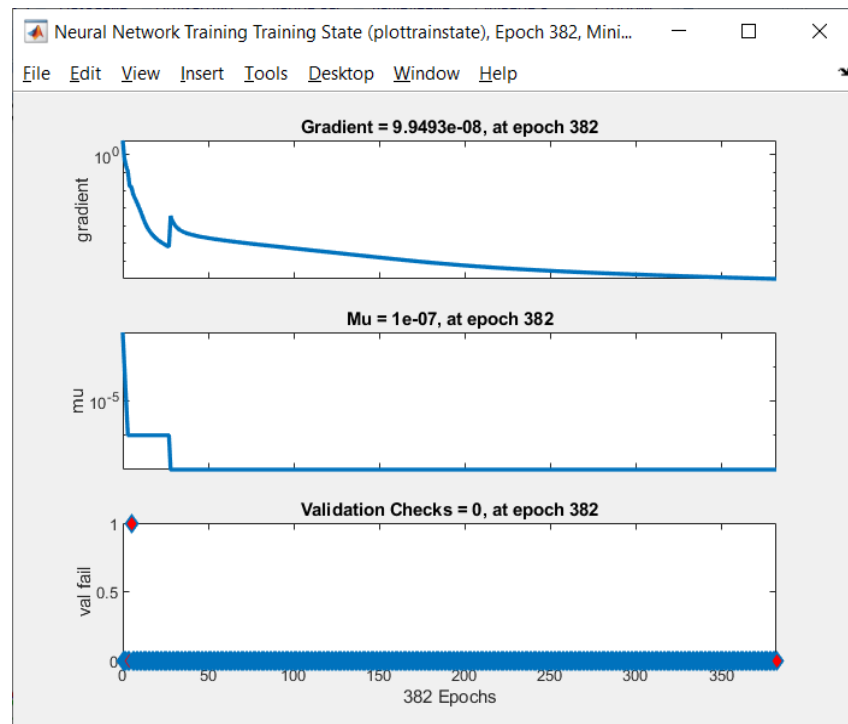


Рисунок 5.36 – Окно состояния обучения нейронной сети

5.5 Сравнительный анализ полученных результатов моделирования разработанных систем ВЭУ

В итоге разработаны три модели ВЭУ для проверки и сравнения работоспособности: горизонтально осевая, вертикально осевая и вертикально осевая ветротурбина с интеллектуальной системой диагностики и оптимальным управлением. Результаты моделирования разработанных систем ветроэнергетических комплексов, при работе в одинаковых условиях приведены на рисунках 5.37, 5.38, 5.39, 5.40, 5.41, 5.42, 5.43, 5.44, 5.45, 5.46, 5.47, 5.48, 5.49, 5.50, 5.51, 5.52, 5.53, 5.54, 5.55, 5.56, 5.57, 5.58, 5.59, 5.60, 5.61, 5.62, 5.63.

Горизонтально осевая ВТ без интеллектуального управления, работающая при переменной скорости ветра

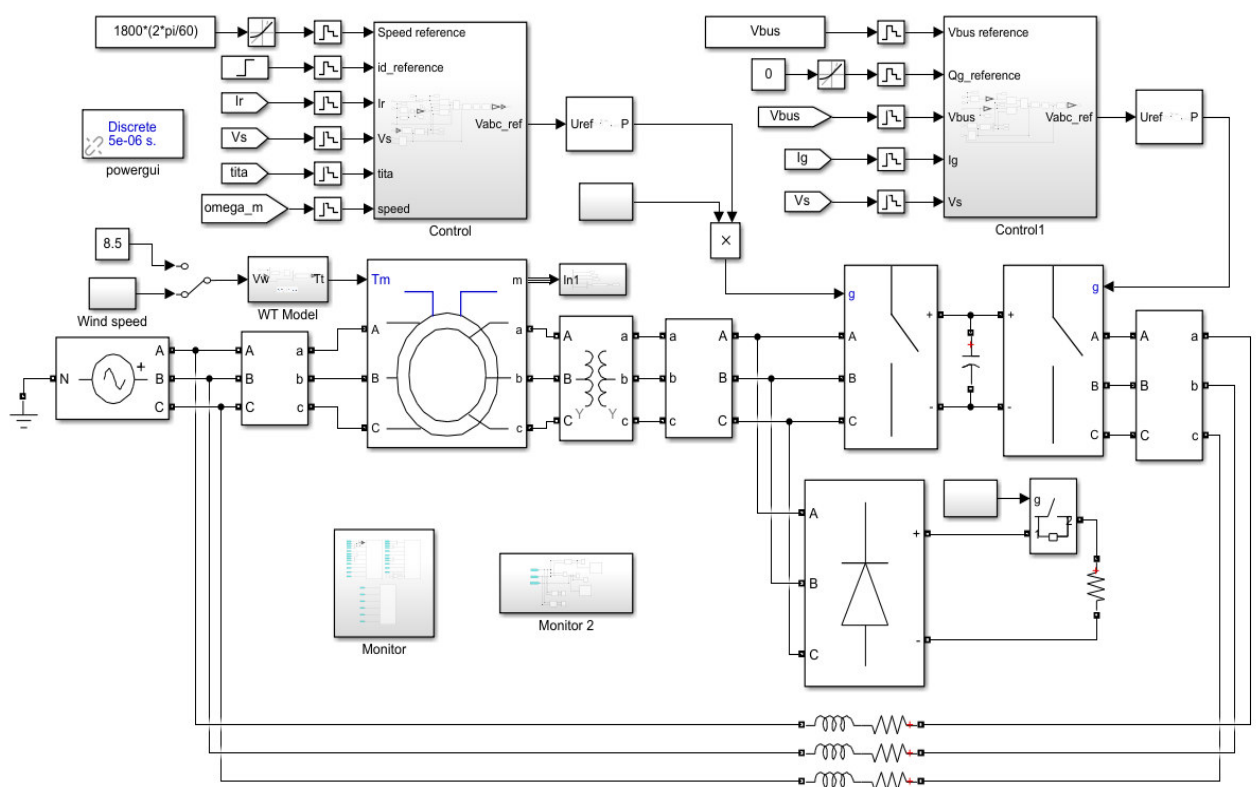


Рисунок 5.37 – Модель ветроэнергетической системы

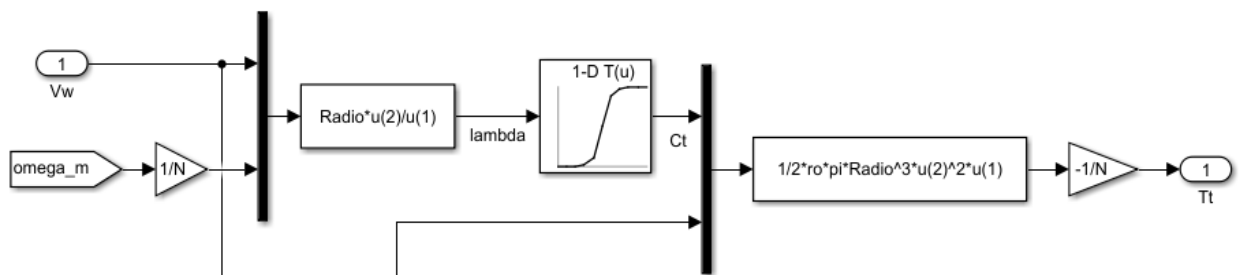


Рисунок 5.38 – Модель горизонтально осевой ветровой турбины

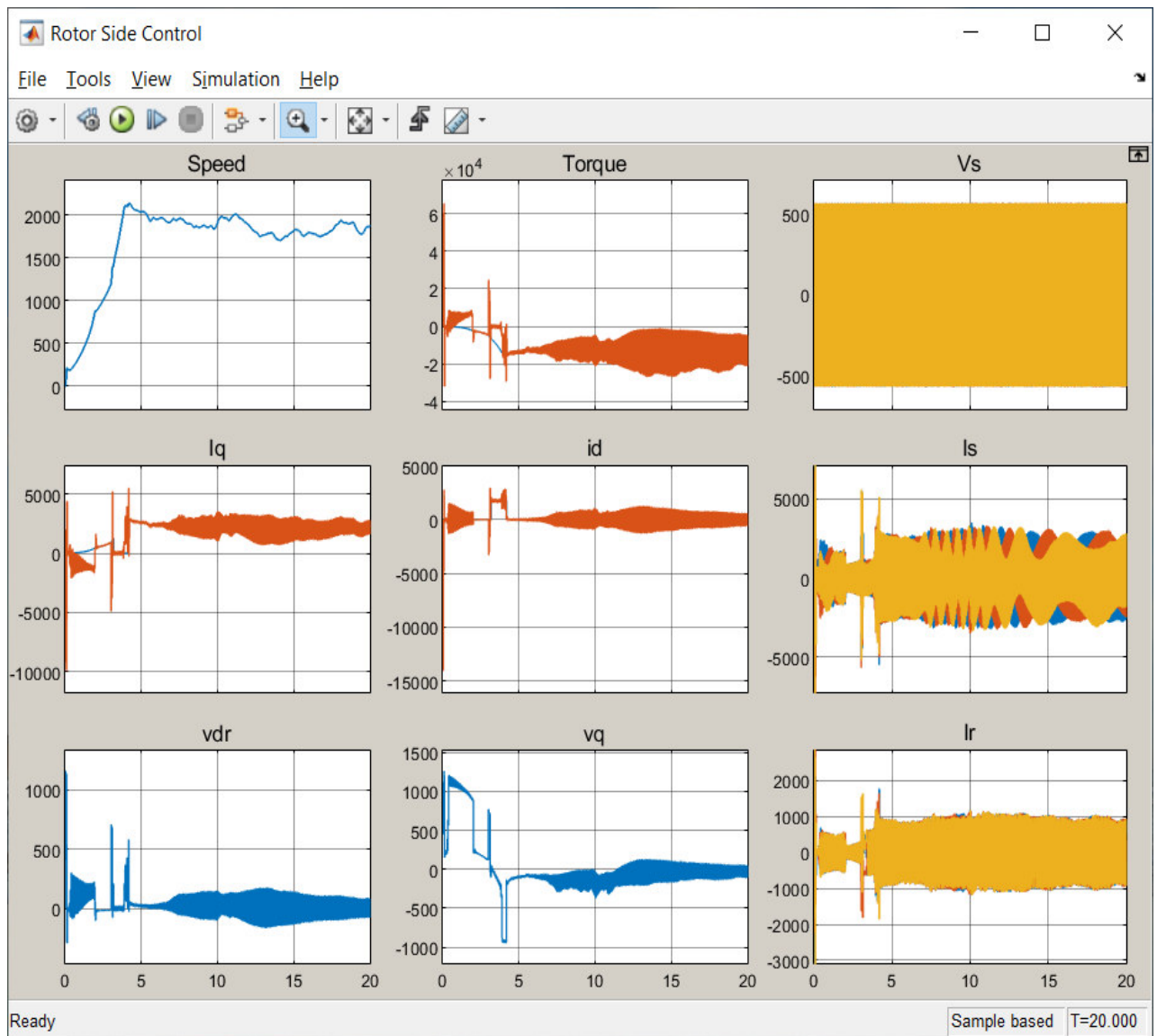


Рисунок 5.39 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

Результаты моделирования горизонтальной ветровой турбины, работающей при переменной скорости ветра без учета его направления, показали нестабильность в работе. Это обусловлено тем, что конструкция и механизмы узлов турбины подстраиваются под ветер, но не адаптированы к переменному характеру ветра. Кроме того, классические ПИ регуляторы не справляются с регулированием из-за ограничений в диапазоне регулирования и невозможности адаптации к новым состояниям энергетического комплекса, зависящим от скорости и направления ветра. Эти состояния требуют дополнительных решений, которые выходят за рамки возможностей ПИ регуляторов, не способных обучаться и принимать решения.

На графике видны колебания (нестабильность) скорости вращения высокоскоростного вала турбины, что может привести к выходу из строя механических узлов турбины и последующему отказу электрических компонентов энергетической системы, зависящих от постоянной скорости вращения, что отражено на выходной характеристике тока статора I_s .

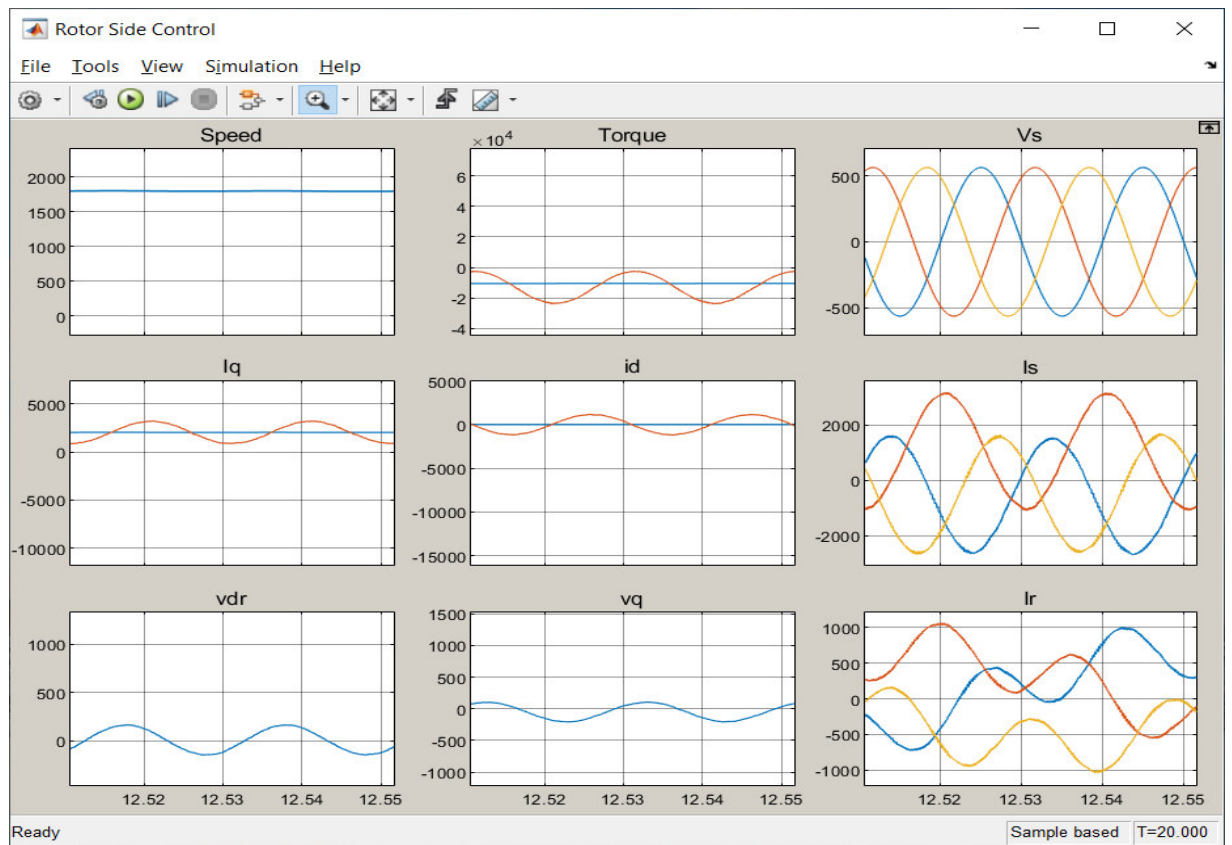


Рисунок 5.40 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

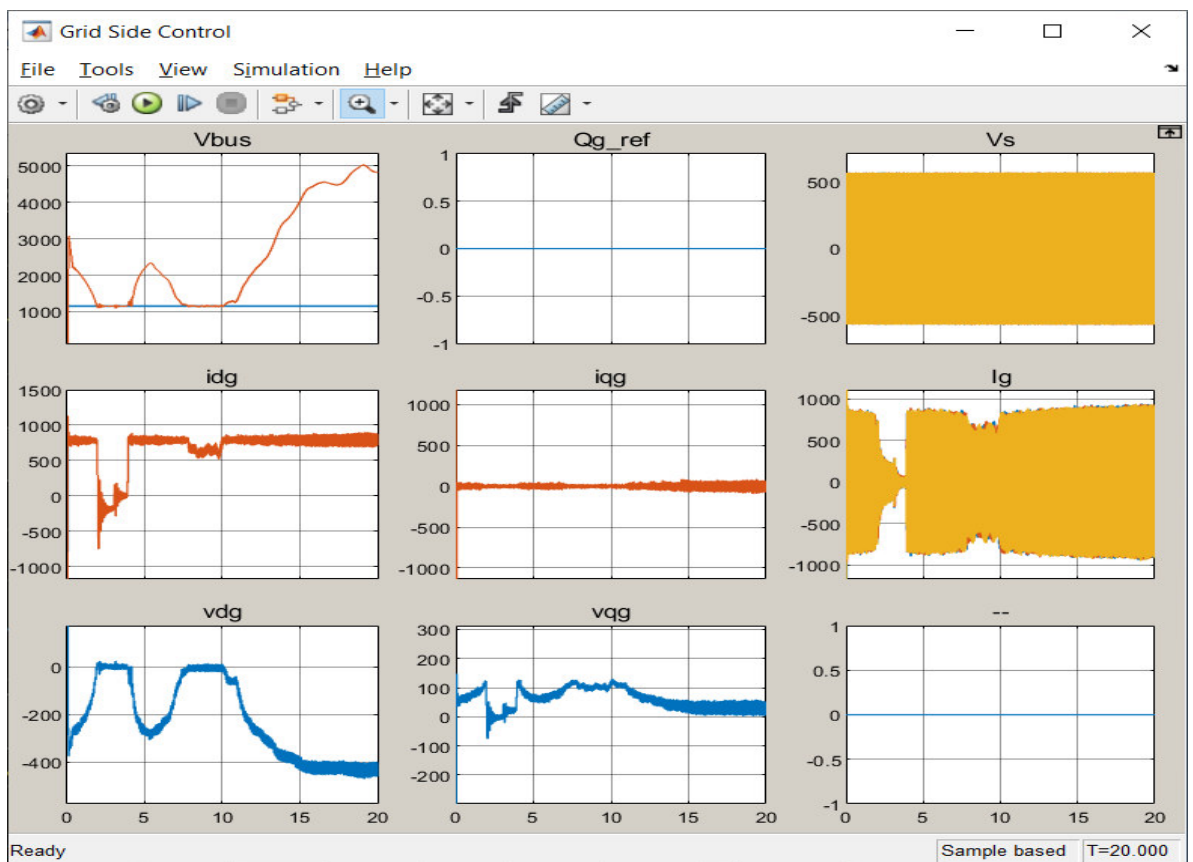
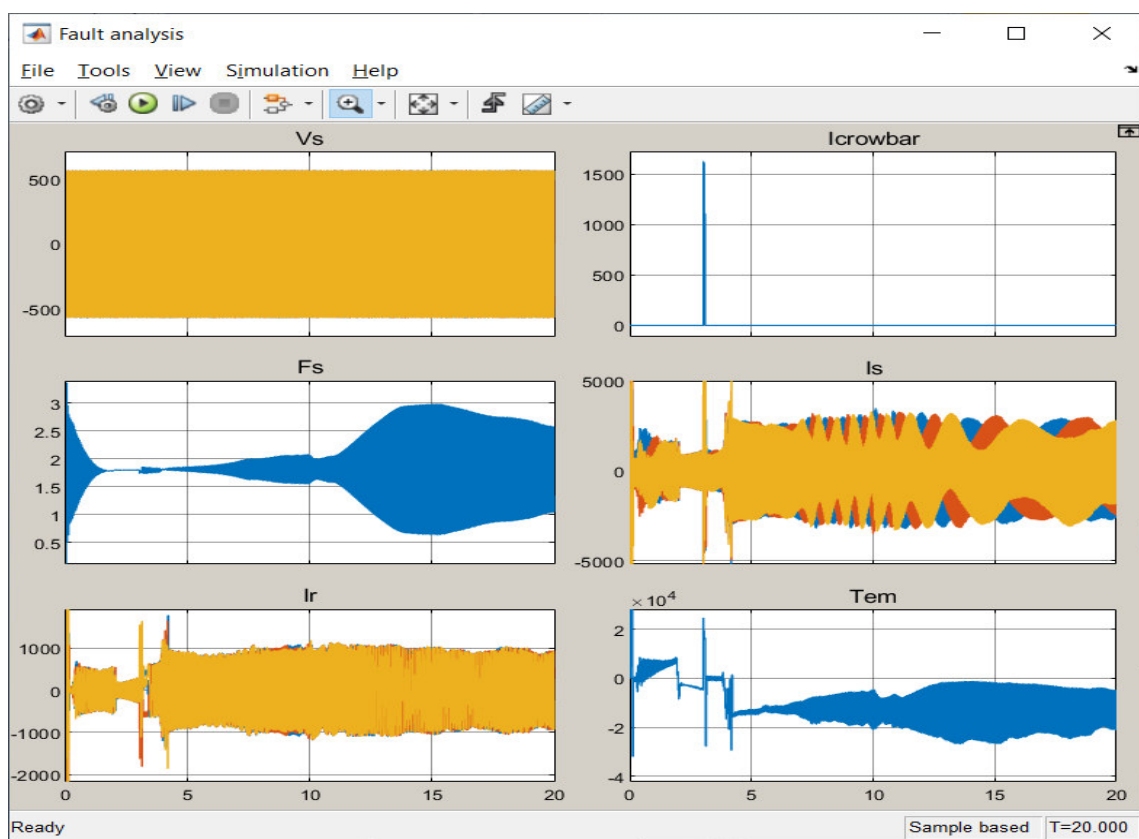
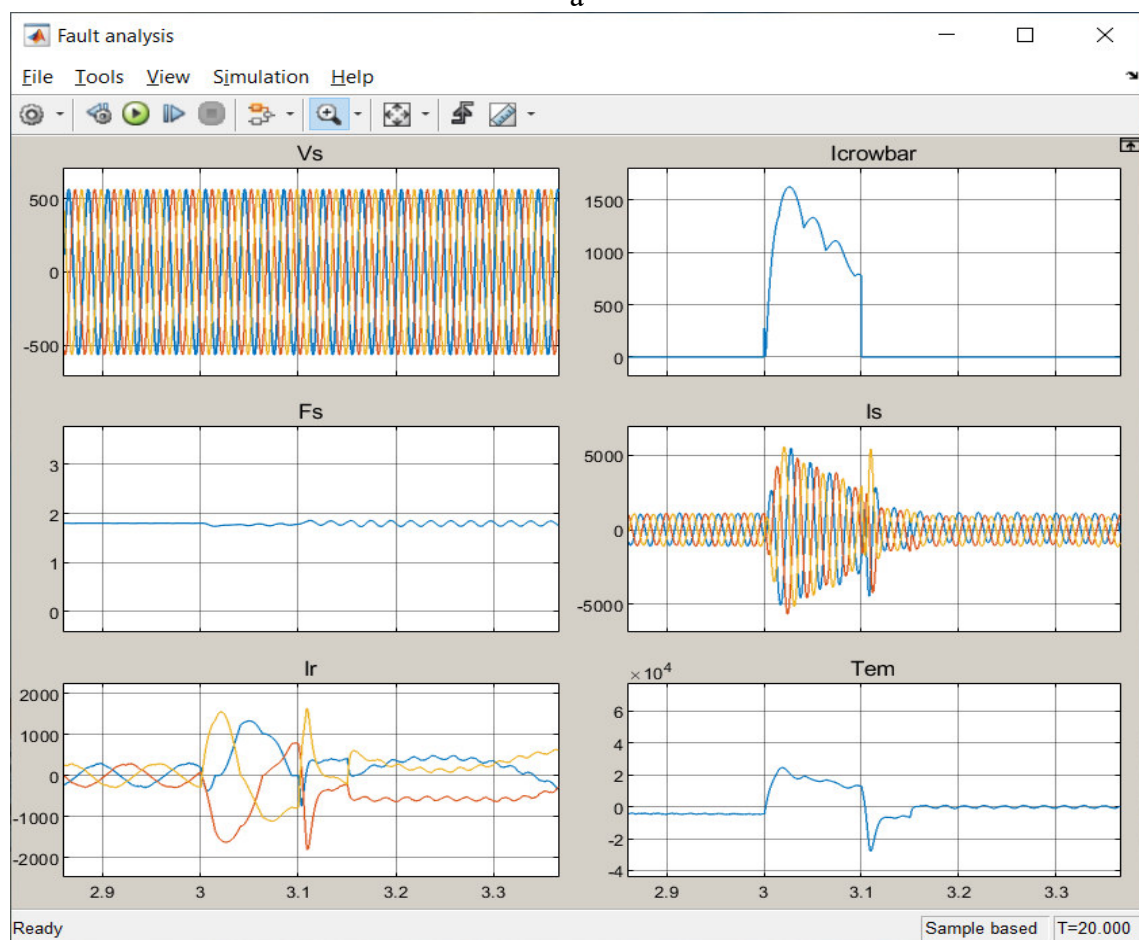


Рисунок 5.41 – Результаты моделирования, характеристики со стороны сети

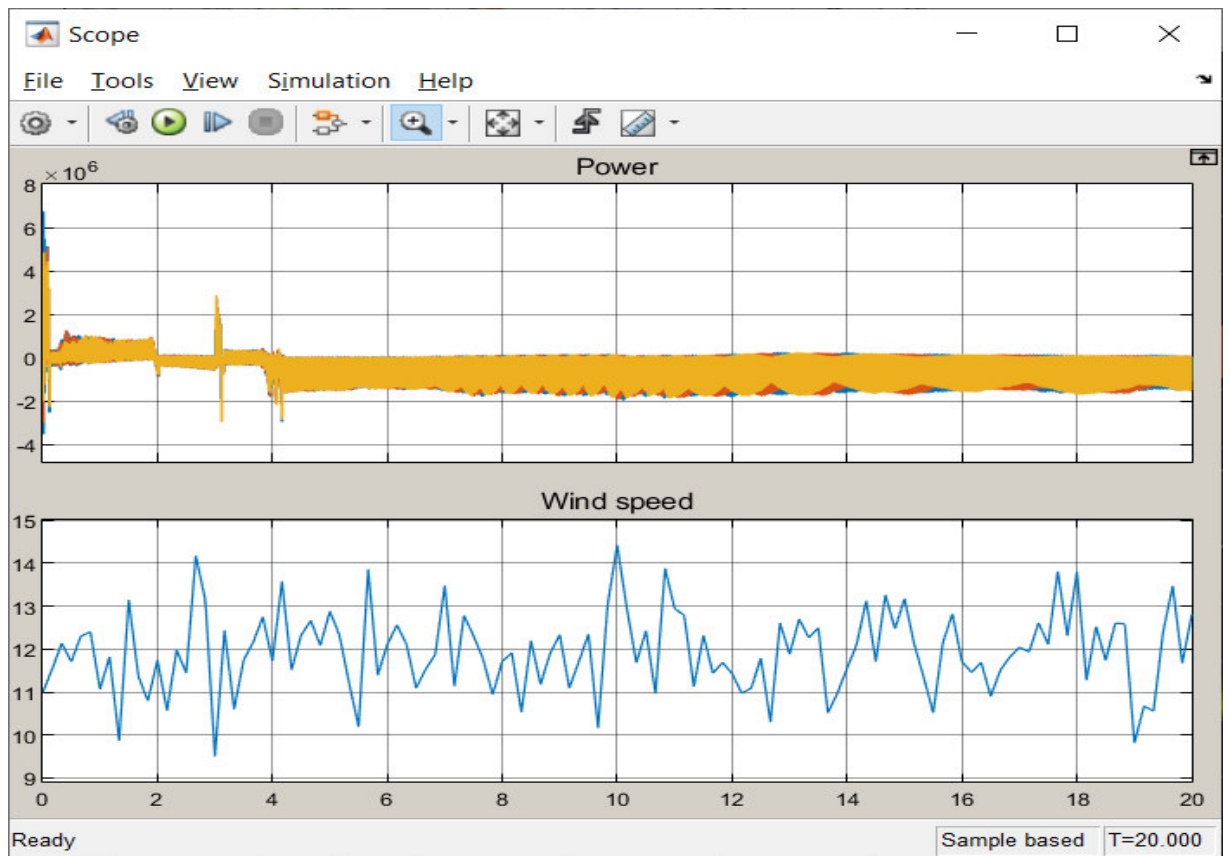


a

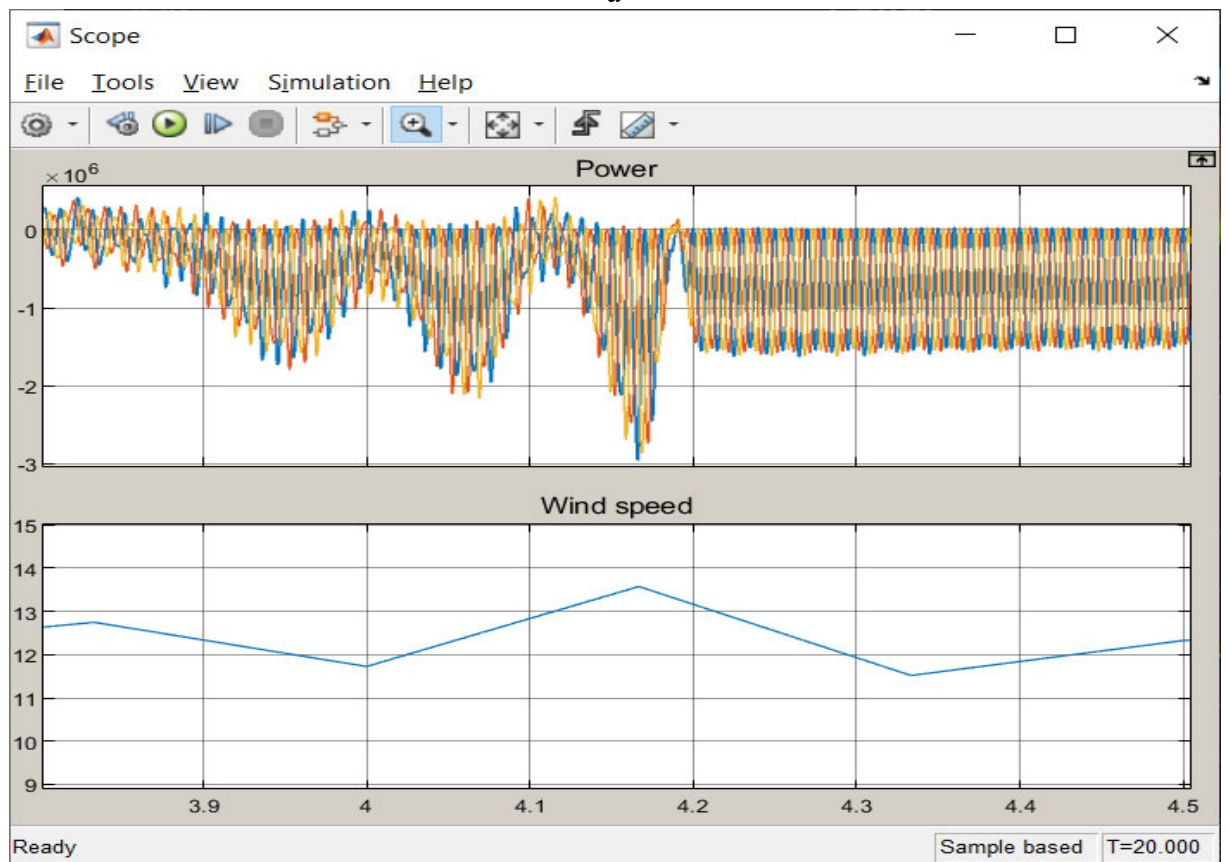


б

Рисунок 5.42 – Результаты моделирования диагностики, анализ неисправностей



a



б

Рисунок 5.43 – Результаты моделирования, выходная мощность ветротурбины

The diagram illustrates a power system simulation for a wind turbine. It includes a wind speed input, a WT Model block, a generator, a power electronic converter (VSC), and a filter. The system is controlled by a Control block, which receives feedback from the generator and the filter. The power grid is represented by a Vbus block and a powergui block. The diagram includes various control blocks, feedback loops, and monitoring components like a Monitor and Monitor 2.

The block diagram illustrates the control system for the 1-D $T(u)$ process. It features two main input signals: V_w (a constant value of 1) and ω_m . The ω_m signal is first processed by a gain block $1/N$. Both the V_w signal and the output of the $1/N$ block are fed into a summing junction, represented by a vertical bar with two input lines. The output of this junction is a signal that branches into two paths. One path leads to a block labeled $\text{Radio} \cdot u(2)/u(1)$, which then outputs a signal λ to the 1-D $T(u)$ process block. The other path from the summing junction leads directly to the 1-D $T(u)$ process block. The output of the 1-D $T(u)$ process is a signal C_t , which is fed into a second summing junction (also represented by a vertical bar with two input lines). The other input to this second junction is the output of the $\text{Radio} \cdot u(2)/u(1)$ block. The output of the second summing junction is a signal that branches into two paths. One path leads to a block labeled $\text{ro} \cdot H \cdot \text{Radio}^2 \cdot u(2)^2 \cdot u(1)$, which then outputs a signal $-1/N$ to a final gain block 1 (labeled T_t). The other path from the second summing junction leads back to the input of the first summing junction, forming a feedback loop.

157

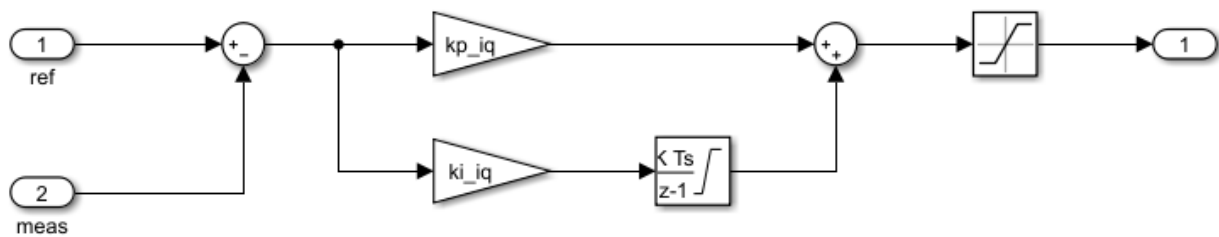


Рисунок 5.47 – Модель ПИ регулятора тока по q составляющей

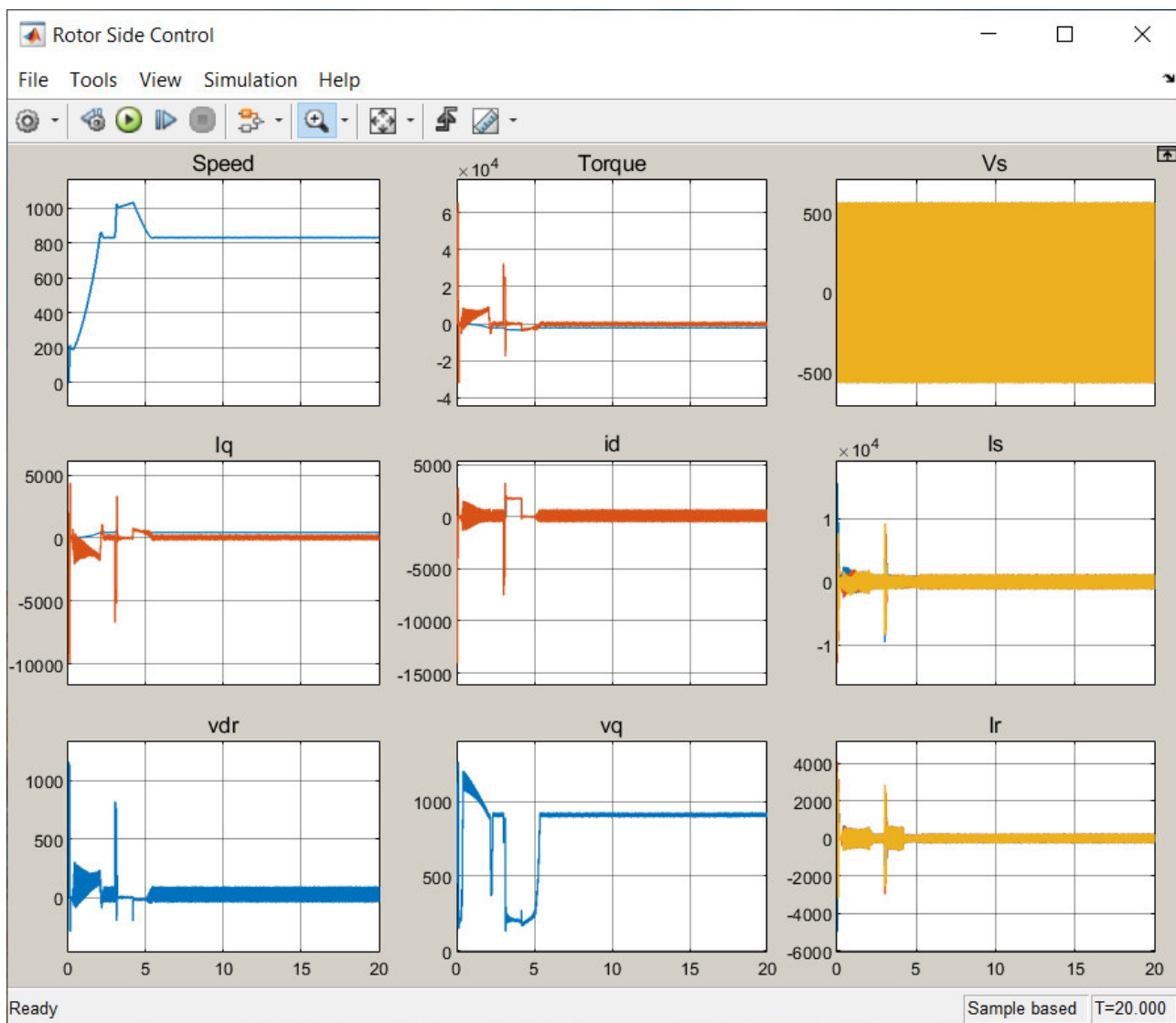


Рисунок 5.48 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

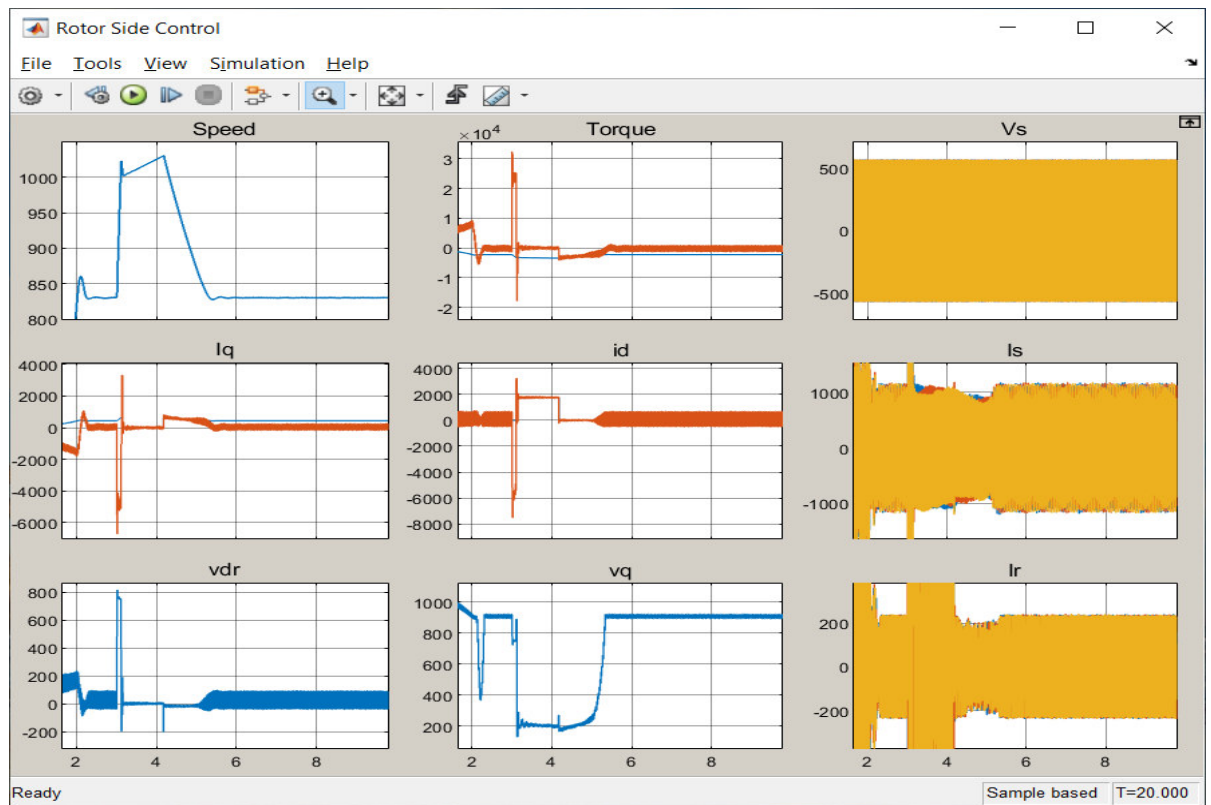


Рисунок 5.49 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

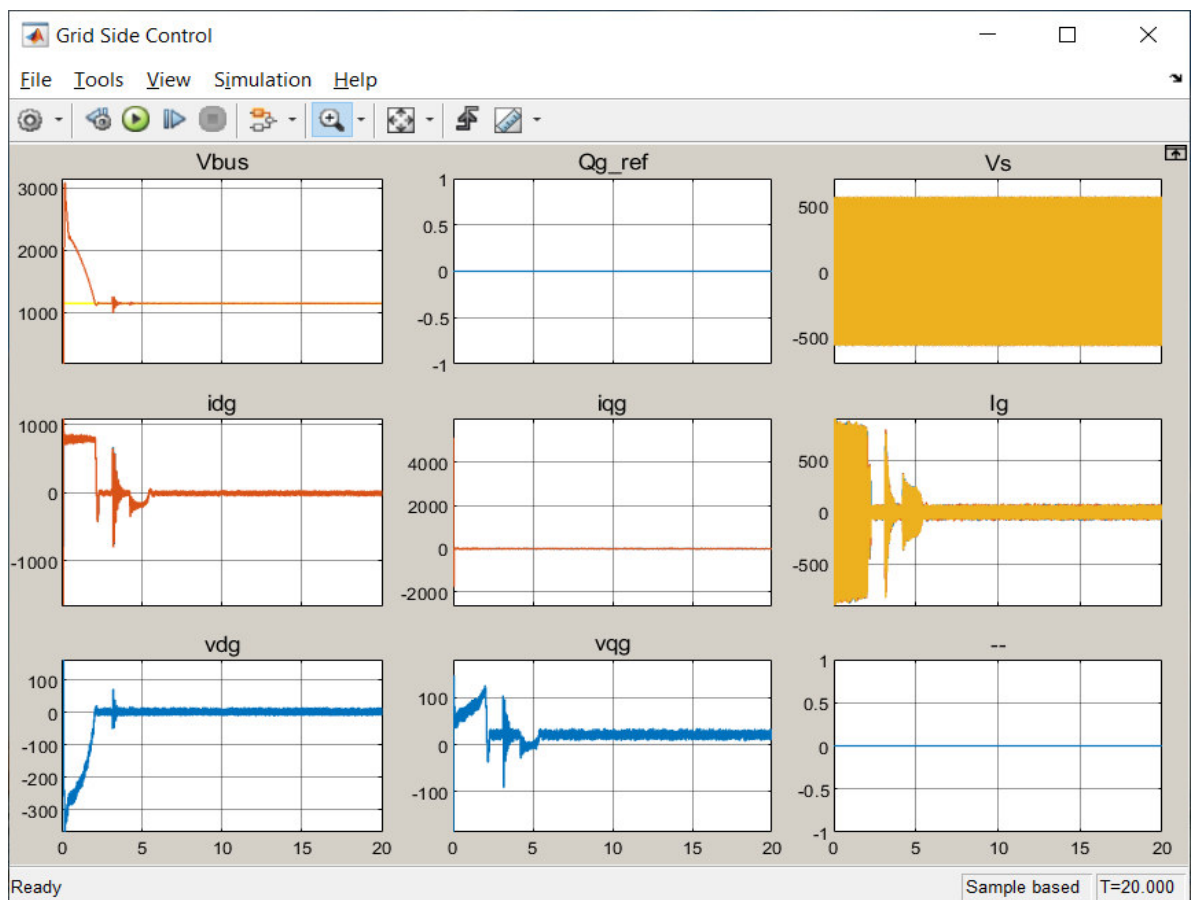
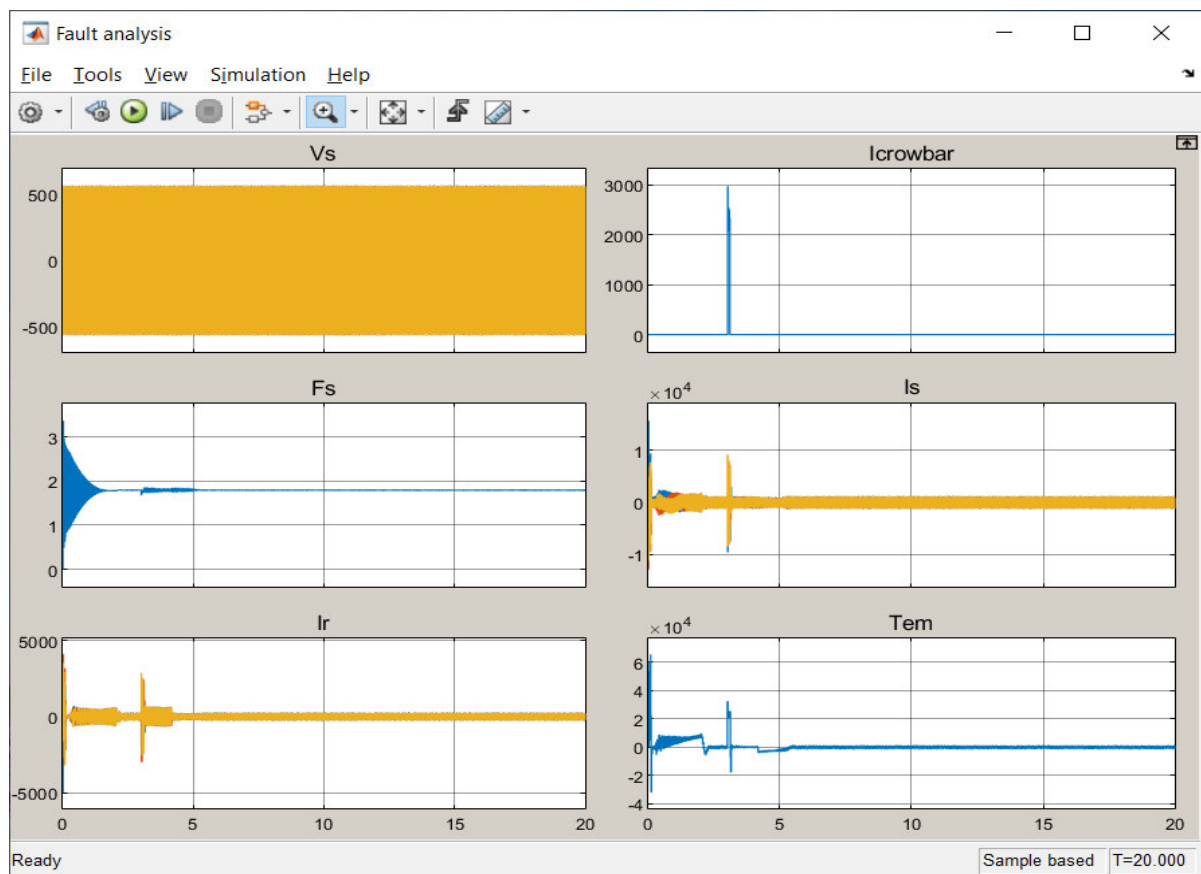
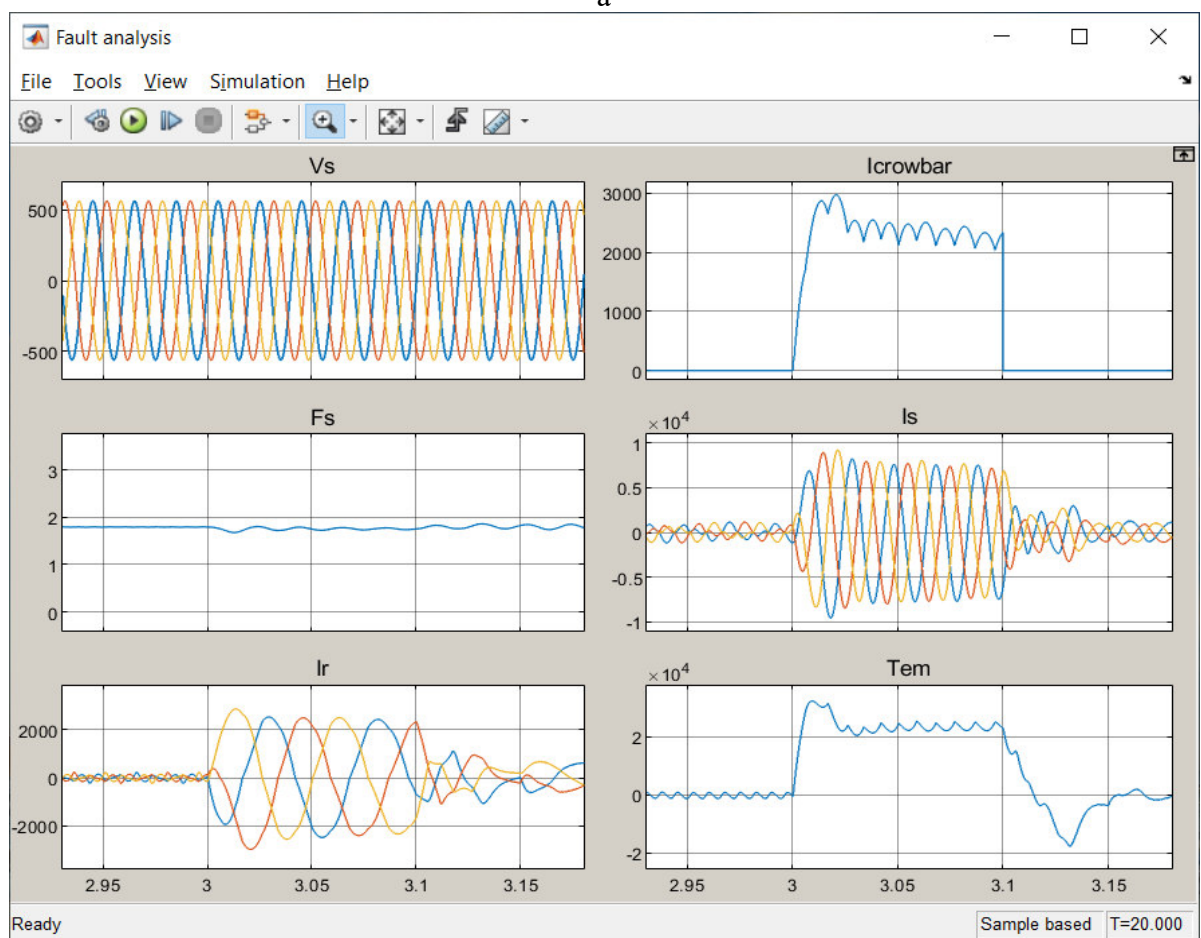


Рисунок 5.50 – Результаты моделирования, характеристики со стороны сети



a



б

Рисунок 5.51 – Результаты моделирования диагностики, анализ неисправностей

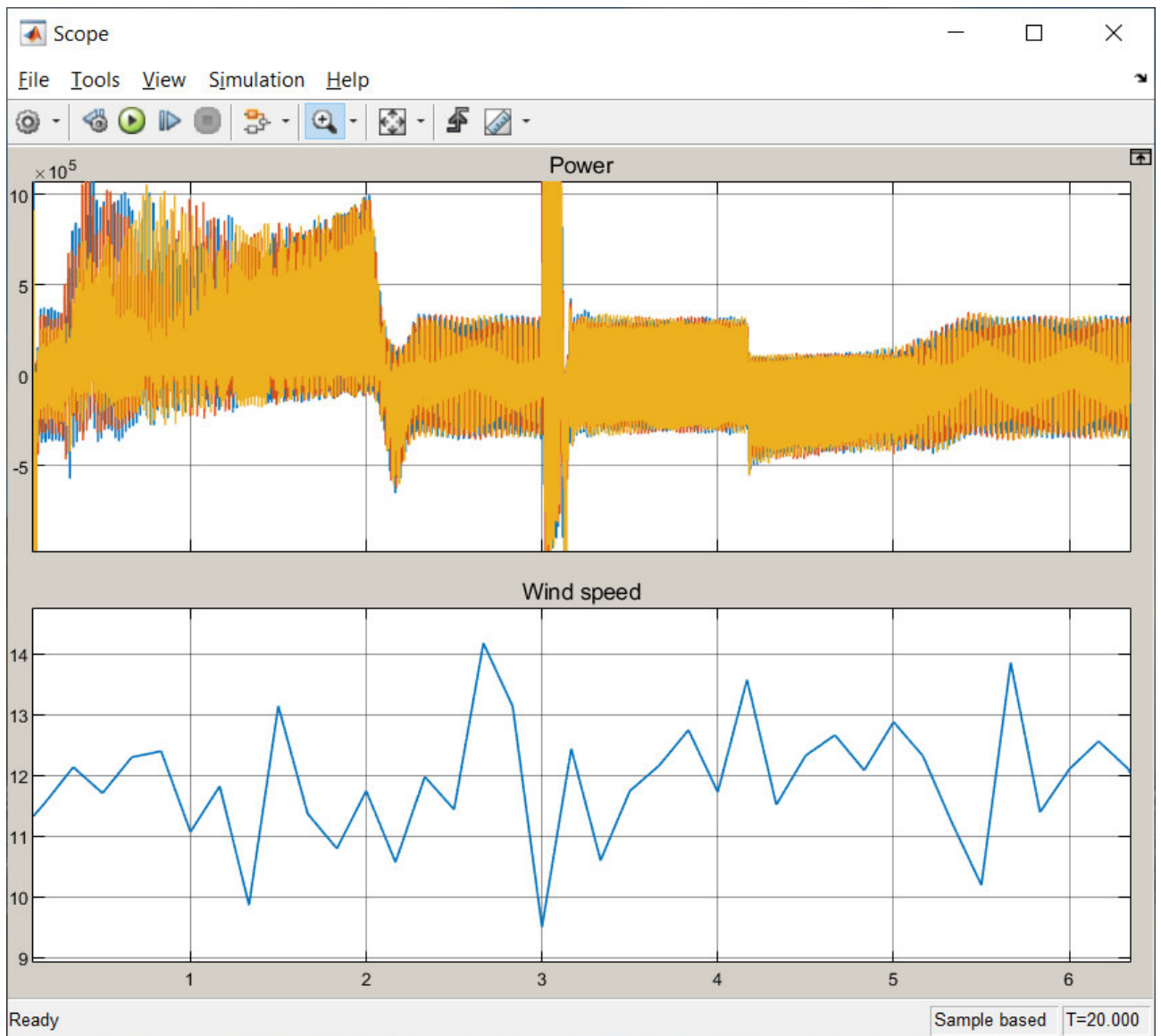


Рисунок 5.52 – Результаты моделирования, выходная мощность ветротурбины

Из результатов моделирования видно, что характеристики ветроэнергетической системы улучшились, поскольку работа вертикально-осевой турбины не зависит от направления ветра. Это преимущество повышает эффективность по сравнению с горизонтально-осевой турбиной. При постоянной скорости ветра работа турбины проявляет стабильный характер, что отражается в характеристике скорости вращения высокоскоростного вала турбины. Однако системы регулирования также не могут достичь требуемых значений, в результате чего скорость вращения снижается.

Также, внезапное изменение скорости ветра выводит систему из стабильного состояния. В этом случае классическая система управления и регулирования, основанная на ПИ-регуляторах, пытается стабилизировать систему, однако это приводит к нестабильной выработке электроэнергии. Качество выходной мощности не соответствует требованиям потребителя.

Вертикально осевая ВТ с интеллектуальным управлением, работающая при переменной скорости ветра

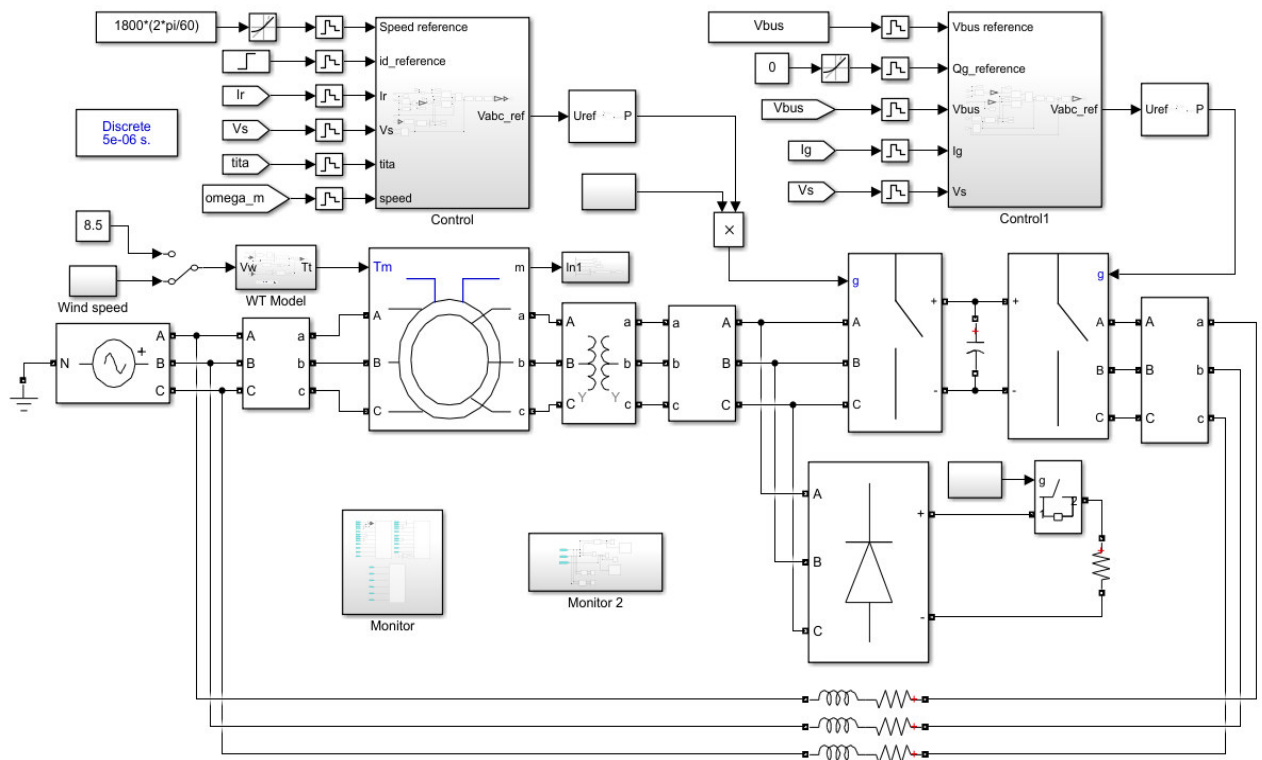


Рисунок 5.53 – Модель ветроэнергетической системы

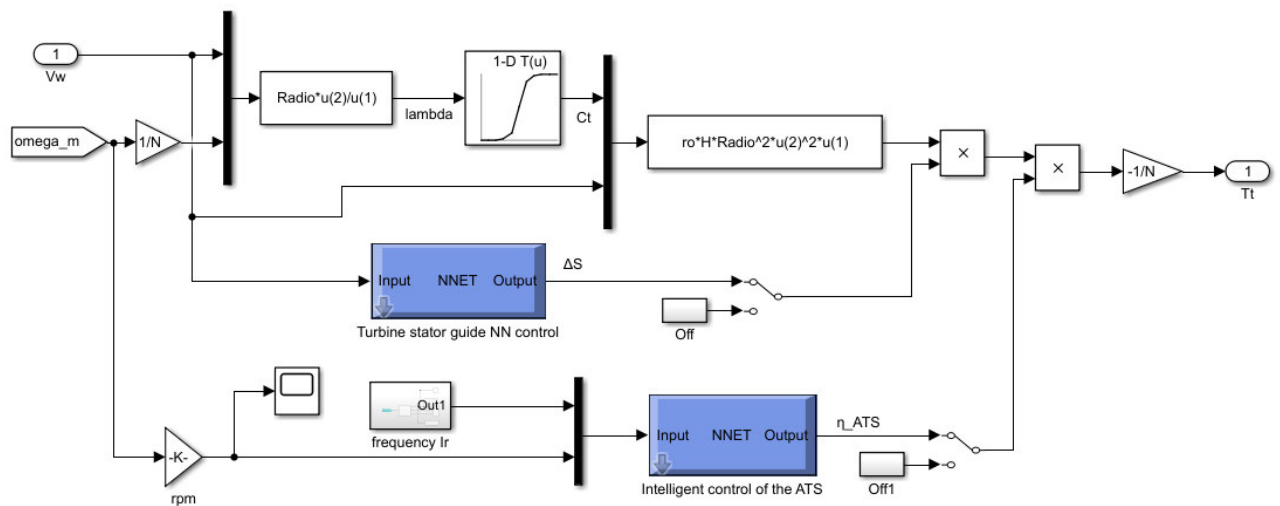


Рисунок 5.54 – Модель вертикально осевой ветровой роторной турбины с интеллектуальным управлением на основе нейрорегуляторов с новыми составляющими разработанной системы

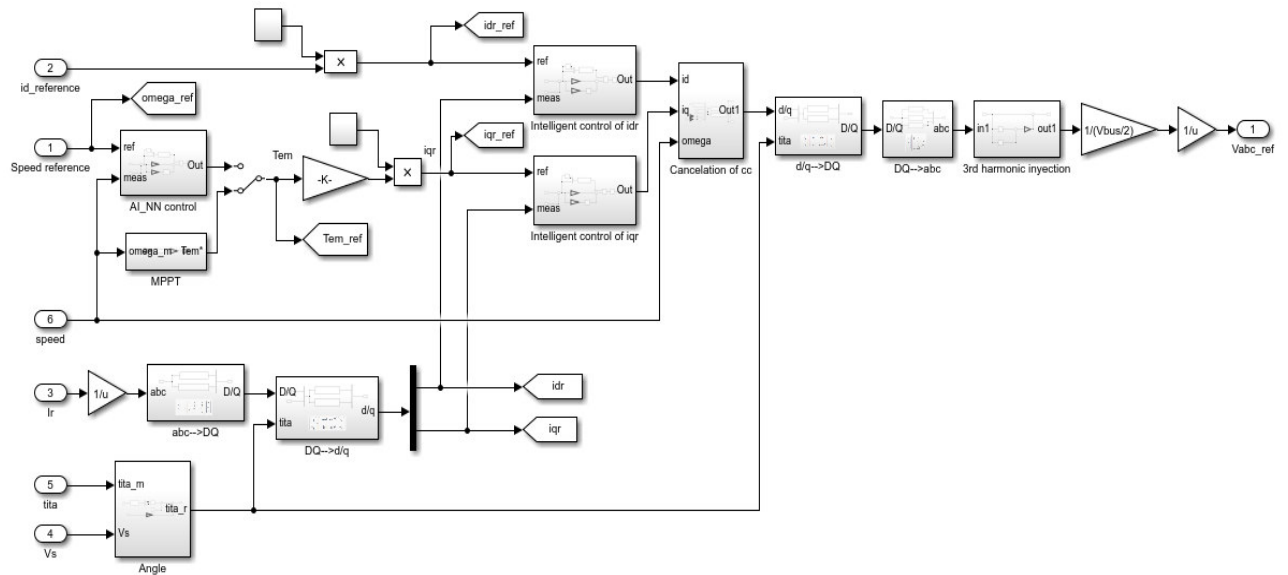


Рисунок 5.55 – Модель МРРТ алгоритма и системы интеллектуального управления регулятором тока возбуждения генератора

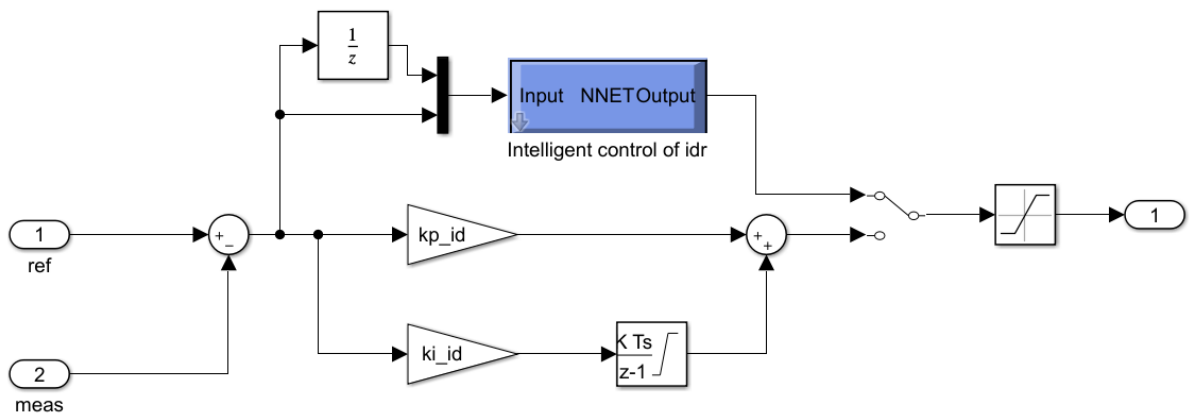


Рисунок 5.56 – Модель интеллектуальной системы управления по d составляющей тока возбуждения

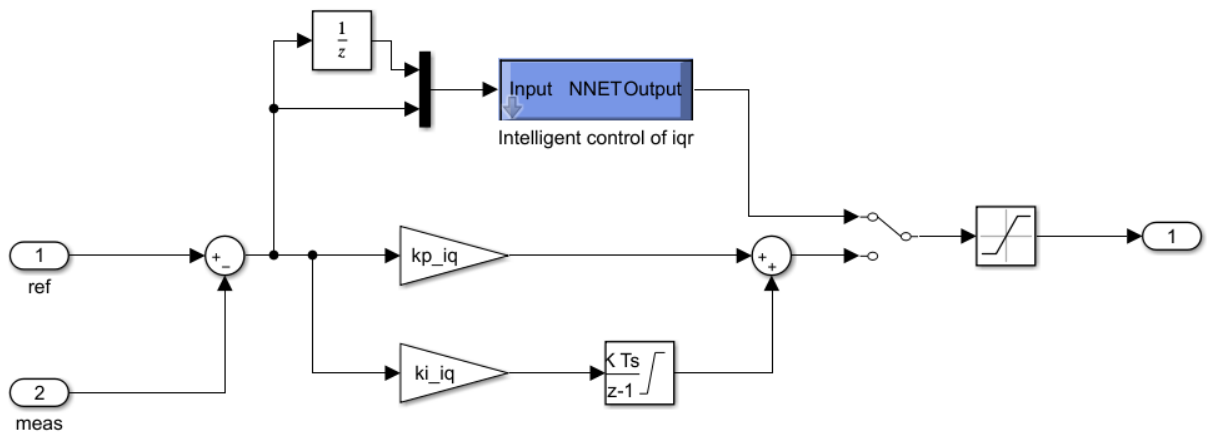
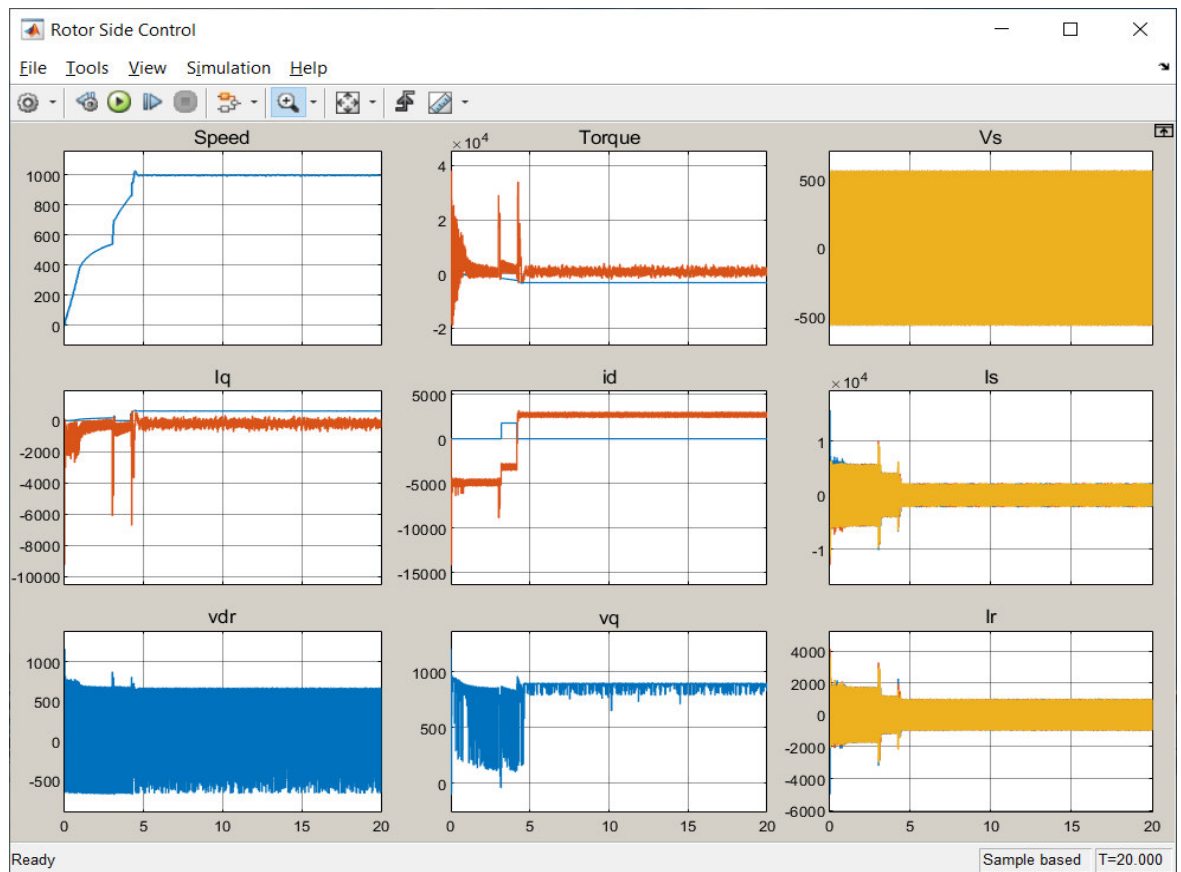
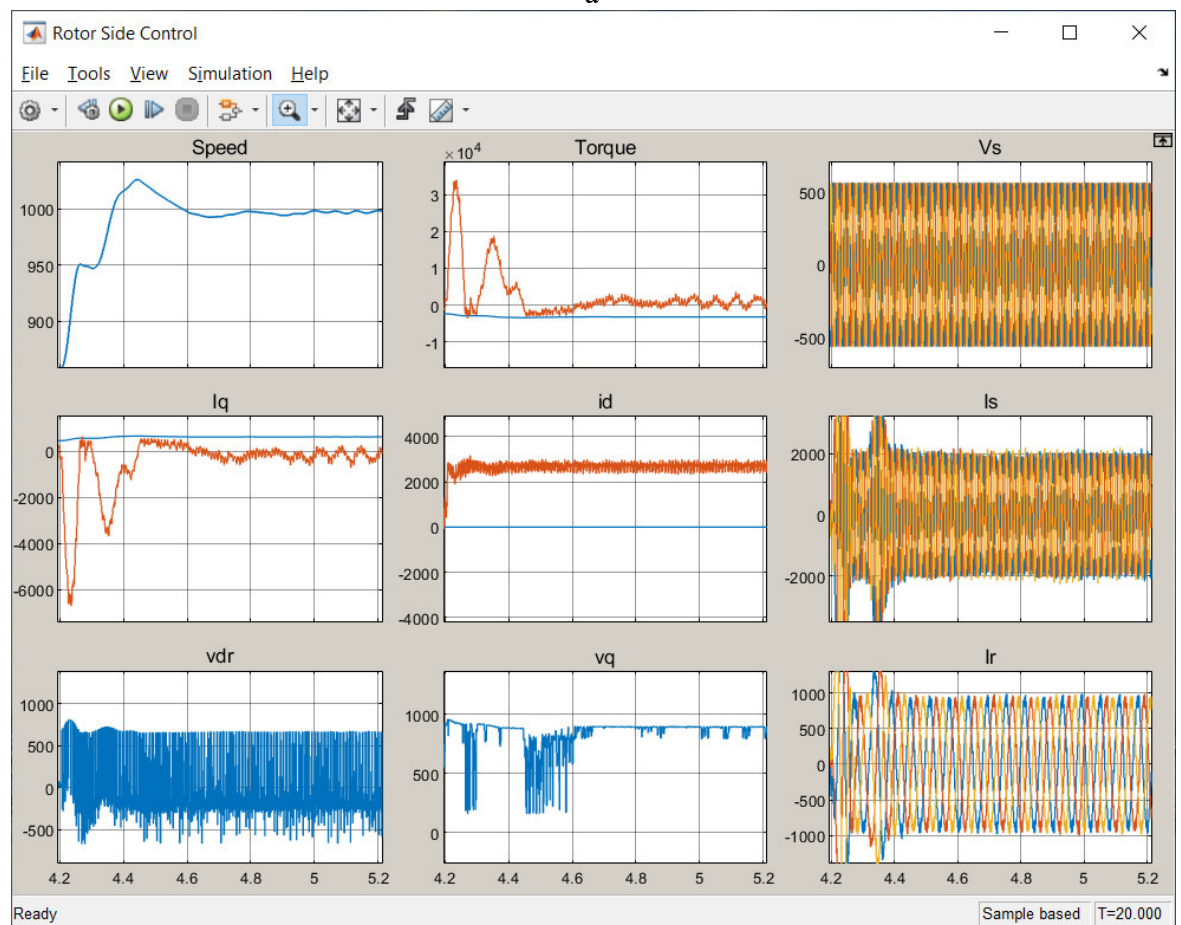


Рисунок 5.57 – Модель интеллектуальной системы управления по q составляющей тока возбуждения



a



б

Рисунок 5.58 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

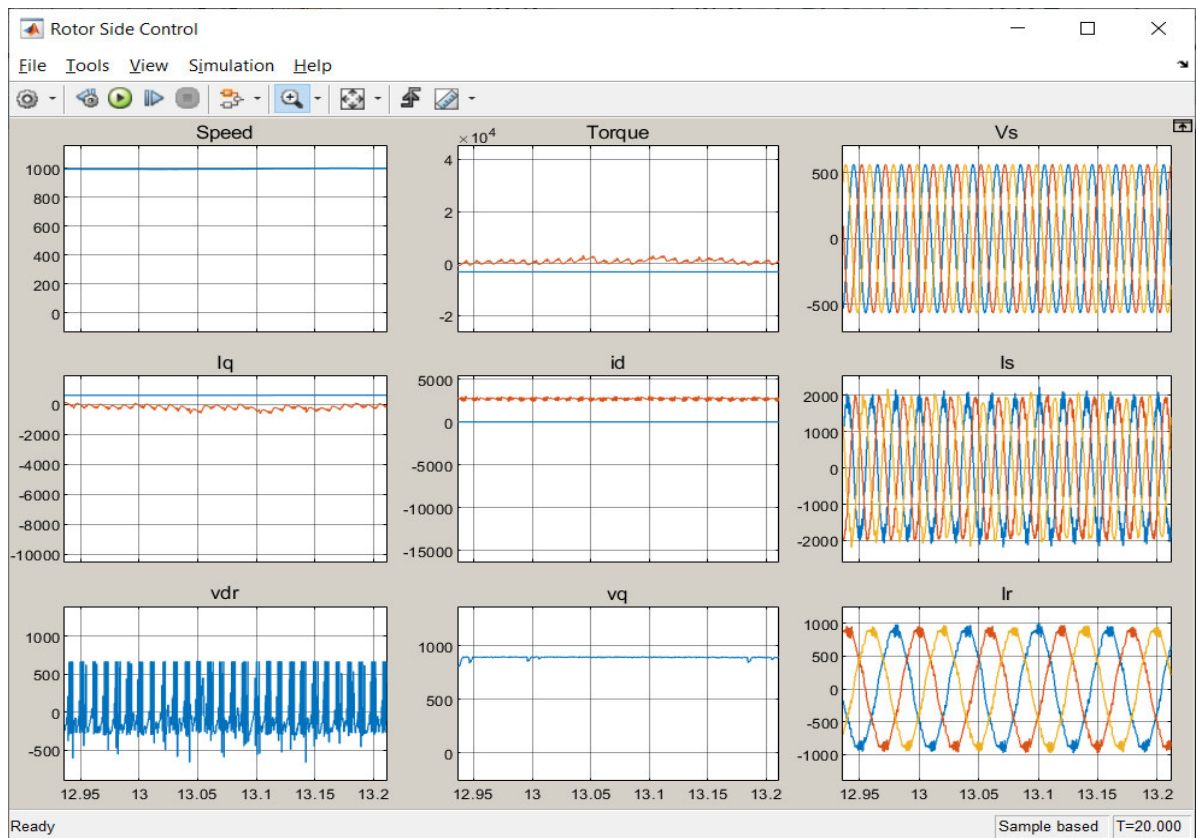


Рисунок 5.59 – Результаты моделирования, характеристики со стороны ротора

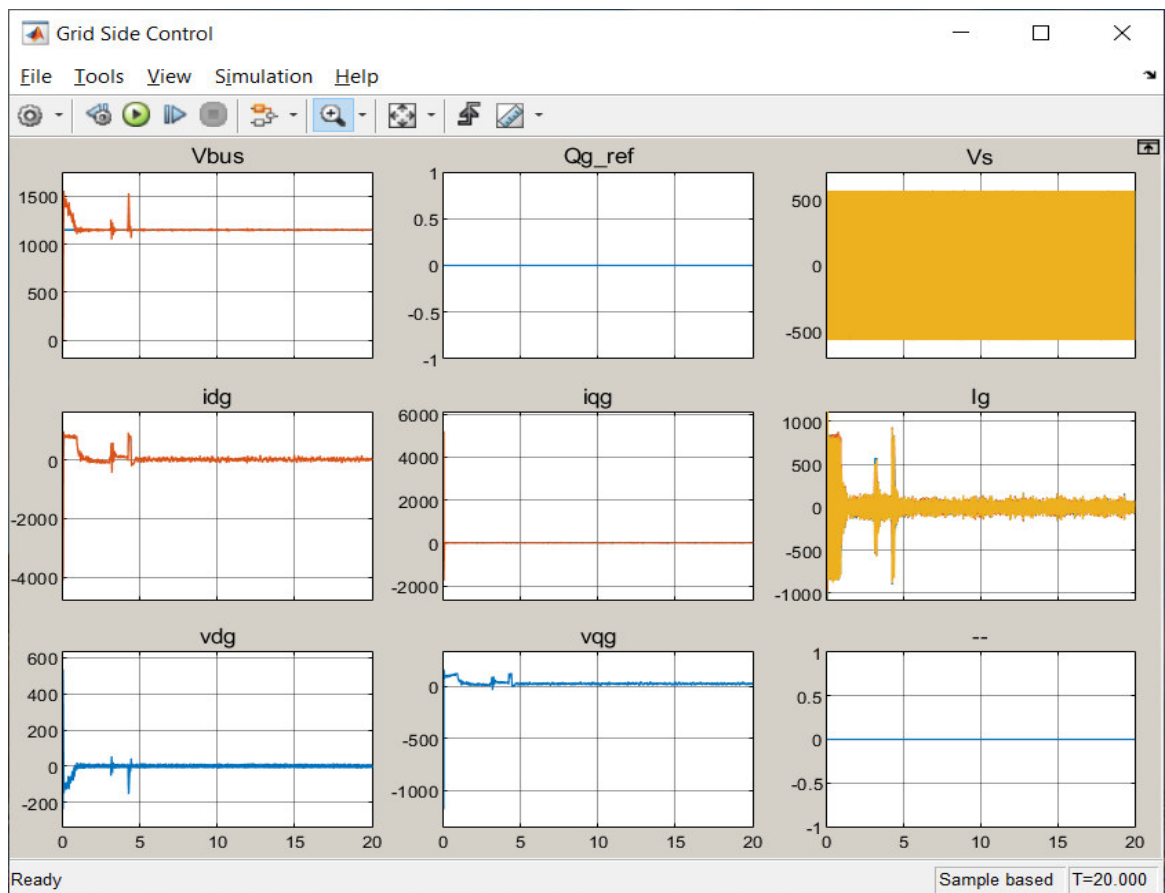
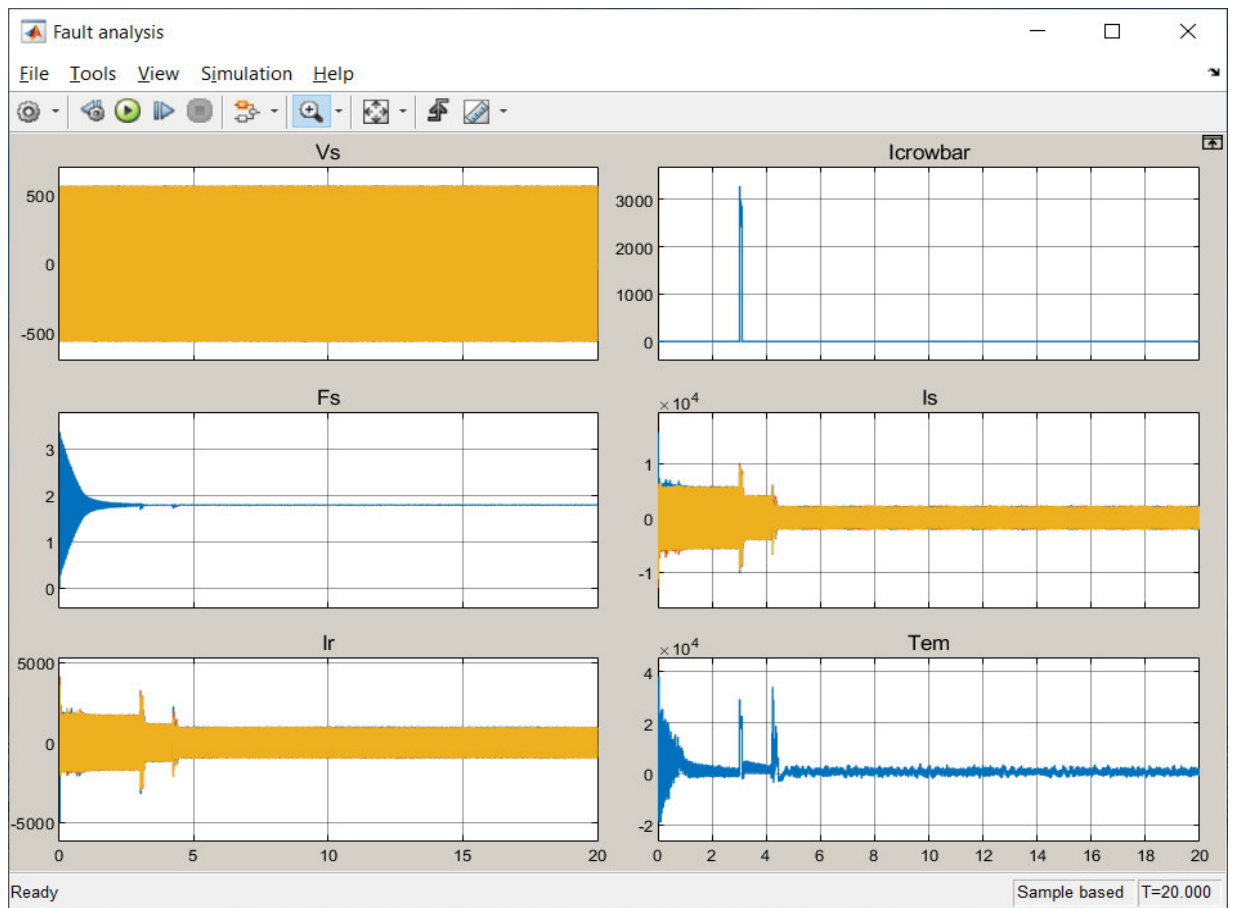
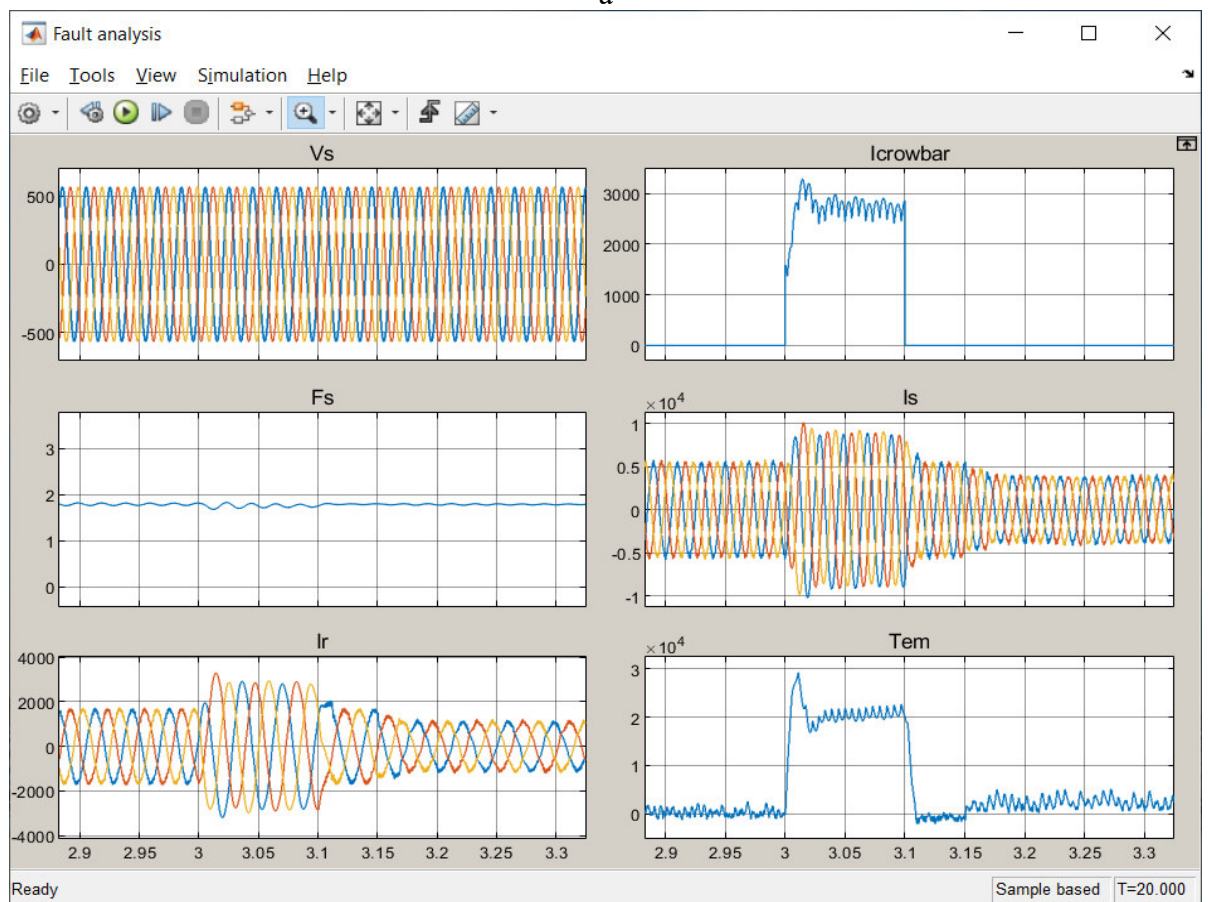


Рисунок 5.60 – Результаты моделирования, характеристики со стороны сети

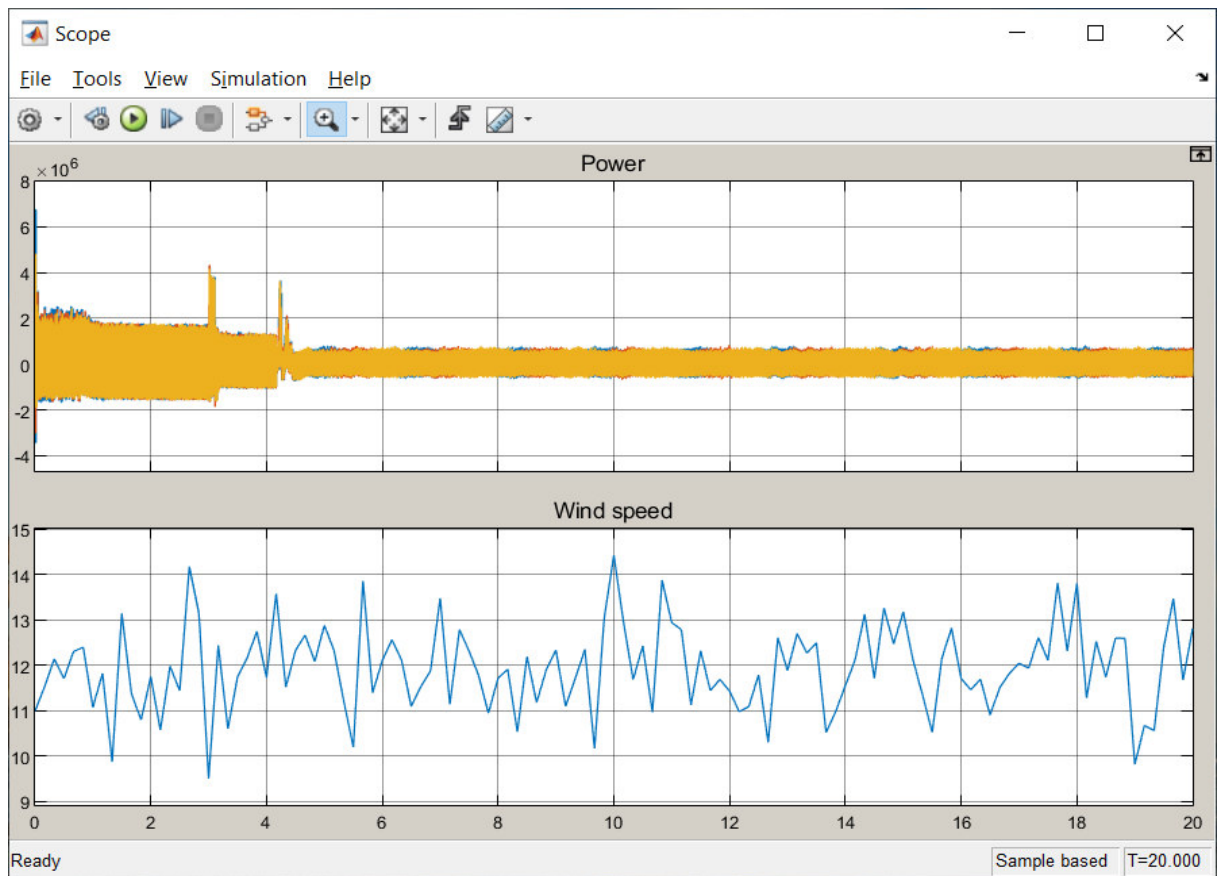


a

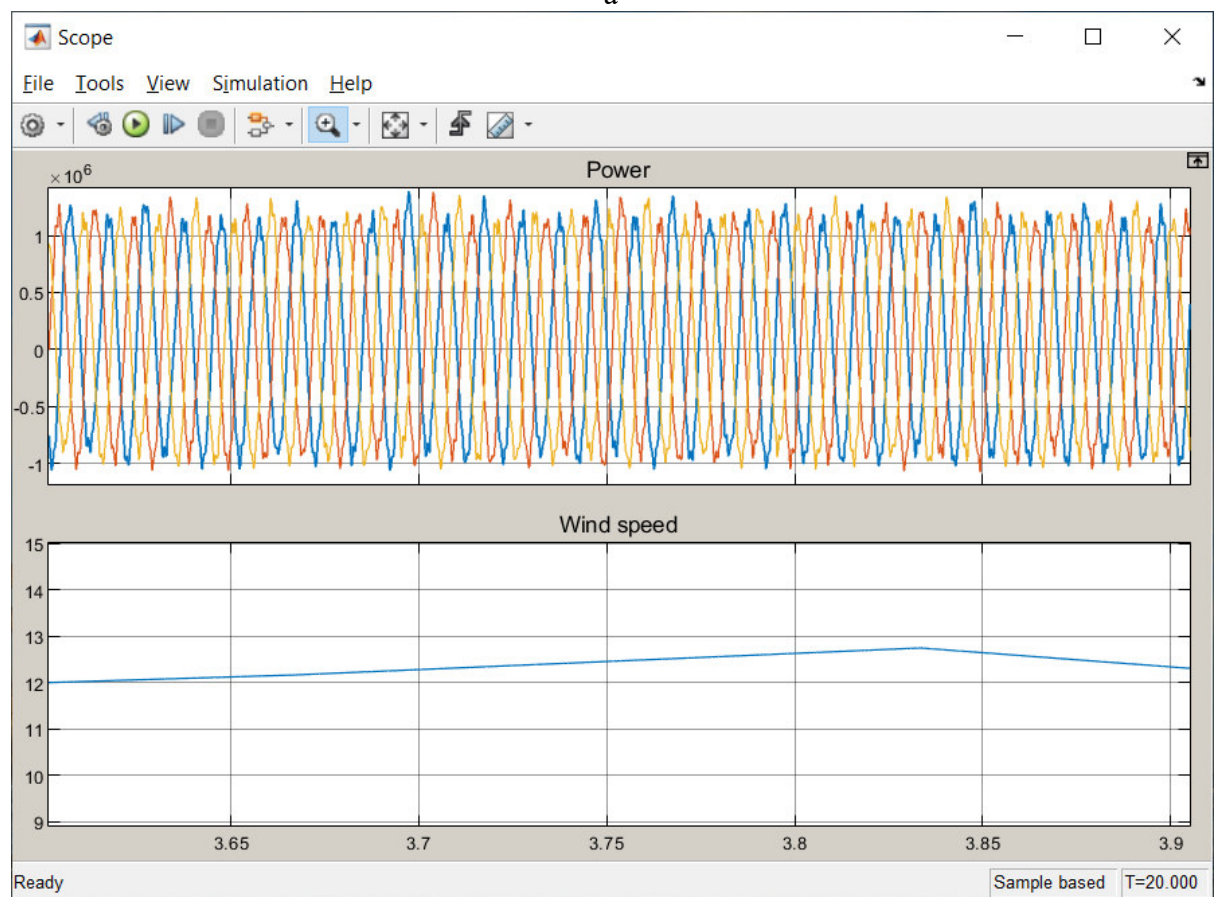


б

Рисунок 5.61 – Результаты моделирования диагностики, анализ неисправностей



a



б

Рисунок 5.62 – Результаты моделирования, выходная мощность ветротурбины

Из результатов моделирования видно, что разработанная интеллектуальная система диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом представляет собой эффективное решение для стабильной генерации электроэнергии, соответствующее требованиям потребителей. Интеллектуальная система управления успешно справляется с регулированием, что отражается в характеристике скорости вращения высокоскоростного вала турбины, обеспечивая устойчивость работы ветроэнергетической установки при переменной скорости ветра. Это достигается благодаря разработке и внедрения новых систем интеллектуального управления, включая механизмы регулирования направляющих статора турбины, управление автоматической коробкой передач (АКПП) и током возбуждения генератора.

Выходная мощность ветроэнергетической установки демонстрирует качество синфазностью и симметричностью благодаря системе интеллектуального управления, обеспечивающей стабильность работы, которая последовательно управляет системами регулирования и всем ветроэнергетическим комплексом в целом. Система диагностики обеспечивает защиту от критических ситуаций, оперативно реагируя и восстанавливая работу ветроэнергетической установки.

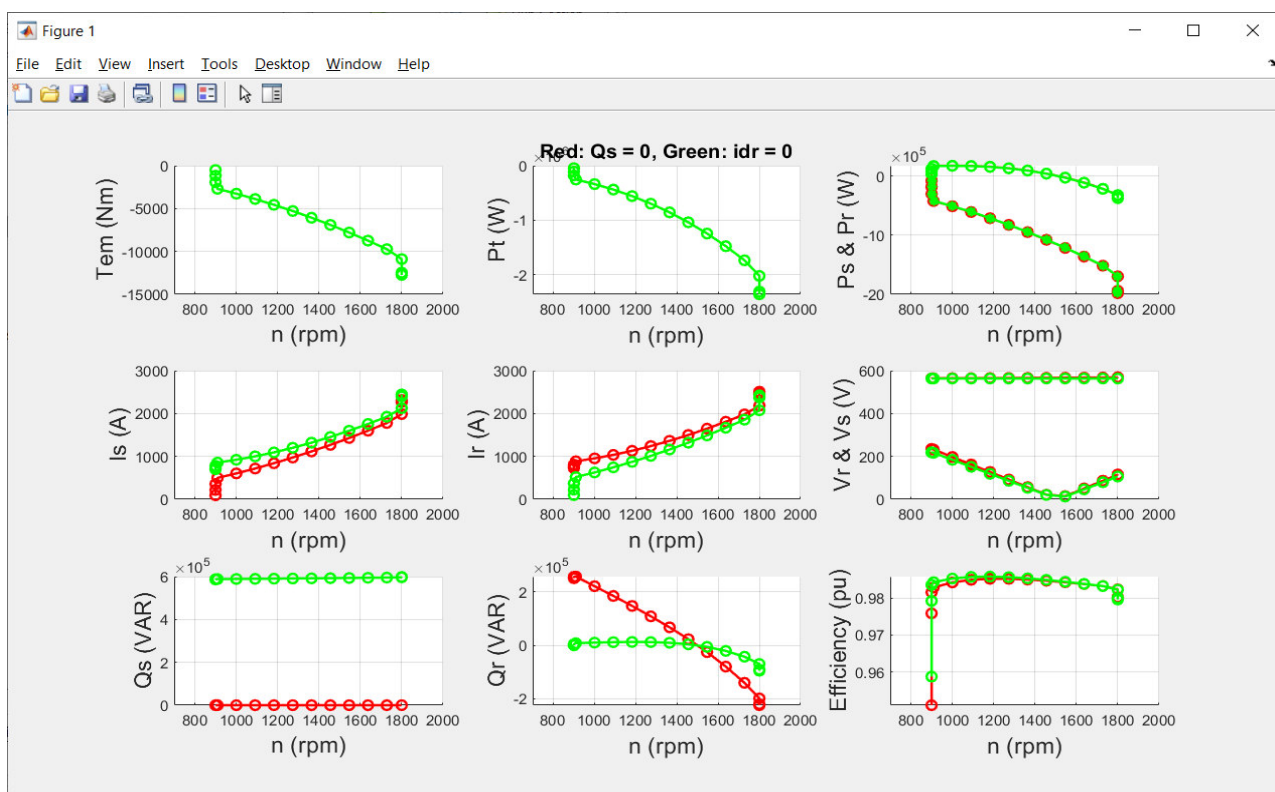


Рисунок 5.63 – Механические и энергетические характеристики ВЭУ, анализ системы диагностики

5.6 Стационарные характеристики ветровой турбины на основе асинхронной машины с двойным питанием

Связывая анализ устойчивой работы асинхронной машины с двойным питанием и работу ветровой турбины, представлены наиболее представительные электрические величины АМДП, работающей в ветровой турбине с регулируемой скоростью вращения. Таким образом, управление ветровой турбиной будет накладывать характеристику $P_m = f(\Omega_m)$. Учитывая, что максимальная скорость вращения соответствует минимальному скольжению $s = -0,2$, это дает кривые входной мощности и крутящего момента, как показано на рисунке 5.64а. Таким образом, можно вывести установившееся поведение ветровой турбины при двух различных уровнях намагничивания, например, при $Q_s = 0$ и при $i_{dr} = 0$. На рисунке 5.64 представлены полученные результаты установившегося режима. Можно сделать вывод, что T_{em} и P_m являются входными сигналами для вала асинхронной машины с двойным питанием; следовательно, они одинаковы независимо от используемой стратегии намагничивания. Следует отметить, что при использовании ветровой турбины наибольшие крутящий момент и мощность возникают при более высоких скоростях (минимальное скольжение). Аналогично, на рисунке 5.64b показано, как входная мощность распределяется между статором и ротором, в основном в зависимости от скольжения. Реактивные мощности статора и ротора показаны на рисунке 5.64c и d.

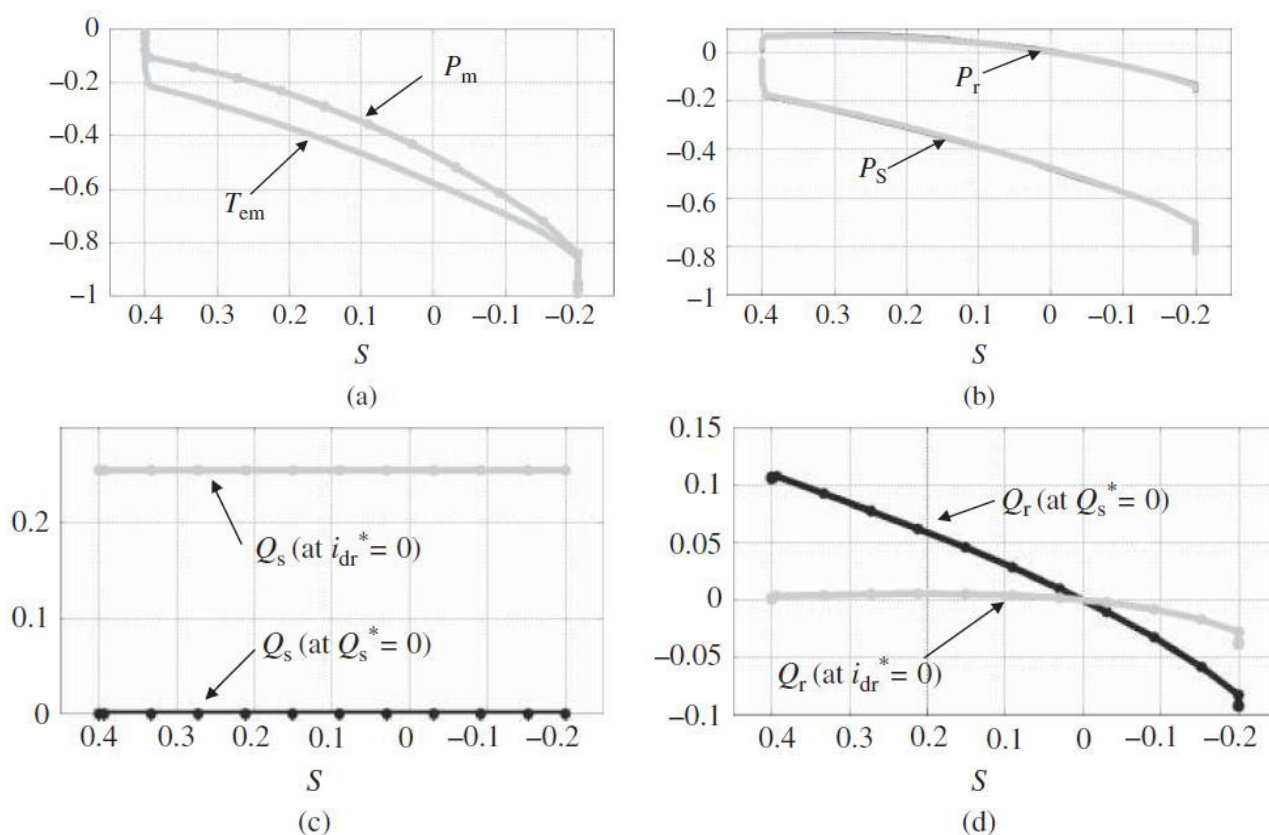


Рисунок 5.64 – Устойчивое состояние наиболее представительных величин на единицу мощности ветровой турбины с регулируемым углом и переменной скоростью с $Q_s = 0$ и $i_{dr} = 0$ стратегиями намагничивания, лист 1

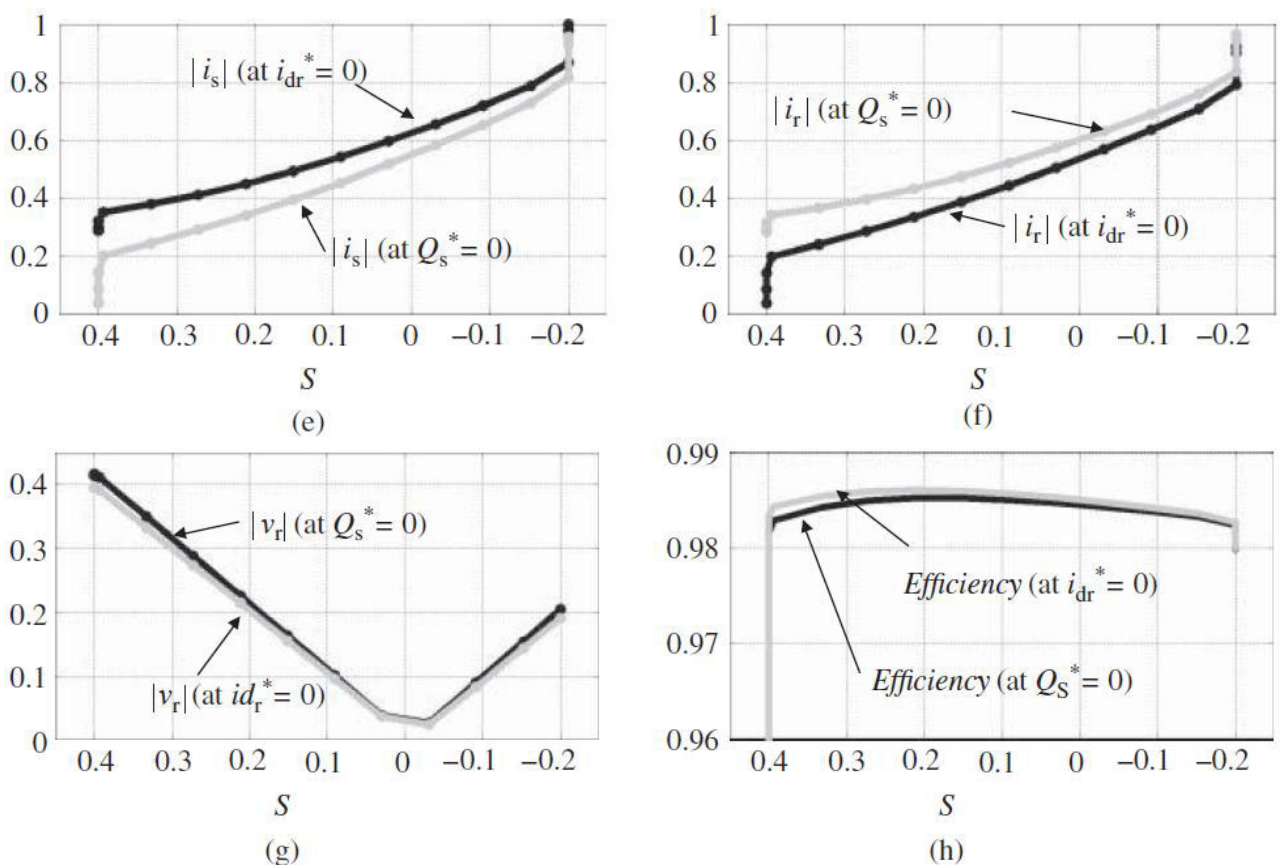


Рисунок 5.64, лист 2

Намагничив асинхронную машину с двойным питанием через статор, можно увидеть, что для этой машины требуется постоянная $Q_s = 0,25$ на единицу. Что касается модулей тока статора и ротора на рисунке 5.64е и ф, можно увидеть, что они следуют очень похожей эволюции входного крутящего момента или мощности, как показано на рисунке 5.64а, более высокие входные крутящие моменты требуют модулей с более высоким током. Также можно заметить, что для намагничивания машины через статор ($i_{dr} = 0$) требуются более высокие токи статора и меньшие токи ротора, чем для намагничивания машины через ротор ($Q_s = 0$). Поэтому, как видно на рисунке 5.64h, для этой конкретной машины это означает более высокую эффективность за счет намагничивания через статор. Наконец, требуемая амплитуда напряжения ротора изображена на рисунке 5.64g. В общем виде видно, что чем выше скольжение в модуле, тем выше необходимая амплитуда напряжения ротора, которая при синхронизме практически равна нулю ($s \cong 0$). Ни одна из стратегий намагничивания не приводит к большой разнице в требуемом напряжении ротора, однако для этого конкретного примера размер преобразователя по напряжению определяется рабочей точкой при скольжении $s = 0,4$. Система диагностики использует указанные данные для проверки текущего состояния ветроэнергетической установки.

Выводы по пятому разделу

После определения недостатков традиционных систем управления ВЭУ, появилась необходимость разработки новой, надежной, эффективной и оптимальной системы управления. Для этого были рассмотрены стратегии управления аэродинамических, механических и сложных электрических составляющих системы генерации энергии из ветра.

Создана новая структура системы диагностики и оптимального управления, включая новые системы регулирования. На этой основе разработана интеллектуальная система диагностики и оптимального управления по регулированию тока возбуждения генератора, регулированию автоматической коробки переключения передачи, регулированию механизма направляющих статора турбины в динамике, контролирующим неуправляемой и непредсказуемой характеристикой ветра и быстро реагирующих на его изменение, исключая зависимость.

Особенностью интеллектуальной системы управления является ее способность обучения и принятия правильных решений, которые способствуют оптимальной работе турбины и стабильной выработке электроэнергии. Также разработанная система диагностирования, исключает аварийные состояния, а при возникновении внештатных ситуаций быстро реагирует и возобновляет работу ветроэнергетического комплекса.

Достигая желаемых результатов, сравнительный анализ показывает эффективность разработанной интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом.

6 ПРОВЕРКА НА АДЕКВАТНОСТЬ РАЗРАБОТАННОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ И ИСПЫТАНИЕ СИСТЕМЫ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

В предыдущем разделе была разработана интеллектуальная система диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом на основе искусственных нейронных сетей. После построения модели, появляется необходимость проверить ее качество. С этой целью выполняется проверка адекватности (соответствия) разработанной модели интеллектуального управления ВЭУ, к объекту, на основе которого она построена. В данном разделе проверяется на адекватность выходная мощность ВЭУ разработанной модели и системы интеллектуального управления: управление механизмом регулирования направляющих статора турбины, управление автоматической коробкой переключения передачи и управление током возбуждения генератора с применением искусственных нейронных сетей.

6.1 Оценка адекватности разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса

Адекватность подразумевает сопоставление исследуемых характеристик системы (параметров, выходных данных и др.) с соответствующими характеристиками модели. Полное совпадение между реальной системой и ее моделью часто недостижимо, поэтому оценка адекватности касается степени точности, с которой результаты моделирования отражают реальное состояние оригинала. В целом модель считается адекватной, если ее поведение достаточно точно соответствует поведению моделируемой системы в схожих ситуациях, и если модель эффективно представляет те характеристики системы, которые предсказываются с ее помощью. Оценка адекватности модели включает проверку степени соответствия между моделью и реальной системой [91, с. 11-265].

Проверка соответствия между моделью и реальной системой называется проверкой адекватности модели. Модель считается адекватной, если она точно представляет реальную систему для определенных исследовательских целей. В процесс проверки адекватности модели включаются такие этапы, как верификация и валидация.

Верификация представляет собой процесс проверки компьютерной программы (модели) с целью установления правильности того, как концептуальное описание модели преобразовано в компьютерную форму.

Валидация – это процесс, который определяет, насколько имитационная модель (концептуальное описание) является точным представлением системы для конкретных исследовательских задач.

При проверке модели на адекватность следует учесть несколько важных аспектов:

- реальная система может быть еще на стадии разработки и не существовать на данный момент;

– невозможно создать абсолютно адекватную модель, поскольку модель разрабатывается с определенными целями исследования;

– модель, которая адекватна для определенных целей, может оказаться неадекватной для других;

– процесс проверки адекватности модели всегда ограничен «человеческим фактором», так как критерии правильности модели включают в себя субъективные оценки лиц, принимающих решения [91, с. 11-265].

На рисунке 6.1 изображена схема обеспечения адекватности модели. Номера этапов исследования системы обозначены стрелками [91, с. 11-265].

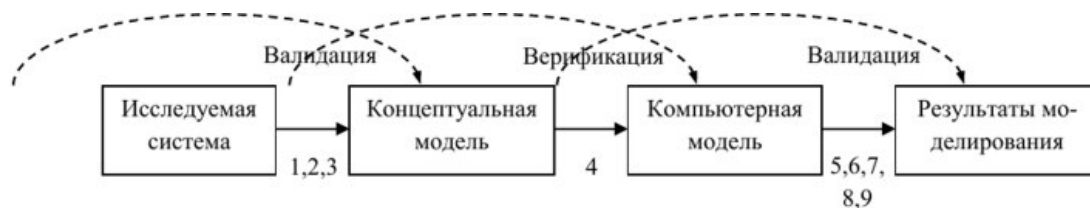


Рисунок 6.1 – Схема проверки адекватности модели

Разработанная модель интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления оценивается по следующим критериям адекватности:

- эмпирические данные;
- регрессионный анализ;
- корреляционный анализ (R);
- среднеквадратичная ошибка (MSE);
- средняя абсолютная ошибка (MAPE).

Проверка работоспособности проводится путем сопоставления кривых мощности реальной установки Mitsubishi MWT 92 и разработанной модели вертикальной ветроэнергетической установки. Соответствие кривых выходной мощности реальной установки с моделью позволяет оценить работоспособность созданной модели и сделать вывод о ее адекватности.

Для оценки адекватности модели интеллектуального управления была собрана обучающая выборка, включающая измеренные входные переменные для каждого узла ветроэнергетической системы. Выходные значения были получены как из расчетных данных (X^T), так и из тестирования выхода нейронной сети (Y^0).

Проверка выполняется следующим образом:

1. Измеряются входные параметры, такие как скорость ветра, угловая скорость вращения вала турбины, изменение частоты тока возбуждения генератора.

2. Рассчитываются выходные параметры управления и регулирования узлов и механизмов ветроэнергетического комплекса.

3. На основе измеренных данных формируются обучающие выборки, используемые для обучения нейронной сети.

4. Обученная нейронная сеть позволяет определить оптимальные выходные параметры управления ветроэнергетической системой.

Такой подход обеспечивает оценку адекватности модели интеллектуального управления на основе сопоставления ее выходных данных с реальными данными измерений, которая представлена на рисунке 6.2.

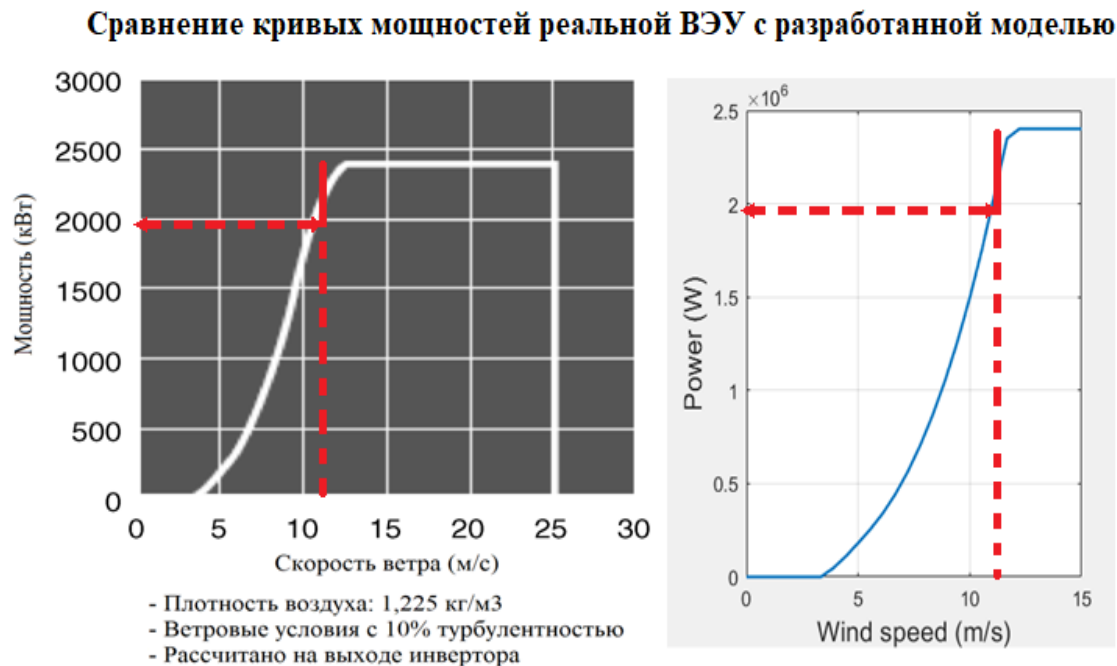


Рисунок 6.2 – Сравнение кривых выходной мощности реальной ВЭУ с разработанной моделью

Путем моделирования на основе входных данных получаем выходные переменные для тестирования нейронной сети. В результате для каждой системы управления отдельного узла формируем расчетные данные и сравниваем их с выходными значениями нейронной сети.

Таблицы в (Приложениях Б, В, Г) содержат сравнительные анализы данных, полученных в режиме измерения, рассчитанных для каждой выходной переменной, и соответствие выходных значений каждой разработанной интеллектуальной системы.

Адекватность моделей оценивается с использованием статистических критериев. Рассчитывается коэффициент корреляции между выходными расчетными значениями и значениями, полученными с использованием моделей интеллектуального управления, используя формулу Пирсона:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i^T - \overline{X^T}) \times (Y_i^O - \overline{Y^O})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i^T - \overline{X^T})^2 \times \sum_{i=1}^n (Y_i^O - \overline{Y^O})^2}}, \quad (6.1)$$

где X_i^T – i -ое значение расчетных данных измерения параметров ВЭУ;
 $\overline{X^T}$ – среднее значение расчетных данных измерения параметров ВЭУ;
 Y_i^O – i -ое значение данных полученных на выходе нейронной сети;
 $\overline{Y^O}$ – среднее значение данных полученных на выходе нейронной сети.

Среднеквадратичная ошибка:

$$MSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i^T - Y_i^O)^2}{n}}, \quad (6.2)$$

где X_i^T – i -ое значение расчетных данных измерения параметров ВЭУ;
 Y_i^O – i -ое значение данных полученных на выходе нейронной сети;
 n – количество данных.

Средняя абсолютная ошибка:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |X_i^T - Y_i^O|, \quad (6.3)$$

где X_i^T – i -ое значение расчетных данных измерения параметров ВЭУ;
 Y_i^O – i -ое значение данных полученных на выходе нейронной сети;
 n – количество данных.

С использованием указанных формул и данных из таблицы в приложении, проводим оценку адекватности разработанной модели интеллектуального управления ветроэнергетическим комплексом. Результаты оценки адекватности представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты оценки адекватности

Интеллектуальная система	Переменные	R	MSE	MAPE
Нейронная сеть	ΔS	1	0,00000012	$\approx 0\%$
Нейронная сеть	$\Delta \eta$	1	0,0000000000133	$\approx 0\%$
Нейронная сеть	$\Delta I_{dr}, \Delta I_{qr}$	1	0,000000144	$\approx 0\%$

По результатам оценки критериев адекватности можно убедиться, что выходные данные нейронной сети соответствуют расчетным данным. Это подтверждает адекватность разработанной модели, обладающей высокой надежностью и универсальностью в работе с различными ветроэнергетическими установками, характеристики которой описывают работоспособность разработанной модели интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом.

Полученные данные из программного инструмента nntraintool также подтверждают адекватность разработанной интеллектуальной системы, автоматически рассчитывая и отображая статус среднеквадратичной ошибки и регрессионного анализа. Это исключает необходимость ручных вычислений и подтверждает высокую эффективность системы в оценке адекватности. Результаты представлены на рисунках 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8.

Обучение нейронной сети для управления механизмом регулирования направляющих статора турбины

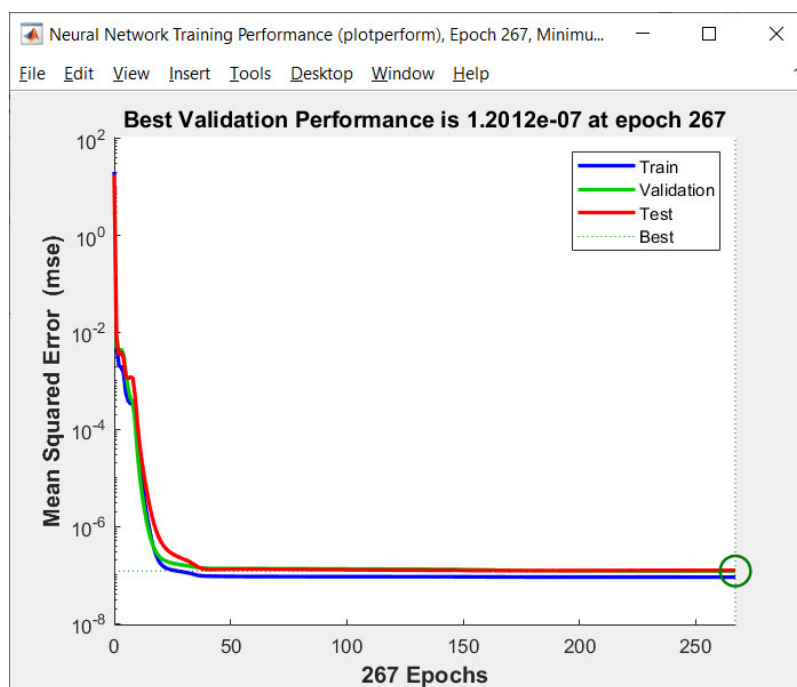


Рисунок 6.3 – Окно изменения среднеквадратичной ошибки (MSE) при обучении нейронной сети, наилучшие показатели нейронной сети $1,2 \times 10^{-7}$ при 267 цикле обучения

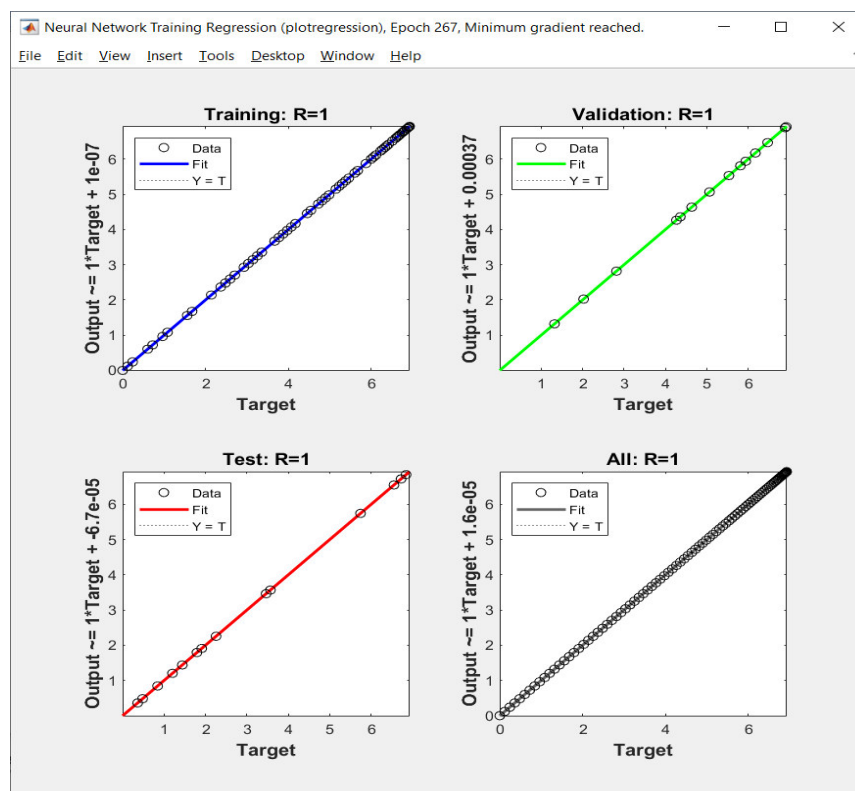


Рисунок 6.4 – Регрессионный анализ нейронной сети, коэффициент соответствия $R=1$ показывает идеальное значение

Обучение нейронной сети для управления АКПП

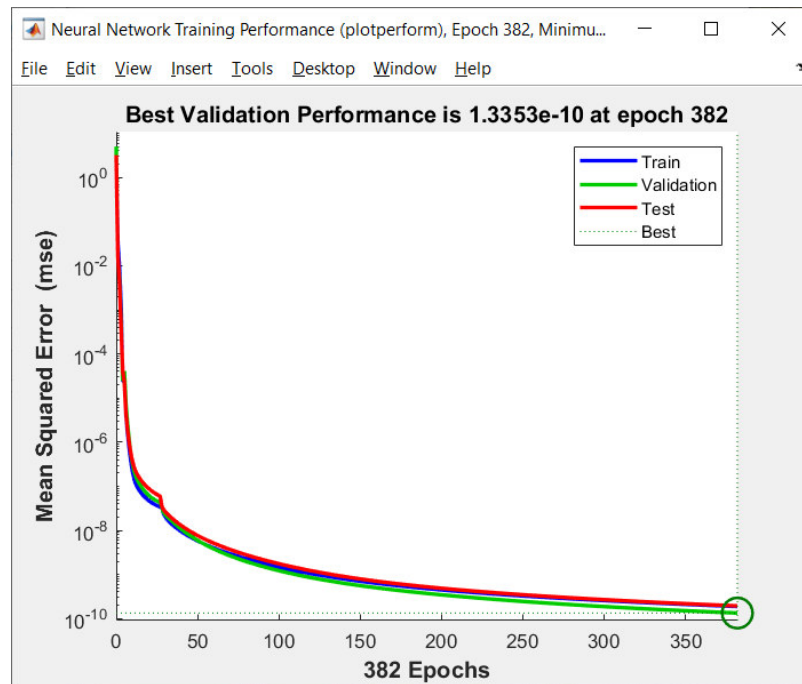


Рисунок 6.5 – Окно изменения среднеквадратичной ошибки (MSE) при обучении нейронной сети, наилучшие показатели нейронной сети $1,3 \times 10^{-10}$ при 382 цикле обучения

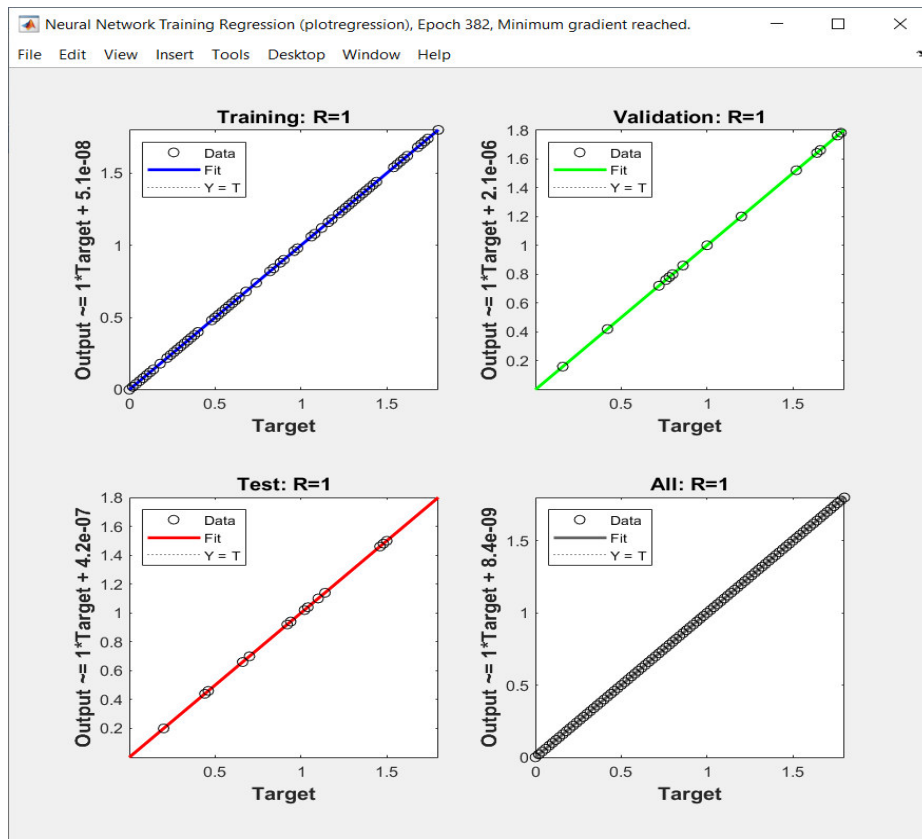


Рисунок 6.6 – Регрессионный анализ нейронной сети, коэффициент соответствия $R=1$ показывает идеальное значение

Обучение нейронной сети для управления током возбуждения генератора

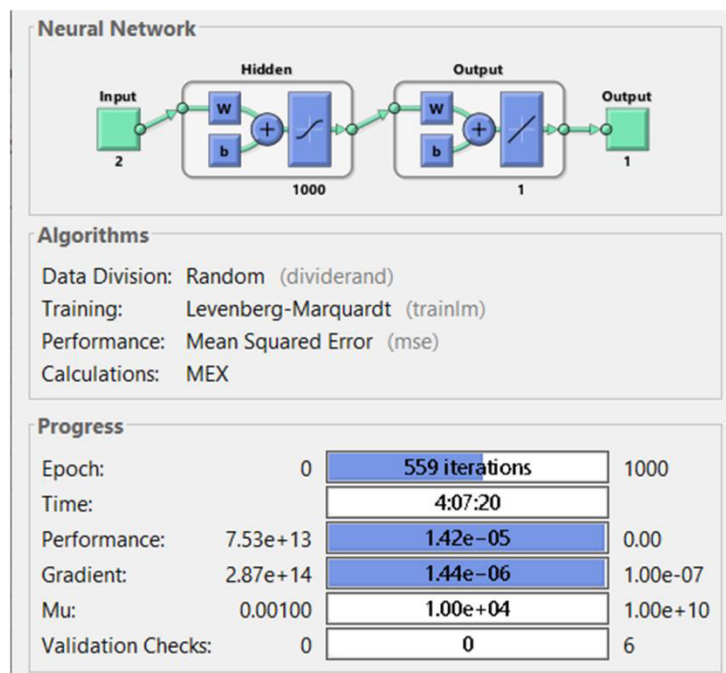


Рисунок 6.7 – Окно программного инструмента ntraintool показывающее состояние обучения, изменения ошибки (MSE) при обучении нейронной сети

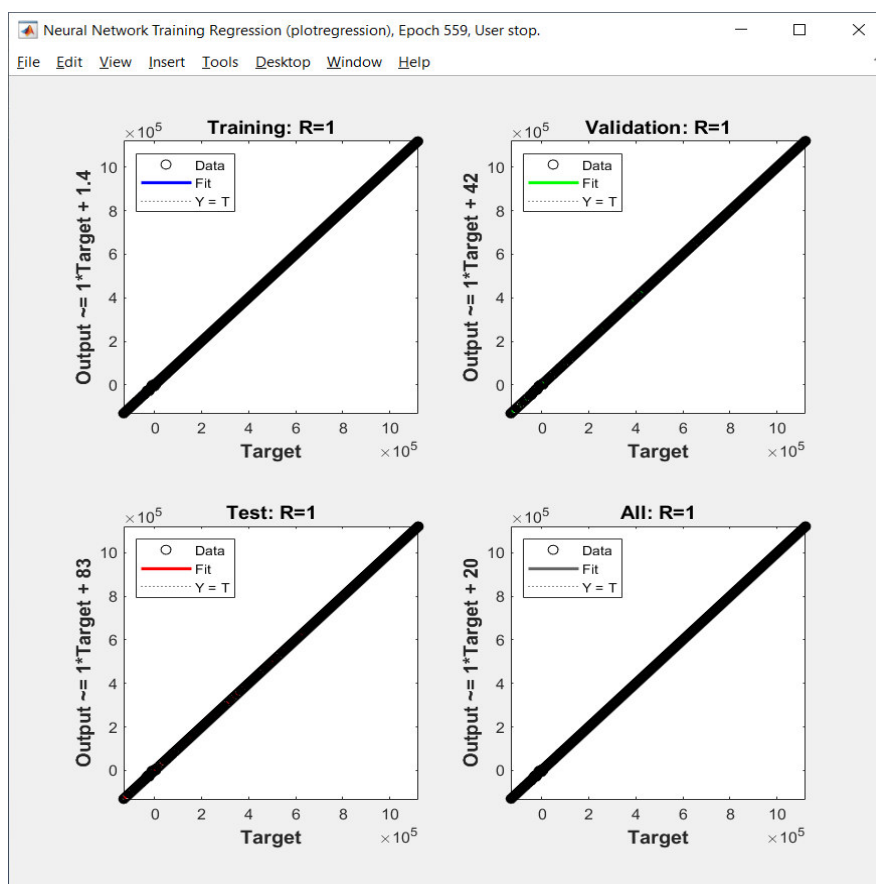


Рисунок 6.8 – Регрессионный анализ нейронной сети, коэффициент соответствия R=1 показывает идеальное значение

6.2 Испытание разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса на производственной площадке

Испытания разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса проводились совместно на производственной площадке ТОО «ТЭЛМЗ» под руководством директора Б.М. Шакирова, первого, кто в 1998 году воплотил в жизнь идею А.В. Болотова «БОНИ-ШХВ», далее ВРТБ, и ТОО «Future Power Solutions», в лице директора Д. Цацина являющимся настоящим последователем компании А.В. Болотова «Эконергомаш». Результаты показаны на рисунках 6.9, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 6.14, 6.15. Акт испытания представлен в (Приложении Д).

На рисунке 6.9 представлена первая локальная установка ВРЭС БОНИ-ШХВ изготовленная на базе АОТ «ТЭЛМЗ» под руководством директора Б.М. Шакирова в 1998 году, установленная в крестьянском хозяйстве «Караш», в Алматинской области.



Рисунок 6.9 – Первая локальная установка ВРЭС БОНИ-ШХВ изготовленная на базе АОТ «ТЭЛМЗ» в 1998 году, установленная в Алматинской области, в крестьянском хозяйстве «Караш»



Рисунок 6.10 – ВРТБ установленные в городе Астане



Рисунок 6.11 – Помещение системы управления ВРТБ



Рисунок 6.12 – Системы управления ВРТБ, в которых проводились испытания



Рисунок 6.13 – Системы управления ВРТБ, в которых проводились испытания



Рисунок 6.14 – Характеристики ВЭУ на контроллере фирмы Siemens

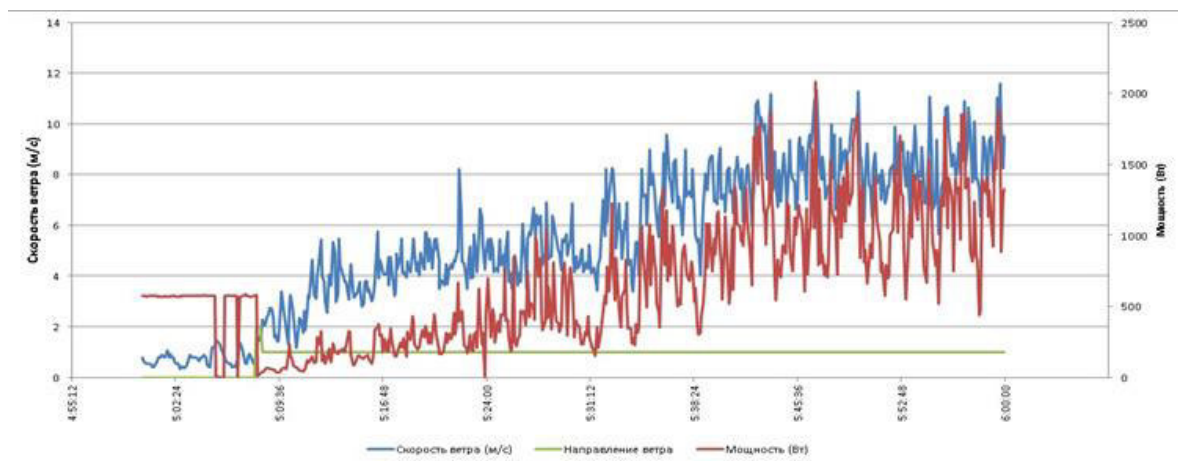


Рисунок 6.15 – Характеристика выходной мощности ВРТБ

Полученная характеристика демонстрирует, что внедрение интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом приводит к повышению эффективности генерации электроэнергии. Это отражено в выходной характеристике мощности, где ветроэнергетическая установка успешно захватывает и преобразует больше энергии ветра, обеспечивая высокий КПД, который составляет 62% по сравнению с ВЭУ без интеллектуального управления.

Выводы по шестому разделу

После создания модели интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом была проведена проверка ее качества на адекватность относительно объекта, на основе которого она была построена. Полученные результаты свидетельствуют о том, что выходная мощность разработанной модели соответствует мощности реально действующей ВЭУ, а данные, полученные от нейронной сети, совпадают с расчетными данными. Согласно критериям оценки адекватности, эти соответствия означают, что модель универсальна, адекватна, обладает высокой надежностью и качеством, функционируя с различными ВЭУ. Ее характеристики описывают работоспособность разработанной модели ветроэнергетического комплекса.

Также были проведены испытания разработанной модели на производственной площадке ТОО «ТЭЛМЗ» совместно с ТОО «Future Power Solutions». Результаты демонстрируют эффективность системы, при этом КПД ВЭУ составил более 62%, что соответствует требованиям технической документации и была рекомендована для дальнейшего внедрения в производство.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выводы по результатам диссертационного исследования

В диссертационной работе подробно описана разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом в условиях региона Джунгарских ворот. Этот регион известен своими суровыми климатическими условиями и природной аэродинамической трубой, которая является уникальной за счет непредсказуемого источника энергии ветра с ураганными скоростями, что требует эффективной установки и системы управления для генерации энергии из ветра. Разработана модель комплексной энергетической системы с различными методами управления и диагностики для обеспечения защиты ветроэнергетических установок от внештатных ситуаций. Также разработаны интеллектуальные системы управления ключевыми переменными, обеспечивающие эффективную и стабильную работу ветроэнергетической установки. Разработанные системы соответствуют адекватности и были подвергнуты промышленным испытаниям.

В рамках исследования достигнуты следующие результаты:

- проведен анализ современного состояния систем управления ветроэнергетическими установками и комплексами, где использовались системы управления, ориентированные только на отдельные категории установок и узлов, которые не проявляли существенных значений для ВЭУ. Это послужило основой для создания нового, универсального механизма регулирования, диагностики и системы интеллектуального управления для вертикальных ветроэнергетических установок, исключающего зависимость от скорости ветра. Обоснована актуальность темы исследования;

- проанализирован ветровой потенциал Республики Казахстан, региона Джунгарских ворот, выявлена потребность в эффективных ветроэнергетических установках для генерации энергии из ветра. Также рассмотрены технологические аспекты генерации энергии из ветра, проанализированы особенности ветроэнергетических установок;

- разработана математическая модель полной ветроэнергетической установки, описывающая аэродинамические, механические и энергетические компоненты. Определены ключевые механизмы и узлы, необходимые для полноценной работы ветроэнергетической установки;

- проведено моделирование системы генерации энергии из ветра, позволяющее рассматривать энергетическую систему в динамике. Выходные характеристики модели соответствуют характеристикам реальной ветротурбины MITSUBISHI MWT 92. Представлены параметры, отражающие энергетическое поведение ветровой турбины и ее основную механическую и электрическую динамику, где система управления и регулирования базируется на классических регуляторах;

- после выявления недостатков традиционных систем управления ветроэнергетическими установками пересмотрены стратегии управления аэродинамическими, механическими и сложными электрическими

компонентами системы генерации энергии из ветра. Разработана новая структура системы диагностики и оптимального управления, включая новые системы регулирования. Синтезированы интеллектуальные алгоритмы с использованием нейронной сети. На основе этих результатов создана интеллектуальная система диагностики и оптимального управления, включающая регулирование тока возбуждения генератора, автоматической коробки переключения передачи и механизма направляющих статора турбины в динамике. Система контролирует скорость ветра, быстро реагируя на его изменения, исключает зависимость от переменного характера ветра. Разработанная система диагностики предотвращает возникновение аварийных ситуаций и, в случае их возникновения, оперативно восстанавливает работу ветроэнергетического комплекса. Анализ различных моделей ВЭУ подтверждает эффективность созданной системы;

- проведена проверка адекватности разработанной интеллектуальной модели ветроэнергетического комплекса, относительно объекта, на основе которого она была построена. Проведено испытание разработанной модели на производственной площадке ТОО «ТЭЛМЗ» совместно с ТОО «Future Power Solutions». Результаты подтвердили эффективность разработанной системы и рекомендована для дальнейшего внедрения в производство.

Оценка решения поставленных задач

В результате выполнения диссертационной работы были решены следующие задачи:

- проведен анализ и выявлены недостатки существующих систем управления ветроэнергетическими установками;
- исследованы особенности процесса генерации энергии из ветра и ветроэнергетических установок как объекта управления;
- определены основные механизмы и узлы, необходимые для полноценной работы ветроэнергетической установки, с целью их использования в моделировании;
- разработана математическая модель, охватывающая аэродинамические, механические и энергетические аспекты ветроэнергетической установки;
- выделены основные переменные управления процессом генерации энергии из ветра;
- сформирована новая структура интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом;
- синтезированы интеллектуальные алгоритмы с использованием нейронной сети, а также реализованы обучающие выборки;
- разработана интеллектуальная система управления, включающая регулирование тока возбуждения, автоматической коробки переключения передачи и механизма направляющих статора турбины. Эта система способствует стабильной выработке электроэнергии. Также создана система диагностики, исключая аварийные состояния и обеспечивающая быстрый отклик на внештатные ситуации;
- проведена проверка адекватности разработанной интеллектуальной системы, включая испытания на производственной площадке.

Рекомендации и исходные данные по использованию результатов исследования

Рекомендации и практическая значимость результатов исследований заключается в следующем:

– предложенная интеллектуальная система диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом обеспечивает стабильную генерацию электроэнергии с постоянной выходной мощностью, устойчивой к изменениям скорости ветра. Эта система может быть успешно интегрирована в системы возобновляемых источников энергии, включая системы генерации энергии из ветра с использованием вертикальных ветроэнергетических установок;

– разработанная интеллектуальная система диагностики и оптимального управления может быть использована в качестве универсального инструмента для исследования, моделирования, обучения и принятия решений в области ветроэнергетических установок, в различных климатических условиях. Кроме того, данная система является ценным ресурсом для обучающихся, исследователей, инженеров и технического персонала.

Оценка экономической эффективности технологического процесса генерации энергии из ветра

На основе полученных результатов интеллектуальная система диагностики и оптимального управления обеспечивает адекватные решения при различных режимах работы ветроэнергетической установки и ветропарка в целом. Она исключает критические ситуации в технологическом процессе, обеспечивает стабильные показатели вырабатываемой электроэнергии. Таким образом, система обеспечивает надежность и долговечность ВЭУ, увеличивает коэффициент полезного действия (КПД) на 0,62 и более. Внедрение данной системы окупится, способствуя повышению прибыльности производства электроэнергии.

Оценка научного уровня выполнения работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области

Анализ исходных данных свидетельствует о недостаточной эффективности существующих горизонтальных ветроэнергетических установок и систем управления, основанных на классических регуляторах с использованием интеллектуальных алгоритмов. Их коэффициент полезного действия (КПД) в среднем составляет 0,2-0,4. В то время как использование разработанной интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления для ветроэнергетического комплекса улучшает показатели ВЭУ, повышая КПД до 0,62 и более.

На основе проведенных исследований получены следующие новые результаты:

– разработанная математическая модель может быть успешно применена для исследования различных режимов работы процесса генерации энергии из ветра;

– методы построения обучающей выборки для интеллектуальных систем, основанных на нейронных сетях, позволяют выявить оптимальные настройки

регулирования. Обучение нейронных сетей уменьшает объем обрабатываемой информации и способствует принятию правильных решений при внештатных ситуациях;

- исследованы и синтезированы интеллектуальные системы (модели) диагностики и оптимального управления процессом генерации энергии из ветра с использованием вертикально-осевых ветроэнергетических комплексов;

- проведены успешные испытания разработанных интеллектуальных систем в промышленных условиях, что подтверждает их готовность к внедрению в технологический процесс.

В ходе диссертационного исследования были опубликованы 15 научных публикаций (Приложение А), в которых представлены результаты исследования, а также монография, включающая 2 главы о мехатронных системах, способствующих модернизации механизмов регулирования и трансмиссии ВЭУ. Проведены научно-исследовательские работы за период научной стажировки (Приложение Е), а разработанная интеллектуальная система диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом успешно прошла испытание на реально действующей установке ВРТБ, демонстрируя эффективные характеристики и получив рекомендации для внедрения в производство (Приложение Д). Полученные результаты являются достоверными и применимыми для практического использования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Президент выступил на международной конференции по достижению углеродной нейтральности // <https://www.akorda.kz/ru/prezident>. 13.11.2021.
- 2 Ибраев А.Х., Мүсілімов Қ.Б. Автоматизация ветроэнергетического комплекса на основе роторной турбины Болотова (ВРТБ) // Вестник Национ. академии наук Республики Казахстан. – 2017. – №1. – С. 230-234.
- 3 Seyedmahmoudian M. et al. State of the art artificial intelligence-based MPPT techniques for mitigating partial shading effects on PV systems – A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 4. – P. 435-455.
- 4 Киотский протокол // <https://ru.wikipedia.org/wiki/>. 13.11.2021.
- 5 Рамочная конвенция ООН 1992 // Большая российская энциклопедия 2004-2017 // https://old.bigenc.ru/world_history/text/3493378. 13.11.2021.
- 6 Вирт Д.А. Парижское соглашение: новый компонент климатического режима ООН // Вестник международных организаций. – 2017. – Т. 12, №4. – С. 185-214.
- 7 Simulink // <https://exponenta.ru/simulink>. 13.11.2021.
- 8 Пат. 12233 РК. Ветроэнергетический агрегат (ВЭА) и ветроэлектростанция (ВЭС) / Болотов А.В. Болотов С.А.; опубл. 16.08.04, Бюл. №8.
- 9 Lu B., Li Y., Wu X. et al. A review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis // Procceed. IEEE, 2009 power electronics and machines in wind applications (PEMWA). – Lincoln, NE, USA, 2009. – P. 1-7.
- 10 Kusiak A., Li W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults // Renewable Energy. – 2011. – Vol. 36. – P. 16-23.
- 11 Márquez F.P.G. et al. A pattern recognition and data analysis method for maintenance management // Int J Syst Sci. – 2012. – Vol. 43. – P. 1014-1028.
- 12 Wilkinson M., Darnell B., van Delft T. et al. Comparison of methods for wind turbine condition monitoring with SCADA data // IET Renew Power Gener. – 2014. – Vol. 8. – P. 390-397.
- 13 Jiménez A.A., Muñoz C.Q.G., Márquez F.P.G. Machine Learning and Neural Network for Maintenance Management // Procceed. Internat. conf. on management science and engineering management. – Springer, Cham, 2017. – P. 1377-1388.
- 14 Catmull S. Self-organising map based condition monitoring of wind turbines // Procceed. 2011 European Wind Energy Association Annual Event (EWEA 2011). – Brussels, 2011. – P. 6.
- 15 Ganjefar S., Ghassemi A.A., Ahmadi M.M. Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network // Energy. – 2014. – Vol. 67. – P. 444-453.
- 16 Karakaya A., Karakaş E. Process time and MPPT performance analysis of CF, LUT, and ANN control methods for a PMSG-based wind energy generation system // Turkish J Electr Eng Comput Sci. – 2016. – Vol. 24. – P. 3609-3620.

- 17 Medjber A., Guessoum A., Belmili H. et al. New neural network and fuzzy logic controllers to monitor maximum power for wind energy conversion system // *Energy*. – 2016. – Vol. 106. – P. 137-146.
- 18 Hong C.-M., Cheng F.-S., Chen C.-H. Optimal control for variable-speed wind generation systems using General Regression Neural Network // *Int J Electr Power Energy Syst.* – 2014. – Vol. 60. – P. 14-23.
- 19 Petković D. Adaptive neuro-fuzzy approach for estimation of wind speed distribution // *Int J Electr Power Energy Syst.* – 2015. – Vol. 73. – P. 389-392.
- 20 Mehta A.P., Karthikeyan G.R.R., Venkatesan K. et al. Neural predictive controller for hydraulic power transmission in wind turbine // *Proced. (ASME 2014) Gas Turbine India conf.* – New Delhi, 2014. – P. 1-8.
- 21 Brekken T.K., Yokochi A., Von Jouanne A. et al. Optimal energy storage sizing and control for wind power applications // *IEEE Trans Sustain Energy*. – 2011. – Vol. 2. – P. 69-77.
- 22 Thongam J.S., Bouchard P., Ezzaidi H. et al. Artificial neural network based maximum power point tracking control for variable speed wind energy conversion systems // In book: *IEEE, 2009 Control Applications (CCA) & Intelligent Control (ISIC)*. – SPb., 2009. – P. 1667-1671.
- 23 Yin M., Zhang X., Zou Y. et al. Improved MPPT control of wind turbines based on optimization of tracking range // *Power Syst. Technol.* – 2014. – Vol. 38. – P. 2180-2185.
- 24 Lee C.-Y., Chen P.-H., Shen Y.-X. Maximum power point tracking (MPPT) system of small wind power generator using RBFNN approach // *Expert Syst Appl.* – 2011. – Vol. 38. – P. 12058-12065.
- 25 Meharrar A., Tioursi M., Hatti M. et al. A variable speed wind generator maximum power tracking based on adaptative neuro-fuzzy inference system // *Expert Syst Appl.* – 2011. – Vol. 38. – P. 7659-7664.
- 26 Sabzevari S., Karimpour A., Monfared M. et al. MPPT control of wind turbines by direct adaptive fuzzy-PI controller and using ANN-PSO wind speed estimator // *J Renew Sustain Energy*. – 2017. – Vol. 9. – P. 013302.
- 27 Pucci M., Cirrincione M. Neural MPPT control of wind generators with induction machines without speed sensors // *IEEE Trans Ind Electron.* – 2011. – Vol. 58. – P. 37-47.
- 28 Lin W.-M., Hong C.-M. A new Elman neural network-based control algorithm for adjustable-pitch variable-speed wind-energy conversion systems // *IEEE Trans Power Electron.* – 2011. – Vol. 26. – P. 473-481.
- 29 Bagheri P., Sun Q. Adaptive robust control of a class of non-affine variable-speed variable-pitch wind turbines with unmodeled dynamics // *ISA Trans.* – 2016. – Vol. 63. – P. 233-241.
- 30 Dahbi A., Nait-Said N., Nait-Said M.-S. A novel combined MPPT-pitch angle control for wide range variable speed wind turbine based on neural network // *Int J Hydrogen Energy*. – 2016. – Vol. 41. – P. 9427-9442.
- 31 Perng J.-W., Chen G.-Y., Hsieh S.-C. Optimal pid controller design based on PSORBFNN for wind turbine systems // *Energies*. – 2014. – Vol. 7. – P. 191-209.

- 32 Jafarnejadsani H., Pieper J., Ehlers J. Adaptive control of a variable-speed variable pitch wind turbine using radial-basis function neural network // *IEEE Trans Control Syst Technol.* – 2013. – Vol. 21. – P. 2264-2272.
- 33 Yilmaz A.S., Özer Z. Pitch angle control in wind turbines above the rated wind speed by multi-layer perceptron and radial basis function neural networks // *Expert Syst Appl.* – 2009. – Vol. 36. – P. 9767-9775.
- 34 El Hajjaji A., Khamlichi A. Analysis of a RBF neural network based controller for pitch angle of variable-speed wind turbines // *Procedia Eng.* – 2017. – Vol. 181. – P. 552-559.
- 35 Han B., Zhou L., Zhang Z. LIDAR-assisted radial basis function neural network optimization for wind turbines // *IEEJ Trans Electr Electron Eng.* – 2018. – Vol. 13. Issue 2. – P. 195-200.
- 36 Liu Z., Huo F., Xiao S. et al. Individual pitch control of wind turbine based on RBF neural network // *Procced. Control 35th conf. (CCC).* – Chengdu, 2016. – P. 5769-5773.
- 37 Hong C.-M., Huang C.-H., Cheng F.-S. Sliding mode control for variable-speed wind turbine generation systems using artificial neural network // *Energy Procedia.* – 2014. – Vol. 61. – P. 1626-1629.
- 38 Assareh E., Biglari M. A novel approach to capture the maximum power from variable speed wind turbines using PI controller, RBF neural network and GSA evolutionary algorithm // *Renew Sustain Energy Rev.* – 2015. – Vol. 51. – P. 1023-1037.
- 39 Jaramillo-Lopez F., Kenne G., Lamnabhi-Lagarrigue F. A novel online training neural network-based algorithm for wind speed estimation and adaptive control of PMSG wind turbine system for maximum power extraction // *Renew Energy.* – 2016. – Vol. 86. – P. 38-48.
- 40 Petković D., Čojbašić Ž., Nikolić V. et al. Adaptive neuro-fuzzy maximal power extraction of wind turbine with continuously variable transmission // *Energy.* – 2014. – Vol. 64. – P. 868-874.
- 41 Wang L., Zuo S., Song Y. et al. Variable torque control of offshore wind turbine on spar floating platform using advanced RBF neural network // *Abstract Appl Anal.* – 2014. – Vol. 4, Issue 4. – P. 1-7.
- 42 El Mjabber E., El Hajjaji A., Khamlichi A. An adaptive control for a variable speed wind turbine using RBF neural network // *MATEC Web of Conferences.* – 2016. – Vol. 83. – P. 09007.
- 43 Tang Y., He H., Ni Z. et al. Reactive power control of grid-connected wind farm based on adaptive dynamic programming // *Neurocomputing.* – 2014. – Vol. 125. – P. 125-133.
- 44 Tang Y., He H., Wen J. et al. Power system stability control for a wind farm based on adaptive dynamic programming // *IEEE Trans Smart Grid.* – 2015. – Vol. 6. – P. 166-177.
- 45 Qiao W., Harley R.G., Venayagamoorthy G.K. Coordinated reactive power control of a large wind farm and a STATCOM using heuristic dynamic programming // *IEEE Trans Energy Convers.* – 2009. – Vol. 24. – P. 493-503.

- 46 Barani A., Abdi H. Loss minimization control of DFIG variable speed wind turbines // *Proc. 33rd Annual conf. of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2007)*. – Taipei, 2007. – P. 1109-1114.
- 47 Wai R-J, Chen M-W, Liu Y-K. Design of adaptive control and fuzzy neural network control for single-stage boost inverter // *IEEE Trans Ind Electron.* – 2015. – Vol. 62. – P. 5434-5445.
- 48 Li S., Fairbank M., Johnson C. et al. Artificial neural networks for control of a grid-connected rectifier/inverter under disturbance, dynamic and power converter switching conditions // *IEEE Trans Neural Netw. Learn Sys.* – 2014. – Vol. 25. – P. 738-750.
- 49 Fu X., Li S., Fairbank M. et al. Training recurrent neural networks with the Levenberg–Marquardt algorithm for optimal control of a grid-connected converter // *IEEE Trans Neural Netw Learn Syst.* – 2015. – Vol. 26. – P. 1900-1912.
- 50 Kanellos F., Hatziaargyriou N. A new control scheme for variable speed wind turbines using neural networks // *Proc. (IEEE, 2002) power engineering society winter meeting conf.* – NY., 2002. – P. 360-365.
- 51 Kvyetnyy R.N., Ivanov Y.Y., Pivoshenko V.V. et al. Low computational complexity algorithm for recognition highly corrupted QR codes based on hamming-lippmann neural network // *Przegląd Elektrotechniczny.* – 2019. – Vol. 95, Issue 4. – P. 162-166.
- 52 Zharikova M.V., Sherstjuk V.G., Wójcik W. et al. A model of destructive processes based on interval fuzzy rough soft sets // *Przegląd Elektrotechniczny.* – 2019. – Vol. 95, Issue 4. – P. 132-137.
- 53 Tymchik G.S., Stelmakh N.V., Vasyura A.S. et al. Automated generation of the design solution of the assembly in instrument engineering // *Proceed. of SPIE - The International Society for Optical Engineering.* – 2018. – Vol. 10808. – P. 1080828.
- 54 Bilynsky Y.Y., Horodetska O.S., Ogorodnik K.V. et al. The ultrasonic converter mathematical model of flow rate of flowing environment // *Proceed. of SPIE - The International Society for Optical Engineering.* – 2018. – Vol. 10808. – P. 108085.
- 55 Bortnyk G.G., Kychak V.M., Vasylykivskyi M.V. et al. The method of resolving power enhancement of jitter analyzers in fiber-optical networks // *Proceed. of SPIE - The International Society for Optical Engineering.* – 2019. – Vol. 11045. – P. 110450.
- 56 Mussilimov K., Ibraev A., Wójcik W. Development of Wind Energy Complex Automation System // *Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Środowiska.* – 2019. – Vol. 9, Issue 2. – P. 36-40.
- 57 Болотов А.В. Нетрадиционные и возобновляемые источники электроэнергии: учеб. пос. – Алматы, 2011. – 79 с.
- 58 Savina N.B., Slyusarenko N.V., Yakobchuk M.S. et al. Using of Entropy at Estimation Business Risks // *International Journal of Electronics and Telecommunications.* – 2021. – Vol. 67, Issue 2. – P. 169-174.
- 59 Breeze P. Wind Power Generation. – NY., 2015. – 104 p.
- 60 Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии США // <http://www.nrel.gov/>. 17.11.2021.

- 61 Взаимосвязь разработанная в Тихоокеанской северо-западной лаборатории в США Д.Л. Эллиоттом // <http://www.mpoweruk.com/index.htm>. 17.11.2021.
- 62 Archer C.L., Jacobson M.Z. Evaluation of global wind power // *Journal of Geophysical Research*. – 2005. – Vol. 110. – P. D12110-1-D12110-20.
- 63 International Energy Annual 1992 / Energy Information Administration. – Washington, 1994. – 204 p.
- 64 World Energy Resources, World Energy Council, 2013 // <https://www.worldenergy.org>. 17.11.2021.
- 65 NASA // <http://visibleearth.nasa.gov/view.php?id556893>. 17.11.2021.
- 66 Europe's onshore and offshore wind energy potential: technical report / EEA. – Copenhagen, 2009. – 90 p.
- 67 Джунгарские ворота в Восточно-Казахстанской области // <https://wildticketasia.com/ru/455-dzungarian-gate-east-kazakhstan.html>. 17.11.2021.
- 68 A Wind Energy Pioneer: Charles F. Brush / Danish Wind Industry Association // <http://www.windpower.org/en/pictures/brush.htm>. 18.11.2021.
- 69 World Energy Outlook 2014 // <https://www.iea.org/reports>. 20.11.2021.
- 70 American Wind Energy Association (taken from Wind Power, The University of Alabama, ME 416/516) // <https://www.awea.org/>. 20.11.2021.
- 71 Darrieus wind turbine // <https://en.wikipedia.org/wiki>. 20.11.2021.
- 72 National Renewable Energy Lab taken from // <http://windeis.anl.gov/guide/basics/>. 22.11.2021.
- 73 Мүсілімов Қ.Б. Автоматизация ветроэнергетического комплекса на основе роторной турбины Болотова (ВРТБ): диплом. проект. – Алматы, 2015. – 81 с.
- 74 Generator Gearbox GPC840D, differential design / Bosch Rexroth AG // http://dc-corp.resource.bosch.com/media/general_use/industries_2. 22.11.2021.
- 75 Generator principle of DFIG // <https://en.wikipedia.org/wiki/>. 22.11.2021.
- 76 Low-speed full converter electrical drivetrain package // <http://new.abb.com/windpower/wind-power-generation/low-speed-full>. 22.11.2021.
- 77 Abad G., López J., Rodríguez M.A. et al. Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation. – Hoboken: John Wiley & Sons, Inc, 2011. – 640 p.
- 78 Munteanu I., Bratcu I.U., Cutululis N.A. et al. Optimal Control of Wind energy Systems: Towards a Global Approach. – London: Springer, 2008. – 286 p.
- 79 Stiebler M. Wind Energy Systems for Electric Power Generation. – Berlin: Springer, 2008. – 193 p.
- 80 Hau E. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Applications, Economics. – London: Springer, 2005. – 783 p.
- 81 Bianchi F. Wind turbine control systems: principles, modelling & gain scheduling design. – London: Springer, 2006. – 208 p.
- 82 Kazmierkowski M.P., Krishnan R., Blaaberg F. Control in Power Electronics Selected Problems. – London: Academic Press, 2002. – 518 p.
- 83 Blaaberg F., Chen Z. Power Electronics for Modern Wind Turbines. – San Rafael: Morgan & Claypool Publishers, 2006. – 68 p.

- 84 Boldea I., Variable Speed Generators. – Boca Raton, 2005. – 550 p.
- 85 Boldea I. Synchronous Generators. – Boca Raton, 2005. – 444 p.
- 86 Ackerman T. Wind Power in Power Systems. – NY.: Wiley, 2005. – 691 p.
- 87 Bollen M. et al. Voltage Dip Immunity of Equipment and Installations // Proc. internat. conf. on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12). – Santiago de Compostela, 2010. – P. 452-456.
- 88 Martinez-Velasco J.A. et al. Voltage dip Evaluation and Prediction Tools: technical report. – Edinburgh, 2009. – 104 p.
- 89 Santos M. Aportaciones al control centralizado de un parque eólico: thes. PhD. – Mondragón: University of Mondragon, 2007. – 151 p.
- 90 Catalogs from wind turbine manufacturers on the Internet // <http://www.mhi.co.jp/>. 25.11.2021.
- 91 Системный анализ / под ред. В.В. Кузнецова. – М.: Юрайт, 2017. – 270 с.
- 92 Pena R., Clare J.C., Asher G.M. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind energy generation // IEE Proceedings - Electric Power Applications. – 1996. – Vol. 143, P. 231-241.
- 93 Wu B., Lang Y., Zargari N. et al. Power Conversion and Control of Wind Energy Systems. – New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2011. – 453 p.
- 94 Sul K. Control of Electric Machine Drive Systems. – New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2011. – 413 p.
- 95 Bose B.K. Modern Power Electronics and AC Drives. – NY.: Prentice-Hall, 2002. – 711 p.
- 96 Cardenas R., Pena R., Clare J. et al. MRAS observers for sensorless control of doubly-fed induction generators // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2008. – Vol. 23, Issue 3. – P. 1075-1084.
- 97 Iwanski G., Koczara W. DFIG based power generation system with UPS function for variable speed applications // IEEE Transactions on Industrial Electronics. – 2008. – Vol. 55, Issue 8. – P. 3047-3054.
- 98 Phan V.T., Lee H.H. Performance enhancement of stand-alone DFIG systems with control of rotor and load side converters using resonant controllers // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2012. – Vol. 48, Issue 1. – P. 199-210.
- 99 Morren J., Haan S.W., Kling W.L. et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control // IEEE Transactions on Power Systems. – 2006. – Vol. 12, Issue 1. – P. 433-434.
- 100 Abad G., Iwanski G. et al. Power Electronics: for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications. – Ed. 1st. Chichester: John Wiley & Sons, 2014. – 827 p.
- 101 Бураков М.В. Нейронные сети и нейроконтроллеры: учеб. пос. – СПб.: ГУАП, 2013. – 284 с.
- 102 Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. – Харьков, 2003. – Кн.1. – 400 с.

103 Ендовицкий Д.А. Комплексный анализ и контроль инвестиционной деятельности: методология и практика. – М.: Финансы и статистика, 2001. – 398 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Список научных трудов

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
Докторанта специальности 6D070200 – «Автоматизация и управление»
Мүсілімова Қуаныша Бакытұлы

№ п/п	Наименование	Характер издания	Выходные данные	Количе- ство стр.	Соавторы
1	2	3	4	5	6
Публикации в международных рецензируемых научных журналах, входящие в БД Scopus/Web of Science					
1	Automated generation of the design solution of the assembly in instrument engineering (conference paper)	Печатный	Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Volume 10808, 2018, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062203-6, DOI: 10.1117/12.2501560, (Electrical and Electronic Engineering) – 29% Percentile	6	Tymchik G.S., Stelmakh N.V., Vasyura A.S., Wójcik W.
2	The ultrasonic converter mathematical model of flow rate of flowing environment (conference paper)	Печатный	Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Volume 10808, 2018, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062203-6, DOI: 10.1117/12.2500634, (Electrical and Electronic Engineering) – 29% Percentile	8	Biłyskiy Y.Y., Horodetska O.S., Ogorodnik K.V., Smolarz A.
3	The method of resolving power enhancement of jitter analyzers in fiber-optical networks (conference paper)	Печатный	Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering, Volume 11045, 2019, ISSN: 0277786X, ISBN: 978-151062756-7, DOI: 10.1117/12.2522279, (Electrical and Electronic Engineering) – 29% Percentile	9	Bortnyk G.G., Kychak V.M., Vasylykivskyi M.V., Zyska T., Mussabekova A.
4	Low computational complexity algorithm for recognition highly corrupted QR codes based on hamming-lippmann neural network (Статья)	Печатный	Przegląd Elektrotechniczny V 95, 14, 2019, P 162-166, ISSN: 00332097, DOI: 10.15199/48.2019.04.29, Engineering, Percentile – 21 %	4	Kvyetnyy R.N., Ivanov Y.Y., Pivoshenko V.V.,

« 13 » 11 2023 г.

Автор работ

Отдел публикационной активности и научных изданий

Главный ученый секретарь



Handwritten signatures of the author and the department head.

Қ.Б. Мүсілімов

Г.А. Буршукова

К.В. Турмагамбетова

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА

					Kulyk Y.A., Knysh B.P., Smolarz A., Turgynbekov Y.
5	A model of destructive processes based on interval fuzzy rough soft sets (Статья)	Печатный	Przegląd Elektrotechniczny, V 95, 14, 2019, P 132-137, ISSN: 00332097, DOI: 10.15199/48.2019.04.23, Engineering, Percentile - 21	5	Zharikova M.V., Sherstjuk V.G., Wójcik W., Syzdykpayeva A.
6	Assessment of the knowledge quality level based on fuzzy models of its acquisition processes (Статья)	Печатный	Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 96 NR 9/2020, Pages 114-119, DOI: 10.15199/48.2020.09.24, Engineering, Percentile - 22	6	Boris I. MOKIN, Oleksander B. MOKIN, Olena M. KOSARUK, Mashat KALIMOLDAY EV, Waldemar WÓJCIK
7	Using of entropy at estimation business risks (Статья)	Печатный	International Journal of Electronics and Telecommunications, 2021, VOL. 67, NO. 2, PP. 169-174, ISSN: 2081-8491, DOI: 10.24425/ijet.2021.135960, Engineering, Percentile - 26	6	Nataliia B. Savina, Nina V. Slyusarenko, Maryna S. Yakobchuk, Konrad Gromaszek, Saule Smailova

« 13 » 11 2023 г.

Автор работ

Отдел публикационной активности и научных изданий

Главный ученый секретарь



Handwritten signatures of the author and the department head.

Қ.Б. Мүсілімов

Г.А. Буршукова

К.В. Турмагамбетова

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА

8	Vibration diagnostic of wear for cylinder-piston couples of pumps of a radial piston hydromachine (book chapter)	Печатный	Mechatronic Systems 1: Applications in Transport, Logistics, Diagnostics, and Control, 2021/12/23, стр. 39–51, ISBN: 978-1-032-10583-3, DOI: 10.1201/9781003224136-4	12	Shatokhin, V., Granko, B., Sobol, V., Denissova, N.
9	Mathematical modeling of dynamic processes in the turning mechanism of the tracked machine with hydrovolume transmission (book chapter)	Печатный	Mechatronic Systems 1: Applications in Transport, Logistics, Diagnostics, and Control, 2021/12/23, стр. 53–64, ISBN: 978-1-032-10583-3, DOI: 10.1201/9781003224136-5	11	Shatokhin, V., Granko, B., Sobol, V., Iskakova, A.
Статьи в изданиях, рекомендованных Комитетом по обеспечению качества в сфере науки и высшего образования МНВО РК					
10	Автоматизация ветроэнергетического комплекса на основе роторной турбины Болотова (ВРТБ) (Статья)	Печатный	Bulletin of National Academy of sciences of the Republic of Kazakhstan, V 1, N 365, 2017, ISSN 1991-3494	5	A.X. Ибраев
Статьи, опубликованные в других научных журналах и изданиях					
11	Development of wind energy complex automation system (Статья)	Печатный	Informatics Control Measurement in Economy and Environment Protection, Informatyka, Automatyka, Pomiar w Gospodarce i Ochronie Środowiska, p-ISSN 2083-0157, e-ISSN 2391-6761, IAPGOS, 2/2019, 36–40, June 15, 2019.	5	A. Ibraev, W. Wójcik
Международные научно-практические конференции					
12	Разработка автоматизированного ветроэнергетического комплекса на основе роторной турбины Болотова (ВРТБ)	Печатный	Collection of first International scientific-practical conference “Global science and innovations 2018”, ISBN 978-601-275-874-0	6	I.H. Исакожаева
13	Автоматизация ветроэнергетического комплекса на основе роторной турбины	Печатный	Международная научно-практическая конференция под девизом «Великие люди Великой степи – Сатпаев	5	A.X. Ибраев

« 13 » 11 2023 г.

Автор работ

Отдел публикационной активности и научных изданий

Главный ученый секретарь



Handwritten signatures of the authors and the scientific secretary.

Қ.Б. Мүсілімов

Г.А. Буршукова

К.В. Турмагамбетова

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА

	Болотова (ВРТБ)		К.И.», 2019		
14	Automation of the wind energy complex based on the Bolotov rotary turbine (WRTB)	Печатный	The 17th International scientific conference April 262019, information technologies and management, ISSN 1691-2489,	2	A. Ibraev
Книги и монографии, опубликованные в зарубежных научных журналах и изданиях					
15	Assessment of Ecology-Economic Efficiency in Providing Thermal Stabilization of Biogas Installations (book chapter)	Печатный	Biomass as Raw Material for the Production of Biofuels and Chemicals, Published November 1, 2021 by Routledge, стр. 25-31, ISBN 9781032011585	6	G.S. Ratushnyak, O.G. Lyalyuk, O.G. Ratushnyak, Y.S. Biks, I.V. Shvarts., R.B. Akselrod, P. Komada

« 13 » 11 2023 г.

Автор работ

Отдел публикационной активности и научных изданий

Главный ученый секретарь



Handwritten signatures of the authors and the scientific secretary.

Қ.Б. Мүсілімов

Г.А. Буршукова

К.В. Турмагамбетова

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента положения угла направляющих статора ветровой турбины, ΔS »

V	ΔS	Нейросеть, $\Delta S, H(a)$	V	ΔS	Нейросеть, $\Delta S, H(a)$	V	ΔS	Нейросеть, $\Delta S, H(a)$
20	0	0,0000069	12,4	4,267	4,267	4,8	6,724	6,724
19,8	0,121	0,120	12,2	4,361	4,361	4,6	6,752	6,752
19,6	0,242	0,241	12	4,455	4,455	4,4	6,779	6,779
19,4	0,363	0,363	11,8	4,546	4,547	4,2	6,803	6,803
19,2	0,483	0,484	11,6	4,637	4,637	4	6,825	6,825
19	0,604	0,604	11,4	4,726	4,726	3,8	6,845	6,845
18,8	0,724	0,724	11,2	4,814	4,814	3,6	6,863	6,863
18,6	0,845	0,844	11	4,900	4,900	3,4	6,878	6,878
18,4	0,964	0,964	10,8	4,985	4,985	3,2	6,892	6,892
18,2	1,084	1,084	10,6	5,068	5,068	3	6,904	6,904
18	1,203	1,203	10,4	5,150	5,150	2,8	6,913	6,914
17,8	1,322	1,322	10,2	5,230	5,230	2,6	6,921	6,921
17,6	1,441	1,441	10	5,309	5,309	2,4	6,926	6,925
17,4	1,559	1,559	9,8	5,386	5,386	2,2	6,929	6,928
17,2	1,677	1,677	9,6	5,461	5,461	2	6,930	6,930
17	1,794	1,794	9,4	5,535	5,535			
16,8	1,910	1,910	9,2	5,606	5,606			
16,6	2,026	2,026	9	5,677	5,677			
16,4	2,141	2,141	8,8	5,745	5,745			
16,2	2,256	2,256	8,6	5,812	5,812			
16	2,370	2,370	8,4	5,877	5,877			
15,8	2,483	2,483	8,2	5,940	5,940			
15,6	2,596	2,596	8	6,002	6,002			
15,4	2,708	2,708	7,8	6,061	6,061			
15,2	2,819	2,819	7,6	6,119	6,119			
15	2,929	2,929	7,4	6,175	6,175			
14,8	3,038	3,038	7,2	6,229	6,229			
14,6	3,146	3,146	7	6,281	6,281			
14,4	3,253	3,254	6,8	6,331	6,331			
14,2	3,360	3,360	6,6	6,379	6,379			
14	3,465	3,465	6,4	6,425	6,425			
13,8	3,569	3,569	6,2	6,470	6,470			
13,6	3,672	3,672	6	6,512	6,512			
13,4	3,774	3,774	5,8	6,552	6,552			
13,2	3,875	3,875	5,6	6,591	6,591			
13	3,975	3,975	5,4	6,627	6,627			
12,8	4,073	4,073	5,2	6,662	6,662			
12,6	4,171	4,171	5	6,694	6,694			

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента переключения передачи, $\Delta\eta$ »

n	$\Delta\eta$	Нейросеть, $\Delta\eta$, H(a)	n	$\Delta\eta$	Нейросеть, $\Delta\eta$, H(a)	n	$\Delta\eta$	Нейросеть, $\Delta\eta$, H(a)
0	0	0,0000172	1140	0,76	0,760	2280	1,52	1,520
30	0,02	0,020	1170	0,78	0,780	2310	1,54	1,540
60	0,04	0,040	1200	0,8	0,800	2340	1,56	1,560
90	0,06	0,060	1230	0,82	0,820	2370	1,58	1,580
120	0,08	0,080	1260	0,84	0,840	2400	1,6	1,600
150	0,1	0,100	1290	0,86	0,860	2430	1,62	1,620
180	0,12	0,120	1320	0,88	0,880	2460	1,64	1,640
210	0,14	0,140	1350	0,9	0,900	2490	1,66	1,660
240	0,16	0,160	1380	0,92	0,920	2520	1,68	1,680
270	0,18	0,180	1410	0,94	0,940	2550	1,7	1,700
300	0,2	0,200	1440	0,96	0,960	2580	1,72	1,720
330	0,22	0,220	1470	0,98	0,980	2610	1,74	1,740
360	0,24	0,240	1500	1	1,000	2640	1,76	1,760
390	0,26	0,260	1530	1,02	1,020	2670	1,78	1,780
420	0,28	0,280	1560	1,04	1,040	2700	1,8	1,800
450	0,3	0,300	1590	1,06	1,060			
480	0,32	0,320	1620	1,08	1,080			
510	0,34	0,340	1650	1,1	1,100			
540	0,36	0,360	1680	1,12	1,120			
570	0,38	0,380	1710	1,14	1,140			
600	0,4	0,400	1740	1,16	1,160			
630	0,42	0,420	1770	1,18	1,180			
660	0,44	0,440	1800	1,2	1,200			
690	0,46	0,460	1830	1,22	1,220			
720	0,48	0,480	1860	1,24	1,240			
750	0,5	0,500	1890	1,26	1,260			
780	0,52	0,520	1920	1,28	1,280			
810	0,54	0,540	1950	1,3	1,300			
840	0,56	0,560	1980	1,32	1,320			
870	0,58	0,580	2010	1,34	1,340			
900	0,6	0,600	2040	1,36	1,360			
930	0,62	0,620	2070	1,38	1,380			
960	0,64	0,640	2100	1,4	1,400			
990	0,66	0,660	2130	1,42	1,420			
1020	0,68	0,680	2160	1,44	1,440			
1050	0,7	0,700	2190	1,46	1,460			
1080	0,72	0,720	2220	1,48	1,480			
1110	0,74	0,740	2250	1,5	1,500			

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Тестирование системы интеллектуального управления, определение переменной «коэффициента тока возбуждения, ΔI »

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Акт испытания разработанной интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ВЭК

Товарищества с ограниченной
ответственностью «Талгарский
Экспериментальный Литейно-
механический завод»



Республика Казахстан
г. Талгар, ул. Терешкова №17
тел. 3723139 тел.сот: 87017206629

АКТ

об испытании разработки интеллектуальной системы диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что разработанная интеллектуальная система диагностики и оптимального управления ветроэнергетическим комплексом прошли имитационные испытания на действующей установке ВРТБ и показали параметры соответствующие требованиям технической документации, которые рекомендуются для дальнейшего внедрения в производство.

Директор ТОО «ТЭЛМЗ»



Шакиров Б.М.

20.02.2023г.

Директор ТОО «Future Power Solutions»



Д. Цацин

20.02.2023г.

Докторант PhD

К.Б. Мүсілімов

20.02.2023г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Справка о выполнении научно-исследовательских работ в период стажировки



LUBLIN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Faculty of Electrical Engineering & Computer Science
Institute of Electronics and Information Technology

ul. Nadbystrzycka 38D, 20-618 Lublin, Poland tel.: +48 81 53 84 309, fax: +48 81 53 84 312, e-mail: politechnika@pollub.pl, <https://pollub.pl/>



СПРАВКА

**о выполнении научно-исследовательских работ диссертационного
исследования**

**докторанта 2-го года обучения ИИиТТ НАО КазННТУ им. К.И. Сатпаева
специальности 6D070200 – Автоматизация и управление**

Мүсілімова Қуаныша Бақытұлы

**по теме «Разработка интеллектуальной системы диагностики и оптимального
управления ветроэнергетическим комплексом»**

Данная справка подтверждает, что в период прохождения научной стажировки с 03.06.2019 г. по 03.07.2019 г. в Люблинском политехническом университете, г. Люблин (Польша) докторантом Мүсілімовым Қ.Б. проведены следующие научно-исследовательские работы в рамках диссертационного исследования:

1. Проведены экспериментальные исследования по изучению динамических характеристик ветрогенератора.
2. Сбор и обработка экспериментальных данных, оценка динамических характеристик объекта управления.
3. Разработка структуры математической модели ветроэнергетического комплекса.

Директор Института Электроники
и Информационных Технологий

Waldemar Wojcik

Pełnomocnik Rektora
ds. Programu Partnerstwa Wschodniego

prof. dr hab. inż. Waldemar Wójcik