

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт факультет Машиностроения
Кафедра «Мехатроника и автоматизация»
Направление «Мехатроника и робототехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
В.Р. Гасияров

2019 г.

Разработка системы управления механизмом поворота лопастей
ветроэнергетической установки большой мощности

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ – 15.03.06.2019.347 ПЗ (ВКР)

Нормоконтролер
Преподаватель
О.А. Гасиярова

2019 г.

Руководитель работы
Доцент, к.т.н.
А.С. Маклаков

2019 г.

Ст. преподаватель
С.С. Воронин

2019 г.

Автор работы
Студент группы П-456
Анастасия Егоровна Максимова

2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Максимова А.Е. Разработка системы управления механизмом поворота лопастей ветроэлектрической установки большой мощности — Челябинск: ЮУрГУ, П-456, 84 с., 29 ил., библиогр. список – 19 наим.

Выпускная квалификационная работа выполнена с целью разработать систему управления углом положения лопастей ветроэлектрической установки большой мощности.

Основными задачами являются анализ возможности использования энергии ветра, разработка систем автоматического управления главного привода и привода поворота лопасти, а также проведение технико-экономического расчета.

Разработка систем автоматического управления главного привода и привода поворота лопасти производилась на основе модели ВЭУ, созданной с помощью программы MATLAB (Simulink).

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 ЭНЕРГИЯ ВЕТРА И МЕТОДЫ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ	9
1.1. Ветроэнергетические технологии в России и за рубежом.....	9
1.1.1. Мировой опыт разработки и эксплуатации ВЭУ.....	9
1.1.2. Перспективы развития ВЭС в России	12
1.2. Описание и принцип работы ВЭУ.....	18
1.2. Классификация ВЭУ	20
1.2.1. Классификация по расположению оси вращения.....	20
1.2.2. Классификация по типу функциональной схемы	22
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВЭУ И ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ... ..	26
2.1. Кинематические схемы компонентов ВЭУ	26
2.2. Расчет основных параметров разрабатываемой ВЭУ	28
2.3. Выбор основного оборудования	33
2.3.1. Выбор асинхронного генератора двойного питания	33
2.3.2. Выбор конвертора	34
2.3.3. Выбор привода поворота лопасти	36
2.4 Защиты ВЭУ	37
2.5 Сводная таблица основных параметров разрабатываемой ВЭУ.....	38
3 СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ	39
3.1. Анализ существующих методов управления ВЭУ большой мощности	39
3.2. Архитектура системы автоматизации.....	44
3.3. Выбор контроллеров и датчиков	47
3.4. Функциональная схема САР	53
3.5. Разработка системы управления механизмом поворота лопастей.....	55
3.6. Моделирование типовых режимов работы.....	60
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	67
4.1. Характеристика деятельности предприятия.....	67
4.2. Материальные затраты	71

4.3. Затраты на оплату труда	72
4.4. Страховые выплаты	77
4.5. Накладные и общехозяйственные расходы.....	78
4.6. Прибыль и рентабельность.....	79
4.7. Сводная таблица экономических показателей.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	83

ВВЕДЕНИЕ

Энергия является неотъемлемой частью жизни человека. Ежедневно каждый из нас сталкивается с разными ее видами, использует в личных или общественных целях. Благодаря высоким темпам развития промышленности с каждым годом потребление электроэнергии только возрастает. Основной задачей в таких условиях является рациональное использование и экономия топливно-энергетических ресурсов.

В современной энергетике существует две категории источников энергии: традиционные и возобновляемые. Использование второй группы может помочь в значительной мере сократить потребление топливных ресурсов. Такое решение является наиболее перспективным, т.к. не только снизит темпы истощения сырьевой базы, но сократит негативное влияние на окружающую среду.

В последние годы при разработке новых технологий получения энергии большое внимание уделяют освоению ветроэнергоресурсов. Этот способ получения энергии позволяет не только размещать электростанции в отдаленных районах, но и значительно снизить объем выбросов в атмосферу, тем самым улучшив экологическую обстановку в регионе.

Россия располагает значительными ресурсами ветровой энергии, которые сосредоточены в тех регионах, где отсутствует централизованное энергоснабжение. Такие территории составляют примерно 70% страны, где проживает около 15 млн. человек. Для обеспечения работоспособности дизельных электростанций необходимо топливо, стоимость которого значительно возрастает из-за транспортных издержек. Все это негативно влияет на экономические показатели, но альтернативного решения пока не существует. Одним из возможных вариантов энергообеспечения может стать внедрение ветроэнергетических станций.

Генерирование энергии при помощи ветроэнергетических установок (ВЭУ) имеет ряд проблем. Прежде всего это связано с нестабильностью ветрового потока, который обладает как сезонной, так и суточной изменчивостью. Порывы ветра в значительной мере влияют на режим работы электропривода, ухудшая качество вырабатываемой электроэнергии и создавая риск разрушения всей установки в целом. Все это требует разработки дополнительных систем защиты и оптимизации скорости вращения, что значительно усложняет производство и эксплуатацию ветроэнергетических систем.

Продаваемые на российском рынке контроллеры для ВЭУ не реализуют алгоритмов определения точки максимальной мощности и управления углом атаки. Это вынуждает приобретать данные контроллеры у иностранных предприятий, значительно повышая стоимость установки и эксплуатации ветроэнергетической системы. Разработка и выпуск такой системы в перспективе могут стать уникальным решением для нашей страны, позволяющим заменить зарубежные разработки.

Целью данной работы является разработать систему управления углом положения лопастей ветроэлектрической установки большой мощности.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Изучить возможности использования энергии ветра
2. Произвести расчет основных параметров разрабатываемой ВЭУ
3. Произвести выбор основного оборудования
4. Изучить существующие решения в области систем управления ВЭУ
5. Разработать систему управления
6. Произвести ее проверку с помощью моделирования типовых режимов
7. Провести технико-экономический расчет

1 ЭНЕРГИЯ ВЕТРА И МЕТОДЫ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

1.1. Ветроэнергетические технологии в России и за рубежом

1.1.1. Мировой опыт разработки и эксплуатации ВЭУ

В настоящее время актуальными становятся электромеханические системы отбора мощности из возобновляемых источников энергии. В число таких источников входит энергия ветра. Ветроэнергетика базируется на принципах преобразования кинетической энергии ветра в электрическую, механическую или любой другой вид энергии. Данная отрасль относится к работе с возобновляемыми видам энергии, так как она является следствием активности Солнца.

На данный момент ветроэнергетические технологии бурно развиваются по всему миру. В 2018 году суммарная мощность ветроэнергетических установок в мире составила 539 ГВт, из них на долю оффшорной ветроэнергетики – морского базирования – приходится 22 ГВт. При этом 84% оффшорных станций располагается в Европе, а суммарная мощность всех европейских установок в 2018 году составила 189 ГВт.

В среднем в мире будут вводиться в эксплуатацию 65 ГВт ветровых электростанций ежегодно, считают аналитики компании, и к 2027 году установленная мощность ветроэнергетики более чем удвоится.

Мировой опыт развития энергетики показывает, что даже при относительно небольшой поддержке государством, возобновляемые источники энергии быстро наращивают мощности и уже дают ощутимую отдачу. В ряде регионов с ограниченным количеством углеводородных ресурсов себестоимость энергии, производимой ВЭУ, успешно конкурирует и традиционной энергетикой.

В настоящее время подавляющее число систем ВИЭ мира представлено монокомплексами. К ним относятся ветроэнергетические фермы, солнечные электрические станции, малые ГЭС, геотермальные ТЭС и другие.

Самые крупные монокомплексы ВИЭ применяются в следующих странах: США, Китай, Германия (ветрофермы, солнечные фотоэлектрические станции); Франция (приливная электростанция «Ранс»), Япония, Ю. Корея (солнечные ФЭС); США, Италия, Исландия (геотермальные). Среди самых больших по установленной мощности моностанций – ветроморская ВЭС Horns Rev 2, расположенная в Северном море, в 30 км от западного побережья Ютланда (Дания), мощностью 210 МВт.

Во многих странах мира мощные системы ВИЭ базируются, как известно, на использовании моноветро-, моносолнечных фотоэлектрических или моносолнечных теплогенерирующих комплексов. В то же время имеются многочисленные примеры одновременного применения двух и более видов ВИЭ. В Канаде для обеспечения энергией отдаленных поселков применяются гибридные схемы – ветродизельные и ветроводородные. Водород при этом используется для производства электроэнергии в двигателях внутреннего сгорания.

На сегодняшний день ветроэнергетика является очень динамично развивающейся отраслью в большинстве стран по всему миру. Например, Латинской Америке ожидается бум ветроэнергетики и среднегодовой темп роста в 14% в течение 10-летнего периода.

Перспективы отрасли в Европе все больше зависят от успеха в офшорной ветроэнергетике, на которую придется более четверти новых мощностей, добавленных в течение 10-летнего прогнозного периода. В Северной Европе доля морских ветровых электростанций даже достигнет 50% новых объемов. В Западной Европе в течение следующих 10 лет Франция, Германия и Нидерланды добавят более 5 ГВт мощностей офшорной ветроэнергетики. В материковой ветроэнергетике в Западной Европе будут доминировать Германия и Франция. Последняя будет строить ежегодно стабильно больше 1 ГВт. В Южной Европе в течение рассматриваемых десяти лет будет построено более 40 ГВт мощностей ветроэнергетики, в том числе Испания и Турция добавят более 13 ГВт. В Восточной Европе Польша будет строить ежегодно более 2 ГВт ветровых электростанций в период 2024-2027.

В связи с тем, что Китай постепенно решает проблему вынужденных потерь выработки ветровых электростанций, развитие сектора в стране может ускориться, но вряд ли достигнет рекордного уровня 2015 года, когда было построено 30 ГВт. Эксперты также считают, что в Китае быстро будет развиваться офшорная ветроэнергетика, и в период 2022-2027 будут ежегодно вводиться 3 ГВт морских ветровых электростанций.

Рост ветроэнергетики прогнозируется и на Ближнем Востоке, и в Африке. Здесь в 2027 году будет вводиться в эксплуатацию в три раза больше мощностей, чем в 2018. Основные рынки: ЮАР, Саудовская Аравия, Египет, Иран.

При всей этой благостной картине необходимо учитывать, что отрасль развивается в условиях острой конкуренции и сильного ценового давления — потребители ожидают постоянного снижения цен. Стоит заметить, что помимо этого на отрасль могут влиять и другие факторы. В США после 2020 года ожидается снижение темпов развития сектора в связи с окончанием мер государственной поддержки. Многие эксперты при этом придерживаются мнения, что и без поддержки эта отрасль останется конкурентоспособной.

В ряде стран существуют отработанные механизмы развития ветроэнергетической отрасли. Так, в Германии, США, Испании, Индии, Нидерландах, Англии существуют налоговые льготы на производство оборудования и создание ВЭС, государственные и региональные инвестиции в создание новых типов оборудования и создание ВЭС, государственные гарантии для инвесторов.

Для того, чтобы продолжить развитие отрасли, необходимо использовать новые подходы. Инновационные методы и аналитика в области управления объектами помогут снизить операционные расходы, а ввод более крупных (мощных) турбин с использованием более лёгких компонентов, создание новых синергетических связей в глобальных цепочках поставок обеспечат снижение капитальных затрат.

1.1.2. Перспективы развития ВЭС в России

В 2016 г. Российская Федерация совместно с 118 странами мира, на которые приходится 75% выбросов углекислого газа в атмосферу, одобрила Парижское соглашение — соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению выбросов с 2020 года. Для достижения требуемых в соответствии с этим документом показателей необходимо развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

На сегодняшний день в Российской Федерации высокими темпами идет развитие ветроэнергетики – нового сектора электроэнергетики и новой отрасли энергомашиностроения. По данным СО ЕЭС — системного оператора единой электроэнергетической системы России — суммарная установленная электрическая мощность ветряных электростанций ЕЭС России на 1 января 2019 года составляет 183,9 МВт или всего 0,08 % от установленной мощности электростанций энергосистемы.

Наличие крупнейших на планете запасов газа, самые высокие показатели по добыче нефти в мире, второе место по запасам угля – все это создает условия для комфортного классического энергетического обеспечения в стране. Именно поэтому особенно важно предпринимать дополнительные меры по стимулированию развития отрасли со стороны государства.

Основной механизм поддержки ВИЭ на оптовом рынке – конкурсный отбор, по итогам которого между победителем конкурсного отбора и покупателями на оптовом рынке заключается договор на поставку мощности (ДПМ), позволяющий инвестору получить базовый уровень доходности 12% в течении 15 лет. Инвестиционные проекты определяются на основе конкурсного отбора. На данный момент уже определены проекты на 2019, 2021 и 2023 годы. Мощность отобранных проектов ВЭС до 2024 года составляет 3254,5 МВт.

Поддержка развития использования возобновляемых источников энергии осуществляется и с законодательной стороны. В 2018 году произошло ожидаемое и знаковое событие в сфере нормативно-технического регулирования электроэнергетической отрасли: Правительство Российской Федерации своим постановлением от 13 августа 2018 г. № 937 утвердило Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (ПТФ ЭЭС) – комплексный документ, в котором сформулированы основные принципы и требования к работе энергосистемы как единого технологически сложного объекта. Принятие этого документа только способствует дальнейшему развитию отрасли.

Стоит отметить, что развитие ветровой энергетики было также обозначено в числе основных задач в рамках госпрограммы "Энергоэффективность и развитие энергетики", которая определяет ввод 6,2 ГВт генерации на основе ВИЭ до 2020 года. Ожидается, что это позволит увеличить долю такой генерации в текущем энергетическом балансе с 0,8% до 2,5%

Ключевым требованием законодательной поддержки ВИЭ в России является требование по локализации производства 65% работ и оборудования каждой ВЭС, подключенной к сети с 2019 года (на долю производства оборудования и конструкций приходится более 80%). Большинство основных компонентов ВЭУ могут быть изготовлены на территории России. Локализация производства оборудования ВЭУ представлена следующих компонентов:

- Башня (АО «Атомэнергомаш», ООО «Башни ВРС», АО «ТЯЖМАШ»)
- Гондола (АО «Атомэнергомаш», ООО «Либхерр-Нижний Новгород»)
- Лопасты (ОАО «Анангард», ООО «Вестас Мэнюфэкчуринг Рус»)
- Генератор (ПАО «Силовые машины», ООО «АББ»)
- Трансформатор (ООО «АББ», ООО «Тольяттинский трансформатор»)
- Система управления (Электротехнический концерн «Русэлпром»)
- Аппаратура управления (ООО «АББ», Shenzhen Hopewind Electric)

На текущий момент на 70% территории Российской Федерации бензиновые или дизельные электростанции являются чуть ли не единственными источниками энергии. К примеру, на Крайнем Севере, где живет более 10 миллионов человек, каждый год расходуется 6-8 миллионов тонн топлива. При этом себестоимость вырабатываемой электрической энергии составляет от 10 до 12 руб. за кВт/час. Согласно оценкам экспертов, Применение ветродизельных установок в данном регионе позволит сократить расход топлива в два-три раза, что снизит цену электроэнергии [1]

Для того, чтобы рационально выбрать место для строительства ВЭС, необходимо произвести анализ ветроэнергетического потенциала местности. На сегодняшний день ветроэнергетический потенциал России является самым большим в мире и оценивается в 80 000 ТВтч/год, из которых экономически выгодными являются 6218 ТВтч/год. Карта ветроэнергетического потенциала субъектов РФ представлена на рисунке 1.

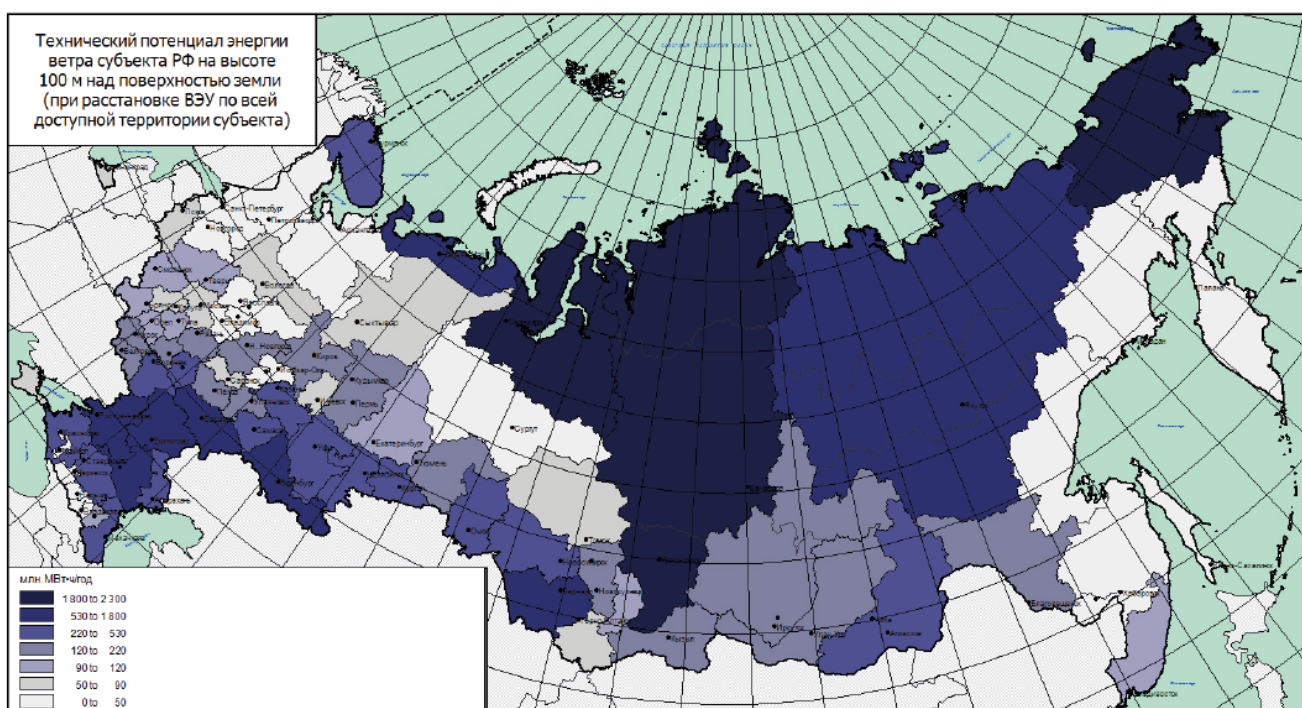


Рисунок 1 – Ветроэнергетический потенциал субъектов РФ

Проведенная оценка ветроэнергетического потенциала показала, что развитие ветровой энергетики наиболее перспективно в Калмыкии, Ставропольском крае, Ростовской области, Ленинградской области, Краснодарском крае, Волгоградской и Астраханской областях, Северо-Кавказском ФО, Северо-Западном, Уральском, Сибирском и Дальневосточном ФО, на территориях, располагающихся за Полярным кругом, и в прибрежных зонах северо-востока страны, а также на Камчатке и Сахалине.

Максимальная средняя скорость ветра в этих районах приходится на осенне-зимний период - период наибольшей потребности в электроэнергии и тепле. Около 30% экономического потенциала ветроэнергетики сосредоточено на Дальнем Востоке, 14% - в Северном экономическом районе, около 16% - в Западной и Восточной Сибири.

Значение технического потенциала ветроэнергетики, в этих регионах превалирует над технико-экономическими данными электростанций, что позволяет полностью покрывать расходы условного топлива на производство энергии. При использовании потенциала ресурсосбережения ветроэнергетики возникает значительная экономия традиционных органических энергоресурсов, которые в свою очередь могут быть использованы в тех регионах, где климатические условия не предполагают выработку энергии с помощью ветроэнергетики в достаточном количестве.

Использование лишь экономического потенциала ветроэнергетики позволило бы увеличить её долю до 20–25 % в энергобалансе страны, высвободить для экспорта и передать существенную часть сэкономленного углеводородного сырья в сектор высокотехнологичной глубокой переработки с получением совершенно иного уровня социального и экономического эффектов. Использование потенциала ветроэнергетики становится особенно привлекательным с учетом минимальных выбросов парниковых газов при их использовании в сравнении с ископаемыми видами энергоресурсов.

Установка ВЭУ производится в тех регионах, которые наиболее благоприятны с точки зрения ветроэнергетического потенциала. Локализация ВЭУ в России представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Карта локализации ВЭС в России

Наибольшая часть существующих ВЭС являются маломощными и используются только для покрытия локальной потребности в энергии. Такие ВЭС не включаются в энергосистему страны и не продают энергию на оптовый рынок.

В январе 2018 году в России была введена в эксплуатацию сетевая ветроэлектростанция (ВЭС) с установленной мощностью 35 МВт – Ульяновской ВЭС-1, построенной компанией ПАО «Фортум» в Ульяновской области. Ульяновская ВЭС будет получать гарантированные платежи за мощность по договору о предоставлении мощности (ДПМ) в течение 15 лет.

Кроме Ульяновской ВЭУ существует еще ряд станций, которые поставляют энергию на оптовый рынок и имеют установленную мощность более 1,5 МВт. Список таких ВЭС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Существующие ВЭС, поставляющие энергию на оптовый рынок

ВЭС и собственник	Расположение	Полная мощность, МВт
Ульяновская ВЭС-1, ПАО «Фортум»	Ульяновская область	35
ВЭС Тюпкильды, ООО «Башкирская генерирующая компания»	Республика Башкортостан	1,65
ВЭС «Мирный», ООО «ВЭС-Мирный»	Краснодарский край	4,8
Тарханкутская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	17,253
5 Сакская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	20,83
Судакская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	3,76
Восточно-Крымская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	2,81
Пресноводненская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	7,39
Донузлавская ВЭС, ГУП РК «Крымские генерирующие системы»	Республика Крым	6,77
Останинская ВЭС, ООО «Ветряной парк Керченский»	Республика Крым	25
Элистинская ВЭС	Республика Калмыкия	2,4

Россия обладает гигантским потенциалом для замещения ископаемого топлива, что позволяет надеяться, что в перспективе страна может занять лидирующие позиции на рынке технологий ветроэнергетики, а, в конечном счете, стать крупным экспортером зеленой электроэнергии.

1.2. Описание и принцип работы ВЭУ

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) – это мехатронная система, которая преобразует энергию ветра в механическую энергию вращающегося ветроколеса с последующим ее преобразованием в электрическую энергию.

Выработка энергии при помощи ВЭУ относится к возобновляемым источникам энергии, так как ветер возникает в результате постоянного циркуляционного неравномерного нагрева солнцем земной поверхности и является одним из неиссякаемых и достаточно мощных природных источников энергии [2].

Стоит учитывать, что ВЭУ преобразует лишь часть кинетической энергии движущихся с некой скоростью воздушных масс, в механическую. Величина этой части зависит от конструкции, принципа и режима работы установки.

Принцип действия ветроустановки заключается в следующем. Ветер, действуя на лопасти ветроколеса, создает за счет напора подъемную силу и, как следствие, крутящий момент, который вращает ротор, приводя в движение вал электрогенератора. За счет вращения витков обмотки генератора в магнитном поле возникает электрический ток, в зависимости от скорости ветра переменный по фазе, частоте и амплитуде. Преобразование напряжения переменного тока с переменной частотой в напряжение переменного тока с постоянной частотой осуществляется с помощью преобразователя частоты.

Кинетическая энергия ветрового потока определяется по формуле:

$$E_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_w^3 \cdot t, \quad (1)$$

где ρ – плотность воздуха;

A – ометаемая поверхность (площадь круга, образуемого ветроколесом);

v – скорость ветра,

t – время.

ВЭУ можно разделить на три категории: промышленные, коммерческие и бытовые (для частного использования). Промышленные устанавливаются государством или крупными энергетическими корпорациями. Как правило, такие установки объединяют в ветряные фермы. Они отличаются от традиционных электростанций полным отсутствием как сырья, так и отходов, а значит не наносят вред окружающей среде.

По уровню мощности ВЭУ подразделяют на четыре группы: очень малой мощности – менее 5 кВт; малой мощности – от 5 до 99 кВт; средней мощности – от 100 до 1 000 кВт; большой мощности – свыше 1 МВт [3].

Основными производителями ВЭУ являются Vestas (Дания), Sinovel (Китай), GE Renewable Energy (США), Enercon (Германия), Gamesa (Испания) и другие.

ВЭУ отличаются друг от друга прежде всего конструктивным исполнением, типом фундамента, способом установки, системой управления, системой передачи ветровой мощности, способом монтажа и способом обслуживания.

Несмотря на конструктивные отличия установок друг от друга, существует ряд элементов, которые присутствуют в каждой ВЭУ:

- Ветроколесо, на лопасти которого воздействует ветер;
- Генератор, преобразующий механическую энергию в электрическую;
- Конвертор, который преобразует вырабатываемую энергию с учетом стандартов качества для дальнейшего попадания в сеть.

Каждый элемент ВЭУ выполняет свою конкретную задачу, следовательно, его выбор должен обуславливаться не только потребностями в энергии, но и совместимостью технических характеристик этого элемента с остальными компонентами системы.

Помимо основных компонентов в ней также могут присутствовать дополнительные подсистемы для увеличения эффективности, к которым относятся механизм поворота лопастей, механизм поворота гондолы, система слежения за направлением и скоростью ветра, различные системы защиты от перенапряжения, удара молний, пожаров и другие [4].

1.2. Классификация ВЭУ

1.2.1. Классификация по расположению оси вращения

Конструкции ветроэнергетических установок отличаются широким разнообразием. Современная ветроэнергетика базируется в основном на применении ветродвигателей двух основных видов – вертикально-осевые и горизонтально-осевые [5]. Устройство различных видов установок представлено на рисунке 3.

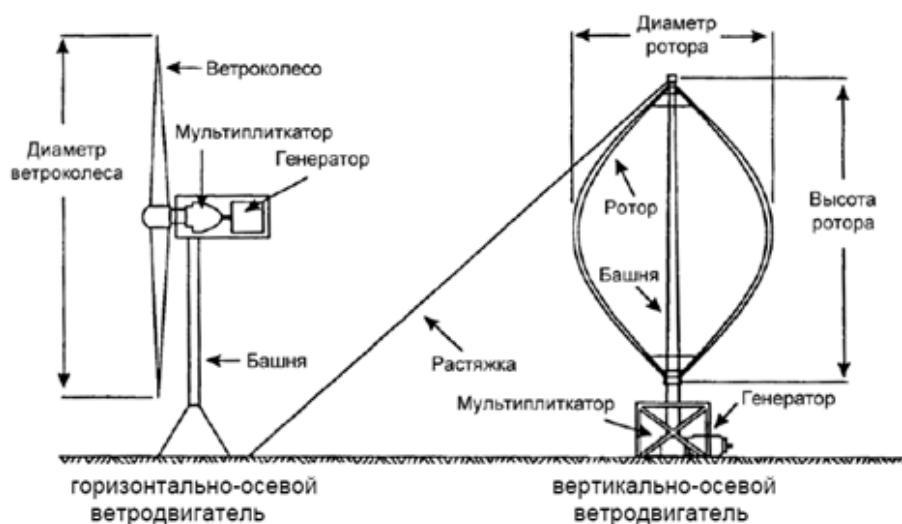


Рисунок 3 – Виды ВЭУ

Вертикально-осевая установка – ветроэнергетическая конструкция с лопастным ротором, ось вращения которого перпендикулярна плоскости земли (касательной в данной точке земной поверхности) и вектору набегающего потока ветра [6].

ВЭУ, обладающие вертикальной осью вращения не зависят от направления ветра и при любом его направлении (без дополнительных устройств) находятся в рабочем состоянии. Ось вращения перпендикулярна направлению ветра. Силой, приводящей устройство в движение, являются подъемная и сила сопротивления. Линейная же скорость ротора будет меньше скорости ветра. В такой ветроэнергетической установке за счет удлинения вала генератор можно расположить внизу башни

Горизонтально-осевая установка – ветроэнергетическая конструкция с лопастным ротором, ось вращения которого горизонтальна и параллельна плоскости земли (касательной в данной точке земной поверхности), а также коллинеарная вектору набегающего потока ветра [7].

В горизонтально-осевых ветродвигателях лопасть имеет крыловидную форму и вращается в вертикальной плоскости, перпендикулярной направлению ветра, а ось ветроколеса параллельна потоку. Основную работу по вращению, в таком случае, осуществляет подъемная сила, образующаяся за счет профиля лопастей.

В современных ВЭУ применяются лопасти, выполненные из специальных материалов и имеющие аэродинамический профиль, который позволяет значительно увеличить коэффициент использования энергии ветра.

В зависимости от количества лопастей ветроустановки бывают тихоходные и быстроходные. ВЭУ с большим количеством лопастей являются тихоходными, они обладают большим геометрическим заполнением ветроколеса, имеют хорошие мощностные показатели при несильном ветре и малых оборотах. ВЭУ с количеством лопастей от 3 до 5 – быстроходные. Они обладают малым заполнением ветроколеса, развивают максимальную мощность при высоких скоростях вращения ветроколеса и гораздо большей скорости набегающего потока.

Наиболее часто используют трехлопастные ветроколеса, где ротор располагается перед опорной башней. В таком случае достигается наиболее плавный ход и довольно высокая угловая скорость. Электрогенератор и редуктор, соединяющий его с ветроколесом, расположены обычно наверху опорной башни в гондоле. Это связано с трудностями при передаче крутящего момента, которые возникают при расположении этих элементов системы внизу. Горизонтально-осевая ВЭУ обязательно имеет систему автоматической стабилизации скорости вращения в случае изменения скорости ветра.

Ветрогенераторы горизонтального типа больше подходят для производства электроэнергии в промышленных масштабах, их используют в случае создания системы ветряных электростанций. Вертикальные часто применяют для потребностей небольших частных хозяйств.

1.2.2. Классификация по типу функциональной схемы

На данный момент различают четыре различных типа функциональной схемы ВЭУ. Выбор схемы обуславливается рядом параметров, таких как мощность ВЭУ, условия эксплуатации, требования к качеству вырабатываемой энергии, стоимость и др. Каждая из них имеет свои особенности, которые будут описаны далее [8].

Первый тип функциональной схемы подходит (рисунок 4) для ВЭУ с фиксированной скоростью вращения. В такой конфигурации используется только асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором, подключается к электрической сети через трансформатор. Скорость ротора определяется передаточным числом редуктора и числом пар полюсов генератора.

Эта конфигурация требует наличие устройства плавного пуска для ограничения высоких пусковых токов во время запуска системы, но оно как правило шунтируется. Обычно в системе также присутствует трехфазная конденсаторная батарея для компенсации потребляемой реактивной мощности. индукционным генератором. Такая схема отличается высокой надежностью, простотой эксплуатации и низкой стоимостью. К основным недостаткам относятся низкая эффективность при скоростях ветра, отличающихся от номинальной, а также низкое качество энергии из-за помех, возникающих при изменении скорости ветра.

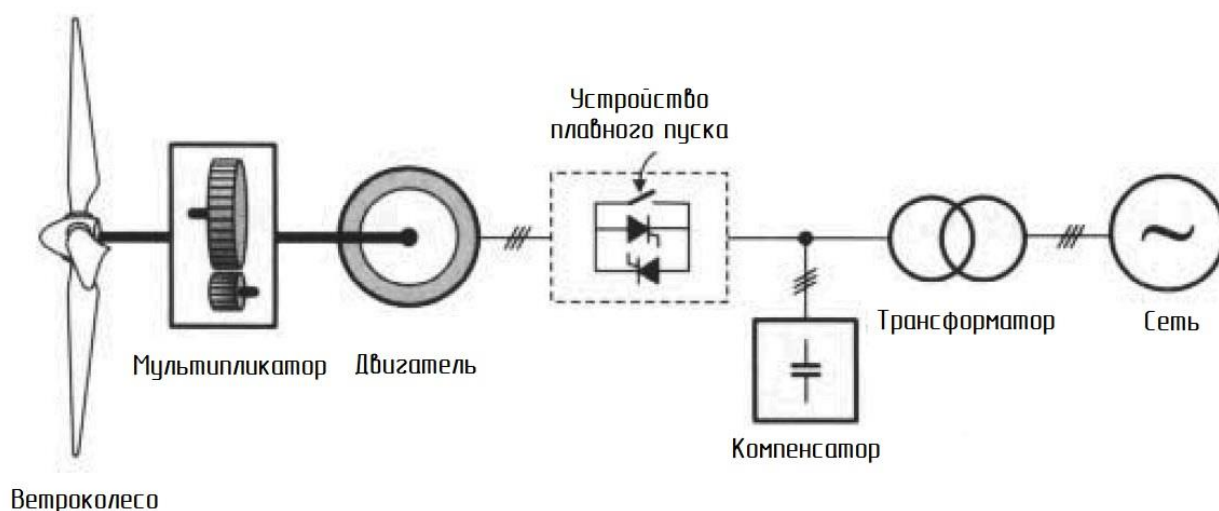


Рисунок 4 – Первый тип функциональной схемы ВЭУ

Остальные типы функциональных схем позволяют регулировать скорость вращения. Использование ВЭУ с регулируемой скоростью позволяет максимизировать уровень вырабатываемой мощности, а также снижает механические нагрузки, вызванные порывами ветра. Последнее оказывает положительное влияние на конструкцию конструкции и механических частей турбины и позволяет строить более крупные ветряные турбины. Такие установки могут подстраиваться по мгновенные изменения ветра, а значит поддерживать коэффициент быстроходности на оптимальном уровне.

Основным недостатком ВЭУ с переменной скоростью является необходимость в использовании преобразователя мощности для управления скоростью генератора, что увеличивает стоимость и сложность системы, однако это позволяет контролировать активную и реактивную мощность на стороне сети.

Во втором типе системы (рисунок 5) используется асинхронная машина с фазным ротором, к обмоткам которого подключено сопротивление. Изменение сопротивления ротора позволяет регулировать скорость генератора, а значит и момент на валу. Сопротивление ротора обычно регулируется силовым преобразователем. Такая система может вырабатывать большую мощность, но в ней появляются потери энергии в сопротивлении ротора.

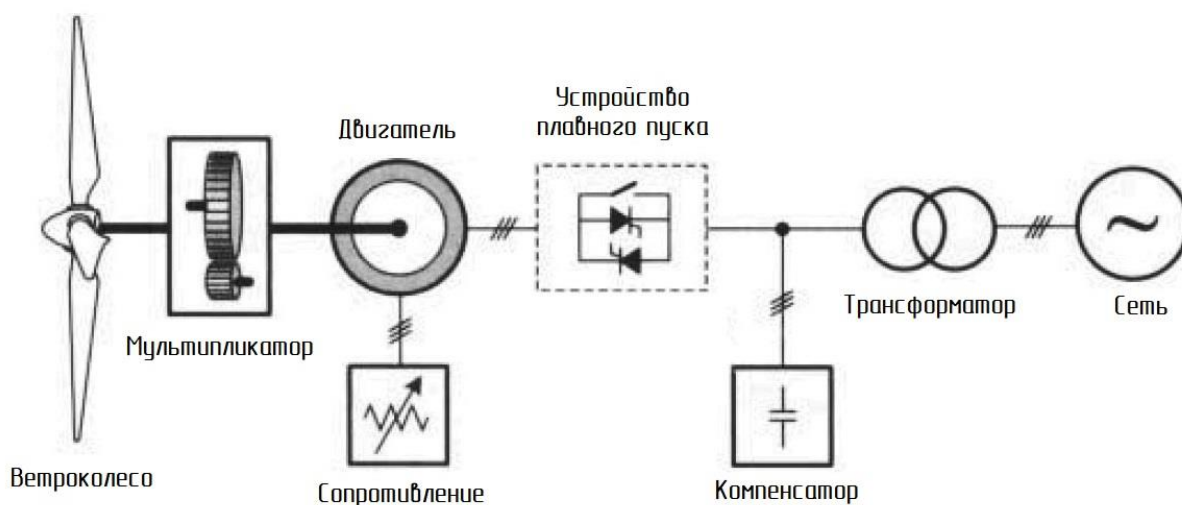


Рисунок 5 – Второй тип функциональной схемы ВЭУ

Следующий тип системы (рисунок 6) предполагает использование в качестве генератора машины двойного питания. Машина двойного питания конструктивно представляет из себя асинхронную машину с фазным ротором, имеющую раздельное питание обмоток статора и ротора. Для получения на выходе напряжения промышленной частоты и параметров ротор генератора получает питание от инвертора с частотой, равной разности частоты сети и частоты вращения вала двигателя. При такой конфигурации статор напрямую подключается к сети, а ротор – через преобразователь частоты. Стоит отметить, что принцип действия аналогичен синхронной машине, поскольку токи в роторе получаются не за счёт скольжения, а за счёт питания от внешнего источника.

Данная система стала очень популярна в последнее время, так как имеет ряд преимуществ. Благодаря использованию машины двойного питания данная система позволяет осуществлять регулирование скорости в диапазоне - 40% ... +30% от номинальной. Мощность преобразователя составляет 20-30% от номинальной мощности, что позволяет значительно снизить его стоимость. Кроме того, потери энергии на конверторе значительно меньше в сравнении с другими системами. Отдача активной мощности со стороны статора происходит при переменной частоте вращения и постоянной частоте сети, а со стороны ротора при частоте вращения выше номинальной.

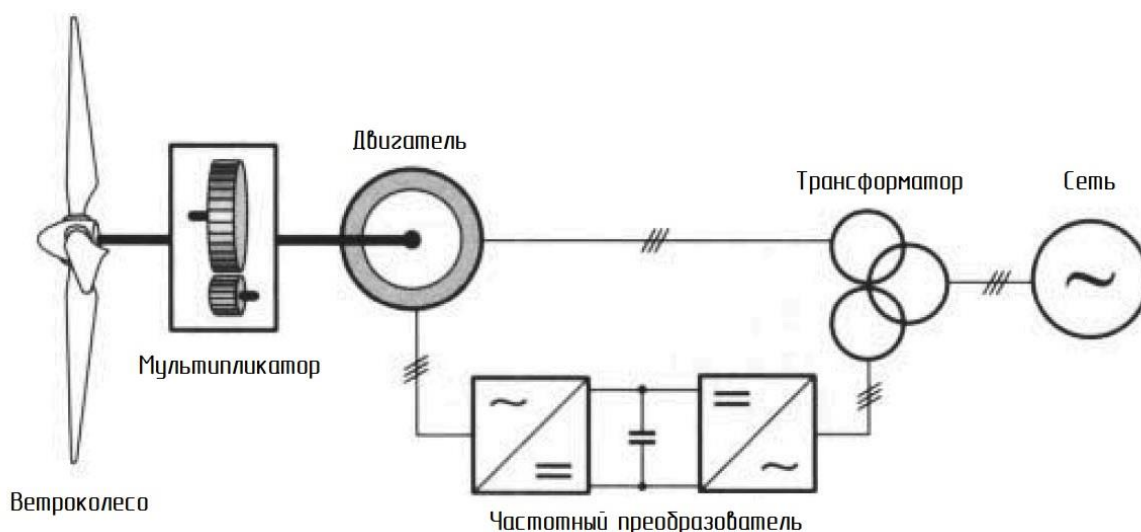


Рисунок 6 – Третий тип функциональной схемы ВЭУ

Производительность ветроэнергетической системы может быть значительно улучшена с помощью преобразователь мощности полной мощности. В последнем типе системы (рисунок 7) может быть использована асинхронная машина с короткозамкнутым ротором, синхронная машина с обмоткой возбуждения или на постоянных магнитах. Генератор подключается к преобразователю частоты, рассчитанному на такую же мощность. Такая система позволяет работать в полном диапазоне скоростей, а также осуществлять компенсацию реактивной энергии и плавное подключение к сети.

Если использовать низкооборотную синхронную машину с большим числом полюсов, можно отказаться от использования мультипликатора, что значительно повысит ее эффективность и уменьшит расходы на покупку и эксплуатацию.

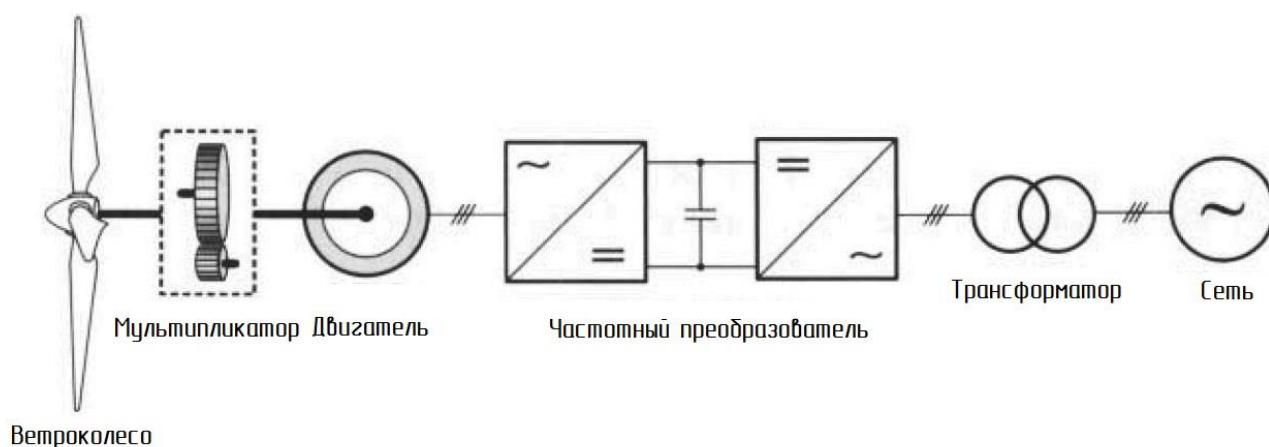


Рисунок 7 – Четвертый тип функциональной схемы ВЭУ

На основе проведенного анализа в данной работе было принято решение разрабатывать ВЭУ на основе 3 типа функциональной схемы, которая предполагает использование машины двойного питания. Такая конфигурация является на данный момент самым перспективным решением.

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВЭУ И ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Кинематические схемы компонентов ВЭУ

Как было сказано ранее, ВЭУ является сложной системой, состоящей из ряда подсистем. Для четкого понимания функционирования таких систем, как главный привод и привод поворота лопастей, необходимо рассмотреть их кинематические схемы [9].

Кинематическая схема главного привода представлена на рисунке 404. Ветер раскручивает лопасти ветроколеса. Вал, на котором установлено ветроколесо, с помощью муфты соединяется с трехступенчатым мультипликатором. Далее вращательное движения передается генератор. Для того, чтобы иметь возможность принудительно останавливать вращение, в системе предусмотрен тормоз.

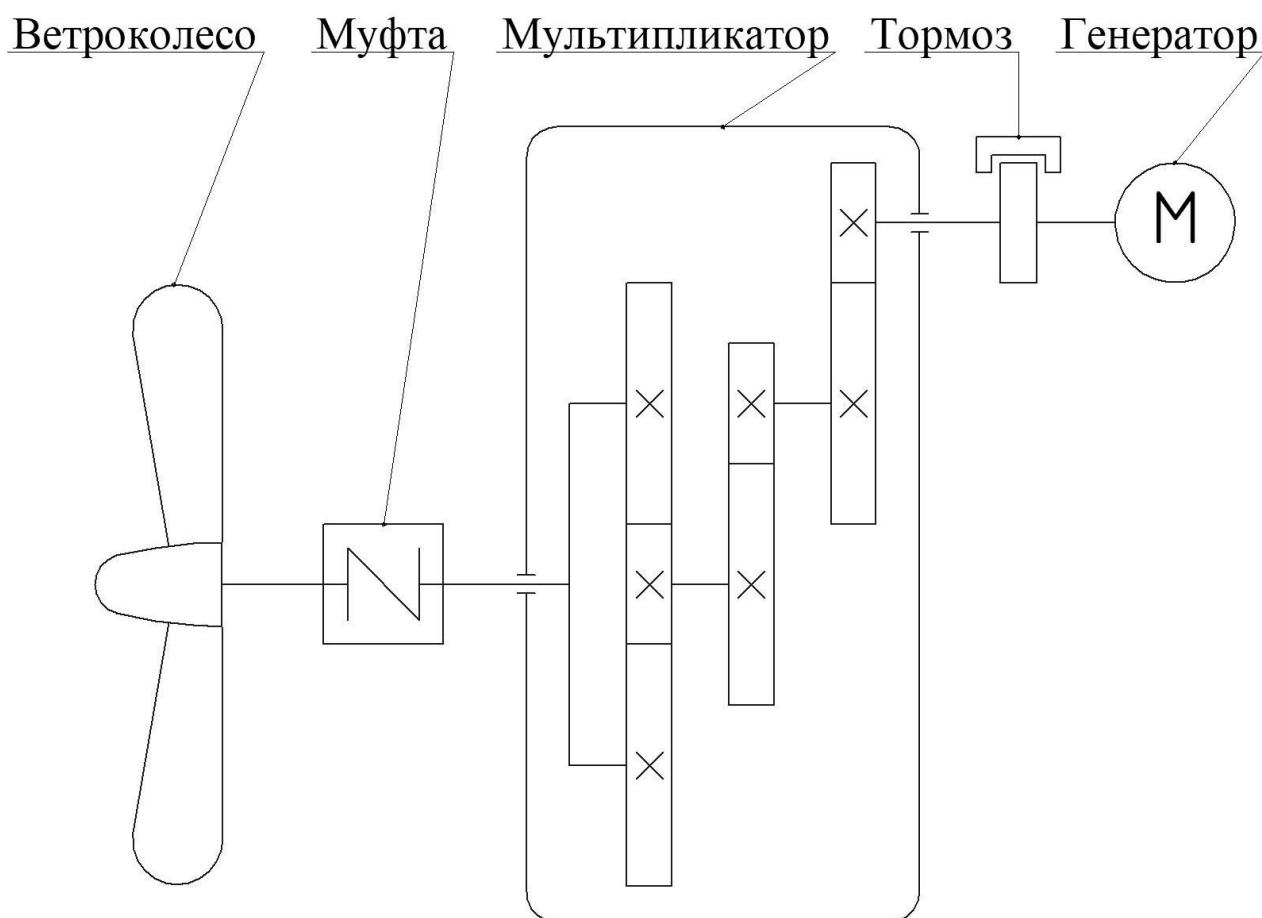


Рисунок 8 – Кинематическая схема

Механизм поворота лопастей позволяет изменять так называемый угол атаки лопастей относительно направления ветра, с помощью чего можно регулировать аэродинамические характеристики лопасти. Такая система используется в основном в ВЭУ большой мощности, где повышение коэффициента мощности значительно увеличивает количество вырабатываемой энергии, а также позволяет защитить конструкцию в аварийном режиме.

Конструктивно механизм может быть электрическим или гидравлическим. Электрические приводы более распространены в настоящее время, так как они проще и требуют меньше обслуживания. По сравнению с электрическим приводом, гидравлическая система позволяет отказаться от использования редукторов, а также повысить надежность. Однако она имеет существенные недостатки, такие как низкая эффективность и высокая нелинейность процессов.

Традиционно поворот всех лопастей осуществляется при помощи единого механизма поворота. В современных ВЭУ все чаще используется раздельное управление поворотом для каждой лопасти, что позволяет добиться большей гибкости системы.

Кинематическая схема привода поворота лопастей представлена на рисунке 404. Для передачи вращательного движения с двигателя на лопасть используется планетарная передача. Выходной вал передачи жестко соединяется с лопастью.

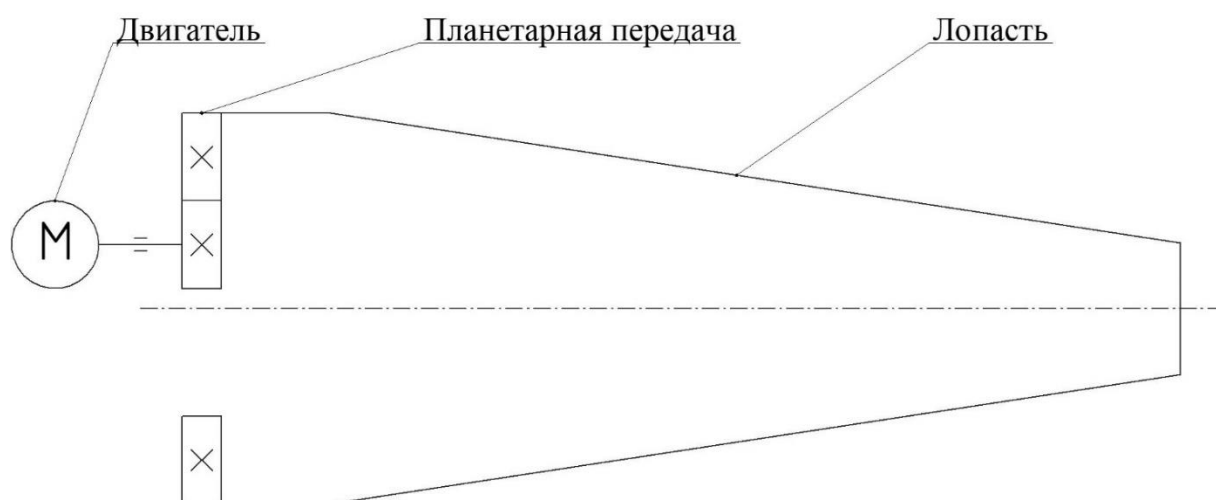


Рисунок 9 – Кинематическая схема

2.2. Расчет основных параметров разрабатываемой ВЭУ

Перед тем, как начать расчет параметров ВЭУ, необходимо определить ряд исходных данных. Выбор этих параметров обусловлен распространенностью установок, а также характеристиками местности, на которой планируется установка ВЭУ [10].

ВЭУ большой мощности целесообразно устанавливать в районах, где средняя скорость ветра более 8 м/с. Лопасти как правило начинают вращательное движение при ветре 3 м/с; максимальное КПД достигается при 12 м/с. Как правило, в таких условиях используют 3-лопастные ВЭУ с номинальной мощностью более 1 МВт.

Таким образом, к исходным данным относятся:

- Номинальная мощность ВЭУ: $P_{ВЭУ} = 1,5$ МВт
- Количество лопастей: $m = 3$
- Номинальная скорость ветра: $v_b = 12$ м/с

Начать расчет рациональнее всего с вычисления коэффициента полезного действия ВЭУ, который складывается из КПД различных элементов системы:

$$\eta_{ВЭУ} = \eta_{ред} \cdot \eta_{ген} \cdot \eta_{конв}, \quad (2)$$

где $\eta_{ред}$ – КПД редуктора (95%);

$\eta_{ген}$ – КПД генератора (95%);

$\eta_{конв}$ – КПД конвертора (98%).

$$\eta_{ВЭУ} = 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,95 = 0,88.$$

Мощность, вырабатываемая ветроколесом:

$$P_{вк} = \frac{P_{ВЭУ}}{\eta_{ВЭУ}}, \quad (3)$$

$$P_{\text{БК}} = \frac{1500000}{0,88} = 1704545 \text{ (Вт)}.$$

Аэродинамическая мощность:

$$P_{\text{Аэр}} = \frac{P_{\text{БК}}}{c_p}, \quad (4)$$

где c_p – коэффициент мощности.

Немецкий физик Альберт Бетц в 1919 году установил, что ветрогенератор может преобразовать в механическую энергию не более 59,3% от кинетической энергии ветра. Данное значение, получившее позднее название предела Бетца, является максимальным значением коэффициента мощности. Такое состояние системы достигается, когда скорость воздуха за турбиной в три раза ниже скорости воздуха перед турбиной.

$$c_{p\text{Betz}} = \frac{16}{27} = 0,593.$$

Коэффициент мощности является одним из главных параметров, характеризующих эффективность ВЭУ. У реальных установок его значение изменяется в пределах 0,25...0,47. Этот параметр определяет среднюю выработку электроэнергии на конкретной установке. Коэффициент мощности не является статической величиной и зависит от быстроходности и угла поворота лопасти. Как правило, коэффициент мощности предоставляется в виде таблицы отдельно для каждой конкретной конструкции лопасти.

$$P_{\text{Аэр}} = \frac{1704545}{0,40} = 4261362 \text{ (Вт)}.$$

Ометаемая поверхность:

$$A = \frac{2 \cdot P_{\text{Аэр}}}{\rho \cdot v_{\text{в}}^3}, \quad (5)$$

где ρ – плотность воздуха (1,225 кг/м³).

$$A = \frac{2 \cdot 4261362}{1,225 \cdot 12^3} = 4026 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Диаметр ветроколеса:

$$D_{\text{вк}} = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi}}, \quad (6)$$

$$D_{\text{вк}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4026}{\pi}} = 72 \text{ (м)}.$$

Номинальная быстроходность:

$$\lambda = \sqrt{\frac{80}{m}}, \quad (7)$$

$$\lambda = \sqrt{\frac{80}{3}} = 5.$$

В реальных системах этот параметр не является постоянной величиной и существуют пределы изменения коэффициента быстроходности. Верхний предел позволяет ограничить уровень шума и механические нагрузки, а нижний обусловлен ограниченным рабочим диапазоном электрической системы и позволяет избежать возникновения резонанса между собственной частотой башни и лопасти [11].

Угловая скорость ветроколеса в рад/с:

$$\omega_{\text{БК}} = \frac{2 \cdot \lambda \cdot v_{\text{в}}}{D}, \quad (8)$$

$$\omega_{\text{БК}} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 12}{72} = 1,67 \text{ (рад/с)}.$$

Угловая скорость ветроколеса в об/мин:

$$n_{\text{БК}} = \frac{\omega_{\text{БК}} \cdot 30}{\pi}, \quad (9)$$

$$n_{\text{БК}} = \frac{1,67 \cdot 30}{\pi} = 15,9 \text{ (об/мин)}.$$

Длина хорды в разных точках лопасти:

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot \lambda^2 \cdot m}, \quad (10)$$

где r – расстояние от оси вращения до точки на лопасти.

Длина хорды на 75%:

$$b_{75\%} = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot 1,3}{9 \cdot \lambda^2 \cdot m}, \quad (11)$$

$$b_{75\%} = \frac{16 \cdot \pi \cdot 36 \cdot 1,3}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 3,4 \text{ (м)}.$$

Длина хорды на конце:

$$b_{\text{к}} = \frac{16 \cdot \pi \cdot R}{9 \cdot \lambda^2 \cdot m}, \quad (12)$$

$$b_{\text{к}} = \frac{16 \cdot \pi \cdot 36}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 2,6 \text{ (м)}.$$

Номинальный момент ветроколеса:

$$M_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{БК}}}{\omega_{\text{НОМ}}}, \quad (13)$$

$$M_{\text{НОМ}} = \frac{1704545}{1,67} = 1020685 \text{ (кг} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

Масса гондолы:

$$m_r = 0,013 \cdot D^{1,9542}, \quad (14)$$

$$m_r = 0,013 \cdot 72^{1,9542} = 55 \text{ (т)}.$$

Масса лопасти:

$$m_r = 0,63 \cdot D^{2,62}, \quad (15)$$

$$m_r = 0,63 \cdot 72^{2,62} = 7,531 \text{ (т)}.$$

Момент инерции лопасти:

$$J_{\text{л}} = k_j \cdot m_{\text{л}} \cdot L^2, \quad (16)$$

$$J_{\text{л}} = 0,18 \cdot 7531 \cdot 36^2 = 1756832 \text{ (кг} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

Момент инерции ветроколеса:

$$J_{\text{БК}} = m \cdot J_{\text{л}}, \quad (17)$$

$$J_{\text{БК}} = 3 \cdot 1756832 = 5270493 \text{ (кг} \cdot \text{м}^2\text{)}.$$

2.3. Выбор основного оборудования

2.3.1. Выбор асинхронного генератора двойного питания

Генератор является важнейшим элементом электрооборудования автономной энергоустановки. Кроме основного назначения генератор должен выполнять определенные функции по стабилизации и регулированию параметров, характеризующих качество вырабатываемой электроэнергии [12].

В зависимости от типа функциональной схемы ВЭУ возможно применение следующих типов генераторов: асинхронные генераторы (с короткозамкнутым или фазным ротором, машины двойного питания), синхронные генераторы (с электромагнитным возбуждением, с магнитоэлектрическим возбуждением, индукторные, с когтеобразным ротором), а также асинхронизированные синхронные генераторы. В данной работе был выбран 3 тип функциональной схемы, который предполагает использование генератора двойного питания.

Генератор двойного питания конструктивно представляет собой асинхронную машину с фазным ротором, имеющая отдельное питание обмоток статора и ротора. Для получения на выходе напряжения промышленной частоты и параметров ротор генератора необходимо подать напряжение с частотой, равной разности частоты сети и частоты вращения вала двигателя. Выпуском двигателей двойного питания для ветрогенераторов занимается ряд компаний по всему миру, такие как Siemens, General Electric, Vestas и другие.

Выбор модели генератора производится на основе данных о мощности, которую способна вырабатывать проектируемая ВЭУ, исходя из следующего условия:

$$P_{\text{ВЭУ}} \leq P_{\text{ген}} \quad (18)$$

Мощность ВЭУ составляет:

$$P_{\text{ВЭУ}} = 1500 \text{ (кВт)},$$

Тогда выбранная мощность ВЭУ составит:

$$P_{ген} = P_{вк} = 1500 \text{ (кВт)},$$

Поскольку изготовление генераторов двойного питания такой мощности производится только под заказ, в данной работе будут использоваться типовые параметры машины, указанные в литературе.

Таблица 2 – Параметры двигателя

Номинальная мощность	1,5 МВт
Номинальное линейное напряжение на статоре	690 В
Номинальное фазное напряжение статора	398,4 В
Номинальное фазное напряжение ротора	67,97 В
Номинальный ток статора	1068,2 А
Номинальный ток ротора	1125,6 А
Номинальная частота статора	50 Гц
Номинальная скорость ротора	1750 об/мин
Диапазон скоростей ротора	1200 – 1750 об/мин
Номинальное скольжение	- 0,1667
Число пар полюсов	2
Номинальный момент	8,185 кН·м

Для того, чтобы подобрать мультипликатор, необходимо вычислить его передаточное число по следующей формуле:

$$i_p = n_{дв} / n_{ро}, \quad (19)$$

$$i_p = 1700 / 15,9 = 110$$

Таким образом, в данной системе требуется мультипликатор особого исполнения с большим передаточным числом.

2.3.2. Выбор конвертора

Выбор конвертора для ВЭУ производится с учетом выбранной функциональной схемы. В данной работе рассматривается схема с машиной двойного питания. Преобразователь частоты требуется только в роторной цепи, его мощность значительно ниже выходной мощности генератора. На практике это значение составляет:

$$P_{\text{конв}} = 30\% \dots 40\% P_{\text{ген}}, \quad (20)$$

$$P_{\text{конв}} = 0,4 \cdot 1500000 = 600000 \text{ (Вт)},$$

Данной характеристике соответствует модульный преобразователь частоты МТ-2000 «Моментум» на основе автономного инвертора МТИ-350 производства ООО НТЦ «Приводная техника», Челябинск, выпускаемый со следующими техническими характеристиками:

- Ном. мощность, кВт: 630 кВт
- Выходное напряжение, В: 0...690
- Частота выходного напряжения, Гц: 0...400
- КПД, %: 98

Преобразователи частоты «Моментум» — это последнее поколение преобразователей частоты, выпускаемых данной компанией. Они имеют в своей основе модульную конструкцию. Основное преимущество модульной конструкции состоит в том, что она позволяет создать ПЧ под конкретные потребности технологического процесса.

Выбранный преобразователь частоты конструктивно будет состоять из 2 инверторных модулей: роторного и сетевого преобразователя, которые будут соединены общим звеном постоянного тока.

2.3.3. Выбор привода поворота лопасти

Для того, чтобы повысить надежность системы, рациональным решением будет использование в качестве привода поворота лопасти мехатронную систему. Такое исполнение подразумевает размещение преобразователя частоты, двигателя и механической передачи в едином корпусе. Подбор привода, как правило, осуществляется исходя из номинальной мощности ВЭУ. В данной работе был выбран привод поворота лопасти производства компании Bonfiglioli, включающий в себя мотор-редуктор 706T3N+BN132, представленный на рисунке 10 и преобразователь частоты AGL402-19.

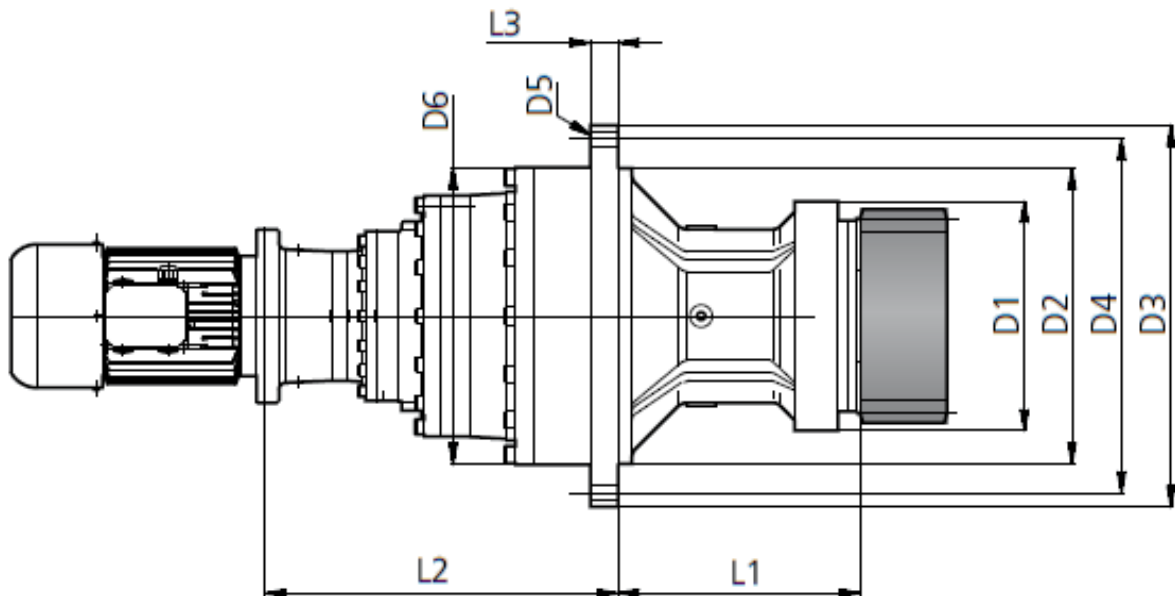


Рисунок 10 – Мотор-редуктор 706T3N+BN132

Технические характеристики мотор-редуктора 706T3N+BN132:

- Мощность 5,5 кВт
- Номинальный момент: 7,5 кН·м;
- Максимальный момент: 16 кН·м;
- Передаточное число: 85;
- Масса: 120 кг;

Технические характеристики преобразователя частоты AGL402-19:

- Мощность: 5,5 кВт;
- Рабочий диапазон: 320 ... 528 В, 45 ... 66 Гц;
- Тип управления: скалярное/векторное
- Интерфейсы: CANopen, Modbus.
- Степень защиты: IP65

2.4 Защиты ВЭУ

По общим стандартам и правилам пользования электроустановок при отклонении показателей нормы на 5% срабатывает защита и оборудование отключается. Функцию аварийного выключения выполняет автоматический выключатель.

Автоматический выключатель (АВ) выбирают по номинальному току $I_{н.вык}$ выключателя и номинальному току $I_{н.расц}$ расцепителя, используя следующую формулу:

$$I_{расц} = \frac{I_{дл}}{K_T}, \quad (21)$$

где $I_{дл}$ – ток;

K_T – коэффициент.

$$I_{расц} = \frac{1125,6}{0,85} = 1324,2 \text{ (А)}$$

Из каталога автоматических выключателей выбран наиболее подходящий автоматический выключатель T7MS 1600 PR231/P LS/I, 1600А, трехполюсный, 50кА производства компании АВВ.

2.5 Сводная таблица основных параметров разрабатываемой ВЭУ

Таким образом, по результатам расчетов можно выделить ряд основных параметров ВЭУ, которые

Таблица 3 – Основные параметры разрабатываемой ВЭУ

Параметр	Значение
Номинальная мощность ВЭУ	1,5 МВт
Номинальная скорость ветра	12 м/с
Рабочий диапазон	3 ... 25 м/с
Диаметр ветроколеса	72 м
Число лопастей	3
Ометаемая поверхность	4417 м ²
Номинальная скорость ветроколеса	15,9 об/мин
Масса гондолы	55 т
Масса лопасти	7,5 т
Момент инерции ветроколеса	5,6·10 ⁶ кг·м ²
Номинальная скорость ротора генератора	1750 об/мин
Момент инерции генератора	53 кг·м ²
Передаточное число редуктора	110
Номинальный момент генератора	8,185 кН·м
Номинальный момент ветроколеса	933,090 кН·м
Номинальная мощность конвертора	630 кВт
Номинальная мощность привода поворота лопастей	7500 Вт
Номинальный момент привода поворота лопастей	7500 Н·м

Разрабатываемая ВЭУ способна вырабатывать мощность 1,5 МВт при номинальной скорости ветра в 12 м/с. Для обеспечения таких показателей был выбран генератор двойного питания, преобразователь частоты, привод поворота лопастей.

3 СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ

3.1. Анализ существующих методов управления ВЭУ большой мощности

Ветроэлектрическая установка (ВЭУ) является мехатронной системой, которая преобразует энергию ветра в механическую энергию вращающейся турбины, а затем в электрическую энергию.

Для установок большой мощности особенно важно обеспечить максимальную эффективность. Вырабатываемая мощность зависит от скорости и направления ветра, которые изменяются в течение суток в широких пределах. Обеспечить максимальную выработку электроэнергии возможно только с помощью автоматизированной системы управления. С ее помощью осуществляется формирование команд автоматического запуска и останова каждой ВЭУ по алгоритмам, учитывающим среднюю скорость ветра и среднюю мощность ВЭУ или принудительно оператором, а также оперативное представление информации о состоянии каждой ВЭУ и выработанной энергии.

На рисунке 11 представлена типовая кривая вырабатываемой мощности в зависимости от скорости ветра, где наглядно видно, что весь диапазон работы можно условно разделить на 3 области. На первом отрезке, где скорость ветра ниже скорости включения, ВЭУ должна быть остановлена и отключена от сети. Во второй области осуществляется работа ВЭУ на умеренных скоростях, ограниченных скоростью включения и номинальной скоростью (v_{rated}), при которой ВЭУ вырабатывает номинальную мощность [12]. При работе в данном диапазоне необходимо использовать алгоритм поиска точки максимальной мощности (англ. – MPPT). В области повышенных скоростей, верхний порог которой ограничивается скоростью выключения, необходимо ограничивать вырабатываемую мощность на номинальном уровне. Это позволяет защитить турбину от перегрузок и механического повреждения.

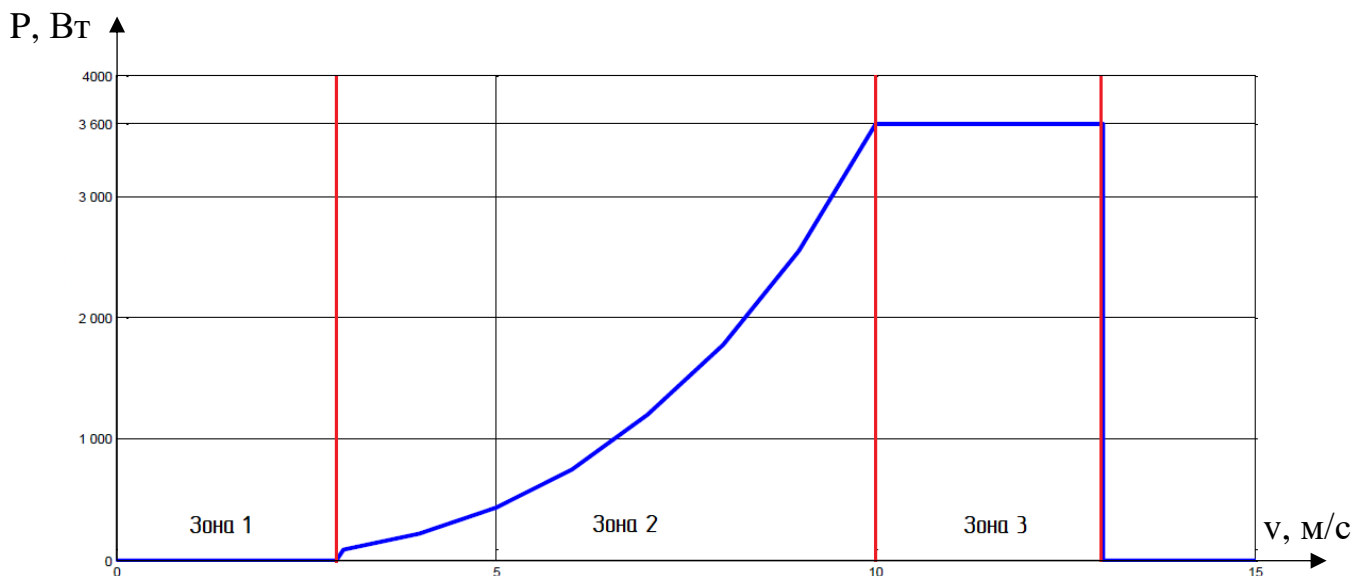


Рисунок 11 – Кривая мощности

Управление углом положения является наиболее распространенным способом регулировать механическую мощность, используемым в ВЭУ с изменяемой скоростью вращения. Система управления механизмом поворота лопастей обеспечивает полный контроль над механической мощностью.

Когда скорость ветра очень низкая и ветроколесо вращается с низкой скоростью, угол поворота лопасти поддерживается на уровне примерно 45° . Это позволяет получить максимальный стартовый момент, что значительно упрощается разгон ВЭУ. Когда вырабатываемая мощность достигает номинального значения, необходимо принять меры для ее ограничения.

Для реализации и поддержания стабильности активного тока генератора в сложной системе с двумя контурами регулирования должна использоваться основная структура. В этой системе управления регулирования мощности осуществляется за счет использования контура регулирования электромагнитным моментом генератора, а регулирование скорости вращения ветровой турбины за счет влияния регулятора скорости на угол поворота лопасти.

В случае отклонения от заданной скорости, момент ветроколеса должен по сравнению с моментом генератора увеличиться или уменьшиться для достижения положительного или отрицательного углового ускорения ВЭУ. Влияние на момент ветроколеса при переменной скорости ветра имеет коэффициент мощности c_p , который зависит от угла поворота лопасти. Таким образом воздействуя на угол лопасти ветровой турбины можно поддерживать скорость ветроколеса на определенном уровне.

Для регулирования выходной мощности ветрогенератора в настоящее время широко применяются различные способы регулирования, к основным из которых управление углом поворота лопасти (англ. – pitch control) и реализация алгоритмов поиска точки максимальной мощности (англ. – MPPT) .

Первый способ регулирования предусматривает управление углом поворота лопасти с целью контроля скорости, оптимизации генерирования энергии и для пуска и останова турбины [13]. Стандартная структура системы управления углом поворота, представленная на рисунке 12, была предложена в 1982 году.

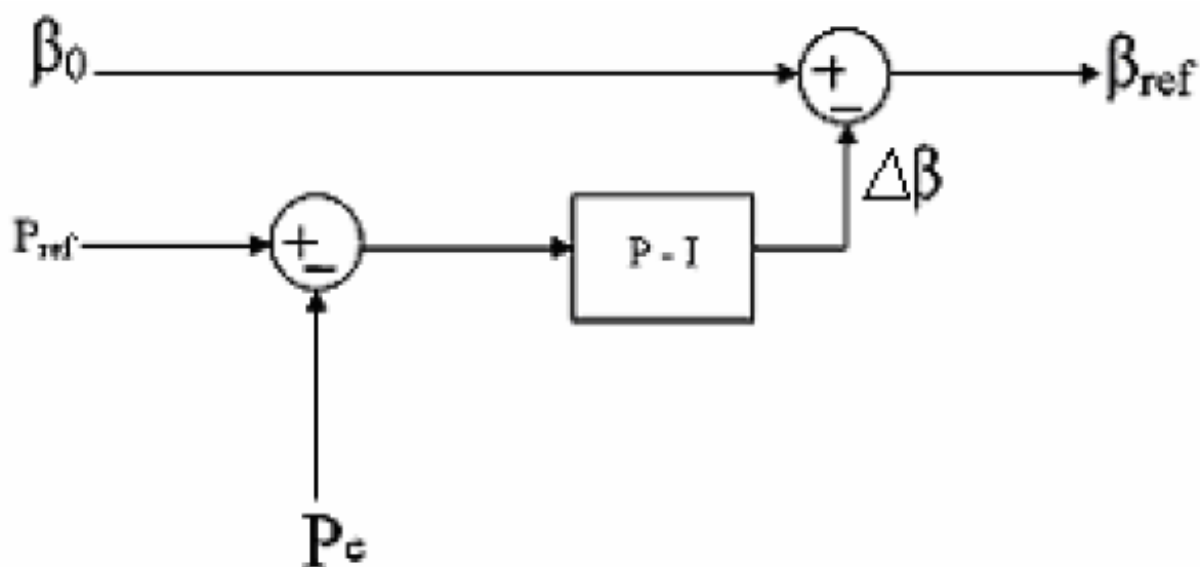


Рисунок 12 – Стандартная САУ углом поворота лопасти

Угол поворота лопасти регулируется для поддержания номинальной мощности за счет уменьшения угла лопастей, так это позволяет уменьшить момент. Использование САУ углом поворота лопасти дает полный контроль над механической мощностью, поэтому это технология является наиболее распространенной для ВЭУ с изменяемой скоростью.

Еще одним преимуществом этого метода является то, что его можно применять для разных типов ВЭУ. В данной работе рассматривается только вариант системы для горизонтально-осевых установок, так как они наиболее распространены.

При очень низкой скорости ветра или полном его отсутствии лопасти повернуты примерно на 45 градусов. Такое положение обеспечивает максимальный стартовый момент, что позволяет быстро запустить установку, когда ветер повышается. Когда скорость ветра равна или ниже номинального значения, угол поворота лопасти поддерживается на оптимальном уровне, при котором ВЭУ поглощает максимальную мощность ветра. Если скорость ветра превышает номинальное значение, данный механизм снижает уровень выходной мощности до номинальной, предотвращая перегрузки системы. В случае, если скорость ветра достигает критического значения, лопасти поворачиваются параллельно направлению ветра, тем самым снижая уровень захватываемой энергии до 0.

Мощность ветроколеса находится в нелинейной зависимости от угла поворота лопасти, поэтому в контуре регулирования мощности регулятору приходится работать с нелинейным объектом регулирования. Следовательно, регулятор мощности должен быть адаптивным. Для адаптации регулятора к нелинейным свойствам ветроколеса можно использовать алгоритмы, основанные на нейронных сетях или нечеткой логике.

Второй способ предполагает реализацию в системе управления алгоритма поиска точки максимальной мощности [14]. На текущий момент существует множество различных реализаций данного алгоритма, в том числе основанных на нечеткой логике или использовании искусственного интеллекта, но и наибольшее распространение получили всего три метода.

Функциональные схемы ВЭУ с различными видами алгоритма поиска точки максимальной мощности представлены на рисунке 13. Первый из методов (А) основан на управлении угловой скоростью вращения вала генератора с целью получения максимальной мощности. Для осуществления этого алгоритма требуются данные о скорости ветра и о скорости генератора. Второй метод (Б) осуществляет обратную связь по мощности, используя данные о скорости ветра и кривые максимальной мощности, которые устанавливаются опытным путем для каждого генератора. Третий метод (В) позволяет непрерывно искать точку максимальной мощности, используя при этом только данные о вырабатываемой мощности. Специальный алгоритм, получивший название *hill-climb search*, высчитывает оптимальную точку для работы системы.

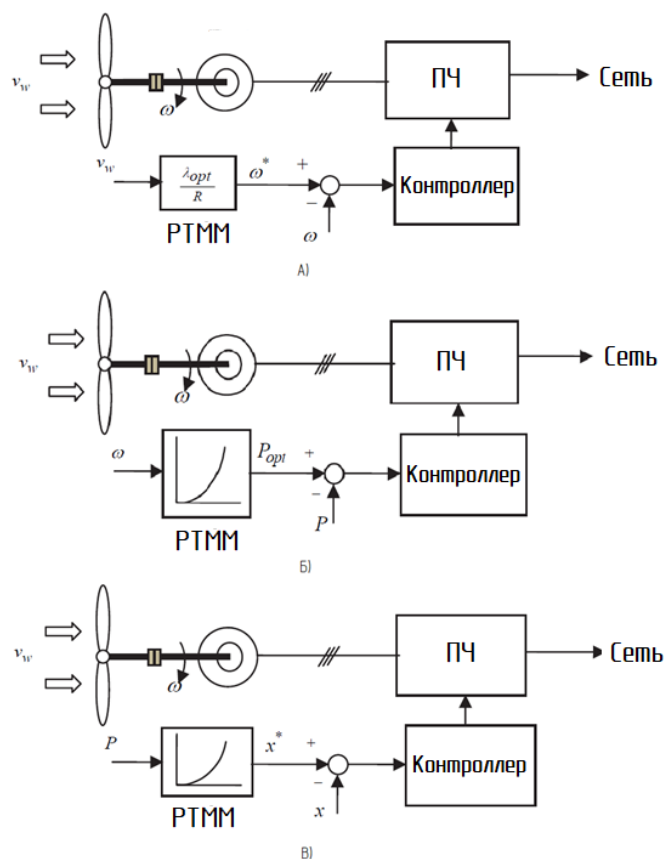


Рисунок 13 – Функциональные схемы ВЭУ с различными видами алгоритма поиска точки максимальной мощности

Таким образом, ВЭУ большой мощности предполагают использование того или иного способа управления для максимизации выработки энергии.

3.2. Архитектура системы автоматизации

Ветроэлектрическая станция (ВЭС) как промышленный объект состоит из ветроустановок, расположенных на расстояниях от 150 до 1000 м и более друг от друга, координирование работы которых осуществляется из центра управления ВЭС. Система автоматизации позволяет в дистанционном режиме запускать каждую ВЭУ по информации от датчика ветра, установленного на метеовышке ВЭС и датчика нулевой мощности, установленного в системе генерирования электрической энергии ВЭУ или в дистанционном режиме.

Основной задачей ВЭУ является генерирование электрической энергии в соответствии с требованиями к качеству. Для того, чтобы получать от установки максимальную мощность, осуществляется управление углом поворота лопастей. Обеспечение автоматического регулирования достигается за счет интегрирования в систему программируемого логического контроллера с поддержкой необходимых сетевых протоколов передачи данных. Качество электроэнергии в электрической сети характеризуется показателями качества электроэнергии (ПКЭ). Перечень и нормативные (допустимые) значения ПКЭ установлены ГОСТ 13109—97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения». Данный документ включает в себя ряд показателей, которые характеризуют качество энергии, а также основные требования к ним.

Архитектура системы автоматизации ВЭС аналогична другим промышленным объектам. Она включает в себя несколько уровней, каждый из которых отличается определенным набором функций. Основные задачи управления решаются на нижних уровнях системы, что позволяет повысить быстродействие системы и разгрузить вычислительную сеть от передачи излишней информации.

Нижний уровень системы INPUT/OUTPUT составляют датчики, устройства измерения технологических параметров и объекты управления. На этом уровне происходит формирование сигналов с датчиков, установленных на технологическом оборудовании. Это необходимо для сбора первичной информации, которая будет обработана на более высоких уровнях.

Уровень CONTROL осуществляет непосредственное управление и реализуется с помощью контроллеров и промышленных сетей. Управление исполнительными механизмами осуществляется по определенным алгоритмам путем обработки данных о состоянии технологических параметров, полученных посредством измерительных приборов. Данный уровень должен отличаться высокой надежностью, быстродействием и возможностью автономной работы.

Уровень SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) необходим для отображения данных о процессе и управления им при помощи оператора. Сотрудник ВЭС может в реальном времени контролировать параметры вырабатываемой электроэнергии, принудительно запускать или останавливать ВЭУ, а также архивировать данные о ее работе.

Энергосистема представляет собой единую сеть, состоящую из различных источников электрической энергии, а также подстанций, которые осуществляют преобразование и распределение произведенной электроэнергии. Для управления всеми процессами производства, передачи и распределения электрической энергии существует система оперативно-диспетчерского управления.

В рамках данной работы необходимо разработать архитектуру системы автоматизации для ветроэнергетической установки. В зависимости от режима работы необходимо осуществлять управление или основным приводом системы, или приводом поворота лопастей. Управление генератором осуществляется при помощи преобразователя частоты, алгоритм при этом реализуется на основе встроенных в преобразователь микроконтроллеров. Управление приводом поворота лопастей, а также обработка данных о состоянии генератора и получение сигналов задания со стороны центра управления происходит с помощью контроллера ВЭУ.

Для получения данных о состоянии ВЭУ на гондоле устанавливается датчик ветра, на валах двигателей расположены энкодеры, а в состав преобразователя частоты входят все необходимые датчики тока и напряжения. Архитектура системы автоматизации представлена на рисунке 14.

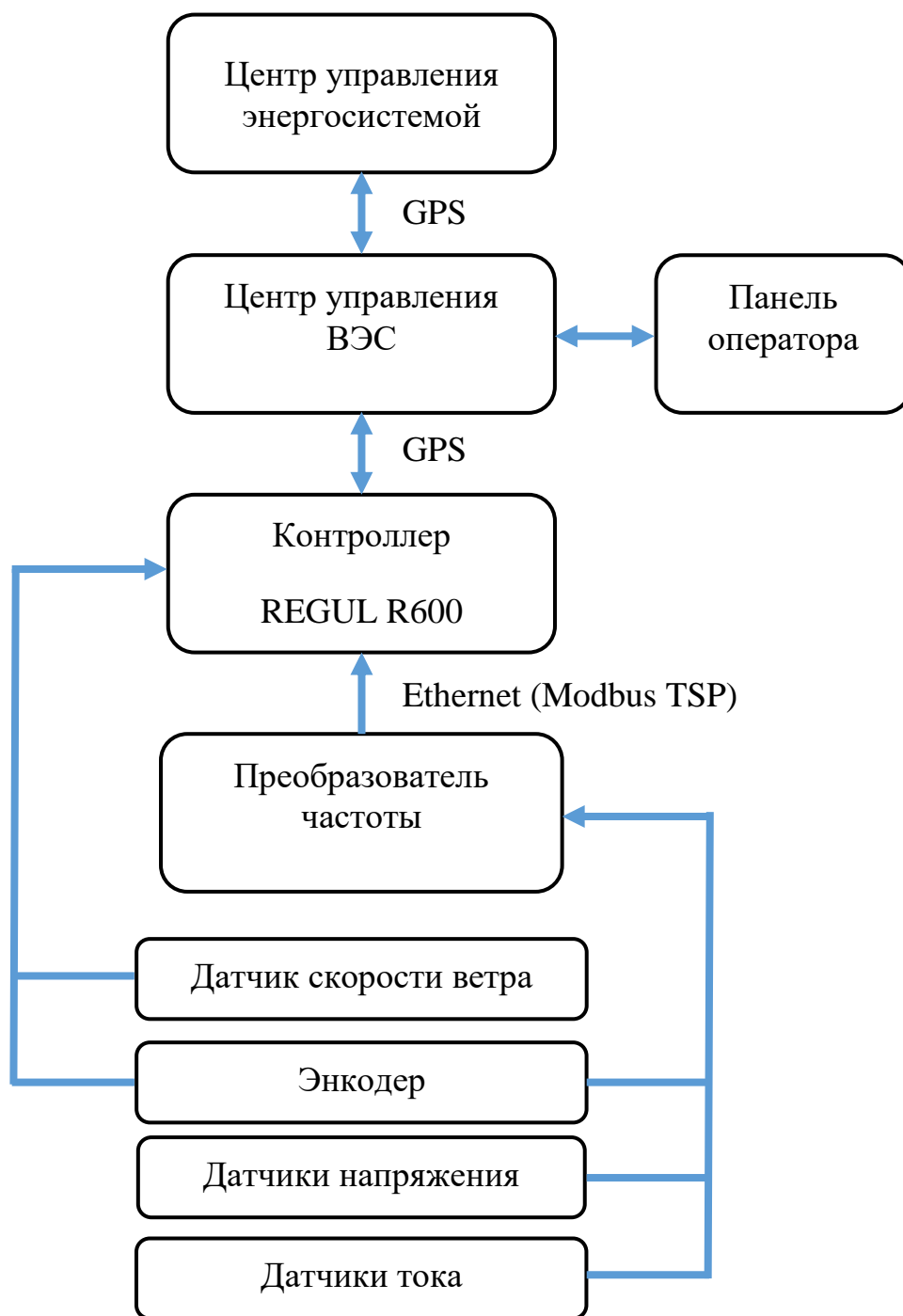


Рисунок 14 – Архитектура системы автоматизации

Центр управления энергосистемой является опциональным звеном, которое может быть не представлено в регионе установки ВЭУ.

3.3. Выбор контроллеров и датчиков

Система управления ВЭУ осуществляет регулирование ряда технологических координат. Контроллер поворота лопастей необходим для оптимизации уровня вырабатываемой мощности, контроллер роторной части преобразователя частоты выполняет регулирование момента на валу и магнитного потока, контроллер сетевой части преобразователя частоты осуществляет синхронизацию с сетью с помощью регулирования активной и реактивной мощности.

К контроллеру предъявляются не только повышенные требования по надежности, но и возможность их эксплуатации при очень низких температурах. Регулирование всех технологических координат осуществляется в реальном времени, поэтому требуется высокая скорость обработки данных. Опрос всех контроллеров осуществляется циклически с периодом не более 0.2 с, производится проверка работоспособности всех узлов и архивирование данных.

В качестве основного контроллера ВЭУ был выбран программируемый логический контроллер REGUL R600 производства российской компании ProSoft Systems. Данное устройство предназначено для построения сложных и ответственных систем управления технологическими процессами с расширенным температурным диапазоном, дополнительной механической и ЭМС-защитой.

Контроллер позволяет решать задачи, требующие повышенной надежности оборудования (поддержка различных схем резервирования контроллеров и станций удаленного ввода /вывода) или упрощенного обслуживания (быстрая замена модулей, жесткий «вандалоустойчивый» конструктив модулей, широкий диапазон рабочих температур). Устройство можно применять, когда требуется повышенная точность даже при работе с быстроменяющимися физическими процессами.

Контроллер поддерживает поддержку «горячего» резервирования центральных процессоров (ЦП) и источников питания, различные схемы резервирования контроллеров (полное «зеркальное» резервирование, резервирование только основных компонентов и пр.), «горячую» замену всех модулей контроллера (без

отключения питания и прерывания прикладной программы), удаленное конфигурирование, обновление программ (по интерфейсам Ethernet / RS-232 / RS-485, в резервированной конфигурации без прерывания прикладной программы); подключение станций удаленного ввода/вывода к центральному процессору по топологии «двойное резервируемое кольцо».

Список поддерживаемых интерфейсов:

- RS-232 (9-pin, full duplex, скорость 300...115 200 bps, оптоизоляция 500 / 1500 В, защита от перенапряжения);
- RS-422 / RS-485 (9-pin, скорость 300...115 200 bps полная поканальная оптоизоляция 500 / 1500 В, защита от перенапряжения);
- Ethernet 10 / 100 / 1000 RJ-45 (full duplex) — до 4 портов на ЦП;
- Ethernet 10 / 100 / 1000 FO (Single-mode, Multi-mode) — до 2 портов.

Список поддерживаемых протоколов обмена:

- IEC 61 870-5-101 (Master / Slave);
- IEC 61 870-5-104 (Master / Slave);
- Modbus RTU (Master / Slave, с возможностями расширения);
- Modbus TCP (Master / Slave, с возможностями расширения);
- OPC DA, OPC UA;
- EtherCAT;

Технические характеристики:

- Минимальное время цикла прикладной программы: 1 мс
- Время переключения с основного контроллера на резервный: 5 мс
- Точность синхронизации времени: 50 мкс
- Среднее время безотказной работы (MTBF): > 150 000 часов
- Диапазон входного напряжения питания: 85...264 VAC/120...370 VDC, 18...36 VDC
- Диапазон рабочих температур от -40 до +60°C

До номинальной скорости вращения ветроколеса угол поворота лопасти принимают равным 0. На повышенных скоростях вращения увеличение угла поворота позволяет контролировать вырабатываемую мощность, не допуская механических повреждений всей установки.

В состав инверторных шкафов преобразователя частоты входят ряд электронных компонентов. Основной конструктивной базой современных электронных устройств является печатная плата, которая является несущей конструкцией и позволяет объединить при помощи электрического печатного монтажа электронные элементы в функциональные узлы.

В преобразователе частоты серии «Моментум» используются три различных типа печатных плат: модуль управления, модуль связи и коммутационная плата. Внешний вид каждой из этих плат, а также обозначение разъемов представлено на рисунках 15 – 17.

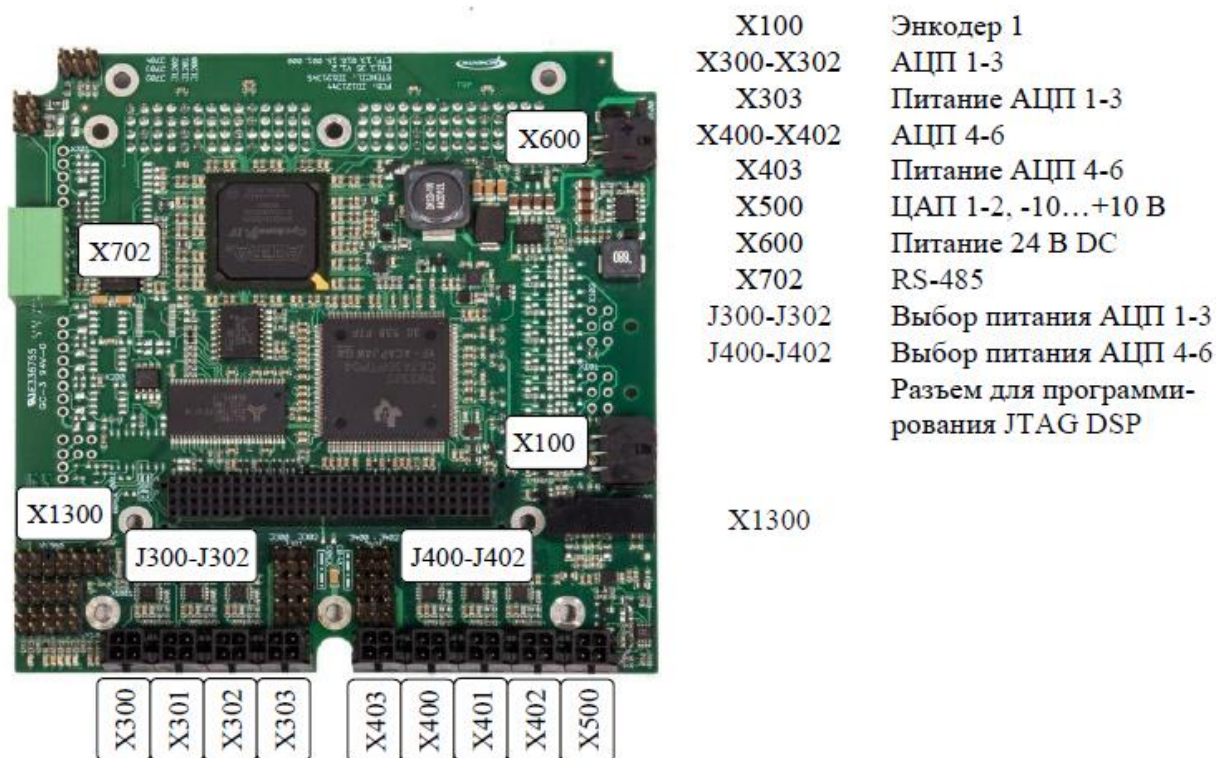
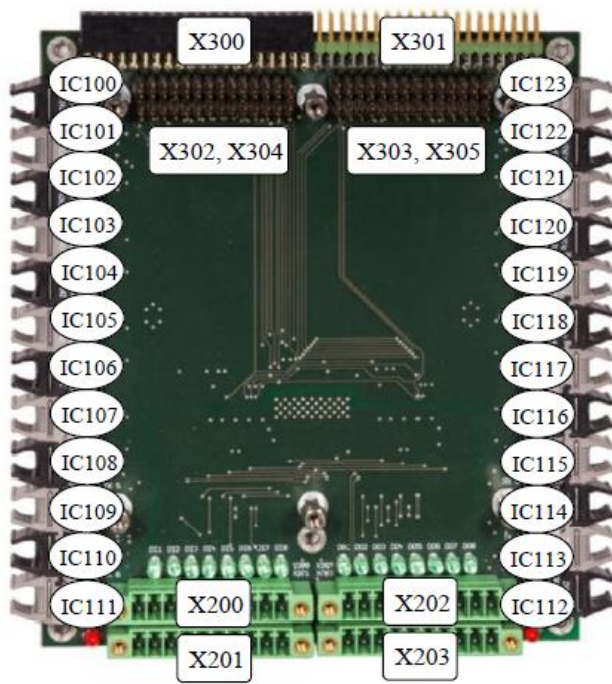


Рисунок 15 – Модуль управления с обозначением разъемов



- IC100, IC102, IC104, IC106, IC108, IC110, IC112, IC114, IC116, IC118, IC120, IC122
 - IC101, IC103, IC105, IC107, IC109, IC111, IC113, IC115, IC117, IC119, IC121, IC123
 - X200, X202
 - X201, X203
 - X300, X301
 - X302...X305
- Оптический приемник (Rx)
 - Оптический передатчик (Tx)
 - Дискретные выходы DIO 1-8
 - Дискретные входы DI 1-8
 - Подключение к плате расширения дискретных сигналов (опционально)
 - Подключение модуля управления A2

Рисунок 16 – Модуль связи с обозначением разъемов



- X1 Ethernet
- XT1, XT2 Питание 24 В DC
- XT3 TxD- (B) (COM1)
- XT4 TxD+ (A) (COM1)
- XT5 RxD- (B) (COM1)
- XT6 RxD+ (A) (COM1)
- XT9 TxD-/RxD- (COM2)
- XT10 TxD+/RxD+ (COM2)
- XT7 Питание +5 В
- RS-422/RS-485
- XT8 GND
- XS4 Profibus DP
- XP17 RS-232 (COM1)
- XP18 RS-232 (COM2)
- XP23 CAN
- XP30 Сброс адреса
- J1 USB

Рисунок 17 – Коммуникационная плата с обозначением разъемов

Для получения информации о технологических координатах были выбраны следующие датчики:

- Энкодер на валу двигателя
- Датчики тока ротора
- Датчики напряжения в звене постоянного тока
- Датчики тока и напряжения сети

Инкрементальный энкодер EEX 841 производства компании Leine & Linde выпускается со следующими техническими характеристиками:

- Напряжение питания: 9 – 30 В
- Диапазон частот: 0 ... 100 кГц
- Максимальная скорость вращения: 4200 об/мин
- Диапазон температур: -20°C ... 70°C
- Степень защиты: IP 65

Датчик напряжения DVL 1000 производства компании LEM выпускается со следующими техническими характеристиками:

- Номинальное напряжение: 1000 В
- Максимальное напряжение: 1500 В
- Токовый выход: 50 мА
- Резьбовые шпильки: M5
- Диапазон температур: -40°C ... 85°C

Датчик тока LTC 600-SF/SP3 производства компании LEM выпускается со следующими техническими характеристиками:

- Номинальный входной ток: 500 А
- Диапазон преобразования: 0 ... ±1500 А
- Номинальный аналоговый выходной ток: 100 мА
- Напряжение питания: ±15 ... 24 В
- Диапазон температур: -50°C ... 85°C

Для того, чтобы получать данные о скорости и направлении ветра, на гондоле ВЭУ не обходимо установить анемометр. В данной работе был выбран датчик FA01 производства компании KUANKER. Этот продукт является экономичным вариантом, не требующим обслуживания, что особенно важно при установке датчиков в труднодоступных местах. Он имеет компактный дизайн, небольшой вес, низкое энергопотребление, низкий порог запуска. Внешний вид датчика представлен на рисунке 18.



Рисунок 18 – Анемометр FA01

Датчик выпускается со следующими техническими характеристиками:

- Номинальное напряжения: 30 В;
- Максимальный ток: 35 мА;
- Степень защиты: IP65;
- Стартовая скорость ветра: $\leq 0,5$ м/с;
- Диапазон скоростей ветра: 0 ... 60 м/с;
- Точность измерений: $\pm 0,5$ м/с;
- Разрешение: 0,1 м/с;
- Вес: 0,2 кг.

3.4. Функциональная схема САР

Основной задачей САР данной системы является максимизация уровня вырабатываемой мощности с поддержанием основных показателей качества вырабатываемой энергии.

Рассматриваемая в данной работе САР включает в себя управление не только главным приводом ВЭУ, но и приводом поворота лопастей. В зависимости от угла поворота лопасти можно изменять генерируемую мощность, а также предотвратить разрушение конструкции при аварийных режимах работы. Обобщенная функциональная схема представлена на рисунке 19.

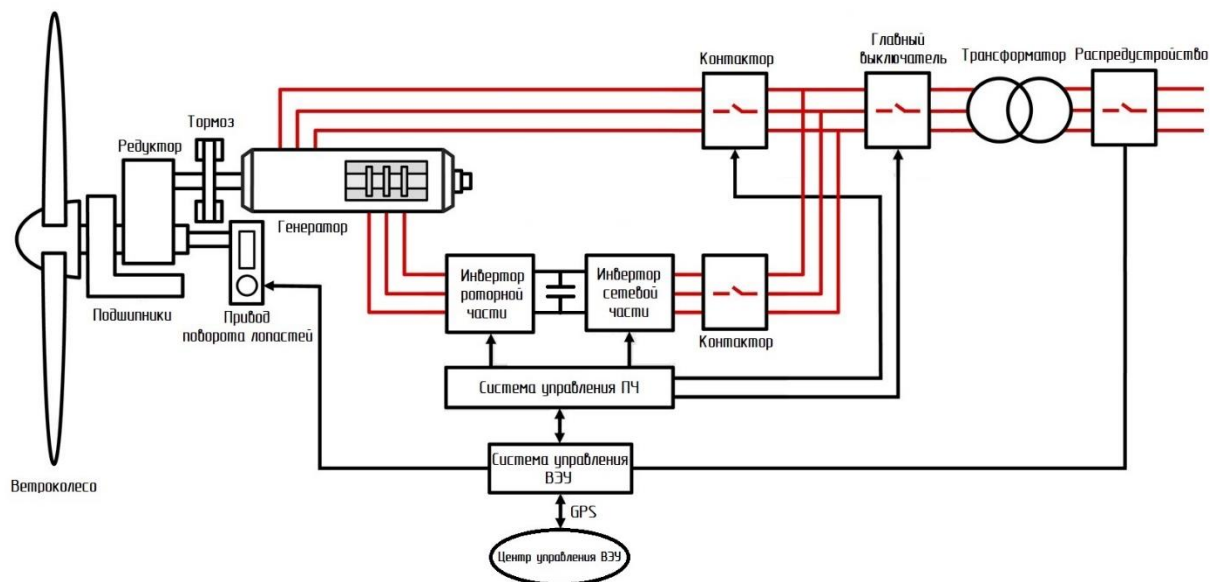


Рисунок 19 – Обобщенная функциональная схема САР

Функциональная схема САР включает в себя два уровня, систему управления ВЭУ в целом и систему управления преобразователем частоты, которую также можно условно разделить на управление инверторами роторной и сетевой части схемы. САР ВЭУ позволяет регулировать уровень вырабатываемой мощности, отключать от энергосистемы при аварийных режимах, а также принимать и передавать данные о состоянии системы в центр управления ВЭС.

Более детально функциональная схема системы автоматического управления ВЭУ представлена на рисунке 20.

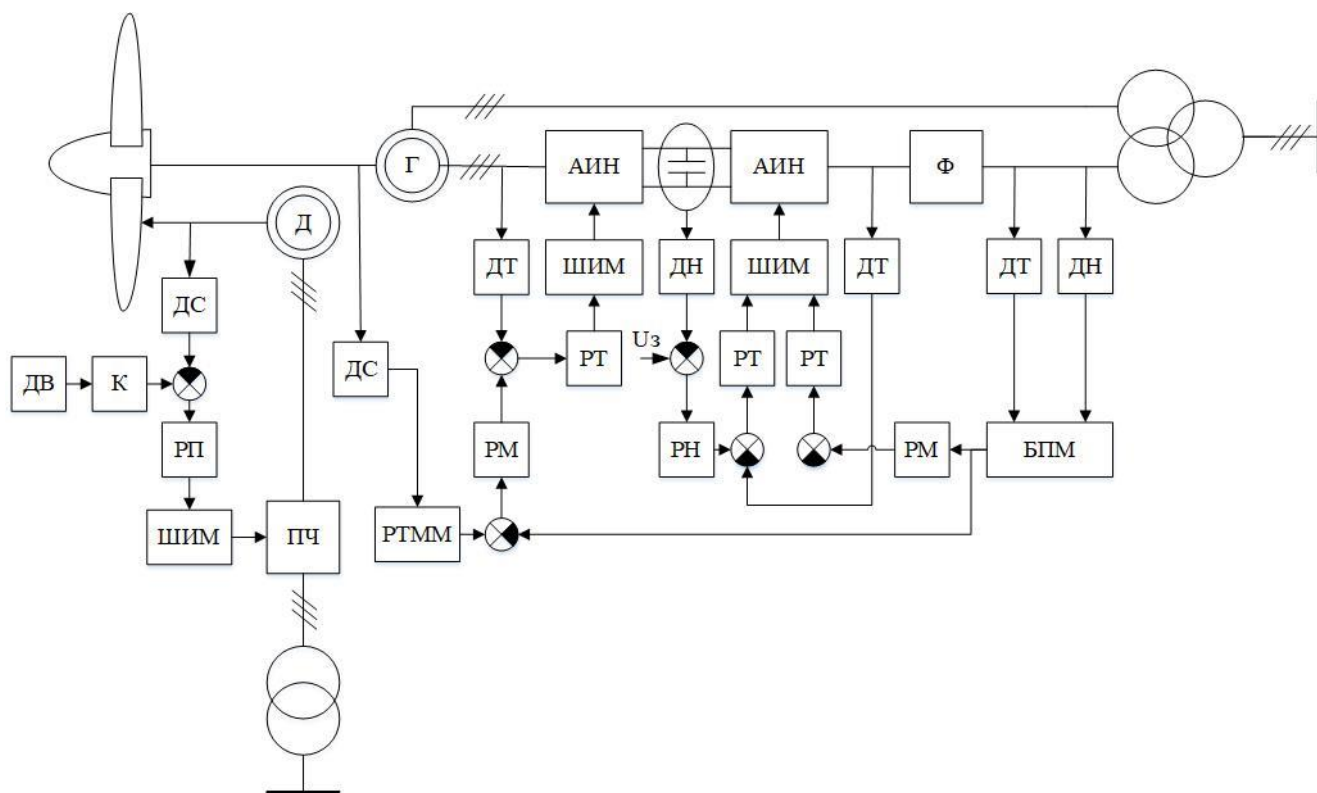


Рисунок 20 – Функциональная схема САР ВЭУ

На данном рисунке приняты следующие условные обозначения: Г – генератор двойного питания; Д – асинхронный двигатель; АИН – автономный инвертор напряжения; ПЧ – преобразователь частоты; Ф – фильтр; К – кривая зависимости между скоростью ветра и заданием на угол; ТР – трансформатор; ДС – датчик скорости; ДТ – датчик тока; ДН – датчик напряжения; ШИМ – широтно-импульсная модуляция; РТММ – регулятор точки максимальной мощности; РМ – регулятор мощности; РТ – регулятор тока; РН – регулятор напряжения; РП – регулятор положения; БПМ – блок подсчета активной и реактивной мощности.

В данной работе рассматривается только та часть САР ВЭУ, в которой осуществляется управление приводом поворота лопасти.

3.5. Разработка системы управления механизмом поворота лопастей

Структурная схема системы автоматического регулирования угла поворота лопасти представлена на рисунке 21. Она состоит из следующих основных блоков:

- Объекта управления
- Системы регулирования локальных координат
- Системы регулирования технологических координат

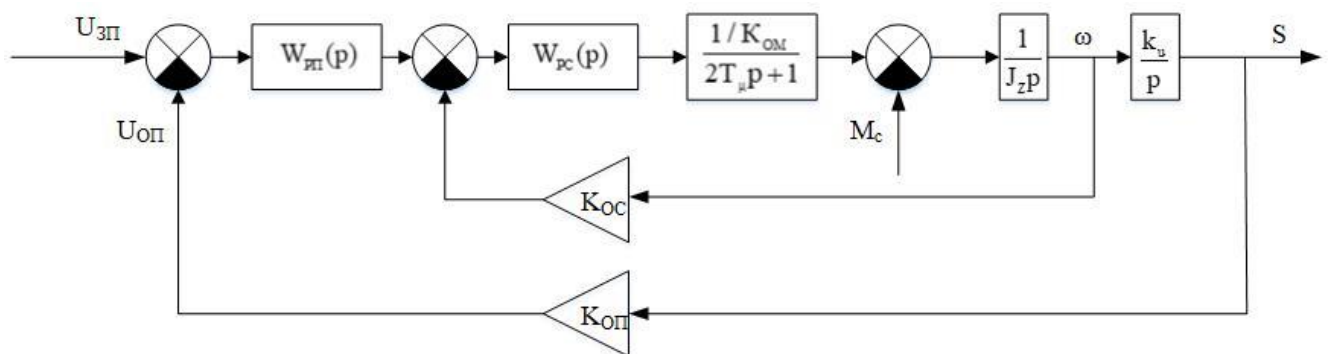


Рисунок 21 – Упрощенная структурная схема управления углом поворота лопастей

Оптимизированный контур момента (ОКМ) представляет собой колебательное звено с временными характеристиками, соответствующими настройке на модульный оптимум.

Требования, предъявляемые к системе управления приводом поворота лопастей:

- Регулирование угла поворота лопасти в диапазоне $0 \dots 30^\circ$;
- Скорость изменения угла поворота лопасти – $0,5^\circ/\text{с}$;
- Точность регулирования – $0,3^\circ$;
- Статическая ошибка скорости поворота лопасти – 0% ;
- Динамическая ошибка скорости поворота лопасти – 5% .
- Динамическая ошибка по положению – 0% .

Исходя из требований, предъявляемых к системе управления, необходимо, чтобы регулятор скорости имел пропорционально-интегральную структуру (ПИ).

Регулируемой величиной в данной системе управления является угол поворота лопасти. Управление ВЭУ осуществляется только в заранее заданном диапазоне скоростей ветра, ограниченном скоростями включения ($v_{\text{cut-in}}$) и выключением ($v_{\text{cut-out}}$). За пределами этого диапазона турбина должна быть остановлена.

Коэффициент обратной связи по мощности рассчитывается по формуле [15]:

$$K_{\text{OM}} = \frac{U_{\text{y.max}}}{M_{\text{max}}} \quad (22)$$

где $U_{\text{y.max}}$ – максимальное напряжение управления;

M_{max} – максимальный момент двигателя.

$$K_{\text{OM}} = \frac{10}{16000} = 0,0000625.$$

Коэффициент обратной связи по скорости рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{OC}} = \frac{U_{\text{y.max}}}{\omega_{\text{max}}} \quad (23)$$

где $U_{\text{y.max}}$ – максимальное напряжение управления;

ω_{max} – максимальная скорость двигателя.

$$K_{\text{OC}} = \frac{10}{75,4} = 0,13$$

Наименьшей постоянной времени $T_{\mu} = 0,001$ обладает преобразователь частоты, так как он является наиболее быстродействующим исполнительным элементом в системе.

Интегральное звено объекта описывается следующим уравнением:

$$\frac{1}{J_{\Sigma}p} = \frac{1}{1,17p} \quad (24)$$

где J_{Σ} - момент инерции системы, Н·м.

В современной системе управления широко распространены регуляторы скорости пропорционального и пропорционально-интегрального исполнения. Регулятор скорости должен иметь пропорционально-интегральную структуру (ПИ), со следующей передаточной функцией:

$$W_{PC}(p) = \frac{T_{PC}p+1}{T_{ИРС}p} = K_{PC} + \frac{K_{PC}}{8T_{\mu}p} \quad (25)$$

Контур регулирования скорости состоит из ПИ-регулятора и обратной связи по скорости. Коэффициент передачи РС определяется по выражению [16]:

$$K_{PC} = \frac{K_{OM}J_{\Sigma}}{4T_{\mu}K_{OC}} \quad (26)$$

$$K_{PC} = \frac{1,17 \cdot 0,000625}{4 \cdot 0,001 \cdot 0,13} = 1,4$$

Постоянная времени интегрирования регулятора скорости:

$$T_{PC} = \frac{8T_{\mu}}{K_{PC}} \quad (27)$$

$$T_{PC} = \frac{8 \cdot 0,001}{1,4} = 0,0057$$

Коэффициент обратной связи по положению рассчитывается по формуле:

$$K_{OP} = \frac{U_{y,max}}{\varphi_{max}} \quad (28)$$

где $U_{y,max}$ – максимальное напряжение управления;

ω_{max} – максимальная скорость двигателя.

$$K_{OC} = \frac{10}{0,52} = 19,2$$

Коэффициент, связывающий угол поворота и угловую скорость вращения двигателя:

$$K_{и} = \frac{D}{2 \cdot i} \quad (29)$$

где D – диаметр ременной шестерни;

i – передаточное число редуктора.

$$K_{и} = \frac{0,2}{2 \cdot 85} = 0,001176$$

Передаточная функция регулятора положения при настройке на модульный оптимум имеет следующий вид:

$$W_{\text{pp}}(p) = \frac{k_{\text{oc}}}{2^3 T_{\mu} p k_{\text{оп}}} \cdot \frac{p}{k_{\text{м}}} = \frac{k_{\text{oc}}}{8 T_{\mu} k_{\text{м}} k_{\text{оп}}} = k_{\text{pp}} \quad (30)$$

При такой настройке контура регулирования положения обеспечивается оптимальный переходный процесс системы третьего порядка, имеющий перерегулирование 6,2%, что является недопустимым для позиционных САР.

Чтобы устранить перерегулирование по положению, снижают быстродействие контура регулирования, и частота среза контура положения выбирается из условия:

$$\omega_{\text{сп}} = \frac{\omega_{\text{сц}}}{3 \div 4} = \frac{1}{(12 \div 16) T_{\mu}} \quad (31)$$

В этом случае коэффициент передачи регулятора положения, обеспечивающий работу контура без перерегулирования при отработке малых перемещений, рассчитывают по формуле:

$$k_{\text{ppm}} = \frac{\omega_{\text{сп}} k_{\text{oc}}}{k_{\text{н}} k_{\text{оп}}} = \frac{k_{\text{oc}}}{(12 \div 16) T_{\mu} k_{\text{н}} k_{\text{оп}}} \quad (32)$$

$$k_{\text{ppm}} = \frac{13,69}{16 \cdot 0,001 \cdot 19,2 \cdot 0,017} = 2621$$

Таким образом, были получены все передаточные функции регуляторов, которые в дальнейшем будут использованы при моделировании.

3.6. Моделирование типовых режимов работы

Для того, чтобы смоделировать поведение ВЭУ при основных режимах работы, необходимо сначала собрать модель САУ углом поворота лопасти. Для этого используются коэффициенты и передаточные функции, полученные ранее. Модель САУ представлена на рисунке 22.

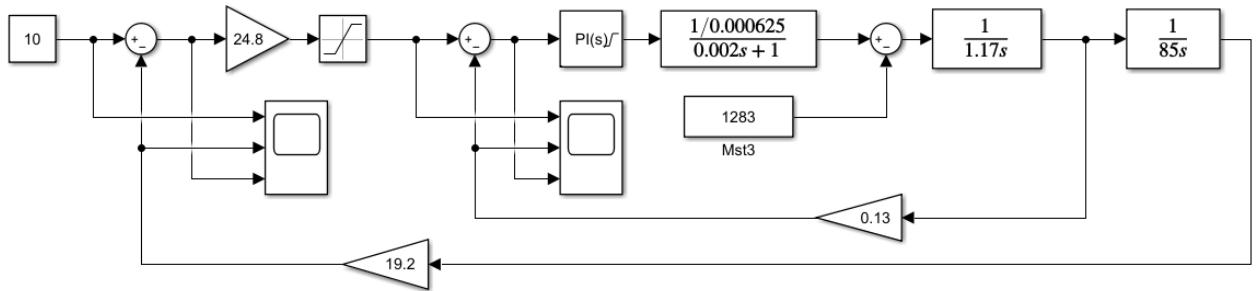


Рисунок 22 – Модель САУ в MATLAB (Simulink)

С помощью полученной модели необходимо получить переходные процессы. На рисунке 23 представлен график переходного процесса по скорости.

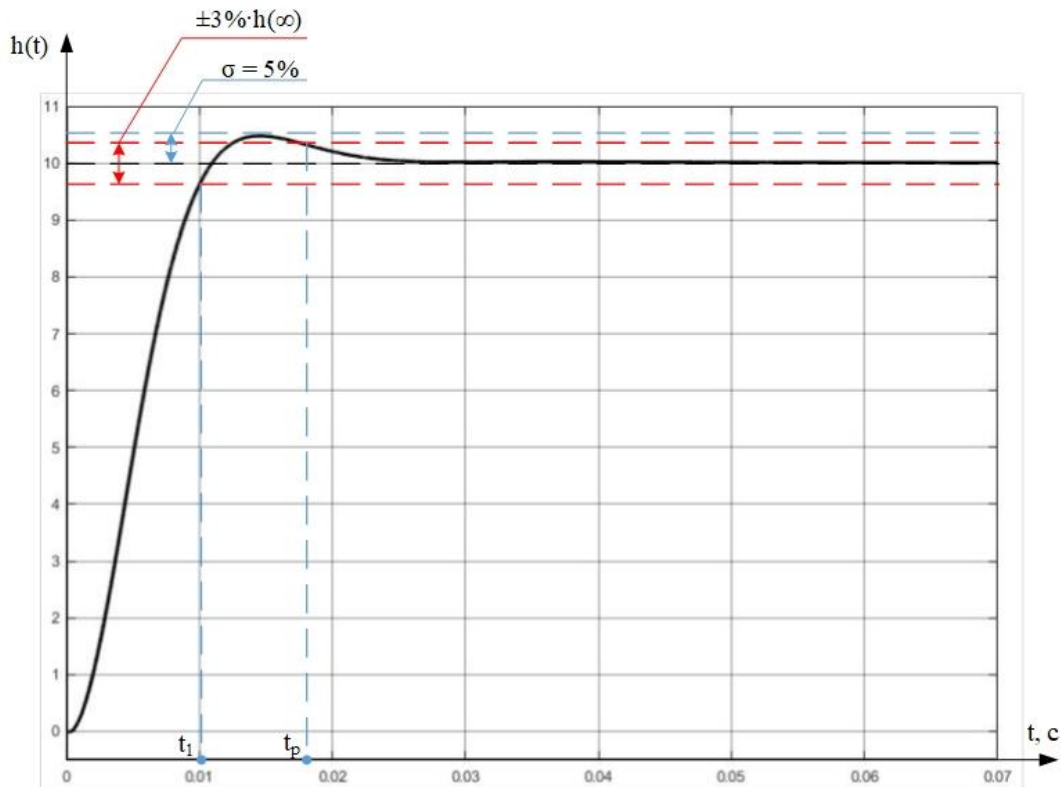


Рисунок 23 – Переходные процессы в контуре регулирования скорости

По графику можно определить следующие параметры:

- $h(\infty) = 10$ – установившееся значение переходной функции;
- $t_1 = 0,01$ с – время первого согласования;
- $t_p = 0,017$ с – время регулирования;
- $\sigma = 5\%$ – перерегулирование.

Также в работе представлен график переходного процесса по положению, изображенный на рисунке 24.

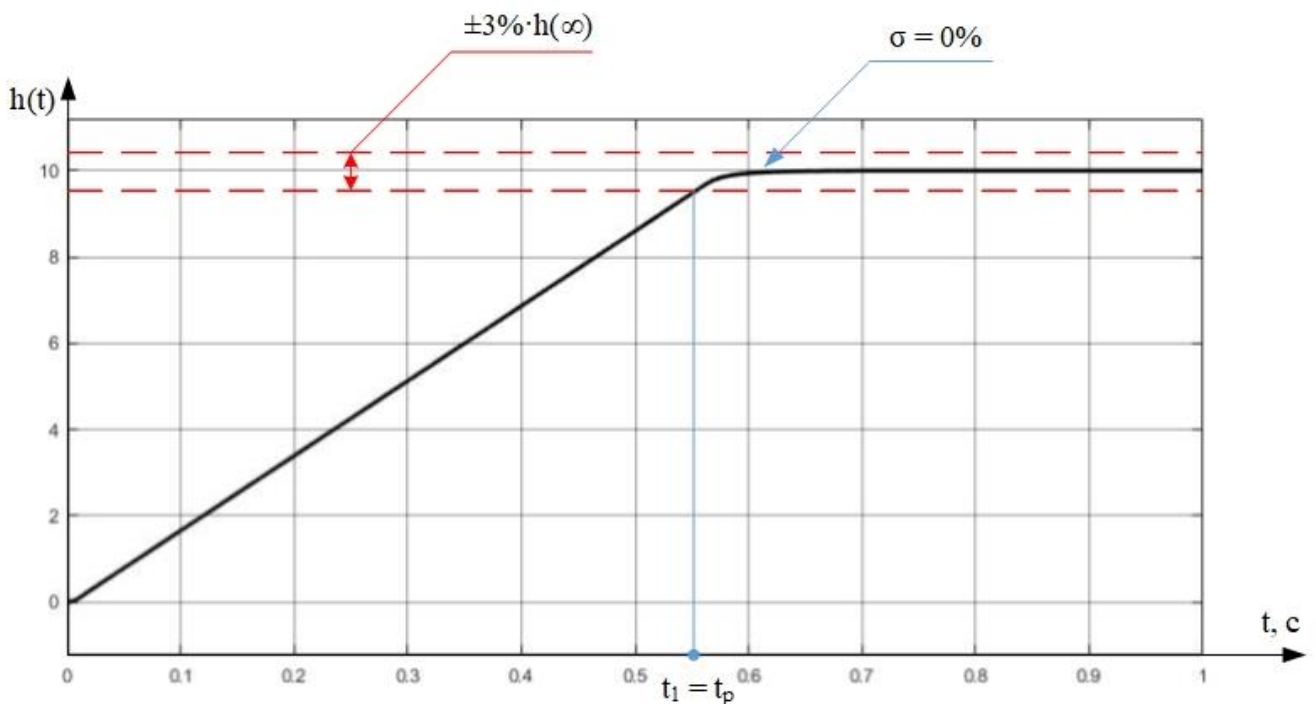


Рисунок 24 – Переходные процессы в контуре регулирования положения

По графику можно определить следующие параметры:

- $h(\infty) = 10$ – установившееся значение переходной функции;
- $t_p = t_1 = 0,55$ с – время регулирования;
- $\sigma = 0\%$ – перерегулирование

На основе графиков можно сделать вывод, что требования к системе управления соблюдаются в полном объеме.

Имея настроенную систему управления углом поворота, можно моделировать поведение всей установки при изменении скоростей ветра. Для того, чтобы произвести моделирование ВЭУ, необходимо четко понимать все процессы, проходящие в ВЭУ. Это позволит в дальнейшем осуществить не только моделирование САР привода поворота лопастей, но и всей системы в целом.

В первую очередь необходимо определить крутящий момент, оказываемый на его вал. Механическая мощность, производимая горизонтально-осевой турбиной в установившемся режиме, определяется по формуле:

$$P_m = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v_w^3 \cdot c_p(\beta, \lambda_{cp}), \quad (33)$$

где c_p – коэффициент мощности.

Момент ветроколеса:

$$M_{вк} = \frac{P_{вк}}{\omega_{вк}} = \frac{1}{2 \cdot \omega_{вк}} \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v_w^3 \cdot c_p(\beta, \lambda_{cp}), \quad (34)$$

Функциональная зависимость коэффициента мощности от быстроходности и угла поворота лопасти впервые была представлена в 1983 году и имеет следующий вид:

$$c_p(\beta, \lambda_{cp}) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}}, \quad (35)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \quad (36)$$

Построенная на основе данных зависимостей модель ВЭУ в MATLAB (Simulink) представлена на рисунке 25.

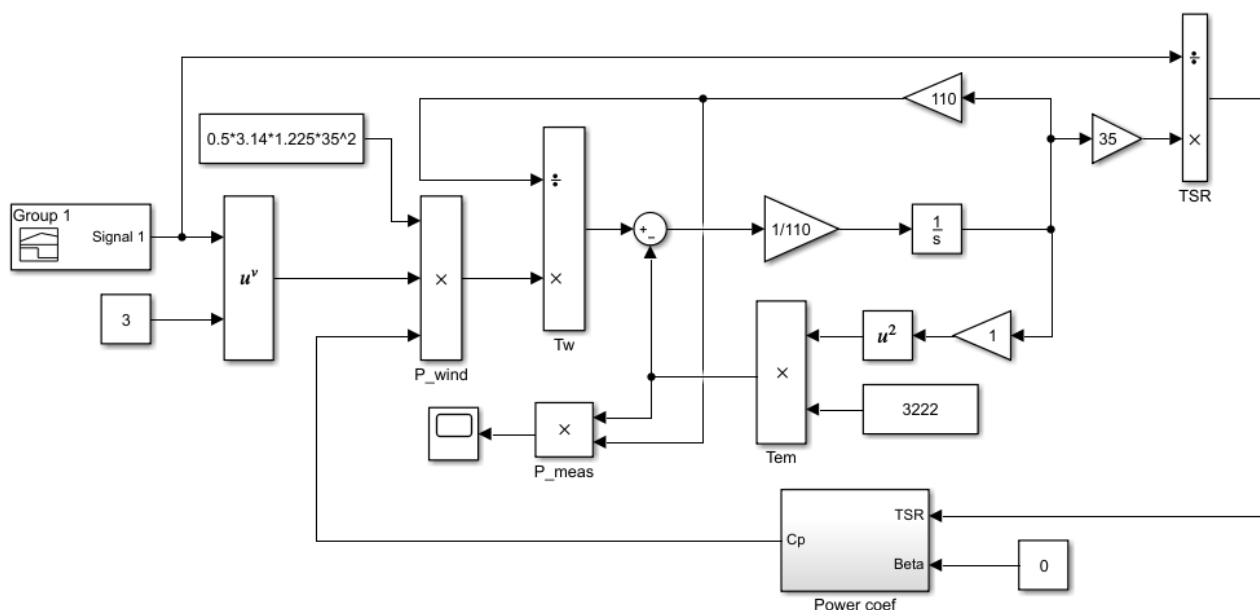


Рисунок 25 – Модель турбины

Данная система никак не меняет угол лопастей в зависимости от скорости ветра, а лишь считает его постоянной величиной, равной 0° . На рисунке 26 наглядно показано, как система реагирует на изменение скорости ветра.

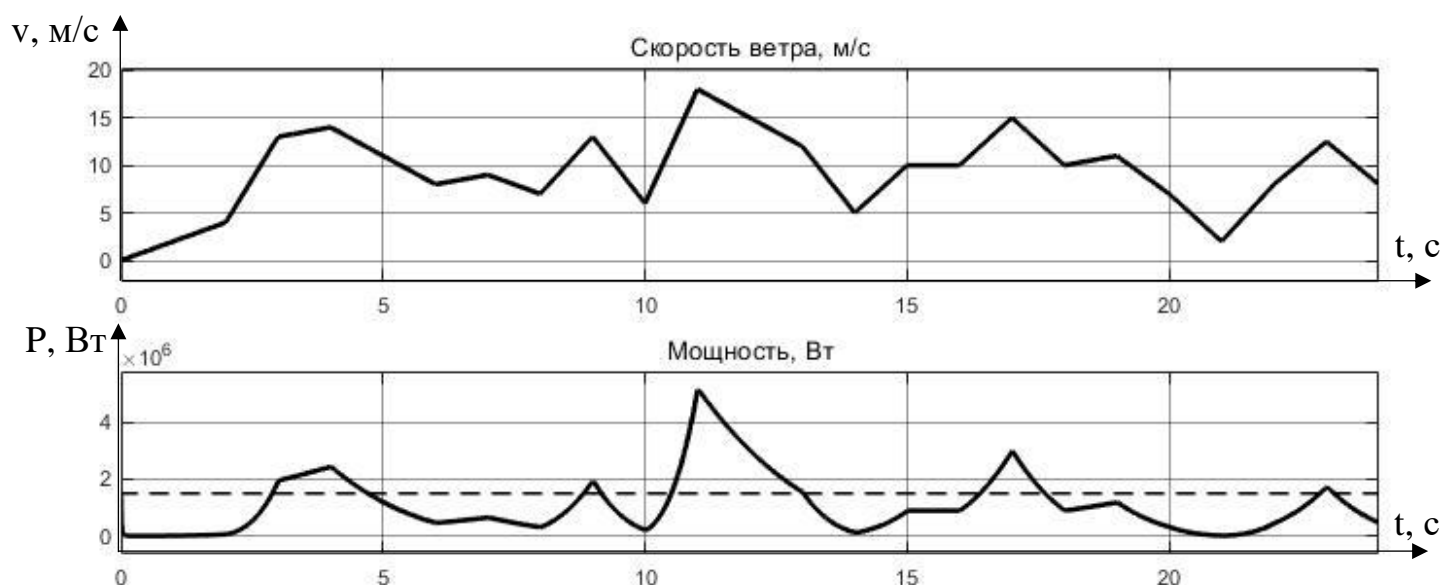


Рисунок 26 – Зависимость мощности от скорости ветра

Следующим шагом является подстановка настроенного контура регулирования угла поворота в данную систему. Полученная модель представлена на рисунке 27.

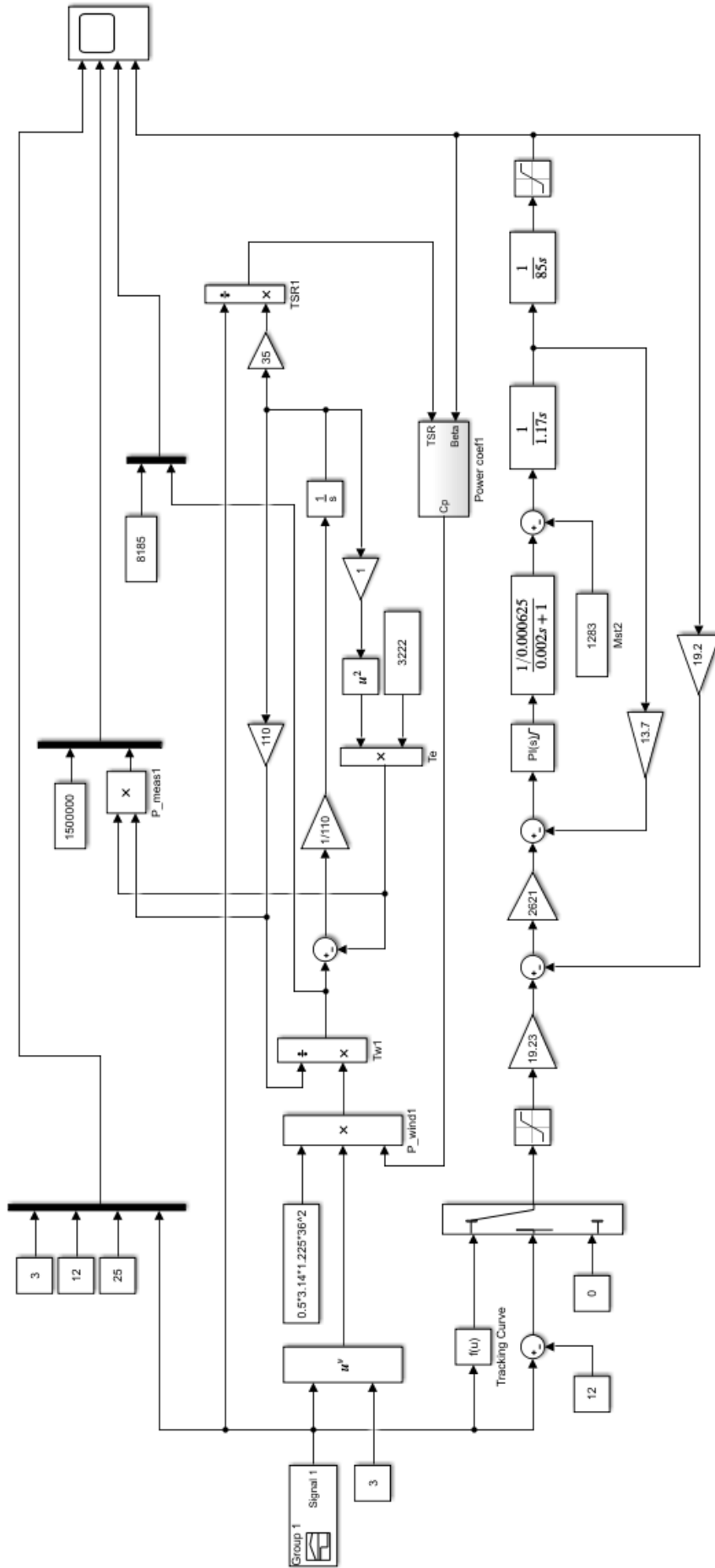


Рисунок 27 – Модель ВЭУ в МАТЛАБ (Simulink)

С помощью полученной модели системы электропривода необходимо построить переходные процессы во время его работы при разных скоростях ветра. В качестве графиков, отражающих корректность работы САР, используются графики мощности, момента и угла поворота лопасти (рисунок 28).

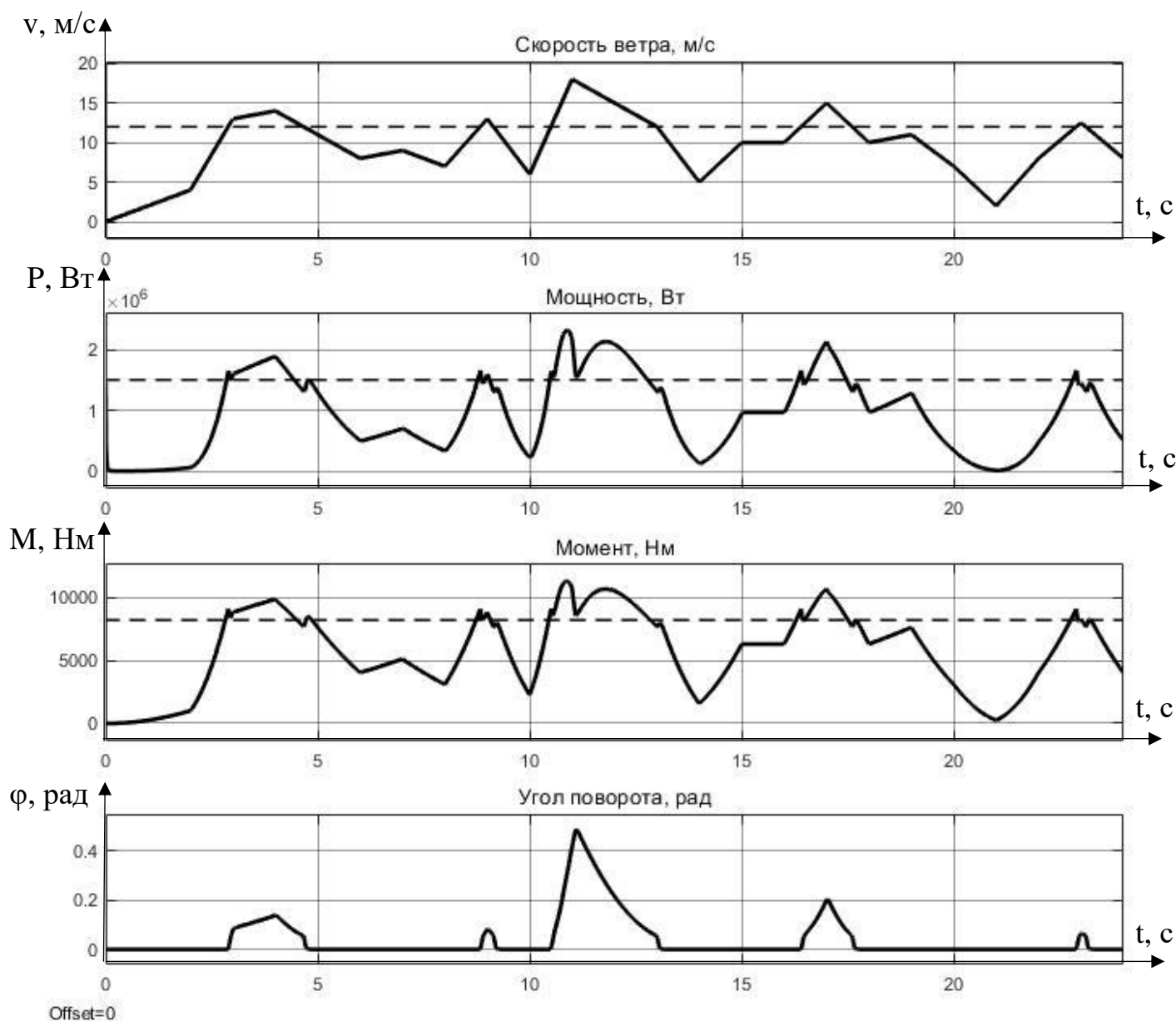


Рисунок 28 – Зависимость мощности, момента и угла поворота от скорости ветра

На графике четко видно различия работы системы при скорости ветра ниже номинальной и при его превышении. В первом случае разработанная САР поддерживает значение угла поворота равным 0° , так как момент на ветроколесе, а значит и вырабатываемая мощность не нуждаются в корректировке.

Если скорость ветра превышает номинальную, САР изменяет угол поворота для снижения момента ветроколесе и вырабатываемой мощностью. Задание на угол определяется с помощью эмпирической зависимости между скоростью ветра и необходимым углом поворота лопасти. Выходной сигнал идет в блок подсчета коэффициента мощности, который моделирует его изменения в зависимости от геометрии лопастей.

Для того чтобы выявить влияния наличие САР угла поворота систему, необходимо сравнить вырабатываемую мощность при отсутствии и наличии САР угла поворота лопасти. График сравнения представлен на рисунке 29.

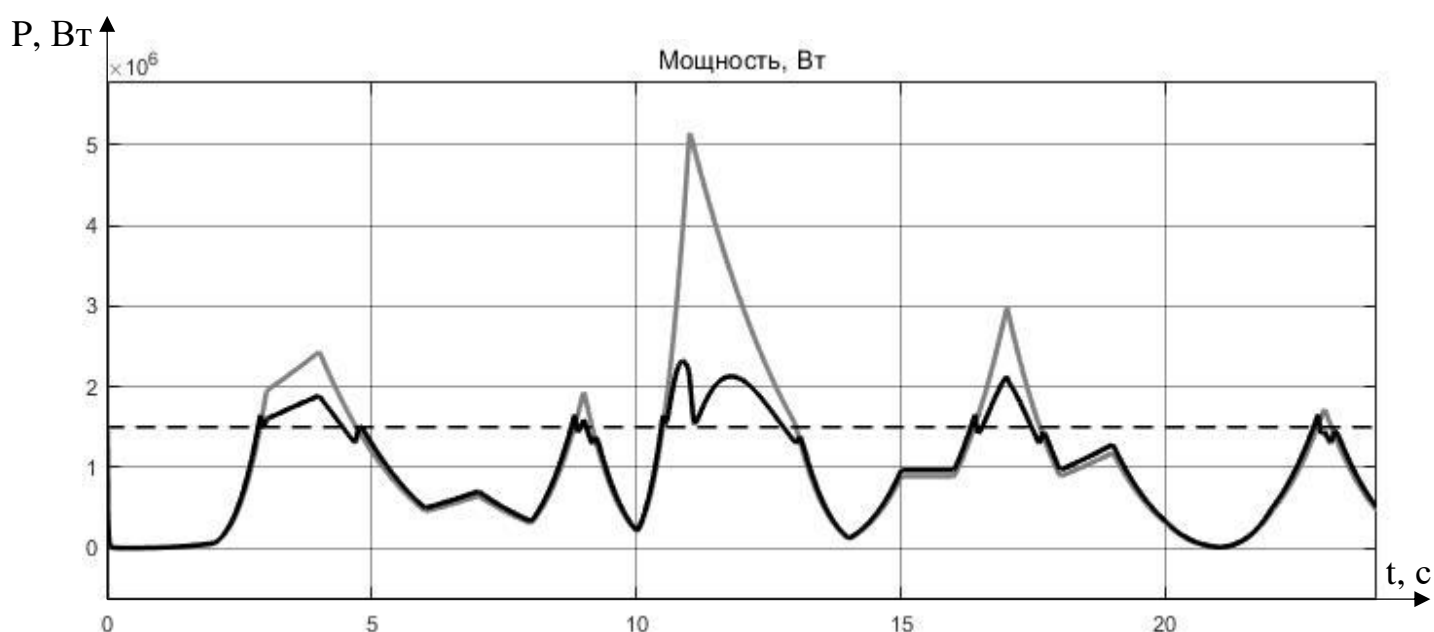


Рисунок 29 – Вырабатываемая мощности при отсутствии и наличии САР

На графике наглядно видно, что при превышении номинального уровня вырабатываемой мощности разработанная система управления позволяет скорректировать ее величину, тем самым защищая оборудование от перегрузок.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

4.1. Характеристика деятельности предприятия

ВЭУ является очень высокотехнологичной системой, поэтому ее разработка предполагает проведение мероприятий по осуществлению инноваций, в том числе по коммерциализации научных и (или) научно-технических результатов. Реализация совершенно нового продукта в результате такой инновационной деятельности с последующим практически применением позволяет считать данный проект инновационным.

Рыночная цена ВЭУ определяется только в процессе торгов, поэтому в данной работе можно опираться только на данные, предоставляемые Европейской ассоциацией ветроэнергетики (EWEA). Предполагается, что цены линейно связаны с диаметром ветроколеса ВЭУ. Стоимость монтажа и эксплуатации также можно установить только приблизительно, считая, что она линейно связана с производимой мощностью. Эти затраты зависят от местности и поэтому отличаются от местоположения ВЭУ.

Поскольку изготовление каждого отдельного компонента ВЭУ производится на разных предприятиях, в данной работе целесообразным является рассмотреть расчет бюджета проекта по реализации преобразователя частоты на базе НТЦ «Приводная техника», г. Челябинск.

ООО НТЦ «Приводная техника» – это производственно-инжиниринговая компания, занимающаяся разработкой и внедрением проектов, связанных с АСУ ТП и системами электропривода, в различных отраслях промышленности.

Данная компания была зарегистрирована в 2000 г., и на текущий момент численность персонала составляет более 200 человек. У научно-технического центра имеется собственная производственная база, современный цех сборки электродвигательного оборудования, монтажно-наладочное управление, инженерный центр, отдел перспективных разработок и испытательная лаборатория.

Компания является членом союзов производителей нефтегазового и металлургического оборудования (СПНГО и МЕТМАШ), Ассоциации «КранПром», ЮУТПП, а также официальным партнером ведущих мировых производителей оборудования электропривода, компонентов АСУТП и КИПиА в области инжиниринга, продаж и сервисного обслуживания: Emerson (Control Techniques), ABB, Omron, Vega, Phoenix Contact, Schneider Electric, Siemens.

Данная компания имеет широкий спектр выпускаемой продукции. Серийный выпуск базового оборудования и компонентов промышленных систем электропривода различного назначения осуществляется на базе ООО «Снежинский завод специальных электрических машин».

Компания выпускает высокоэффективные электроприводы переменного тока (устройства регулирования частоты вращения электродвигателей), для которых осуществляется техническая поддержка и гарантийное обслуживание. Подробные характеристики для каждой модели выпускаемых электроприводов переменного тока представлены в таблице 3.1.

Таблица 4 – Характеристики моделей электроприводов

Параметр	MT100	MT200	MT300	MT350
Мощность, кВт	0,75...500	0,75...500	1,5...500	1,5...315
Напряжение, В	220, 380	380	380, 690	380
Перегрузочная способность	150% - 60 с 180% - 10 с	150% - 60 с 180% - 10 с 200% - 1 с	150% - 60 с 180% - 10 с 200% - 1 с	150% - 60 с 180% - 10 с 200% - 1 с
Вых. частота, Гц	0...400	0...400	0...400	0...400
Ограничение крут. момента, %	0...200	0...250	0...300	0...300
Режимы управления	Векторное в разомкнутом контуре, векторное в замкнутом контуре, вольт-частотное (зависит от модели)			
Протоколы связи	Modbus, Profibus, CAN, Ethernet (зависит от модели)			

Трехфазные сетевые дроссели серии ДТС (2% и 4%) предназначены для работы в выходных цепях преобразователей электроприводов с номинальным напряжением 400 В. Дроссели ограничивают скорость нарастания стартового тока в цепи и взаимное влияние коммутационных преобразователей, запитываемых от одного и того же трансформатора.

Трехфазные моторные дроссели серии ДТМ применяются в электроприводах для обеспечения непрерывности и сглаживания пульсаций тока двигателя, ограничения тока короткого замыкания в цепи нагрузки преобразователя, подавления коммутационных перенапряжений, компенсации ёмкости питающей линии.

Трехфазные ограничивающие дроссели серии ДТМdU используются для ограничения скорости нарастания напряжения на зажимах электродвигателей, подавления электромагнитных помех в диапазоне от 1 до 30 МГц, повышения надежности работы и срока эксплуатации электродвигателей. Устанавливается на выходе преобразователей частоты. Номинальное напряжение 400 В.

Синусные фильтры устанавливаются на выходе преобразователя частоты и изменяют форму выходного напряжения, сформированного посредством ШИМ, на синусоидальную, устраняя высшие гармоники, которые создают дополнительные потери в кабельной линии и в электродвигателе. Использование синусного фильтра позволяет применять неэкранированные моторные кабели значительной длины.

Для разрабатываемой ВЭУ был выбран конвертор, построенный на базе двухуровневого преобразователя частоты МТ2000-2-630-690. Такое устройство предполагает не только установку инверторных блоков, но также ряда дополнительного оборудования и разработку программного обеспечения.

Преобразователи частоты серии «Моментум» — это последнее поколение преобразователей частоты, выпускаемых данной компанией. Они могут быть сконфигурированы в соответствии с требованиями конкретных задачи и условий работы промышленных установок.

Основные области применения:

- Металлургия: главные приводы прокатных станов, насосные станции, эксгаустеры, грузоподъемные механизмы.
- Нефтегазовая отрасль: электроприводы главных механизмов буровых установок, насосные станции, установки перекачки нефти.
- Энергетика: фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), бесперебойные и аварийные системы электроснабжения (ИБП), динамические компенсаторы искажений напряжения (ДКИН).
- Судостроение: системы электродвижения, подруливающие устройства, валогенераторные установки;

Преобразователи имеют в своей основе модульную конструкцию. Основное преимущество модульной конструкции состоит в том, что она позволяет создать ПЧ под конкретные потребности технологического процесса. Важным фактором является возможность сократить склад запасных частей, обеспечив максимальную техническую готовность оборудования на производстве.

Преобразователь серии МТ-1000/МТ-2000, в зависимости от программного обеспечения, и различных дополнительных опций может использоваться:

- Для регулирования частоты вращения промышленных двигателей;
- В качестве сетевого фильтрокомпенсирующего устройства;
- Для управления потоками активной и реактивной энергии в сети;
- В качестве динамического компенсатора искажений напряжения;
- В качестве инвертора для солнечной и ветроэнергетики;
- В установках с накопителями энергии.

Для того, чтобы реализовать данный проект, необходимо заранее рассчитать бюджет, то есть определить стоимость всех ресурсов и работ, необходимых для его реализации. Поскольку предполагается, что изготовленный в ходе проекта частотный преобразователь будет использоваться сторонней организацией, при расчете бюджета не учитываются расходы на эксплуатацию и ремонт.

4.2. Материальные затраты

Расчет себестоимости приобретенного оборудования приведен в таблице 3.1.

Таблица 5 – Расчет стоимости приобретенного оборудования

Наименование	Кол-во, шт	Цена за ед., руб	Общая стоимость, руб
Модуль инвертора (2-х ур.) МДИ-250-690	4	325 000,00 Р	1 300 000,00 Р
Устройство балансировки	1	16 000,00 Р	16 000,00 Р
Шкаф управления	1	186 650,00 Р	186 650,00 Р
Шкаф коммутации	1	176 983,00 Р	176 983,00 Р
Синус-фильтр ФС-0,23/700 У3	1	286 300,00 Р	286 300,00 Р
Тормозной прерыватель	1	50 000,00 Р	50 000,00 Р
Датчик напряжения DVL 1000	2	12 750,00 Р	25 500,00 Р
Датчик тока LTC 600-SF/SP3	2	8 396,00 Р	16 792,00 Р
Выключатель автоматический AN-16D3-16H Metasol	1	143 000,00 Р	143 000,00 Р
Итого, руб			2 201 225,00 Р

Расчет капитальных затрат производится по формуле:

$$K = O + M + T + P + \Pi, \quad (37)$$

где O – затраты на приобретение оборудования, руб.;

M – затраты на монтаж, руб.;

T - транспортные расходы, руб.;

P – резерв на непредвиденные расходы, руб.;

\Pi – прочее неучтенное оборудование, руб.

Затраты на монтажные комплектующие определяются в размере 2% от стоимости оборудования, транспортно-заготовительные расходы – 2%, резерв на непредвиденные расходы 5%, прочее оборудование – 20%.

$$M = 2\% \cdot O, \quad (38)$$

$$M = 0,02 \cdot 2201225 = 44024,5 \text{ (руб.)}$$

$$T = 2\% \cdot O, \quad (39)$$

$$T = 0,02 \cdot 2201225 = 44024,5 \text{ (руб.)}$$

$$P = 5\% \cdot O, \quad (40)$$

$$P = 0,05 \cdot 2201225 = 110061,25 \text{ (руб.)}$$

$$\Pi = 10\% \cdot O, \quad (41)$$

$$\Pi = 0,1 \cdot 2201225 = 220122,5 \text{ (руб.)}$$

Согласно формуле (3.1):

$$K = 2201225,00 + 44024,5 + 44024,5 + 110061,25 + \\ + 220122,5 = 2619457,75 \text{ (руб.)}$$

4.3. Затраты на оплату труда

Реализацию проекта можно разделить на 3 этапа: проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), электромонтажные работы и наладка готового оборудования. Каждый этап предполагает комплекс работ, для которых определяются трудоемкость и сроки выполнения. [17]

Опытно-конструкторская работа (ОКР) – комплекс работ по разработке конструкторской и технологической документации на опытный образец продукции, изготовлению и испытаниям опытного образца (опытной партии) продукции, выполняемых при создании (модернизации) нового вида продукции по техническому заданию.

Перечень работ, которые входят в ОКР:

- Проектирование инверторного модуля
- Проектирование устройства балансировки
- Проектирование шкафа управления
- Проектирование шкафа коммутации
- Проектирование шкафа синус-фильтра
- Проектирование тормозного прерывателя
- Разработка программного обеспечения
- Разработка электрических принципиальных схем
- Разработка нормативной документации
- Разработка сборочных чертежей

Далее следует этап электромонтажных работ. Он предполагает сборку всех элементов системы согласно разработанной документации. Перечень работ, проводимых на этапе электромонтажных работ:

- Сборка модулей инвертора
- Сборка секция инвертора
- Сборка шкафа синус-фильтра

В комплекс наладки электрооборудования и приведения его к эксплуатационной готовности относятся:

- Проверка качества электромонтажных работ;
- Проверка установленной аппаратуры, ее настройка и регулировка;
- Испытание электрооборудования и устройств управления в комплексе с другими системами в различных режимах работы.

Трудоемкость, сложность и временные затраты от многих факторов и процессов. Для каждого вида работ руководитель проекта определяет данные параметры, которые позднее могут быть использованы при расчете фонда оплаты труда. Трудоемкость работ данного проекта представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Трудоемкость работ, выполняемых в ходе проекта

Этап	Кол-во	Трудоемкость, чел*день	Общая трудоемкость, чел*день
1. НИОКР			
Инверторный модуль	1	22	22
Устройство балансировки	1	22	22
Шкаф управления	1	22	22
Шкаф коммутации	1	22	22
Шкаф синус-фильтра	1	22	22
Тормозной прерыватель	1	22	22
Разработка ПО	1	132	132
Схемы электрические принципиальные	1	22	22
Нормативная документация	1	11	11
Сборочные чертежи	1	11	11
Итого на НИОКР			308
2. ЭМР			
Модуль инвертора	4	5	20
Секция инвертора	1	20	20
Шкаф синус-фильтра	1	10	10
Итого на ЭМР			50
3. Наладка			
Проверка качества сборки	1	5	5
Настройка	1	5	5
Испытания	1	5	5
Итого на наладку			15

Исходя из данных о трудоемкости и сроках реализации проекта определяется количество сотрудников, задействованных в работе, а также их должности. Для данного проекта количество и оклад сотрудников представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Количество и оклад сотрудников

Должность	Количество	Оклад, руб.
Инженер-проектировщик	2	42000
Инженер-программист	2	42000
Инженер-наладчик	1	42000
Электромонтер	5	35000

Поскольку оклад всех сотрудников с высшим образованием одинаковый, рациональным является объединить их в одну категорию – инженерно-технические работники (ИТР).

Общий фонд заработной платы складывается из основной и дополнительной заработной платы рабочих. К основной заработной плате относится оплата труда по тарифным ставкам и оклад на основе тарифной сетки по оплате труда рабочих, учитывающей разряд работ и уровень оплаты труда.

К дополнительной заработной плате относятся доплаты компенсирующего, стимулирующего, мотивационного характеров и выплаты с целью регионального регулирования. В данной работе размер ежемесячной премии равным 10%.

$$\text{Пр} = \text{Ок} \cdot 10\%, \quad (42)$$

где Ок – оклад, руб.

$$\text{Пр}_{\text{ИТР}} = 42000 \cdot 10\% = 4200 \text{ (руб.)}$$

$$\text{Пр}_{\text{ЭМ}} = 35000 \cdot 10\% = 3500 \text{ (руб.)}$$

Региональное регулирование заработной платы осуществляется с помощью районных коэффициентов. Для Челябинской области его значение составляет 15% к окладу с учетом всех доплат и премий.

$$\text{З} = (\text{Ок} + \text{Пр}) \cdot 115\%, \quad (43)$$

$$\text{З}_{\text{ИТР}} = (42000 + 4200) \cdot 115\% = 53130 \text{ (руб.)}$$

$$\text{З}_{\text{ЭМ}} = (35000 + 3500) \cdot 115\% = 44275 \text{ (руб.)}$$

Дневная ставка вычисляется по формуле:

$$C_d = \frac{3}{D}, \quad (44)$$

где C_d – месячный оклад, D – среднемесячное количество рабочих дней (22 дня).

$$C_{\text{дИТР}} = \frac{53130}{22} = 2415 \text{ (руб.)}$$

$$C_{\text{дЭМ}} = \frac{44275}{22} = 2012,5 \text{ (руб.)}$$

Таким образом, отчисления в фонд оплаты труда вычисляются по формуле:

$$\text{ФОТ}_i = C_d \cdot T, \quad (45)$$

где T – количество дней, затраченных на выполнение работ (см. таблицу 6).

$$\text{ФОТ}_{\text{ИТР}} = 2415 \cdot (308 + 15) = 780045 \text{ (руб.)}$$

$$\text{ФОТ}_{\text{ЭМ}} = 2012,5 \cdot 50 = 100625 \text{ (руб.)}$$

Суммарные отчисления в фонд оплаты труда

$$\text{ФОТ} = \sum \text{ФОТ}_i, \quad (46)$$

$$\text{ФОТ} = 780045 + 100625 = 880670 \text{ (руб.)}$$

4.4. Страховые выплаты

В рамках отношений работодателей и работников регулируются следующие виды страхования для страховых случаев и обеспечение по ним [18]:

Обязательное пенсионное страхование (ОПС) — достижение застрахованным лицом пенсионного возраста, обеспечение подразумевает выплату пенсий, составляет 22% от заработной платы работников;

Обязательное медицинское страхование (ОМС) — заболевание, травма, иное состояние здоровья застрахованного лица, профилактические мероприятия, обеспечение предусматривает предоставление застрахованному лицу медицинской помощи и оплату услуг по определенному перечню при предоставлении Полиса ОМС, составляет 5,1% от заработной платы работников;

Обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством (ОСС ВН и М) – временная нетрудоспособность, беременность, роды, материнство, обеспечение предусматривает компенсацию застрахованному лицу утраченного заработка, составляет 2,9% от заработной платы работников.

Единый социальный налог (ЕСН) был предназначен для мобилизации средств для реализации права граждан на государственное пенсионное и социальное обеспечение (страхование) и медицинскую помощь. Таким образом взимание страховых платежей в социальные фонды было передано в ведение налоговой службы РФ.

$$ЕСН = ПФР + ФФОМС + ФСС, \quad (47)$$

$$ЕСН = 22\% + 5,1\% + 2,9\% = 30\%$$

$$С_T = ФОТ \cdot 30\% \quad (48)$$

$$С_T = 880670 \cdot 30\% = 264201 \text{ (руб.)}$$

4.5. Накладные и общехозяйственные расходы

Расходы учреждения подразделяются на прямые, накладные, общехозяйственные и издержки обращения. К прямым расходам в данном расчете относятся материальные затраты и отчисления в фонд оплаты труда, рассчитанные ранее. [19]

В составе накладных расходов учреждения учитывают затраты, которые нельзя отнести напрямую к конкретному виду выпускаемой продукции. Здесь, в частности, могут быть учтены расходы на обслуживание различными видами энергии (электроэнергией, паром, газом, воздухом и др.) производства в целом; транспортное обслуживание производства; амортизационные отчисления по основным средствам и нематериальным активам, используемым в производстве нескольких видов готовой продукции; арендная плата или амортизация помещений, машин и оборудования, используемого в производстве нескольких видов готовой продукции; оплата труда работников, занятых обслуживанием производства, и взносы по обязательному социальному страхованию с нее и т.д.

В составе общехозяйственных расходов учитывают административно-управленческие затраты, например на обеспечение административно-управленческого подразделения (АУП) учреждения различными видами энергии (электроэнергией, паром, газом и др.); на арендную плату или амортизацию помещений, машин и оборудования, управленческого и общехозяйственного назначения; на оплату работ или услуг общехозяйственного назначения (аудиторских, информационно-консультационных); на оплату труда общехозяйственного персонала, не связанного с производственным процессом, и взносы по обязательному социальному страхованию с нее; на оплату командировок; на рекламу; на представительские расходы; на обеспечение АУП транспортом; на обеспечение АУП канцелярскими принадлежностями; на обязательное или добровольное страхование имущества и т.д.

Накладные расходы:

$$Нк = \text{ФОТ} \cdot 35\%, \quad (49)$$

$$Нк = 880670,00 \cdot 35\% = 616469,00 \text{ (руб.)}$$

Общехозяйственные расходы:

$$Об = \text{ФОТ} \cdot 70\%, \quad (50)$$

$$Об = 880670,00 \cdot 70\% = 308234,50 \text{ (руб.)}$$

4.6. Прибыль и рентабельность

Себестоимость проекта включается в себя затраты за все время

$$Сб = К + \text{ФОТ} + Ст + Нк + Об, \quad (51)$$

$$\begin{aligned} Сб &= 2619457,75 + 880670,00 + 264201,00 + 616469,00 + \\ &+ 308234,50 = 4689032,25 \end{aligned}$$

Предприятием определяется норма прибыли, которую планируется получить от реализации проекта. В данной работе это значение принимается равным 10%.

$$Пр = Зт \cdot 10\%, \quad (52)$$

$$Пр = 4689032,25 \cdot 10\% = 468903,23 \text{ (руб.)}$$

Налог на прибыль 20%:

$$\text{НП} = \text{Пр} \cdot 20\%, \quad (53)$$

$$\text{НП} = 468903,23 \cdot 20\% = 119757,62 \text{ (руб.)}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{Пр} - \text{НП}, \quad (54)$$

$$\text{ЧП} = 468903,23 - 119757,62 = 349145,61 \text{ (руб.)}$$

Стоимость проекта без НДС:

$$\text{С}_{\text{Т безНДС}} = \text{Сб} + \text{Пр}, \quad (55)$$

$$\text{С}_{\text{Т безНДС}} = 4689032,25 + 468903,23 = 5157935,48 \text{ (руб.)}$$

НДС:

$$\text{НДС} = \text{С}_{\text{Т безНДС}} \cdot 20\%, \quad (56)$$

$$\text{НДС} = 5157935,48 \cdot 20\% = 1031587,10 \text{ (руб.)}$$

Стоимость проекта с НДС:

$$\text{С}_{\text{Т}} = \text{С}_{\text{Т безНДС}} + \text{НДС}, \quad (57)$$

$$\text{С}_{\text{Т}} = 5157935,48 + 1031587,10 = 6189522,57 \text{ (руб.)}$$

Рентабельность:

$$P = \frac{\text{ЧП}}{\text{Сб}} \cdot 100\%, \quad (58)$$

$$P = \frac{349145,61}{4689032,25} \cdot 100\% = 7\%,$$

4.7. Сводная таблица экономических показателей

Для удобства анализа экономической эффективности проекта по разработке и производству преобразователя частоты основные экономические показатели, рассчитанные в данной главе, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сводная таблица экономических показателей

Показатель	Значение
Стоимость оборудования, руб	2 619 457,75 Р
Заработная плата, руб	880 670,00 Р
Страховые взносы, руб	264 201,00 Р
Накладные расходы, руб	616 469,00 Р
Общехозяйственные расходы, руб	308 234,50 Р
Себестоимость проекта, руб	4 689 032,25 Р
Норма прибыли, руб	10%
Прибыль, руб	468 903,23 Р
Налог на прибыль, руб	119 757,62 Р
Чистая прибыль, руб	349 145,61 Р
Рентабельность	7%
Стоимость проекта без НДС, руб	5 157 935,48 Р
НДС	1 031 587,10 Р
Стоимость проекта с НДС, руб	6 189 522,57 Р

Стоимость опытного образца составляет 6 189 522,57 руб. Необходимо учитывать, что с повышением количества изготавливаемых конверторов стоимость каждого отдельного изделия будет уменьшаться.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была разработана система управления механизмом поворота лопастей ветроэнергетической установки большой мощности. Для этого был произведен первичный анализ возможности использования энергии ветра, произведены расчеты основных параметров. По полученным данным было выбрано основное оборудование, которое включает в себя генератор главного привода, конвертор, двигатель привода поворота лопастей и соответствующий ему преобразователь частоты. В качестве конвертора для главного привода был выбран модульный преобразователь частоты производства ООО НТЦ «Приводная техника».

Также в рамках работы была разработана архитектура системы автоматизации ВЭУ. Обмен данными происходит через Ethernet. Кроме того, был выбран контроллер и все необходимые датчики. Для системы были разработаны функциональная и структурная схема автоматического управления. Для проверки корректности данная система была смоделирована в среде MATLAB (Simulink), где были построены графики основных режимов работы.

В качестве технико-экономического расчета был проведен анализ экономической эффективности инвестиционного проекта по разработке конвертора для ВЭУ. Капитальные вложения в проект составляют 2 619 457,75 руб., фонд оплаты труда – 880 670,00 руб., страховые взносы – 264 201,00 руб., накладные расходы – 616 469,00 руб., общехозяйственные расходы – 308 234,50 руб. Суммарная стоимость разработки и реализации опытного образца составляет 6 189 522,57 руб.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Чепенко В. Л. Промышленные ветроэнергетические станции: современное состояние и перспективы использования / Энергобезопасность и энергосбережение, 2009. №6 (30) – С. 17-22.
- 2 Фатеев, Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки / Е.М. Фатеев. – Москва: Государственное издательство сельскохозяйственной литературы, 1948. – 546 с.
- 3 Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Книга 1. Ветрогенераторы / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Харьков: Харьковский авиационный институт, 2003. – 203 с.
- 4 Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Книга 2. Ветроэнергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Харьков: Харьковский авиационный институт, 2004. – 261 с.
- 5 Junyent-Ferre A. Modeling and control of the doubly fed induction generator wind turbine / Adria Junyent-Ferre, Oriol Gomis-Bellmunt, Andreas Sumper, Marc Sala, Montserrat Mata. – Simulation Modelling Practice and Theory 18, 2010. – p. 1365-1381
- 6 Bin Wu Power Conversion and Control of Wind Energy Systems / Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, Samir Kouro – IEEE Press, 2011. – p. 481.
- 7 Burton T. Wind energy handbook / Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. – John Wiley & Sons, New-York, 2001. – 643 p.
- 8 Ackerman T. Wind power in power systems / Ackerman T. – John Wiley & Sons, Chicester, U.K., 2005. – 745 p.
- 9 Елистратов В.В. Проектирование и эксплуатация установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Ветроэлектрические установки: учебное пособие / В.В. Елистратов, А.А. Панфилов. – СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2011. – 115 с.
- 10 Удалов С.Н. Возобновляемые источники энергии: Учебник. / С.Н. Удалов – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.

11 Вольдек, А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. Изд. 2-е перераб. и доп. / А.И. Вольдек. – Л.: Энергия, 1974. – 840 с.

12 Wang S. A Novel Active Power Control Framework for Wind Turbine Generators to Improve Frequency Response / Siqi Wang, Kevin Tomsovic. – IEEE Transaction on Power Systems, 2018. – p. 885-895.

13 Hansen M.H. Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine/ M.H. Hansen, A. Hansen, T.J. Larsen, S. Oye, P. Sorensen, P. Fuglsang – Technical Report RISO–R–1500, RISO National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2005. – 85 p.

14 Abdullah M.A.a. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems / Abdullah M.A.a, Yatim A.H.M.a, Tan C.W.a, Saidur R. – Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 2012. – p. 3220-3227.

15 Фомин Н.В. Системы управления электроприводами: учебное пособие / Н.В. Фомин. – Магнитогорск: ФГБОУ ВПО «МГТУ», 2014. – 351 с.

16 Чиликин, М.Г. Теория автоматизированного электропривода. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. Изд. 2-е перераб. и доп. / М.Г. Чиликин, В.И. Сандлер – М.: Энергия, 1979. – 616 с.

17 Виленский, Н.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Учебно-практическое пособие / Н.А. Виленский, В.Н. Лившиц, Е.Р. Орлова, С.А. Смоляк – М.: Дело. 1998. – 248 с.

18 Крылов, Э.И. Анализ инвестиционной и инновационной деятельности предприятия: Учебное пособие / Э.И. Крылов, В.М. Власова, И.В. Журавкова – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 608 с.

19 Чуев, И. Н. Экономика предприятия: Учебник - 2-е изд., перераб. и доп. / И.Н. Чуев, Л.Н. Чечевицына – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К°», 2005. – 416 с.