

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Севастопольский государственный университет

На правах рукописи
УДК 004.4:621.548

Буяльский Владимир Иосифович

**Автоматизированная система управления ветроэнергетической
установкой на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой
электроэнергии**

05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и
производствами (в машиностроении и приборостроении)

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Николай Михайлович Шайтор

Севастополь
2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1. Задачи по созданию систем автоматизированного управления ветроэнергетическими установками	14
1.1. Общая характеристика ветроэнергетических установок и их систем управления.....	14
1.2. Обзор и критический анализ современных методов автоматического управления ветротурбинами. Основные направления по созданию автоматизированных систем управления ветротурбиной и постановка задачи исследований.....	21
Выводы к разделу 1.....	39
2. Установление математической зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти	41
2.1. Исследование зависимости частоты вращения ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти	41
2.2. Исследование, предложенной математической модели угловой скорости ветроколеса для других поворотнолопастных горизонтальных ветроагрегатов.....	49
2.3. Разработка мероприятий по обеспечению учета плотности воздушного потока в различные времена года для математической зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти.....	52
Выводы к разделу 2.....	55
3. Разработка математической модели оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса.....	56
3.1. Вывод дифференциального уравнения угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и угла поворота лопасти	56
3.2. Определение параметра приведенного момента инерции системы.....	59

3.3. Оценка параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса.....	63
3.4. Оценка параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти для разворота лопастей с учетом изменения скорости ветра и потребляемой мощности.....	69
Выводы к разделу 3.....	74
4. Анализ влияния запаздывания, включения двигателя привода питча на время переходного процесса в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии	76
4.1. Вывод дифференциальных уравнений для системы автоматического регулирования угловой скорости ротора ветроколеса в зависимости от скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, угла положения лопасти и инерционности системы	76
4.2. Описание системы линейных дифференциальных уравнений с запаздывающим аргументом.....	80
4.3. Моделирование системы автоматического регулирования с постоянным запаздыванием.....	82
4.4. Исследование устойчивости системы в соответствии с изменением времени запаздывания регулирования и частотных характеристик элементов.....	90
Выводы к разделу 4.....	95
5. Разработка подсистемы оценки изменения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти	97
5.1. Выбор математической модели оценки скорости ветра	97
5.2. Разработка метода оценки изменения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти.	100
5.3. Определение интервала времени выборки измеренных значений случайного процесса, описание алгоритма согласованной работы предложенного и существующего методов принятия управляющих решений	104
5.4. Выбор среды программирования.....	112

Выводы к разделу 5.....	125
6. Реализация автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой.....	127
6.1. Синтез структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующей предложенную методику.....	127
6.2. Обоснование структурно-функциональной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой.....	132
6.3. Обоснование и построение алгоритма функционирования подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению ветроэнергетической установкой.....	142
6.4. Разработка мероприятий для обеспечения продолжительного, функционирования деталей механизмов, стабильности частоты угловой скорости ветроколеса и экономии электроэнергии при собственном потреблении.....	146
Выводы к разделу 6.....	149
Заключение.....	152
Библиографический список.....	157
Приложение А.....	167
Приложение Б.....	170
Приложение В.....	176
Приложение Г.....	205

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Современная технология производства электроэнергии путём использования энергии ветра имеет ряд проблем, которые негативным образом влияют на повышение эффективности преобразования энергии. Широко используемые методы управления ветроэнергетической установкой (ВЭУ) в условиях быстро изменяющихся ветровых и электрических нагрузок не обеспечивают должной стабильности частоты вращения ротора ветротурбины, что отрицательно влияет на надёжность и продолжительность безаварийной работы ветроэлектрических агрегатов, экономию производимой электроэнергии при собственном потреблении, а также на эффективность использования энергии ветра. Решение этих проблем возможно лишь при наличии эффективного автоматизированного управления ВЭУ.

В настоящее время управление ВЭУ выполняется на основе критерия по поддержанию номинального значения угловой скорости ветроколеса за счет изменения угла положения лопастей. Управляющий сигнал зависит от отклонения фактической угловой скорости ротора от номинальной, которое получается в результате изменения скорости ветра или мощности потребляемой электроэнергии, как внешних возмущающих воздействий. Вместе с тем, принятие решений по управлению осуществляется на основе информации об уже сформировавшемся рассогласовании фактической и установленной угловой скорости ротора. Такой подход не обеспечивает оперативности выработки управляющих воздействий, направленных на поддержку номинального значения угловой скорости в условиях переменных метеорологических и электроэнергетических условий, что негативно отражается на показателях надежности составляющих частей современных ВЭУ, и на энергоэффективности технологического процесса.

Существующий метод подготовки информации для реализации управления указывает на необходимость его модификации путем обеспечения своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям,

за счет оценки характеристик метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета динамических свойств системы, что позволит уменьшить время переходного процесса регулирования угловой скорости ротора ветроколеса.

Таким образом, научная задача диссертационной работы состоит в разработке принципов, структуры и системы автоматизированного управления ветроэлектрической установкой на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, которые обеспечивают повышение стабильности частоты вращения ротора ветроколеса, уменьшают динамические нагрузки на основные элементы конструкции в процессе эксплуатации, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ВЭУ.

Степень разработанности темы исследования. Проблемы управления ветроэлектрической установкой отражены в работах отечественных ученых: Кацурина А.А., Серебрякова А.В., Крюкова А.В., Весенина А.Б., Еникеева Т.У., Медведева М.Ю., Веселова Г.Е., и в работах зарубежных авторов Тихевича О.О., Гайдайчук В.И., Легошина Д.В.

Необходимые законы и параметры управления нестационарными режимами работы ВЭУ для уменьшения аэродинамических и электромеханических нагрузок на силовые элементы конструкции в процессе эксплуатации, рассмотрены в работах Васько В.П., Коханевича В.П. и др.

Исследования Козина В.С., Кудлик М.Б. и др. направлены на изучение повышения аэродинамической эффективности работы ВЭУ.

В нашей стране исследованиями систем автоматического управления ВЭУ занимался Уфимский государственный авиационный технический университет (г. Уфа). За рубежом работы в данной области проводятся рядом фирм США (Kenetech wind power), Германии (Nordex), в научном учреждении Украины (ПКТБ «Конкорд»).

На основании приведенного анализа можно считать, что основными проблемами управления ВЭУ являются проблемы эффективного управления работой ветроагрегата.

Область исследования. Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами»: 2. Автоматизация контроля и испытаний; 3. Методология, научные основы и формализованные методы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) и производствами (АСУП), а также технической подготовкой производства (АСТПП); 4. Теоретические основы и методы математического моделирования организационно-технологических систем и комплексов, функциональных задач и объектов управления и их алгоритмизация; 10. Методы синтеза специального математического обеспечения, пакетов прикладных программ и типовых модулей функциональных и обеспечивающих подсистему АСУТП, АСУП, АСТПП.

Объектом исследования является процесс автоматизированного управления ВЭУ.

Предметом исследования являются принципы и структуры построения эффективной системы управления процессом поддержки номинального значения угловой скорости ротора ветроколеса.

Цель работы. Разработка принципов, структуры и системы автоматизированного управления ВЭУ на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, которые обеспечивают повышение стабильности частоты вращения ротора ветроколеса, уменьшают динамические нагрузки на основные элементы конструкции в процессе эксплуатации, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ВЭУ.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе необходимо решить следующие задачи:

1. Уточнение математической зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти.
2. Разработка метода оценки времени включения двигателя привода угла поворота лопасти, в соответствии с изменением скорости ветра и мощности

потребляемой электроэнергии на последующем отрезке времени, с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса.

3. Разработка метода оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти, в том числе:

- разработка и исследование алгоритма принятия управляющих решений со стороны предложенного и существующего основных методов управления;

- анализ и моделирование влияния запаздывания регулирования угловой скорости ветроколеса, в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

- разработка структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, в соответствии с методом, обуславливающим своевременную подготовку системы к внешним возмущающим воздействиям, позволяющего минимизировать время переходного процесса регулирования угловой скорости ветроколеса;

- разработка алгоритмов функционирования подсистем моделирования угловой скорости ветроколеса на последующем отрезке времени, определение требуемого значения угла положения лопасти, оценка времени включения двигателя привода угла pitch лопасти, интеллектуальная поддержка принятия решений по управлению.

Научная новизна

1. Усовершенствована математическая модель процесса производства электроэнергии ВЭУ, отличающаяся тем, что метеопараметр, определяющий характер зависимости угловой скорости ротора ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти выбирается с возможностью заблаговременного определения изменения частоты вращения ветроколеса, что способствует учету динамических свойств системы для повышения оперативности принятия управляющих решений при переменных характеристиках метеорологических условий. При этом введение коэффициента в предложенной формуле обеспечивает понижение кубической степени метеопараметра до единицы, что

дает возможность получить линейную зависимость скорости вращения ротора в соответствии с изменением внешней среды.

2. Впервые разработан метод оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти, в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени, с учетом инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей, что позволяет обеспечить своевременную установку лопастей на необходимый угол для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса.

3. Усовершенствован метод автоматизированного управления процессом производства электроэнергии ветроэнергетической установкой путем формирования угловой скорости ротора ветроколеса и угла положения лопасти на основе упреждения изменений скорости ветра и величины потребляемой электроэнергии на малые промежутки времени (среднеквадратическая ошибка математического ожидания метеопараметра не превышает 4%).

4. Организация интервала, в течение которого осуществляется осреднение измеренных значений, производится с помощью учета хронологии характера изменения внешней среды, чтобы минимизировать время контроля выходных управляемых параметров, который реализуется согласно критерию формирования доступа к двигателю привода pitch со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений, что дает возможность повысить стабильность частоты вращения ротора ветротурбины за счет уменьшения продолжительности переходного процесса в среднем в два раза.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Получила дальнейшее развитие математическая модель ВЭУ, основанная на принципах согласованного энергоэффективного адаптивного управления, на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, для обеспечения повышения показателей надежности составляющих частей современных ВЭУ, в условиях неполной информации о принятии управляющих воздействий.

2. Разработаны методы, алгоритмы и программы адаптивного энергоэффективного управления ветроэлектрическим агрегатом на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии.

3. Получена структурная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующая разработанные методы.

4. Разработана система управления ВЭУ на базе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии.

5. Результаты работы использованы для дальнейшего проектирования и освоения алгоритмического обеспечения систем автоматического управления, для повышения стабильности угловой скорости ветроколеса, на Сакской ВЭУ в Крыму.

Методология и методы исследований. Для решения поставленных задач выполнен анализ отечественного и зарубежного опыта, систематизация существующих подходов и методов оптимизации управления ветроэнергетической установкой по критерию поддержанию номинального значения угловой скорости ветроколеса, для аргументации актуальности, цели и задач исследования. Для установления зависимости угловой скорости ротора ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти использованы фундаментальные положения теории аэродинамики. При разработке системы и алгоритмов автоматического управления использован классический метод Simulink-модели пакета Matlab для анализа влияния запаздывания регулирования угловой скорости ветроколеса. Для реализации алгоритма эффективного управления в виде программного обеспечения использованы компьютерные информационные и программные технологии.

Положения, выносимые на защиту

1. Математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти, которая обеспечивает понижение кубической степени метеопараметра до единицы, что дает возможность получить линейную зависимость скорости вращения ротора ветротурбины в соответствии с изменением внешней среды.

2. Метод оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени, с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса, который позволяет в среднем в 15 раз уменьшить количество включений двигателя разворота лопастей.

3. Метод оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти с целью заблаговременного определения изменения частоты вращения ветроколеса, что способствует повышению оперативности принятия управляющих решений при переменных характеристиках метеорологических и электроэнергетических условий.

4. Критерий по формированию согласованного доступа к двигателю привода питча со стороны предложенного и существующего основных методов принятия управляющих решений с целью минимизации времени контроля выходных управляемых параметров.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность полученных результатов исследования подтверждается тем, что в работе используются апробированные фундаментальные положения теории автоматического управления, что гарантировало не только устойчивость системы, а также отслеживать зоны допустимого и критического запаздывания регулирования угловой скорости ротора; удовлетворительным совпадением аналитических результатов предложенной зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти с такто-техническими данными ветроагрегатов.

По результатам проведенных исследований опубликовано 22 печатных работы, в том числе: публикации в зарубежных журналах – 7; в журналах из перечня ВАК – 2; в материалах конференций и других изданий – 13.

Основные положения диссертации докладывались на международных конференциях: «Проблемы повышения эффективности электромеханических преобразователей в электроэнергетических системах» (Севастополь, 2007, 2009,

2012, 2013); «Автоматизация: проблемы, идеи, решения» (Севастополь, 2009, 2010, 2011); «Реализация федеральных целевых программ» (Севастополь, 2015); «Проблемы и перспективы инновационного развития экономики» (Алушта, 2018); «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2018» (Севастополь, 2018); научном семинаре в Институте ядерной энергии и промышленности Севастопольского государственного университета в 2018 г.

Тематика работы отвечает «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» и направлена на решение задач из Распоряжений Правительства РФ №1-р от 08.01.2009 «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 г.», №1830-р «Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в России» от 01.12.2009.

Работа отвечает Постановлению Совета министров Республики Крым от 09.04.2015 N 186 (ред. от 19.01.2016) «Об утверждении Государственной программы «Развитие топливно-энергетического комплекса Республики Крым на 2015 – 2017 годы» согласно документа «Отзыв от ведущей организации», утвержденным Министром топлива и энергетики Республики Крым.

Личный вклад автора. Модели, алгоритмы и программное обеспечение, эксперименты, проведенные на имитационных моделях, анализ и интерпретация результатов экспериментов, представленные в диссертации, получены автором лично.

Выбор приоритетов, направлений, методов исследования, формирование структуры и содержания работы выполнены автором лично.

В перечисленных работах соискателем лично получены следующие результаты:

– в работе [1,18] разработан критерий согласованного доступа к двигателю привода питча со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений по управлению;

– в работе [2,22] предложено оптимальное управление ветроэнергетической установкой на основе критерия по поддержанию номинального значения угловой скорости ветроколеса за счет своевременной установки угла положения лопастей в соответствии с оценкой изменений метеорологических и электроэнергетических условий.

– в работе [3,14] рассмотрены вопросы повышения эффективности управления ветротурбиной, разработана математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла поворота лопасти;

– в работе [4,10,11] разработан метод оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем отрезке времени с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса;

– в работе [5,15] предложен метод повышения эффективности управления ветроустановкой на основе минимизации времени переходного процесса;

– в работе [6,12,17] разработана система линейных дифференциальных уравнений для автоматического регулирования с учетом влияния скорости ветра и времени запаздывания по регулированию;

– в работе [7,16] обоснован выбор математической модели оценки скорости ветра и величины потребляемой электроэнергии. Предложен интервал времени оценки внешних возмущающих воздействий;

– в работе [8,9,20] проведено исследование на пригодность предложенной математической модели угловой скорости ветроколеса для ветроагрегатов с горизонтальной осью вращения;

– в работе [10,11] предложена методика для своевременного изменения положения лопастей на основе оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти;

– в работе [13,19,21] разработаны принципы и система автоматизированного управления ветроустановкой на базе оценки ветра и мощности потребляемой электроэнергии.

РАЗДЕЛ 1

ЗАДАЧИ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ

1.1. Общая характеристика ветроэнергетических установок и их систем управления

«Использование энергии ветра имеет большую историю. В 1913г. в России действовало более 1 млн. ветряных мельниц. В 1931г. была построена в Балаклаве опытная ветроэлектростанция мощностью 100 кВт для параллельной работы на местную электросеть. В 1935г. был выпущен первый Атлас ветроэнергетических ресурсов СССР. В 50-х годах для нужд сельского хозяйства производилось более 9 тыс. ветротурбин в год. Однако в последующие годы в связи с изменением стратегии развития энергетики – ориентацией на строительство крупных электростанций, созданием единой энергетической системы, мощных межсистемных связей – эти работы существенно затормозились. Новый толчок развитию ветроэнергетики во всех странах дал энергетический кризис середины 70-х годов» [1–2].

Внедрение новых ветроэнергетических мощностей происходит в России достаточно медленными темпами: на конец 2005 года их было – 14 МВт, 2006 – 15,5 МВт, 2007 – 16,5 МВт. В среднем темпы прироста составляют 8% в год – это один из самых низких показателей в мире, в Китае, для сравнения, он составляет – 60%, США – 30%, Испании – 20% [3].

«За несколько лет до финансового кризиса в России стала создаваться нормативно правовая база развития рынка ветроэнергетических установок. Первым шагом в вопросе законодательного регулирования отрасли стало принятие в конце 2007 года поправок к Федеральному закону «Об электроэнергетике», заложивших рамочные основы развития отрасли. Это событие способствовало как формированию институциональных условий функционирования рынка, так и повышению инвестиционной привлекательности отрасли» [3].

Современные ветроэнергетические установки обеспечивают производство электроэнергии высокого качества с частотой, соответствующей сети, и могут работать в непрерывном режиме без постоянного присутствия персонала и при малом уровне технического обслуживания в течение 20 лет и более, обеспечивая ресурс в 120000 часов службы. [4, 5].

Ветроустановки характеризуются предназначением их работы, а именно:

- параллельной работы с энергосистемой в составе ветроэлектростанций;
- параллельной работы с другими ветротурбинами в составе ветроэлектростанции без связи с энергосистемой;
- автономной работой на изолированную нагрузку без аккумулирования электроэнергии.

При параллельной работе с энергосистемой ветроустановки характеризуются следующими режимами работы [6]:

- режим 1 – с изменением угла установки лопастей и переменной частотой вращения турбины;
- режим 2 – с изменением угла установки лопастей и постоянной частотой вращения;
- режим 3 – с постоянным (фиксированным) углом установки лопастей и постоянной частотой вращения турбины;
- режим 4 – с постоянным (фиксированным) углом установки лопастей и переменной частотой вращения турбины.

Режимы с регулированием угла установки лопастей возможны только для поворотнолопастных горизонтальных ветроагрегатов. Режимы с регулированием частоты вращения ветроколеса возможны при использовании преобразователя частоты в цепи статора или в цепи ротора генератора.

«Важнейший элемент ветроустановок – система регулирования мощности, которая определяет конструктивные особенности ветроагрегата и систему автоматики [7, 8]. Существует два вида принципиально разных способа.

Первый – регулирование мощности путем изменения угла между лопастью и набегающим потоком воздуха («углом атаки – т.е. питч (pitch)-

регулирование»). Эффективность и надежность этой системы определяется надежностью гидравлической и механической систем поворота лопастей.

Второй способ – это, когда профиль лопасти неодинаков по всей длине. Тогда при одной и той же скорости ветра разные участки работают с разной эффективностью. При определенной для каждого участка скорости ветра наступает срыв потока. Такой способ называется «стол (stall)-регулирование». Система управления такими ветротурбинами упрощается, но эффективность использования энергии ветра зависит от тщательного расчета профиля.

Необходимость пользоваться большим количеством агрегатов, установленных на большом пространстве, выдвигает требование автоматизации и высокой надежности с минимальным надзором. Система управления, сигнализации и измерения ориентированы на микропроцессоры и персональные компьютеры. Пуск и остановка ветроагрегата осуществляется автоматически по скорости ветра. Повторный автоматический пуск производится, если отключение произошло по внешней причине, а не из-за неисправности какого-либо элемента ветроустановки. Расшифровки вида неисправности, данные о выработке электроэнергии за различные периоды времени, начиная с даты ввода в работу, число и длительность остановок, дистанционный пуск и остановка, и многое другое осуществляется через персональные компьютеры» [7].

Отечественная ветроэнергетика. В Уфимском государственном авиационном техническом университете разработана ветроэнергетическая установка средней мощности ВЭУ–100. Ветроустановка разработана в двух модификациях для работы в составе энергосистемы и в локальной сети совместно с дизель-генератором [9, 10].

Система автоматического управления служит для запуска, стабилизации работы генератора, останова, предотвращения аварийных ситуаций. В состав системы входят: электронная система управления, гидростанция, гидросистема, исполнительные механизмы. Для каждой модификации ветроустановки имеются свой алгоритм управления и свое аппаратное обеспечение.

«В рамках реализации подпрограммы «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», федеральной программы «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года» при взаимодействии с министерством энергетики и промышленности, подготовлены к реализации проекты по строительству и эксплуатации ветровых электрических станций (ВЭС) мощностью 398 МВт на площадках Благовещенская, Геленджик, Анапа и Ейск.

«Ветряная электростанция представляет собой группу ветрогенераторов, которые объединены в единую систему и используют для производства электроэнергии силу ветра. Принцип работы ВЭС основан на том, что ветер вращает лопасти конструкции, а редуктор приводит в действие электрогенератор. Электроэнергия, получаемая таким образом, транспортируется по кабелю через силовой шкаф, который расположен в основании ВЭУ.

Мачты ветряных энергетических установок, имея значительную высоту, позволяют использовать силу ветра в полной мере. При проектировании ВЭС в местности, где её планируется разместить, заранее проводят исследования, определяющие силу и направления ветра при помощи приборов-анемометров. Как известно отбор мощности начинается со скорости ветра около 4 м/с, а номинальная мощность достигается при скорости 14–16 м/с.

По экспертным оценкам, технический потенциал ветровой энергии России оценивается свыше 6000 млрд. кВтч/год. Экономический потенциал составляет примерно 31 млрд. кВтч/год. Россия – одна из самых богатых в этом отношении стран – самая длинная на Земле береговая линия, обилие ровных безлесных пространств, большие акватории внутренних рек, озер и морей – все это наиболее благоприятные места для размещения ветропарков» [3].

Ветроэнергетика за рубежом. Ветроустановка АВЭ–250С с синхронным генератором была разработана КБ «Южное» (Украина) [11–12] и предназначена для параллельной работы с энергосистемой в составе ветроэлектростанции, а также для параллельной работы с другими

ветротурбинами в составе ветроэлектростанции без связи с энергосистемой; для автономной работы на изолированную нагрузку без аккумулирования электроэнергии. Рабочим органом ветроэнергетической установки является ветроколесо. При достижении ветровым потоком рабочего диапазона скоростей по соответствующим командам системы управления ветроколесом лопасти разворачиваются из флюгерного положения в сторону «мощность», ветроколесо приводится во вращение и при достижении генератором номинальной частоты вращения контрольно-распределительный шкаф (КРШ–200) включает синхронный генератор в сеть методом самосинхронизации, а система управления ветроколесом обеспечивает максимальное использование энергии ветрового потока и активное гашение автоколебаний в системе ветроколесо – синхронный генератор.

Наряду с ветроагрегатом АВЭ–250С была создана ветроустановка с горизонтальной осью вращения ГП–250 и вертикальной осью вращения ВТО–1250 [11]. Установки ГП–250 и ВТО–1250 являются только сетевыми и, аналогично агрегату АВЭ–250С, полностью автоматизированы и позволяют в любых климатических условиях создавать ветроэлектростанцию с минимумом обслуживающего персонала.

Ветроэнергетическая установка ВЭУ–500 разработки КБ «Южное» [13] предназначена для эксплуатации в составе ветроэлектростанции или самостоятельно с отдачей электроэнергии в промышленную сеть.

Автоматизированная система управления предназначена для управления ветроустановкой при ее запуске, работе и выключениях, контроля параметров, диагностирования состояния устройств, систем и включает в себя:

- программно-технический комплекс типа «УНИКОНТ»;
- систему управления ветроколесом;
- измеритель рассогласования оси ветроколеса и направления ветра;
- согласующие устройства;
- устройства силовой коммутации и кабельную сеть;

– датчики с усилителями-преобразователями.

Программно-технический комплекс предназначен для управления, диагностирования технического состояния, выдачи команды на выключение ветротурбины при выходе одного из диагностируемых параметров за допустимые значения, обмена информацией между ветроагрегатами и центральным пунктом управления.

Система управления ветроколесом обеспечивает выдачу команд на разворот лопастей в процессе запуска ветроагрегата и регулирование его мощности, а также обеспечивает технологический и аварийный останов ветроколеса.

В настоящее время проектно-конструкторским-технологическим бюро «Конкорд» (Украина), разработаны ветроагрегаты большой мощности: ТГ–750; ТГ–1000; ТГ–2500, с автоматизированной системой управления [14].

Европейская ассоциация ветроэнергетики в октябре 1994г. провела конференцию по широкому кругу проблем использования энергии ветра во многих странах мира [15, 16]. Во многих докладах содержатся сведения о разработке, вводе в строй и эксплуатации крупных ветроэнергетических установок. Ветроэлектрические установки с вертикальной осью вращения не были в центре внимания конференции. Исследования ветроагрегатов с вертикальной осью турбины продолжаются в Канаде, работы ведутся в Политехническом институте г. Монреаля.

Большая часть докладов относилась к установкам, работающим с переменной частотой вращения. Главным преимуществом ветроустановок, регулируемых по частоте вращения, является повышение отдачи мощности при работе с изменяющейся скоростью ветра. К ветроустановкам с переменной частотой вращения относятся ветроагрегаты GAMMA–60, Aeolus, Nasudden, Nordic 1000 и др.

Подробные исследования работы ветроагрегата с переменной частотой вращения проводятся в Японии. Проверяется работа системы регулирования при различных скоростях ветра, частоте вращения при постоянной частоте

напряжения, отдаваемого в сеть, системы управления шагом лопастей, направлением оси турбины относительно направления ветра, системы пуска и останова, защиты от разноса.

Большое значение для эффективного использования режима с переменной частотой вращения турбины имеют электрические схемы ветроустановки, выбор типа генераторов и преобразователей частоты. Различные организации проводят исследования по использованию новых вариантов электрооборудования ветроустановки. Университет в Афинах изучает свойства асинхронизованного генератора двойного питания, университет в Ноттингеме испытывает ветроагрегат, работающий на сеть в режимах с переменной частотой вращения.

В лидирующую десятку по ветроэнергетике входят такие страны, как США, Германия, Индия, Дания, Нидерланды, Англия, Испания, Швеция, Италия, Китай [17–19]. Основные электрические параметры ветроустановок, производимых за рубежом, базируются на использовании асинхронных генераторов, которые наилучшим образом отвечают условиям работы ветроагрегатов, характеризуемых резкими и частыми изменениями скорости ветра, а также инерционностью вращающихся частей.

Ветроэнергетическая установка средней мощности USW56–100 американской фирмы «Kenetech wind power» [13] на сегодня является широко внедряемой на ветроэлектростанциях России. Ее подключение в систему осуществляется через трансформатор. Центральный пункт обеспечивает управление через компьютеризированную систему одновременно 250 ветротурбин, при этом режим работы каждой ветроустановки, включая запуск и остановку, устанавливается автономно в зависимости от силы и направления ветра в месте ее расположения».

Примером ветроэнергетической установки большой мощности, работающей параллельно с энергосистемой, является ветротурбина Nordex N80/250 немецкой фирмы «Nordex» [13]. Управление работой ветротурбины

осуществляется программируемым логическим контроллером, анализирующим данные, поступающие от различных датчиков.

Все ветроустановки Nordex оборудованы системами удаленного контроля и автоматической системой управления, постоянно контролирующей работу ветротурбины, а необходимое программное обеспечение может быть установлено на любой персональный компьютер. Показатели работы ветроагрегата, такие, как мощность, скорость ветра, направление ветра, температура каждой системы и гидравлическое давление, могут быть не только отображены на экране монитора, но и скорректированы. В случае возникновения аварийных ситуаций сервисная команда анализирует сбой без выезда на место. Контроллер обеспечивает оптимальную работу ветротурбины в зависимости от ветровых и погодных условий.

На Европейской ветроэнергетической выставке в Марселе были представлены новые разработки ветротурбин лидеров мирового рынка, а именно [20]:

- GE Energy (США) – машины мощностью 2,5 МВт для районов со средней и малой ветровой нагрузкой;
- Vestas (Дания) – машины мощностью до 3 МВт, которые имеют самые высокие удельные показатели среди моделей мегаватного класса;
- Enercon (Германия) – машины мощностью 5 МВт.

1.2. Обзор и критический анализ современных методов автоматического управления ветротурбинами. Основные направления по созданию автоматизированных систем управления ветротурбиной и постановка задачи исследований

Для корректности предложенного метода в диссертационной работе исследуется автоматизированная система управления ветроэнергетической установкой USW56–100 фирмы «KENETECH WINDPOWER», содержащая вычислительные, программные и технические средства, поддерживающая двустороннюю связь со всем оборудованием ветроэлектростанции,

непосредственно участвующими в процессе производства электроэнергии, и позволяющая обслуживающему персоналу принимать оптимальные решения и оказывать управляющие воздействия на оборудование ветроэлектростанции на основе автоматизации обработки потока информации, поступающего от этого оборудования [13, 21].

Исследуемая ветроэнергетическая установка в настоящее время используется на ветроэлектростанциях России. Эксплуатация исследуемого ветроагрегата осуществляется на Сакской, Донузлавской и Судакской ветроэлектростанциях. На рисунке 1.1. представлена структурная схема ветроэлектростанции. Технический состав оборудования ветроэлектростанции включает: группу ветротурбин, метеорологическую башню, систему управления ветроэлектростанцией, трансформатор и подстанцию.

Метеорологическая башня. На площадке ветроэлектростанции имеется метеорологическая башня, расположенная на участке наиболее характерного ветра. На метеостанции установлено измерительное оборудование для определения скорости и направления ветра. Показания параметров скорости ветра, полученные от метеорологической башни, используются системой управления ветроэлектростанцией для определения момента запуска или останова ветроэнергетической установки.

Трансформатор и подстанция. Ветроэнергетической установкой генерируется трехфазный ток напряжением 380 В с номинальным выходом электроэнергии мощностью 110 кВт для каждой ветроустановки. Эта электроэнергия направляется на локальный трансформатор, который повышает выходное напряжение. На подстанции имеется измерительное и предохранительное оборудование. Производимое электричество направляется на линии передач энергосистемы, что обеспечивает эффективную транспортировку электроэнергии.

Ветроустановки могут работать независимо друг от друга под управлением находящегося на них микропроцессора.

В общем виде система управления ветроэлектростанцией состоит из

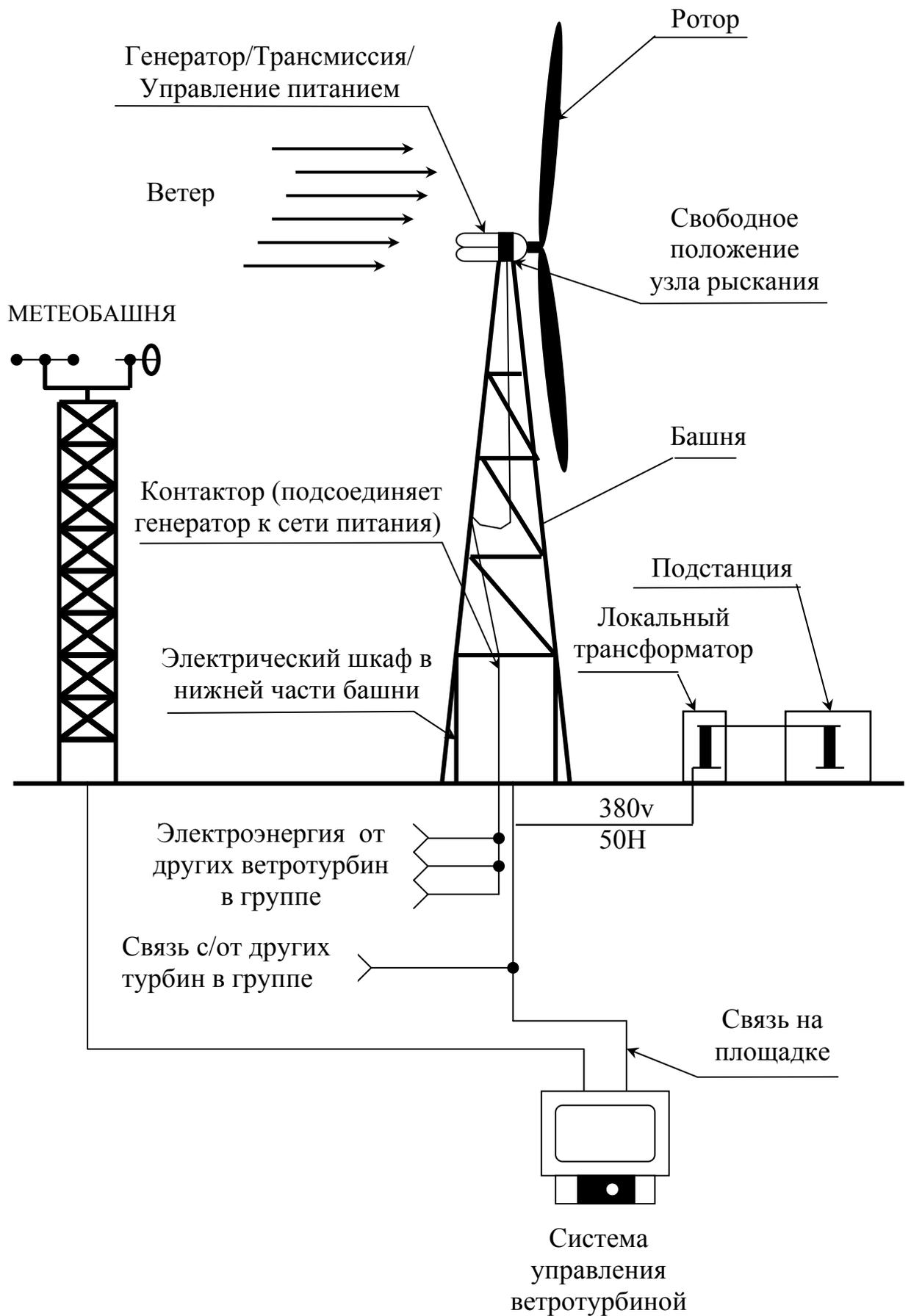


Рис. 1.1. Структурная схема ветроэлектростанции

следующих основных частей: компьютер управления и контроля; шкаф магистральных усилителей; метеорологический блок; указатель направления ветра; указатель скорости ветра; комплект кабелей.

Параметры скорости ветра могут лежать в следующих пределах:

– скорость ветра запуска ветроэнергетической установки (устанавливается при необходимости) – 5 м/с;

– скорость ветра включения ВЭУ – 5 м/с;

– скорость ветра выключения ВЭУ – 2,5 м/с;

– номинальная скорость ветра – 13 м/с;

– предельно допустимая скорость ветра – 25 м/с.

Система управления ветроэлектростанцией. Основные управляющие воздействия на ветротурбину осуществляются с помощью системы управления ветроэлектростанцией. Она может запускать, останавливать (контроль – системы безопасности) и управлять работой отдельных ветроэнергетических установок и перепрограммировать некоторые ее параметры; вести контроль учета выработанной электроэнергии и собственной потребляемой; контроль – скорости и направления ветра; обеспечить наличие энергонезависимой памяти для хранения 10 кадров измерения параметров.

Компьютер контроля и управления предназначен для управления работой ветроэнергетической установки. В его составе имеется блок Riscom-8, который позволяет подключать к нему до 8-ми шкафов магистральных усилителей. К каждому шкафу магистральных усилителей может быть подключена одна ветротурбина. Шкаф магистральных усилителей обеспечивает прием и передачу информации от ветротурбины, которая к нему подключена, к компьютеру контроля и управления.

Основные характеристики и параметры работы исследуемой ветроустановки приведены в приложении А.

Функциональная схема управления ветроэнергетической установкой представлена на рисунке 1.2 и включает следующие компоненты:

– тахометр – устройство измерения частоты вращения ротора генератора;

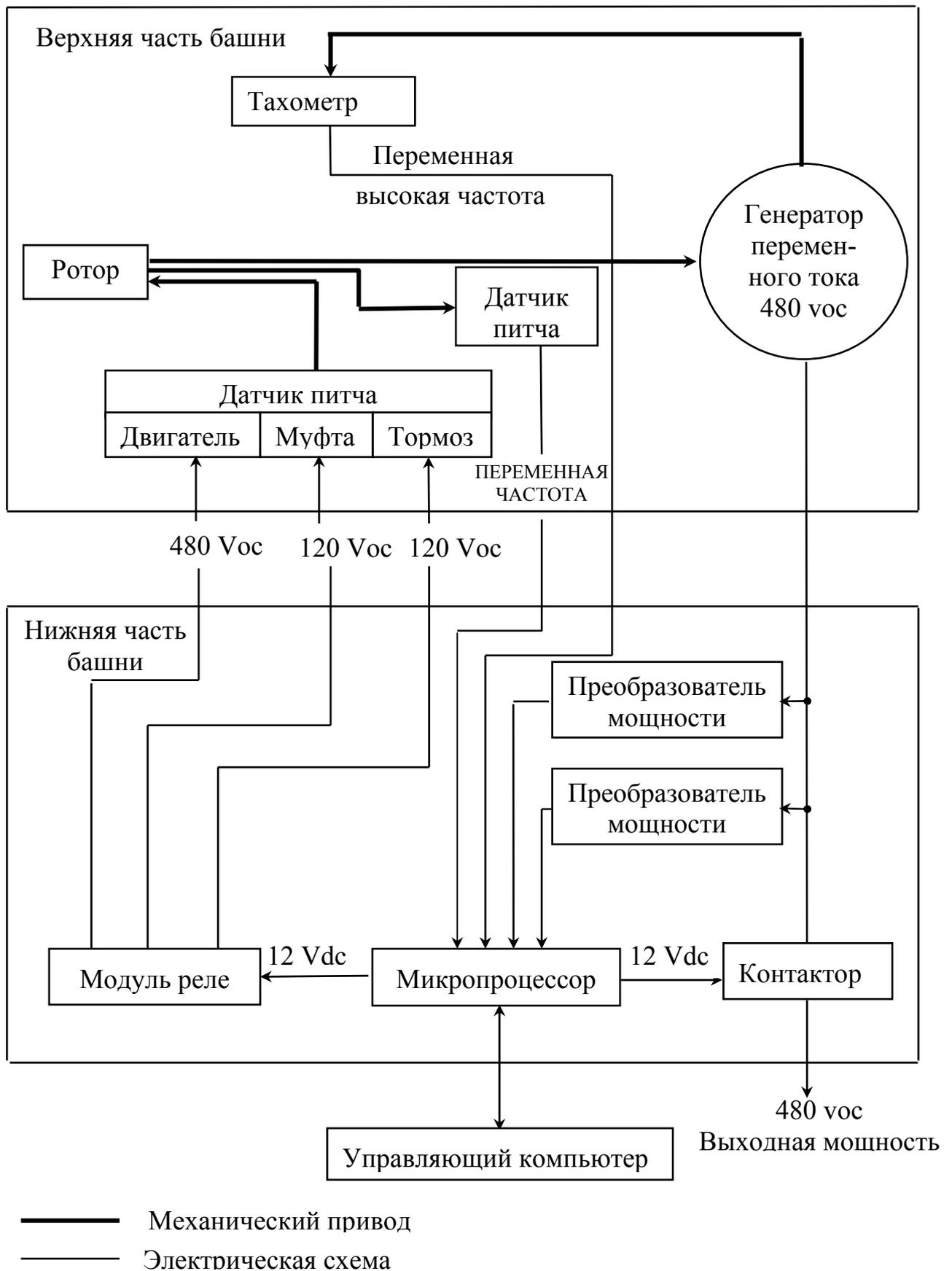


Рис. 1.2. Функциональная схема управления ветроэнергетической установкой

- генератор переменного тока;
- устройство преобразования механической энергии в электрическую;
- ротор – устройство преобразования энергии ветра в механическую энергию;
- датчик питча – устройство оценки значения угла положения лопастей;
- актюатор питча – устройство разворота лопастей;
- двигатель – электромеханическое устройство разворота лопасти;
- муфта – устройство сцепления (расцепления) редуктора с генератором;
- тормоз – устройство принудительного останова ветроэнергетической установки;
- модуль реле – устройство автоматического включения (выключения) механических узлов управляющих ветротурбиной;
- микропроцессор – электронное устройство обработки информации, формирующее управляющие воздействия;
- преобразователь мощности – устройство преобразования значения мощности в код доступный для обработки микропроцессором;
- управляющий компьютер – главное устройство контроля и управления ветроэнергетической установкой;
- V_{dc} – постоянный ток;
- V_{oc} – переменный ток.

В работах [22–24] выполнено обоснование и исследование необходимых законов и параметров управления нестационарными режимами работы ветроустановок промышленных ветроэлектростанций для уменьшения аэродинамических и электромеханических нагрузок на силовые элементы конструкции в процессе эксплуатации, что заключается в следующих способах управления генерированной мощностью:

- флюгерный способ основан на изменении значения угла поворота лопастей в сторону увеличения с увеличением скорости ветра;
- антифлюгерный способ состоит в том, что угол поворота лопастей необходимо сначала увеличивать, а потом уменьшать. Одно и то же значение

угла необходимо устанавливать в процессе управления для двух разных значений скорости ветра, что усложняет реализацию алгоритмов управления, особенно при наличии порывов ветра;

– способ автостабилизации вырабатываемой мощности характерен для определенных фиксированных значений угла положения лопасти при больших скоростях ветра, суть которого состоит в том, что с ростом скорости ветра угловая скорость ротора, а следовательно, и мощность, сначала увеличивается, а потом начинает уменьшаться;

– способ управляемой автостабилизации заключается в недопустимости уменьшения мощности при больших скоростях ветра путем поворота лопасти управления на незначительный угол.

В работе [25] управление базируется на устранении искажения информации о скорости ветра при турбулентном потоке воздуха. Разработан закон управления угловым положением лопастей в соответствии с изменениями скорости ветра, которая измеряется в турбулентном потоке за ветроколесом, что дает возможность на 5...10% увеличить производство электроэнергии и в 5 раз уменьшить ошибку стабилизации частоты электротока. Формула изменения направления потока за плоскостью вращения лопастей дает возможность активно руководить ориентацией ветроколеса на ветер и, таким образом, увеличить выработку электроэнергии ветроагрегатом на 20% за счет уменьшения угла разногласия между направлением ветра и осью.

«В диссертационной работе [26, 27] управление построено на основе системы нелинейной модели ветротурбины и модели асинхронизованного синхронного генератора. Разработана математическая модель, которая позволила проанализировать режимы работы ветроэнергетической установки с асинхронизованно синхронным генератором при переменной скорости вращения ротора и определить допустимые пределы скольжения. В основу этой модели заложена нелинейная модель ветротурбины и модель асинхронизованного синхронного генератора на основе уравнений обобщенного электромеханического преобразования Парка-Горева.

Задачей системы управления является задание такого тока и фазы возбуждения асинхронизованного синхронного генератора, при котором момент генератора будет отслеживать изменения момента ветротурбины при поддержании максимума аэродинамического КПД и стабильности параметров генерируемой энергии. Наиболее просто такое управление реализуется с помощью программной системы управления. Задающим влиянием данной системы является угловая скорость вращения ротора, которая поступает от датчика углового положения ротора».

В диссертационной работе [28, 29, 30] представлена новая система регулирования частоты вращения ротора ветроколеса автономной ветроэнергетической установки пропеллерного типа, работа которой базируется на эффекте автоматического сворачивания головки ветроагрегата.

В работах [31, 32] предложено решение задачи оптимизации скорости вращения тихоходного ветроколеса и оптимального профиля его лопастей, согласно критерию получения максимальной энергии от слабого потока воздуха. Предложен метод определения необходимых углов собственного наклона лопастей и оси ветроколеса с высшей скоростью потока воздуха для поддержки номинальной мощности ветроэнергетической установки.

Для обеспечения стабильности параметров генерируемой электроэнергии в работе [33] представлены новые схемные решения вентильных преобразователей и способы управления ими, обеспечивающие высокое качество выходного напряжения и надежную работу генератора.

В работе [34] проведен анализ основных факторов, влияющих на поведение динамики и надежность ветроэнергетических установок, который свидетельствует о том, что при расчетах конструкций ветроустановок необходимо учитывать их предыдущее напряжение в результате действий сил инерции и героскопическое взаимодействие вращающихся и линейных видов движения. Это связано с тем, что на основании [35–41] одним из самых опасных видов нагрузок, которые действуют на лопасть, есть героскопическая сила инерции, вызванная сложным вращением лопасти.

«В работах [42, 43, 44] предложена методика расчета оптимальной стохастической системы автоматического управления ветроэнергетической установкой для внедрения в автономных ветроагрегатах, что позволит уменьшить среднее значение ошибки регулирования и упростить регулятор. Для ветроэнергетических установок с более жесткими требованиями к точности и быстродействию регулятора системы автоматического управления следует настраивать на максимальное быстродействие в соответствии с конкретными данными ветропотока.

Современная силовая электроника открывает широкие возможности в использовании ветроэлектрических установках. Например, электронные преобразователи, управляемые микропроцессором, позволяют выдавать потребителю электроэнергию с напряжением постоянной амплитуды и частоты при переменной частоте вращения вала ветроагрегата. Силовая электроника выполняет также функции защиты ветроагрегата, ограничивая его мощность до определенного значения, что позволяет значительно упростить систему регулирования поворота лопастей и сделать ее медленно действующей. Такая комбинированная система регулирования представляется наиболее целесообразной для ветроустановок большой мощности».

В работе [45] аргументируется полезность применения силовой электроники для демпфирования колебаний, вызванных наличием в ветроагрегате многочисленных вращающихся элементов: лопасти – редуктор (устройство передачи мощности) – ротор генератора. Для этой цели созданы две системы генерирования на основе:

- 1) асинхронного генератора с циклоконвертором, включенным в роторную цепь машины;
- 2) синхронного бесщеточного генератора с инвертором тока в статорной цепи машины.

Оба варианта системы генерирования предназначены для трехлопастной ветроустановки горизонтального исполнения с диаметром ветроколеса 48 м. Рабочий диапазон скоростей ветра составляет $4,5 \div 25$ м/с, расчетная скорость

$V_p = 13,6 \text{ м/с}$. В диапазоне частот вращения от $V_1 = 7$ до $V_p = 14 \text{ м/с}$ угол поворота лопасти ветроагрегата не регулируется и поддерживается на оптимальном уровне.

Недостатком первой системы генерирования, является наличие в ее составе генератора с контактными кольцами, что вызывает необходимость периодического обслуживания. Недостаток второй системы, заключается в ее применении только для ветроэнергетической установки, работающей параллельно с сетью.

«В работе [46] решения, реализованные с помощью автоматизированной интеллектуальной системы управления, позволяют заметно сократить расходы на обслуживание при централизации всей информации от дистанционно управляемых ветровых электростанций. Автоматизированная интеллектуальная система управления и контроля с использованием SCADA-пакетов должна сделать доступным удаленный сбор информации от ветряных электростанций, особенно сигналов тревоги и исторических данных. Система управления на каждом объекте должна осуществлять сбор основных оперативных данных от генераторов и различных подстанций. Эти системы подключаются к центрам управления ветровыми электростанциями с помощью систем дальней связи для выявления и диагностики потенциальных проблем, чтобы иметь возможность вмешаться в процесс функционирования с целью эффективного и оперативного решения возникающих проблем».

Сегодня разработкой новых конструкций и анализом эксплуатационных характеристик ветроэнергетических установок занимается довольно много научных, проектных и исследовательских учреждений. Большинство проблем, связанных с моделированием динамического поведения лопастей, касается их сложного движения – неравномерного вращения вокруг нескольких осей. Особенный научный интерес представляют механизмы поворота лопастей вокруг собственной оси с целью стабилизации угловой скорости ветроколеса и регулирования отбора мощности потоков воздуха [47, 48]. В работе [47] разработана методика расчета конструкторских элементов ветроколеса с учетом

аэродинамических, гравитационных и инерционных нагрузок. Согласно [48] доказана целесообразность и аргументированы возможности применения механизмов стабилизации угловой скорости ветроколеса, а именно механизма поворота лопастей вокруг собственных. В работе [49] проанализировано комплексное действие аэродинамических, гравитационных и инерционных сил и моментов от этих нагрузок с изменением углового положения лопастей и оси вращения ветроколеса.

В работе [50] предложена информационно-управляющая система ветроэлектрической установкой ТГ–750 мощностью 750 кВт на базе программных и технических средств National Instruments, а также управление указанной ветроустановкой с генераторами на вращающихся лопастях. Ветроустановка ТГ–750 разработана ООО «ПКТБ «Конкорд»» [51], автоматизированная система управления ОАО «Элемент» [52, 53]. Система управления обеспечивает максимальную автономность, то есть работу при минимальном вмешательстве оператора, что дает возможность в ее использовании в удаленных территориально и малонаселенных районах.

Структура информационно-управляющей системы ветроагрегата [50] имеет некоторые отличительные особенности (рис.1.4).

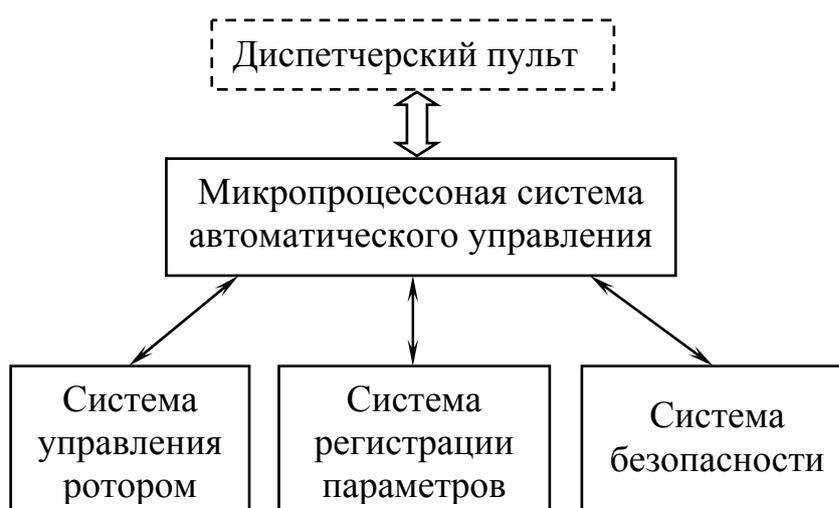


Рис. 1.4. Структура информационно-управляющей системы ветроустановки с генераторами на вращающихся лопастях

Структура информационно-управляющей системы является распределенной. Микропроцессорная система автоматического управления выполняет:

- логическое управление и аварийную защиту ветротурбины; управление ориентацией гондолы;
- техническую диагностику ветроустановки;
- обеспечение информационного обмена между ветроагрегатами.

Система управления ротором предназначена для регулирования параметров работы ветроагрегата:

- частоты вращения ротора ветроколеса;
- частот вращения турбогенераторов;
- интегрального тока нагрузки.

Система регистрации параметров предназначена для измерения и регистрации параметров турбогенератора вращающейся части ветроагрегата:

- уровня вибрации;
- частоты вращения;
- температуры обмоток и подшипников генератора.

Система безопасности предназначена для аварийной защиты ветроустановки по параметрам: предельным частотам вращения турбогенераторов и ветроколеса; предельным уровням вибрации.

Новые идеи повышения эффективности управления ветровыми турбинами в настоящее время представлены Сиракузским университетом (Американский институт физики), штат Калифорния [54]. Один из вопросов, проблемы эффективного использования энергии ветра является сам ветер – в частности, его изменчивость. Аэродинамические характеристики ветровой турбины лучшие при постоянном потоке ветра, а эффективность лопастей ухудшается при воздействии таких условий как порывы ветра, турбулентный поток и сдвиг ветра. Новый подход решения задачи, состоит в оценке условий обтекания поверхностей лопастей на основе измеренных значений, а затем подает эту

информацию интеллектуальному контроллеру для реализации в реальном времени изменения угла положения лопасти, тем самым контролировать воздушный поток и увеличивать общую эффективность работы ветротурбинных систем. Предложенный подход может также уменьшить вибрации и чрезмерный шум из-за отрыва потока. Первоначальные результаты моделирования показывают, что управление потоком применяющееся на внешней стороне лезвия за пределами половины радиуса может значительно увеличить общий рабочий диапазон ветровой турбины с той же номинальной выходной мощностью или значительно увеличить выходную мощность для того же уровня рабочего диапазона.

Группа китайских исследователей разработали систему управления, на основе идеи модели человека в обучении [55]. Новая система управления использует память о прошлом контроле и его результатах, а затем на основе полученных таким образом данных генерирует новые действия.

Таким образом, анализ системы управления по выработке управляющих воздействий исследуемой ветроэнергетической установки USW56–100, как и представленных исследований рефератов диссертаций и статей свидетельствует о том, что в основе принятия управляющих решений лежит принцип измерения скорости ветра по одному из двух вариантов:

1. Сравнение частоты вращения лопастей и вмонтированного окварцованного генератора базовой частоты с дальнейшей передачей команды выполняющим органам (электрическим или гидравлическим) на изменение угла положения лопастей пропорционально измеренному разногласию частот. При такой схеме рабочим органом, который измеряет скорость ветра, является ротор ветротурбины.

2. Управление угловым положением лопастей производится на основе измерителя скорости ветра, то есть каждому минимальному изменению скорости ветра ставится в соответствие минимальное изменение угла положения лопасти (минимум функционала управления). При такой схеме рабочим органом, который измеряет скорость ветра, является анемометр.

Другие методы, направленные на поддержание заданных параметров ветрустановки характеризуются:

- электрическим управлением, при котором постоянство параметров выходного напряжения обеспечивается за счет управления генератором или преобразователем энергии;

- управлением в основе которого лежит использование современного электронного оборудования.

Следует отметить, что использование дополнительного электрического и электронного оборудования для поддержания заданных параметров ветроэнергетической установки является недостаточно эффективным средством, обусловленным финансовыми затратами их приобретения и эксплуатации, а также следствием выхода их из строя по причине износа данного оборудования.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод, что научная сторона по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой обосновывается выводами и исследованиями необходимых законов и параметров управления нестационарными режимами работы ветротурбин промышленных ветроэлектростанций для уменьшения аэродинамических и электромеханических нагрузок на силовые элементы конструкции в процессе эксплуатации.

Скорость ветра – основной параметр работы ветроэлектростанции, определяющий величину мощности, аэродинамические, акустические, прочностные и вибрационные показатели ветроустановки. Среднегодовая скорость ветра для конкретной местности определяет расчётную, а затем – и буревую скорости ветра [56–60].

Буревая скорость ветра порождает силы, действующие на элементы конструкции ветротурбины, которые могут уничтожить и разбросать ветроагрегат далеко от места расположения ветроэлектростанции.

По данным исследований на высотах до 50 м и средних скоростях ветра 4...13 м/с среднее значение максимальной скорости ветра и частота её

колебаний (порывов) находятся в определённой зависимости от средней скорости ветра

$$V_{\max} = 1,2V_{cp} + 7,2; \quad p = 0,038V_{cp}^{0,28},$$

где V_{\max} – среднее значение из максимумов скорости порывов ветра; p – число порывов ветра в секунду [61, 62].

Современная технология производства электрической энергии за счет использования энергии ветра предусматривает создание многоагрегатных ветроэлектростанций для энергосбережения автономных объектов средней и большой мощности либо для выдачи энергии в сети существующих электросистем [63, 64]. Разработка технических средств обеспечения устойчивой и эффективной работы ветроэлектрических агрегатов в составе станции требует учета пульсирующего характера скорости ветра. Для решения данной задачи предложена методика моделирования амплитуды и продолжительности порывов скорости ветра двумерной последовательностью случайных величин, распределенных по нормальному закону и закону Пуассона с заданными средними характеристиками. Разработана стохастическая модель изменения ветра во времени, обеспечивающая на 10-минутном интервале соответствие средней скорости ветра заданному значению. Выполнена оценка энергетического потенциала пульсирующего потока по отношению к потенциалу невозмущенного потока при продолжительностях порывов ветра, соизмеримых с временем реакции ветроэнергетических установок на возмущения [65].

Разработана и апробирована методика оценки ветрового потенциала площадки и продуктивности ветровой электрической установки с применением принципа максимума энтропии для статистического описания изменения скорости ветра [66].

Исследования функционирования ветроэлектростанции показали, что во время генерирования, иногда на составных частях, возникают перенапряжения, обусловленные несколькими причинами, в частности пульсациями скорости

ветра, которые служат причиной отключений системой защиты ветроустановки компенсирующих конденсаторов, что приводит к увеличению потребления реактивной энергии. Теоретический анализ и аргументация наличия пульсаций генерированной электроэнергии отдельной ветроэнергетической установки выполнены в работах [67, 68], практическое подтверждение результатов этого анализа было получено в результате экспериментов, которые проводились на ветроэлектрической установке Т600–48 Мирновской ветроэлектростанции [69].

Таким образом, на основе вышесказанного отрицательной стороной существующих подходов управления ветроэнергетической установкой является несвоевременность изменения положения лопастей в соответствии с изменением скорости ветра как основного параметра работы ветротурбины, то есть система управления генерирует сигнал выработки управляющих воздействий по развороту лопастей на необходимый угол с запаздыванием, что обусловлено следующими причинами:

- разворот лопастей на необходимый угол производится после измерения частоты вращения ветроколеса;
- наличие постоянной времени переходного процесса (временной интервал разворота лопастей на соответствующий угол);
- ветроэнергетическая установка является системой, обладающей большой инерционностью;
- скорость ветра – основной параметр работы ветротурбины, характеризующийся как стохастическая величина, обладающая порывами (частотой изменения).

Вышеперечисленные причины, характеризующие отрицательную сторону подходов по управлению ветроэнергетической установкой, могут привести к следующим последствиям:

- нарушение стабильности частоты вращения ветроколеса;
- отсутствие обеспечения долгосрочности работы деталей механизмов ветроустановки, обусловленное наличием динамических ударов,

увеличивающие нагрузку на ротор, ступицу ветроколеса и зубчатую передачу привода;

- отсутствие экономии потребляемой электроэнергии собственного производства, обусловленное частотой включений двигателя привода угла питча лопасти;

- неэффективное использование энергии ветра;

- применение электрического и электронного дополнительного оборудования не несет экономически оправданный характер точки зрения эксплуатации (ремонт) и продолжительности работы данного оборудования.

В соответствии с системным анализом методики принятия решений по управлению и взаимодействию составных частей ветроагрегата [70] структурная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой представлена на рисунке 1.5.



Рис. 1.5. Структурная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой

Основной задачей вычислительного комплекса является:

- определение угловой скорости ветроколеса и рассогласования между фактической и номинальной частотой вращения ветроколеса;
- определение производимой мощности и рассогласования между фактической и номинальной мощностью потребляемой электроэнергии;
- определение минимума приращения изменения угла положения лопасти.

Создание автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой USW56–100, принятой в диссертационной работе в качестве примера исследования для иллюстрации предложенного метода возможно, главным образом, за счет оценки изменения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, что позволит моделировать изменение угловой скорости ветроколеса на будущем отрезке времени. Наличие параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти и требуемого значения угла положения лопасти позволит своевременно подготовить систему к внешним возмущающим воздействиям.

Таким образом, на основе вышеизложенного можно выделить основные направления по созданию автоматизированных систем управления ветроэнергетической установкой и определить постановку задачи исследований.

В связи с перечисленными недостатками существующих методов управления ветроэнергетической установкой, реализация управляющих воздействий которых формируется после полученной информации о фактическом изменении угловой скорости ветроколеса, представляются актуальными в дальнейшем развитии структурной организации системы управления ветроэнергетической установки для повышения эффективности ее функционирования.

Задачей по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой является:

- повышение стабильности частоты вращения ветроколеса;

- обеспечение продолжительной работы деталей механизмов ветроустановки;
- экономия производимой электроэнергии при собственном потреблении;
- эффективное использование энергии ветра.

Направлением дальнейших исследований является постановка задачи по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой и в соответствии с ней разработка новой структурной схемы автоматизированной системы управления, позволяющей повысить стабильность угловой скорости ветроколеса, продлить срок работы деталей механизмов и обеспечить экономию производимой электроэнергии при собственном потреблении.

Выводы к разделу 1

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

- для пользования большим количеством ветроагрегатов, установленных на большом пространстве, обуславливает требование автоматизации и высокой надежности с минимальным надзором. Система управления, сигнализации и измерения ориентированы на микропроцессоры и персональные компьютеры. Пуск и остановка ветроагрегата осуществляется автоматически по скорости ветра;

- в основе принятия управляющих решений лежит принцип измерения скорости ветра по одному из двух вариантов:

- 1) сравнение частоты вращения лопастей и вмонтированного окварцованного генератора базовой частоты с дальнейшей передачей команды выполняющим органам (электрическим или гидравлическим) на изменение угла положения лопастей пропорционально измеренному разногласию частот. При такой схеме рабочим органом, который измеряет скорость ветра, является ротор ветротурбины;

- 2) управление угловым положением лопастей производится на основе измерителя скорости ветра, то есть каждому минимальному изменению

скорости ветра ставится в соответствие минимальное изменение угла положения лопасти (минимум функционала управления). При такой схеме рабочим органом, который измеряет скорость ветра, является анемометр;

3) другие методы, направленные на поддержание заданных параметров ветроустановки характеризуются: электрическим управлением, при котором постоянство параметров выходного напряжения обеспечивается за счет управления генератором или преобразователем энергии; управлением в основе которого лежит использование современного электронного оборудования;

– выявлено, что отрицательной стороной существующих подходов управления ветроэнергетической установкой является несвоевременность изменения положения лопастей в соответствии с изменением скорости ветра как основного параметра работы ветротурбины, то есть система управления генерирует сигнал выработки управляющих воздействий по развороту лопастей на необходимый угол с запаздыванием или преждевременностью;

– определено, что задачей по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой является: повышение стабильности частоты вращения ветроколеса; обеспечение продолжительной работы деталей механизмов ветроустановки; экономия производимой электроэнергии при собственном потреблении; эффективное использование энергии ветра;

– направлением дальнейших исследований является постановка задачи по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой и в соответствии с ней разработка новой структурной схемы автоматизированной системы управления;

– научная сторона по созданию автоматизированной системы управления ветроустановкой обосновывается выводами и исследованиями необходимых законов и параметров управления нестационарными режимами работы ветротурбин промышленных ветроэлектростанций для уменьшения аэродинамических и электромеханических нагрузок на силовые элементы конструкции в процессе эксплуатации.

РАЗДЕЛ 2

УСТАНОВЛЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ЗАВИСИМОСТИ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ВЕТРОКОЛЕСА ОТ СКОРОСТИ ВЕТРА И УГЛА ПОЛОЖЕНИЯ ЛОПАСТИ

2.1. Исследование зависимости частоты вращения ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти

Исследование повышения эффективности функционирования ветроустановки на основе предложенной методики по созданию автоматизированной системы управления невозможно без наличия закона изменения угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и угла положения лопасти. Для исследования предложенной методики потребуется изучение и учет динамических свойств системы на основе дифференциального уравнения ветротурбины [13]: $J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c$, где J – приведенный момент инерции; $M_{кр}$ – крутящий момент; M_c – момент сопротивления.

В зависимости от условий эксплуатации к энергетическим установкам предъявляют различные требования, удовлетворить которые удастся при наличии автоматических регуляторов различного назначения. Так, в частности, ветроколесо, которое приводит в движение ротор генератора переменного тока, должно при любых изменениях значений скорости ветра в рабочем интервале поддерживать постоянную угловую скорость. В этом случае взаимодействие ветроустановки с регулятором называют системой автоматического регулирования. В ветроэнергетической установке в качестве регулирующего воздействия для поддержания постоянного значения угловой скорости ветроколеса является угол положения лопасти.

Таким образом, на основании выше изложенного следует, что в решении задачи по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой на основе предложенной методики, изложенной в разделе 1, существует необходимость в разработке

математической модели зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти, как основы дальнейших исследований.

Решение задачи по разработке формулы зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти может быть достигнуто с помощью существующих законов и параметров для расчета реальной ветротурбины, описанных в работе [13]. Из теории расчета реального ветряка следует, что течение воздушного потока в окрестностях ветроэнергетической установки весьма сложное: при прохождении через плоскость вращения этот поток получает значительные возмущения. Появляется окружная скорость U , которая равна нулю в набегающем потоке, а продольная скорость V уменьшается.

«Первое уравнение связи вытекает из того, что осевая составляющая силы реакции потока на элементарные лопасти, находящиеся в зоне действия элементарной кольцевой струи, равна силе от воздействия разности давлений перед и за колесом на площадь сечения элементарной кольцевой струи плоскостью вращения колеса. Следствием этой связи является уравнение связи ширины лопасти и коэффициента подъемной силы с деформацией потока, характеризуемого коэффициентом торможения» [13].

Уравнение связи ширины лопасти и коэффициента подъемной силы с деформацией потока, характеризуемого коэффициентом торможения, имеет вид [13]:

$$ibC_y = 8\pi r \frac{e}{(1+e)(1-e)^2(Z_u + \mu)\sqrt{1+Z_u^2}}, \text{ где:}$$

i – количество лопастей ветротурбины; b – ширина лопасти; C_y – коэффициент подъемной силы; r – относительное расстояние сечения лопасти от оси колеса; e – коэффициент торможения; μ – обратное качество профиля лопасти; Z_u – число относительных модулей, и рассчитывается по формуле: $Z_u = \frac{\Omega r + u_1}{V - v_1}$, где Ωr – окружная скорость; Ω - угловая скорость; r – расстояние элемента лопасти от оси вращения ветроколеса; u_1 – скорость, получаемая как реакция от

крутящего момента, развиваемого лопастями, и имеет направление, обратное действию момента; V – скорость ветра; v_1 – скорость ветра в плоскости ветроколеса.

Учитывая, что μ в большинстве случаев близко к нулю, а $\frac{1}{\sqrt{1+Z_u^2}} = \sin \beta$,

где β – угол между плоскостью вращения ветроколеса и направлением воздушного потока, набегающего на крыло с относительной скоростью ветра \mathcal{G} (рисунок 2.2), получаем: $ibC_y = 8\pi r \frac{e}{Z_u(1+e)(1-e)^2} \sin \beta$ или

$Z_u = \frac{8\pi r e}{ibC_y(1+e)(1-e)^2} \sin \beta$. При высокой быстроходности можно принять

$Z_u = \frac{Z}{1-e}$, тогда коэффициент быстроходности Z определится как $Z = Z_u(1-e)$.

Следовательно, получим уравнение коэффициента быстроходности ветротурбины:

$$Z = \frac{8\pi r e}{ibC_y(1-e^2)} \sin \beta \quad (2.1)$$

Классическая теория идеального ветряка формулирует следующие основные положения: максимальный коэффициент энергии ветра идеального ветроколеса достигает значения: $C_{p \max} = 0,593$. Потеря скорости в плоскости ветроколеса составляет одну треть скорости ветра: $v_1 = V/3$. Полная потеря скорости ветра за ветроколесом в два раза больше потери скорости в плоскости ветроколеса: $v_2 = (2/3)V$. Скорость ветра за ветроколесом в три раза меньше скорости ветра перед ветроколесом.

Задаваясь коэффициентом торможения $e = \frac{v_1}{V}$ в пределах от 0 до 1 по зависимости $C_p = \frac{2P(V-v_1)}{F\rho V^3}$ получаем значения коэффициента использования энергии ветра. В таблице 2.1 [13] представлены значения коэффициента торможения e в зависимости от коэффициента использования энергии ветра C_p .

Таблица 2.1 – Значения коэффициента торможения e

e	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
C_p	0,324	0,512	0,593	0,576	0,500	0,384	0,252	0,128	0,04	0

В связи с тем, что на практике используются ветроустановки, которые содержат конечное число лопастей (от 1 до 24), имеют конечную частоту вращения и работают с потерями, вводится отношение скорости кончика лопасти к скорости ветра, называемое коэффициентом быстроходности [13]:

$$Z = \frac{n\pi D}{60V} \quad (2.2)$$

где D – диаметр ветроколеса; n – частота вращения ветроколеса.

Для исследуемой ветроэнергетической установки USW56–100 номинальная частота вращения ветроколеса составляет 72 об/мин, номинальная скорость ветра $V = 13 \text{ м/с}$. В результате подстановки, указанных значений скорости ветра и частоты вращения ветроколеса в выражение (2.2), коэффициент быстроходности составит $Z = 5$. Для реального ветряка коэффициент использования энергии ветра при $Z = 5$ составит $C_p = 0,4$ [13]. Из таблицы 2.1 следует, что для коэффициента использования энергии ветра $C_p = 0,4$ значение коэффициента торможения $e = 0,6$.

Коэффициент подъемной силы C_y функционально зависит от угла поворота лопасти α . На малых углах коэффициент подъемной силы возрастает пропорционально углу атаки лопасти, и качество крыла на таких углах возрастает. С выходом на большие углы коэффициент подъемной силы уменьшается, и соответственно, уменьшается качество крыла. Угол, при котором качество крыла достигает своего максимального значения (C_y возрастает пропорционально углу α), составляет $\alpha_{\max} = 20^\circ \dots 25^\circ$ [13]. Профиль крыла исследуемой ветротурбины является симметричным, что в

соответствии с [14] $\alpha = 0$ при $C_y = 0$, и $\alpha_{кр} = 22^\circ$ при $C_y = 1,6$. Тогда

$C_y = \frac{1,6}{22^\circ} = 0,07\alpha$. Подставив это выражение в (2.1) получим:

$$Z = \frac{8\pi r e}{ib0,07\alpha(1-e^2)} \sin \beta. \quad (2.3)$$

Принимая во внимание, что зависимость частоты вращения ветроколеса от скорости ветра определяется как $n = \frac{60VZ}{\pi D}$ об/мин, частота вращения ветроколеса будет иметь следующий вид:

$$n = \frac{490,3V}{rib0,07\alpha} \sin \beta = \frac{7004V}{rib\alpha} \sin \beta. \quad (2.4)$$

На рисунке 2.2 изображен план скоростей воздушного потока [13, 71] с помощью которого угол поворота лопасти α может быть выражен через угол β (угол между плоскостью вращения ветроколеса и направлением воздушного потока, набегающего на крыло с относительной скоростью ветра \mathcal{V}). Отрезок CD, параллельный отрезку AB (рис. 2.2), образует с плоскостью направления вращения ветроколеса (XX) угол α для лопасти, а также является биссектрисой угла β .

При изменении β изменится вектор относительной скорости \mathcal{V} . Отсюда следует, что вектор относительной скорости \mathcal{V} зависит от угла β . Следовательно, $\beta = 2\alpha$, или $\sin \beta = \sin 2\alpha$. В результате имеем:

$$n = \frac{7004V}{rib} \frac{\sin 2\alpha}{\alpha}, \text{ об/мин} \quad (2.5)$$

В таблице 2.2 представлены результаты тестирования полученной формулы, в том числе значения $\sin 2\alpha$, откуда следует, что в строке №11 значение частоты вращения ветроколеса составляет $n = 70,84$ об/мин, а $\sin 2\alpha = 0,76$. При установленной скорости вращения $n = 72$ об/мин относительная ошибка не превышает 2%, что является допустимым [13]. Таким образом, значение $\sin 2\alpha = 0,76$ можно принять в качестве номинального коэффициента.

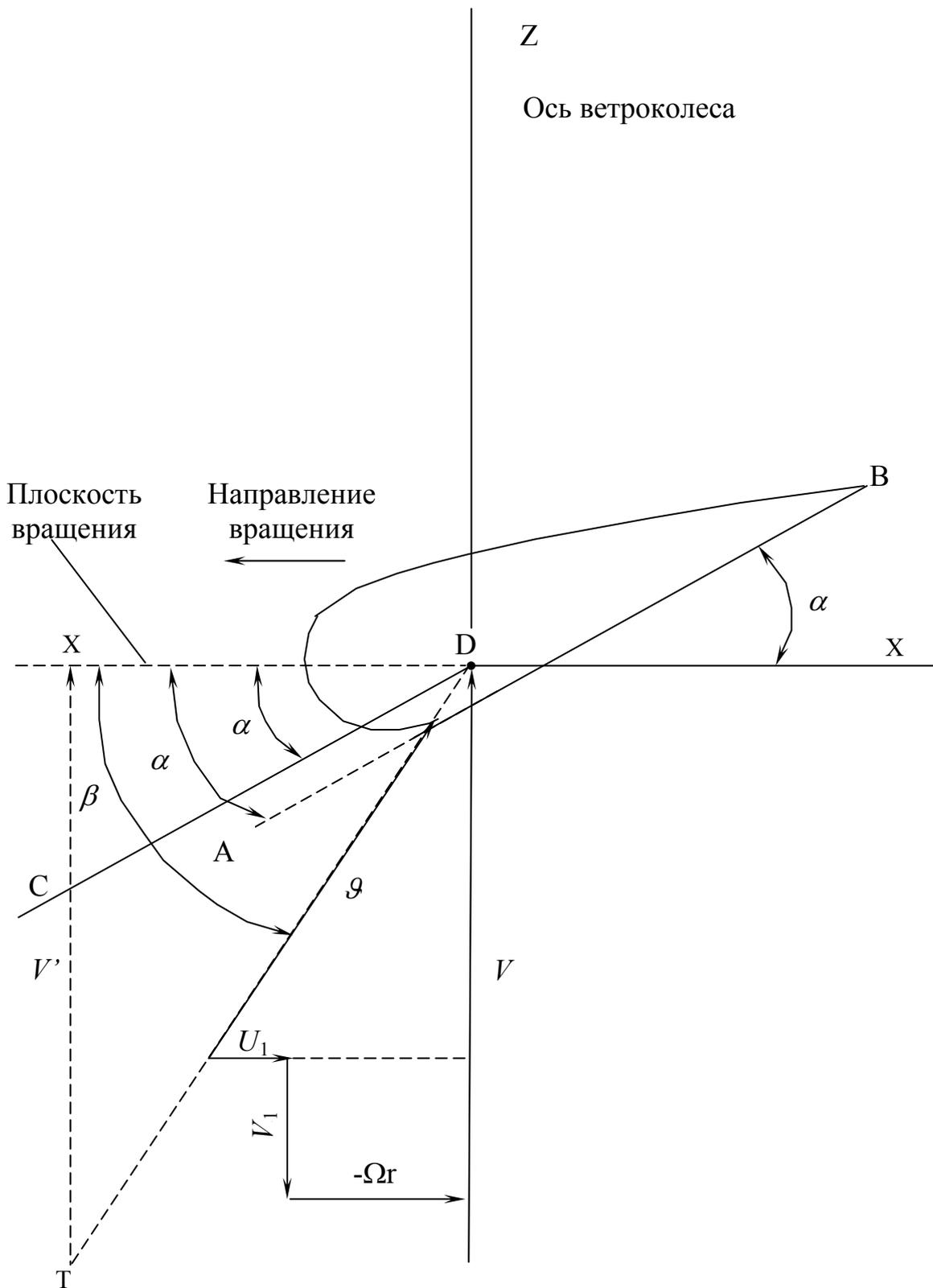


Рис. 2.2. План скоростей воздушного потока

Для обоснования расчета номинального коэффициента предложенным способом разложим $\sin 2\alpha$ в ряд Тейлора по формуле [72]:

$$\sin x = x - \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} - \dots + (-1)^n \frac{x^{2n+1}}{(2n+1)!} + \dots \quad (2.6)$$

После подстановки соответствующих значений α в (2.6), следует, что для достижения результатов с необходимой точностью до двух знаков после запятой достаточно использовать три члена ряда.

Следовательно, формула разложения $\sin 2\alpha$ в ряд будет иметь вид:

$$\sin x = x - \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} \quad (2.7)$$

В таблице 2.2 представлены результаты вычисления $\sin 2\alpha$ с помощью выражения (2.7) откуда следует, что данные, полученные путем разложения $\sin 2\alpha$ в ряд практически совпадают с данными, определенными с помощью синуса от двойного угла α . Таким образом, выбор значения $\sin 2\alpha = 0,76$ в качестве номинального коэффициента, является обоснованным.

Таблица 2.2 – Результаты тестирования

№ п/п	n , об/мин	V , м/с	α , град	$\sin 2\alpha$	Разложение $\sin 2\alpha$ в ряд по формуле (2.7)
1	65,30	5	21	0,67	0,65
2	75,65	6	26	0,77	0,77
3	83,10	7	30	0,87	0,85
4	89,57	8	34	0,93	0,92
5	92,10	9	38	0,95	0,96
6	94,24	10	43	0,99	1,00
7	95,80	11	47	1,00	1,00
8	93,43	12	51	0,97	1,00
9	90,95	13	55	0,94	0,97
10	83,10	14	60	0,87	0,92
11	70,84	15	65	0,76	0,85
12	66,46	16	68	0,69	0,80
13	53,38	17	73	0,56	0,72

14	42,10	18	77	0,44	0,65
15	29,77	19	81	0,31	0,59
16	16,37	20	85	0,17	0,55

Подставив в (2.5) значение $\sin 2\alpha = 0,76$ и параметры ветроэнергетической установки USW56–100: $r = 8,5 \text{ м}$ – длина лопасти; $i = 3 \text{ шт}$ – количество лопастей; $b = 0,68 \text{ м}$ – ширина лопасти, получим:

$$n = 307 \frac{V}{\alpha}, \text{ об/мин.} \quad (2.8)$$

Для описания уравнения связи угловой скорости ветроколеса, скорости ветра и угла положения лопасти воспользуемся зависимостью угловой скорости ветроколеса от частоты его вращения: $\Omega = \frac{\pi n}{30}$ [13]. Таким образом, формула зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти будет иметь следующий вид:

$$\Omega = 32 \frac{V}{\alpha}, \text{ рад/с.} \quad (2.9)$$

Общий вид уравнения связи угловой скорости ветроколеса, скорости ветра и положения лопасти определяется следующим выражением:

$$\Omega = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V}{\alpha}, \text{ рад/с.} \quad (2.10)$$

Результаты тестирования уравнения связи (2.10) сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты тестирования

Скорость ветра (м/с)	Угол атаки (градус)	Угловая скорость (рад/с)	Погрешность (%)
5	21	7,62	1,3
6	25	7,68	-1,8
7	30	7,47	-0,7
8	34	7,53	0,1
9	38	7,58	0,8
10	42	7,44	-1,0
11	46	7,49	-0,4
12	50	7,53	0,1
13	55	7,56	0,6

14	59	7,47	-0,7
15	63	7,50	-0,3
16	67	7,53	0,1
17	71	7,56	0,5
18	75	7,48	-0,5
19	80	7,51	-0,2
20	84	7,53	0,1

На основе полученных результатов тестирования формулы зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти следует:

– предложенная математическая модель угловой скорости ветроколеса (2.10) позволяет использовать рабочий диапазон скорости ветра от 5м/с до 20м/с. Для исследуемой ветроустановки USW56–100 рабочий диапазон скорости ветра составляет от 5м/с до 25м/с;

– максимальная погрешность отклонения фактической угловой скорости ветроколеса от номинальной составляет 1,8%, что не превышает 2% и находится в границах допустимой погрешности [13].

Таким образом, полученные результаты тестирования уравнения связи (2.11) свидетельствуют о том, что предложенная формула может быть использована для дальнейших исследований в решении поставленной задачи по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой на основе предложенной методики, сформулированной в разделе 1.

2.2. Исследование, предложенной математической модели угловой скорости ветроколеса для других поворотнлопастных горизонтальных ветроагрегатов

Исследование на пригодность в использовании, предложенной математической модели угловой скорости ветроколеса (2.9) для других поворотнлопастных горизонтальных ветроагрегатов осуществляется на основе зарубежной ветроэнергетики средней и большой мощности, в частности серии ветроэлектрических турбогенераторных ветроустановок: ТГ–750; ТГ–1000; ТГ–2500. Указанные ветроэнергетические установки, разработаны в проектно-конструкторском-технологическом бюро «Конкорд», [14], и

предназначены для параллельной работы, как с промышленной сетью, так и с дизельной электростанцией. В таблице 2.4 представлены основные параметры, необходимые для исследования на пригодность, предложенной математической модели угловой скорости ветроколеса [14]. Коэффициент быстроходности определен с помощью выражения (2.2) на основе значения скорости ветра и частоты вращения ветроколеса ветротурбины. Согласно [14] коэффициент торможения определялся по таблице 2.1 на основе коэффициента использования энергии ветра.

Таблица 2.4 – Основные параметры ветроагрегатов

Название параметра	ТГ–750	ТГ–1000	ТГ–2500
Номинальная мощность, кВт	750	1000	2500
Номинальная частота вращения ветроколеса, об/мин	27	28,2	15
Номинальная угловая скорость ветроколеса, радиан/сек	2,8	2,95	1,6
Минимальная скорость ветра, м/с	2,8	2,7	2,5
Номинальная скорость ветра, м/с	11,3	11,9	11
Максимальная скорость ветра, м/с	25	25	25
Длина поворотной части лопасти, м	13,5	13,5	23
Количество лопастей	3	3	3
Ширина поворотной части лопасти	1,7	1,7	3,1
Коэффициент быстроходности	7	7	7,5
Коэффициент использования энергии ветра	0,48	0,48	0,48
Коэффициент торможения	0,6	0,6	0,6

Результаты тестирования математической модели угловой скорости ветроколеса (2.9) для ветроэнергетических установок: ТГ–750; ТГ–1000; ТГ–2500, сведены в таблицу 2.5. На основе полученных результатов тестирования формулы зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти можно сделать следующие выводы:

– предложенная формула зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти (2.9), позволяет использовать рабочий диапазон скорости ветра от 3м/с до 25м/с, характерный для ветроагрегатов, зарубежного производства: ТГ–750; ТГ–1000; ТГ–2500;

Таблица 2.4 – Результаты тестирования

Скорость ветра (м/с)	ТГ-750			ТГ-1000			ТГ-2500		
	Угол атаки (градус)	Угловая скорость (рад/с)	Погрешность (%)	Угол атаки (градус)	Угловая скорость (рад/с)	Погрешность (%)	Угол атаки (градус)	Угловая скорость (рад/с)	Погрешность (%)
3	8	2,76	-1,3	7	3,00	1,7	7	1,57	-1,9
4	10	2,80	0,0	10	2,95	-0,1	9	1,58	-1,2
5	13	2,78	-0,8	12	2,92	-1,1	11	1,62	1,2
6	15	2,80	0,0	14	3,00	1,7	13	1,57	-1,9
7	18	2,78	-0,6	17	2,97	0,7	15	1,59	-0,8
8	20	2,80	0,0	19	2,95	-0,1	17	1,60	0,0
9	23	2,79	-0,4	21	3,00	1,7	19	1,61	0,7
10	25	2,80	0,0	24	2,92	-1,1	21	1,62	1,2
11	27	2,85	1,9	26	2,96	0,4	23	1,63	1,6
12	30	2,80	0,0	28	3,00	1,7	26	1,57	-1,9
13	32	2,84	1,6	31	2,94	-0,5	28	1,58	-1,3
14	35	2,80	0,0	33	2,97	0,7	30	1,59	-0,8
15	37	2,84	1,4	35	3,00	1,7	32	1,59	-0,4
16	40	2,80	0,0	38	2,95	-0,1	34	1,60	0,0
17	42	2,83	1,2	40	2,98	0,8	36	1,61	0,3
18	45	2,80	0,0	43	2,93	-0,7	38	1,61	0,7
19	48	2,77	-1,0	45	2,96	0,2	40	1,62	0,9
20	50	2,80	0,0	47	2,98	1,0	42	1,62	1,2
21	53	2,77	-0,9	50	2,94	-0,3	45	1,59	-0,8
22	56	2,75	-1,8	52	2,96	0,4	47	1,59	-0,5
23	58	2,78	-0,9	55	2,93	-0,8	49	1,60	-0,3
24	60	2,80	0,0	57	2,95	-0,1	51	1,60	0,0
25	62	2,82	0,8	59	2,97	0,5	53	1,60	0,2

– погрешность отклонения фактической угловой скорости ветроколеса от номинальной не превышает 2% и находится в границах допустимой погрешности в соответствии с эксплуатационными характеристиками.

Таким образом, полученные результаты тестирования установленной зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла поворота лопасти (2.9) свидетельствуют о том, что предложенная формула может быть пригодна в использовании для других поворотнлопастных ветроэнергетических установок с горизонтальной осью вращения.

2.3. Разработка мероприятий по обеспечению учета плотности воздушного потока в различные времена года для математической зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти

Предложенная математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти (2.10) установлена для плотности воздуха вблизи земли $\rho = 0,125 \text{ кг} \times \text{с}^2 / \text{м}^4$ при температуре $t = 15^\circ \text{C}$ и давлении $P_0 = 760 \text{ мм рт.ст.}$, и не учитывает изменения температурных условий внешней среды, которые могут изменяться в различные времена года, что обуславливает изменение плотности воздушного потока. Для решения задачи учета, указанных атмосферных параметров, следует воспользоваться формулой определения коэффициента использования энергии ветра: $C_p = \frac{2P(V - v_1)}{F\rho V^3}$ [13],

где P – лобовое давление потока воздуха на ветротурбину, F – ометаемая поверхность ветроустановки, ρ – плотность воздуха вблизи земли, v_1 – потеря скорости в плоскости ветроколеса.

В пункте 2.1 текущего раздела определено, что значение коэффициента использования энергии ветра при плотности воздуха $\rho = 0,125 \text{ кг} \times \text{с}^2 / \text{м}^4$ и коэффициента быстроходности $Z = 5$ составляет $C_p = 0,4$. Лобовое давление P в соответствии с [13] определяется, как $P = \rho F(V - v_1)2v_1$, и имеет прямую зависимость от скорости ветра. Следовательно, при фиксированных значениях

лобового давления P , ометаемой повеохности F , плотности воздуха ρ , потери скорости v_1 , скорости ветра V можно определить зависимость коэффициента использования энергии ветра от плотности воздушного потока, то есть $k \frac{1}{0,125} = 0,4$ или $0,05 \frac{1}{\rho} = C_p$. Таким образом выражение определения значения коэффициента использования энергии ветра в зависимости от плотности воздушного потока может иметь следующий вид:

$$C_p = k \frac{1}{\rho} \quad (2.11)$$

Математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти (2.10) содержит параметр e – коэффициент торможения, который определяется по таблице 2.1 по отношению к коэффициенту использования энергии ветра. Таким образом, существует зависимость между значением коэффициента торможения и величиной плотности воздушного потока, которая определяется по формуле [13]:

$$\rho = \frac{\gamma}{g} \left[\frac{kg \cdot c^2}{M^4} \right] \quad (2.12)$$

где: γ – удельный вес воздуха; g – ускорение силы тяжести.

В таблице 1 приложения Б приведены данные удельного веса воздуха γ и ускорения силы тяжести g для различных температурных условий внешней среды (от 28°C до -45°C) [73]. На основании выражения (2.12) выполнен расчет значений плотности воздушного потока ρ с учетом изменения температуры воздуха вблизи земли. В результате с помощью выражения (2.11) получены значения коэффициента использования энергии ветра C_p для различных значений ρ , и по данным таблицы 2.1 текущего раздела определен коэффициент торможения e . Таким образом, по итогам расчетных значений, изложенных в таблице 1 приложения Б, в таблице 2.5 представлена зависимость коэффициента торможения e от температуры воздуха t .

Таблица 2.5 – Результаты расчетных данных: t, e

Температура	от 28	от 19	от 0	от -2	от -8 до	от -11
-------------	-------	-------	------	-------	----------	--------

воздуха, $t^{\circ}C$	до 20	до 1	до -1	до -7	-10	до -45
Коэффициент торможения, e	0,1	0,6	0,5	0,2	0,4	0,3

Данные, представленные в таблице 2.5 характеризуют параметры для ветроагрегатов с коэффициентом быстроходности $Z=5$. В таблице 2.6 приведены значения коэффициента торможения e , температуры воздуха t и коэффициента использования энергии ветра C_p , который определяется в соответствии с [13] для коэффициента быстроходности в пределах от $Z=2$ до $Z=12$, и аргументируются на основании расчетных данных, указанных в таблице 2 приложения Б по вышеизложенной методике.

Таблица 2.6 – Результаты расчетных данных: t , e , C_p от $Z=2$ до $Z=12$

Коэффициент быстроходности, Z	Коэффициент использования энергии ветра, C_p	Температура воздуха, $t^{\circ}C$	Коэффициент торможения, e
$Z=2$	$C_p=0,10$	от 28 до 2	0,8
		от 1 до -45	0,9
$Z=3$	$C_p=0,24$	от 28 до 11	0,7
		от 10 до 2	0,1
		от 1 до -24	0,9
		от -25 до -45	0,8
$Z=5$ $Z=6$ $Z=9$ $Z=10$	$C_p=0,40$	от 28 до 20	0,1
		от 19 до 1	0,6
		от 0 до -1	0,5
		от -2 до -7	0,2
		от -8 до -10	0,4
$Z=7$ $Z=8$	$C_p=0,48$	от -11 до -45	0,3
		от 28 до 13	0,6
		от 12 до 12	0,5
		от 11 до 5	0,2
		от 4 до 2	0,4
$Z=4$ $Z=11$ $Z=12$	$C_p=0,32$	от 1 до -45	0,3
		от 28 до 17	0,7
		от 16 до 5	0,1
		от 4 до -12	0,6
		от -13 до -14	0,5
		от -15 до -21	0,2
		от -22 до -23	0,4
от -24 до -45	0,3		

Таким образом, алгоритм по определению коэффициента торможения в зависимости от плотности воздуха состоит из следующих шагов:

- 1) сбор в течение заданного промежутка времени информации о характеристиках температуры воздуха;
- 2) по табличным данным определение коэффициента торможения для заданного коэффициента быстроходности и температуры воздуха;
- 3) использование коэффициента торможения для вычисления угловой скорости ротора ветроколеса.

Выводы к разделу 2

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

- усовершенствована математическая зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти, отличием которой от существующих зависимостей является возможность учета таких основных параметров работы ветроустановки как скорость ветра и угол положения лопасти, а наличие коэффициента, обеспечивает понижение кубической степени метеопараметра до единицы, что дает возможность получить линейную зависимость скорости вращения ротора в соответствии с изменением внешней среды, осуществить моделирование угловой скорости ветроколеса на различных режимах, а также учитывать параметрические характеристики различных ветроагрегатов с горизонтальной осью вращения с допустимой погрешностью не более 2%, в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- выполнено исследование на пригодность в использовании, предложенной математической зависимости для других ветроагрегатов с горизонтальной осью вращения на основе зарубежной ветроэнергетики средней и большой мощности, откуда следует, что рабочий диапазон скорости ветра может составлять от 3м/с до 25м/с;
- разработаны мероприятия по обеспечению учета плотности воздуха при реализации предложенной математической зависимости;
- основные результаты данного раздела опубликованы в работе [71].

РАЗДЕЛ 3

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ВРЕМЕНИ ВКЛЮЧЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯ ПРИВОДА УГЛА ПИТЧА ЛОПАСТИ В СООТВЕТСТВИИ С ИЗМЕНЕНИЕМ СКОРОСТИ ВЕТРА И МОЩНОСТИ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ИНЕРЦИОННОСТИ СИСТЕМЫ И ПОСТОЯННОЙ ВРЕМЕНИ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

3.1. Вывод дифференциального уравнения угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и угла поворота лопасти

Значительную часть рабочего времени ветроэнергетических установок составляют такие режимы работы, которые являются следствием внешних возмущающих воздействий. При таких режимах стабильность угловой скорости ветроколеса ветроэнергетической установки нарушается, и скорость изменяется с течением времени. Основным признаком появления неустановившегося режима работы ветротурбины является нарушение условий статистического равновесия: $M_{кр} - M_c = 0$, где $M_{кр}$ – крутящий момент турбины, M_c – момент сопротивления [74].

Между координатами, характеризующими работу ветроэнергетической установки в установившемся режиме, существует определенная функциональная связь, обобщенная форма которой имеет вид: $P = f(M_{кр}; \Omega; V; \alpha)$, где P – мощность ветроэнергетической установки.

«С неустановившимися режимами работы связаны переходные процессы ветроэнергетической установки. Переходным процессом называется процесс изменения во времени координат ветроустановки. Переходный процесс по своему смыслу всегда является переходом от одного (начального) установившегося режима к другому (конечному) установившемуся режиму. Конечный установившийся режим часто является режимом вновь заданным. Таким образом, переходный процесс всегда протекает во времени, и его аргументом является время. Каждая точка переходного процесса представляет собой неустановившийся режим в данный момент времени, а сам переходный

процесс – последовательная во времени совокупность неустановившихся режимов.

В общем случае при переходном процессе изменяются все или многие координаты, характеризующие работу установки.

На рисунке 3.1 представлен типичный переходный процесс (динамические характеристики) ветроэнергетической установки. На этом рисунке введены обозначения:

– $\Delta\Omega_{\epsilon}$ – область допустимых отклонений от заданного значения в установившемся режиме;

– α – изменение угла положения лопасти при переходном процессе;

– $t_{\text{пер.}}$ – время переходного процесса (время регулирования).

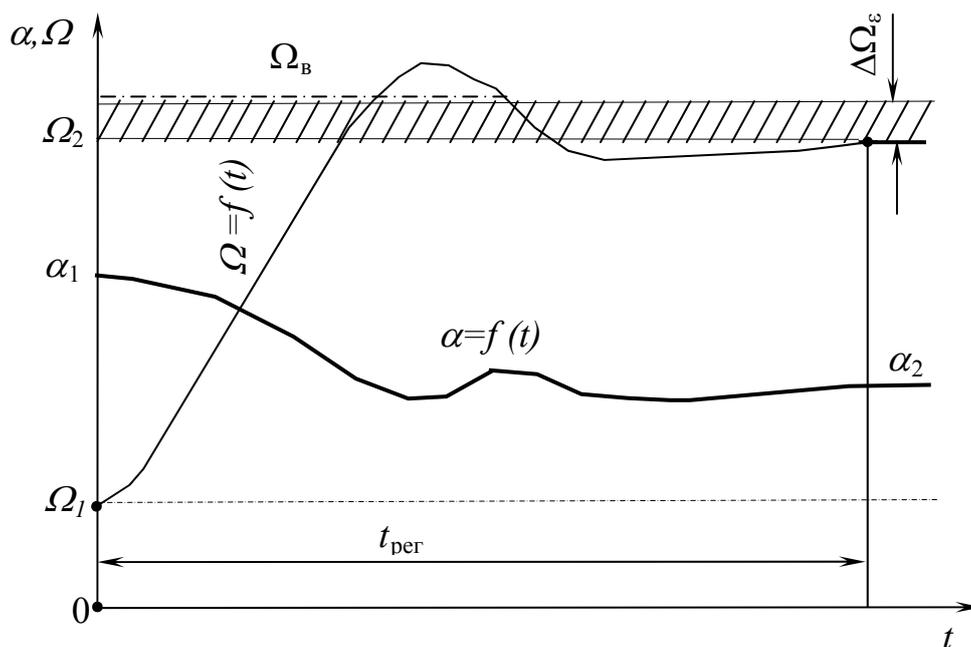


Рис. 3.1. Переходный процесс ветроэнергетической установки

Каждый переходный процесс можно рассчитать с той или иной степенью точности путем составления и решения дифференциального уравнения исследуемой системы. Решение такого дифференциального уравнения дает общий интеграл в виде зависимостей $\Omega = f(t)$. Анализ и решение

дифференциального уравнения дадут представление о переходных процессах этой системы и, следовательно, о ее динамических свойствах»[74].

Общий вид дифференциального уравнения [13] ветротурбины:

$J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c$, где J – приведенный момент инерции; $M_{кр}$ – крутящий момент; M_c – момент сопротивления.

Элементарный крутящий момент, развиваемый элементарными лопастями: $dM_{кр} = dQ_{окр} r$, где $dQ_{окр}$ – элементарное усилие, развиваемое элементарными лопастями; r – длина лопасти.

Элементарное усилие, развиваемое элементарными лопастями:

$$dQ_{окр} = ibdr \frac{\rho}{2} \mathcal{G}^2 (C_y \sin \beta - C_x \cos \beta) [13].$$

Вводя соотношение $C_x = \mu C_y$ и учитывая, что μ в большинстве случаев близко к нулю [13], получим $dQ_{окр} = ibdr \frac{\rho}{2} \mathcal{G}^2 C_y \sin \beta$, где C_y – коэффициент подъемной силы; β – угол между плоскостью вращения ветроколеса и направлением воздушного потока; набегающего на крыло с относительной скоростью ветра \mathcal{G} ; i – количество лопастей; b – ширина лопасти. На рисунке 2.1 показан план скоростей воздушного потока [13]. Вектор скорости ветра $V' = V$ и вектор относительной скорости \mathcal{G} с отрезком XD образуют треугольник TXD, из которого следует, что $\mathcal{G} = \frac{V}{\sin \beta}$ и $dQ_{окр} = ibdr \frac{\rho}{2} \frac{V^2}{(\sin \beta)^2} C_y \sin \beta$ или

$dQ_{окр} = ibdr \frac{\rho}{2} \frac{V^2}{\sin \beta} C_y$. После подстановки параметров: $i = 3шт$; $b = 0,68м$;

$\rho = 0,125кг \times c^2 / м^4$ [13], и $\sin \beta = 0,76$, $C_y = 0,07\alpha$, описанных в разделе 2,

получим: $dQ_{окр} = 0,01drV^2\alpha$ и $dM_{кр} = 0,01V^2\alpha r dr$. Так как согласно [71]

$\Omega = 32 \frac{V}{\alpha}$, следовательно $dM_{кр} = 0,01 \frac{V^2}{\alpha} r dr$, и суммарный крутящий момент

определяется выражением: $M_{кр} = 0,01 \frac{V^2}{\alpha} \int_{r_0}^R r dr = 0,005 \frac{V^2}{\alpha} (R^2 - r_0^2)$. При $r_0 = 0$

выражение суммарного крутящего момента упрощается

$$M_{кр} = 0,01 \frac{V^2}{\alpha} \int_{r_0}^R r dr = 0,005 \frac{V^2}{\alpha} R^2. \quad \text{После подстановки параметра } R = 8,5 \text{ м}$$

(радиус ветроколеса исследуемой ветроустановки) получим дифференциальное уравнение зависимости угловой скорости ротора ветроколеса от угла поворота лопасти и от скорости ветра с учетом приведенного момента инерции:

$$J \frac{d\Omega}{dt} = 0,4 \frac{V^2}{\alpha} - M_c. \quad (3.1)$$

Общий вид дифференциального уравнения (3.1):

$$J \frac{d\Omega}{dt} = 0,02 \rho i b R^2 \frac{V^2}{\alpha} - M_c \quad (3.2)$$

3.2. Определение параметра приведенного момента инерции системы.

Ветроэнергетическая установка является системой, обладающей большой инерционностью. Такое свойство влияет на переходный процесс изменения угловой скорости ветроколеса, чем вызвана потребность в оценке времени включения двигателя угла pitch лопасти.

Расчет приведенного инерционного момента узлов ветротурбины (см. рисунок 3.2.) заключается в двух пунктах [75]:

1) приведение внешних нагрузок, которыми являются: движущие усилия (моменты инерции); тормозные усилия (моменты инерции).

Учет (при приведении) потерь в передачах с помощью КПД должен соответствовать направлению силового потока в механизме и поэтому проводится для случаев разгона и торможения по-разному:

– увеличение угловой скорости ветроколеса за счет изменения угла атаки – (движущее усилие), $J_{np.} = \sum_{k=1}^n J_k i \eta$ (кг×м²), где J_k – момент инерции деталей для свободного вала с учетом КПД (η) и передаточного отношения (i) редуктора;

– уменьшение угловой скорости ветроколеса за счет изменения угла атаки – (тормозное усилие), $J_{np.} = \sum_{k=1}^n \frac{J_k i}{\eta}$.

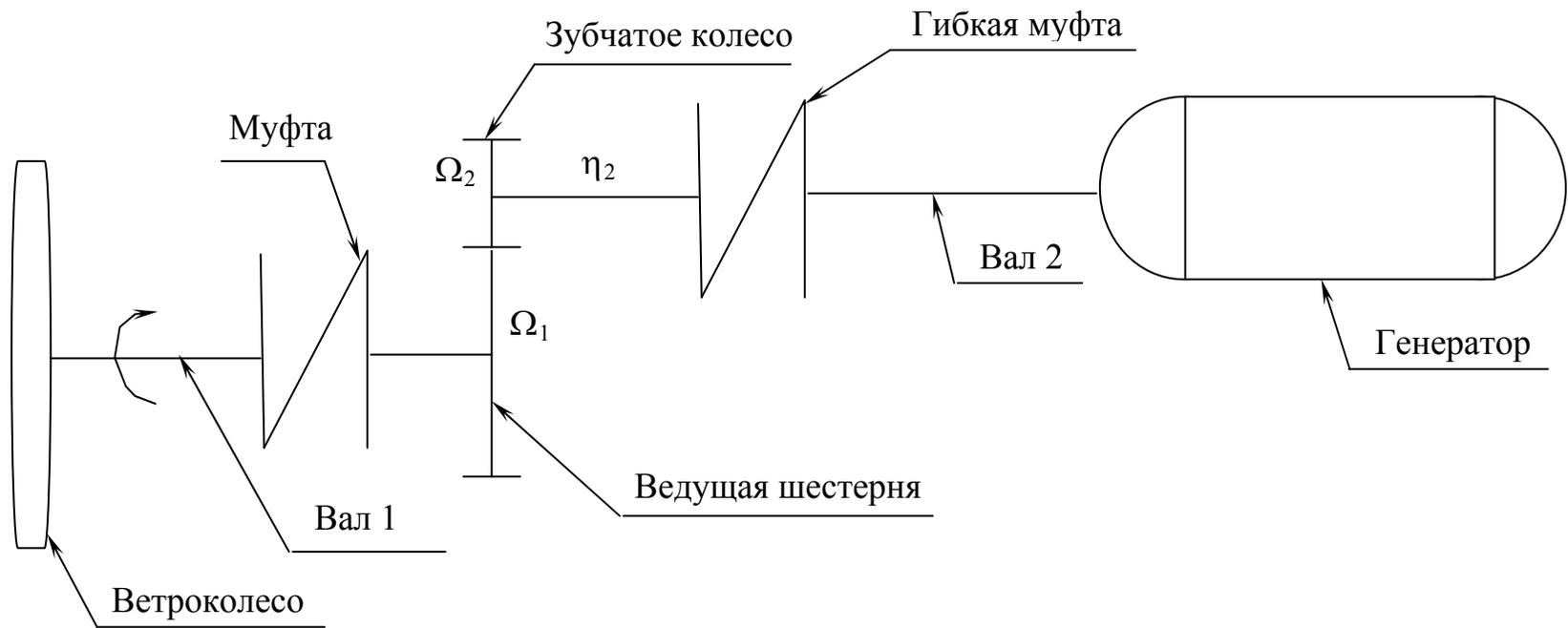


Рисунок 3.2 – Схема системы

2) приведение масс, которые производятся на основе постоянства реальной кинетической энергии $T_{мех.}$ и приведенной $T_{пр.}$ системы с учетом потерь на трение $A_{тр.}$ (которые пропорциональны действующим инерционным усилиям):
 $T_{пр} = T_{мех} \pm A_{тр.}$

Практически работа сил трения $A_{тр.}$ считается постоянной и учитывается с помощью КПД.

Кинетическая энергия для данной системы:

$$T_{мех.} = \sum_{k=1}^n \frac{J_k \Omega_k^2}{2}.$$

Кинетическая энергия при приведении к валу ветроколеса (к валу 1):

$$T_{пр.} = J_{пр.} \frac{\Omega_1^2}{2}.$$

Тогда с учетом потерь сил трения (с учетом КПД):

$$J_{пр.} \frac{\Omega_1^2}{2} = J_1 \frac{\Omega_1^2}{2} + J_2 \frac{\Omega_2^2}{2} \eta_2. \text{ Следовательно,}$$

$$J_{пр.} = J_1 + J_2 \frac{\Omega_2^2}{\Omega_1^2} \eta_2.$$

Так как передаточное число $i_1 = \frac{\Omega_2}{\Omega_1} = 20,8$ [13], приведенный момент инерции для движущего усилия будет иметь вид:

$$J_{пр.Д} = J_1 + J_2 i_1^2 \eta_2 \quad (3.3)$$

и для тормозного усилия:

$$J_{пр.Т} = J_1 + J_2 \frac{1}{\eta_2} i_1^2. \quad (3.4)$$

Из схемы системы, представленной на рисунке 3.2, следует:

а) J_1 – момент инерции вала 1 определяется, как суммарный момент инерции следующих деталей:

$$- J_{в.к.} = \frac{3m_{в.к.} l^2}{3} - \text{ротор ветроколеса;}$$

$$- J_{мф} = \frac{m_{мф} R_{мф}^2}{2} - \text{муфта};$$

$$- J_{в.ш.} = \frac{m_{в.ш.} R_{в.ш.}^2}{2} - \text{ведущая шестерня}.$$

После соответствующих преобразований момент инерции вала 1 будет иметь следующий вид: $J_1 = 3m_{в.к.} l_{в.к.}^2 + \frac{1}{2} \left(m_{мф} R_{мф}^2 + m_{в.ш.} R_{в.ш.}^2 \right)$, где $m_{в.к.} = 1570 \text{ кг}$ – масса ветроколеса; $l_{в.к.} = 8,5 \text{ м}$ – длина лопасти; $m_{мф} = 628 \text{ кг}$ – масса муфты; $R_{мф} = 0,3 \text{ м}$ – радиус муфты; $m_{в.ш.} = 150 \text{ кг}$ – масса ведущей шестерни; $R_{в.ш.} = 0,3 \text{ м}$ – радиус ведущей шестерни [21].

б) J_2 – момент инерции вала 2 определяется, как суммарный момент инерции следующих деталей:

$$- J_{з.к.} = \frac{m_{з.к.} R_{з.к.}^2}{2} - \text{зубчатое колесо};$$

$$- J_{г.м.} = \frac{m_{г.м.} R_{г.м.}^2}{2} - \text{гибкая муфта};$$

$$- J_{р.г.} = \frac{m_{р.г.} R_{р.г.}^2}{2} - \text{ротор генератора}.$$

После соответствующих преобразований момент инерции вала 2 будет иметь следующий вид: $J_2 = \frac{1}{2} \left(m_{з.к.} R_{з.к.}^2 + m_{г.м.} R_{г.м.}^2 + m_{р.г.} R_{р.г.}^2 \right)$, где

$m_{з.к.} = 50 \text{ кг}$ – масса зубчатого колеса; $R_{з.к.} = 0,1 \text{ м}$ – радиус зубчатого колеса; $m_{г.м.} = 52 \text{ кг}$ – масса гибкой муфты; $R_{г.м.} = 0,08 \text{ м}$ – радиус гибкой муфты; $m_{р.г.} = 80 \text{ кг}$ – масса ротора генератора; $R_{р.г.} = 0,35 \text{ м}$ – радиус ротора генератора

[21]. КПД: $\eta_2 = \frac{N_2}{N_1}$, где N_2 – мощность, отдаваемая генератором, N_1 –

мощность, создаваемая ветроколесом. $N = Fv$ или

$N = m a \Omega R = m \Omega^2 R \Omega R = m \Omega^3 R^2$ (кг×рад/с.×м²) – мощность механизма, где v –

скорость перемещения точки приложения силы F [76]. Тогда $N_1 = m_{в.к.} \Omega_{в.к.}^3 R_{в.к.}^2$,
и $N_2 = m_{п.з.} \Omega_{п.з.}^3 R_{п.з.}^2$. Подставив эти выражения в (3.3) и (3.2) получим:

$$J_{np.Д} = m_{в.к.} l_{в.к.}^2 + \frac{1}{2} \left(m_{мф} R_{мф}^2 + m_{в.ш.} R_{в.ш.}^2 \right) + \frac{1}{2} \left(m_{з.к.} R_{з.к.}^2 + m_{г.м.} R_{г.м.}^2 + m_{п.з.} R_{п.з.}^2 \right) i^2 \frac{m_{п.з.} \Omega_{п.з.}^3 R_{п.з.}^2}{m_{в.к.} \Omega_{в.к.}^3 R_{в.к.}^2}, \quad (3.5)$$

$$J_{np.Т} = m_{в.к.} l_{в.к.}^2 + \frac{1}{2} \left(m_{мф} R_{мф}^2 + m_{в.ш.} R_{в.ш.}^2 \right) + \frac{1}{2} \left(m_{з.к.} R_{з.к.}^2 + m_{г.м.} R_{г.м.}^2 + m_{п.з.} R_{п.з.}^2 \right) i^2 \frac{m_{в.к.} \Omega_{в.к.}^3 R_{в.к.}^2}{m_{п.з.} \Omega_{п.з.}^3 R_{п.з.}^2}. \quad (3.6)$$

После подстановки соответствующих численных значений получим окончательно: $J_{np.Д} = 115437 \text{ кг} \times \text{м}^2$; $J_{np.Т} = 116282 \text{ кг} \times \text{м}^2$. Ввиду незначительных расхождений между полученными результатами примем среднее значение $J = 116000 \text{ кг} \times \text{м}^2$.

3.3. Оценка параметра времени включения двигателя привода питча в соответствии с изменением скорости ветра с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса

Ветроустановка является системой, характеризующейся большой инерционностью, следовательно, определение времени включения двигателя привода угла питча $T_{вкл}$ для разворота лопастей является одним из основных факторов по улучшению работы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой [77]. Заранее известное значение изменения скорости ветра V еще не дает полноты информации о времени включения двигателя привода питча. Приведенный момент инерции J также влияет на угловую скорость ветроколеса Ω . Для изменения угла положения лопасти требуется некоторый промежуток времени, для исследуемой ветроустановки он составляет 1с. [71]. Следовательно, $T_{вкл} = \tau + \left(\pm T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right)$, где: $T_{пост.вр.}$ – время разворота лопастей (постоянная времени); $T_{инерц.}$ – время, в течение которого при изменении скорости ветра ветроустановка может сохранять

постоянство угловой скорости ветроколеса за счет своей инерционности J ; τ – интервал времени оценки скорости ветра. Угловая скорость ветроколеса может изменяться в большую или в меньшую сторону $\pm\Delta\Omega$, следовательно, $T_{вкл} = \tau + \left(\pm T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right) = \tau \pm \Delta\tau$. Так, в случае $V_t = V_H + \Delta V$, что соответствует $+\Delta\Omega$, время включения двигателя привода питча может быть рассчитано следующим образом: $T_{вкл} = \tau + \left(-T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right) = \tau - \Delta\tau$, что соответствует заблаговременному изменению положения лопастей. При $V_t = V_H - \Delta V$, т.е. когда скорости ветра изменится в меньшую сторону $-\Delta\Omega$, $T_{вкл} = \tau + \left(T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right) = \tau + \Delta\tau$, что соответствует времени включения двигателя привода угла питча спустя некоторое время после наступления внешнего возмущающего фактора. Таким образом, общий вид формулы оценки времени включения двигателя привода угла питча при тормозном усилии:

$$T_{вкл} = \tau + \left(-T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right) = \tau - \Delta\tau \quad (3.7)$$

и оценки времени включения двигателя питча при движущем усиллии:

$$T_{вкл} = \tau + \left(T_{инерц} - T_{пост.вр.} \right) = \tau + \Delta\tau \quad (3.8)$$

На рисунке 3.3 показан общий вид определения параметра времени $T_{вкл}$.

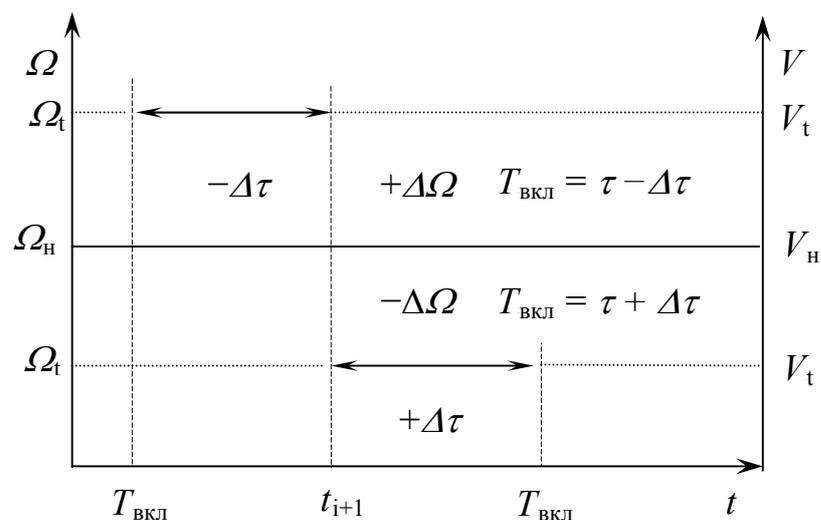


Рис. 3.3 – Общий вид оценки параметра времени $T_{вкл}$

Для определения $T_{инерц}$ используем дифференциальное уравнение (3.1). При установившемся режиме ($\Omega_n = 157 c^{-1}$) и скорости ветра $V_t = 8 м/с$ угол

поворота лопасти определяется значением $\alpha = 668 \frac{V}{\Omega} = 668 \frac{8}{157} = 34$ [71]. Так как

установившийся режим характеризуется равенством моментов ($M_{кр} = M_c$) а,

$$M_{кр} = 0,4 \frac{64}{34} = 0,75 \text{ следовательно, } M_c = 0,75 = const. \text{ Тогда } J \frac{d\Omega}{dt} = 0,4 \frac{V^2}{\alpha} - 0,75.$$

После подстановки $\alpha = 668 \frac{V}{\Omega}$ и $V_{(0)} = 8 м/с$ получим: $J \frac{d\Omega}{dt} = 0,002\Omega - 0,75$.

Проинтегрировав это уравнение с поместно разделения переменных, получим:

$$\int \frac{d\Omega}{\Omega - 750} = \int \frac{1}{0,002J} dt \text{ или } \ln|\Omega - 750| = \frac{1}{0,002J} t + \ln C; \text{ отсюда } \Omega - 750 = Ce^{\frac{1}{0,002J} t};$$

$$\Omega = Ce^{\frac{1}{0,002J} t} + 750. \text{ Начальное условие } \Omega_{(0)} = 157 \text{ дает } 157 = Ce^{\frac{1}{0,002J} t} + 750,$$

откуда $C = -593$. Следовательно, формула зависимости угловой скорости ветроколеса от инерционности системы во времени будет иметь вид:

$$\Omega_t = -593e^{\frac{1}{0,002J} t} + 750 \quad (3.9)$$

Из выражения (3.8) выведем время t , для этого выполним следующие преобразования: $593e^{\frac{1}{0,002J} t} = 750 - \Omega_t$ или $e^{\frac{1}{0,002J} t} = 1,26 - \frac{1}{593} \Omega_t$. Учитывая, что

$$\Omega = 668 \frac{V}{\alpha} \text{ [71], , получим } e^{\frac{1}{0,002J} t} = 1,26 - 1,13 \frac{V_t}{\alpha_t}.$$

Прологарифмовав левую и правую части уравнения $Ln \left(e^{\frac{1}{0,002J} t} \right) = Ln \left(1,26 - 1,13 \frac{V_t}{\alpha_t} \right)$, получим

$$\frac{1}{0,002J} t = Ln \left(1,26 - 1,13 \frac{V_t}{\alpha_t} \right), \text{ следовательно } t = \ln \left(1,26 - 1,13 \frac{V_t}{\alpha_t} \right) 0,002J.$$

Из полученного выражения следует, что t – время инерции $T_{инерц.}$ Поскольку оценка времени включения двигателя привода угла питча лопасти рассчитывается для предполагаемой скорости ветра, то $V_t = V_{t_{i+1}}$, где t_{i+1} – время, на которое осуществляется оценка данного возмущающего воздействия, при этом угол положения лопасти принимается как текущее значение, следовательно, $\alpha_t = \alpha_{t_i}$ – угол положения лопасти для текущего шага.

Таким образом, на основании (3.9), формула определения параметра времени инерции для предполагаемой скорости ветра запишется в виде:

$$T_{вкл.} = t_{i+1} + \left(Ln \left(1,26 - 1,13 \frac{V_{t_{i+1}}}{\alpha_{t_i}} \right) 0,002J \right). \quad (3.10)$$

После подстановки (3.10) в (3.7) и (3.8) и соответствующего преобразования $\alpha_{t_i} = 668 \frac{V_{t_i}}{\Omega_H}$ получим формулу оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча в зависимости от изменения скорости ветра с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса (времени разворота лопастей):

$$T_{вкл.} = t_{i+1} + \left(Ln \left(1,3 - 0,3 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right) 0,002J - t_{пост.вр.} \right). \quad (3.11)$$

В таблице 3.1 представлены результаты тестирования математической модели (3.10) оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра, с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса. Приведенные в таблице 3.1 параметры имеют следующий смысл: $t_{оценки}$ – время оценки скорости ветра; V_{i+1} – оценка скорости ветра на соответствующее время t_{i+1} ; ΔV – приращение скорости ветра в результате полученных данных оценки; $T_{вкл_оценки}$ – расчетное время включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра в момент времени t_{i+1} ; $T_{вкл_без_оценки}$ – время

включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра в момент времени t_{i+1} без учета инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей (не расчетное); $t_{\text{запазд.}}$ – промежуток времени, полученный как разница между расчетным временем включения двигателя и нерасчетным, характеризующий запаздывание разворота лопастей.

Таблица 3.1 – Результаты тестирования

№ п/п	$t_{\text{оценки}},$ с	$V_{i+1},$ м/с	$\Delta V,$ м/с	$T_{\text{вкл-оценки}},$ с	$T_{\text{вкл-без-оценки}},$ с	$t_{\text{запазд}},$ с
1	0	8	$\Delta V=0$	0	0	0
2	20	10	$\Delta V>0$	10	20	9
3	40	9	$\Delta V<0$	42	40	-2
4	60	12	$\Delta V>0$	48	60	12
5	80	10	$\Delta V<0$	84	80	-4
6	100	9	$\Delta V<0$	102	100	-2
7	120	7	$\Delta V<0$	126	120	-6

По результатам тестирования зависимости (3.11) для различных комбинаций изменения скорости ветра можно сделать следующие выводы:

1) приведенный момент инерции и постоянная времени переходного процесса (время необходимое для разворота лопастей) влияют на время включения двигателя привода угла питча лопасти;

2) приведенный момент инерции, выступающий в роли тормозного усилия, препятствует возвращению угловой скорости ветроколеса к ее номинальному значению;

3) приведенный момент инерции, выступающий в роли движущего усилия, обеспечивает некоторое время стабильность значение угловой скорости ветроколеса, а фактор «тормозного усилия» отсутствует;

4) приведенный момент инерции, характеризуемый как тормозное усилие, имеет место при изменении скорости ветра в большую сторону и, препятствуя достижению требуемого (номинального) значения угловой скорости ветроколеса, вызывает запаздывание в регулировании выходной величины;

5) приведенный момент инерции, характеризуемый как движущее усилие возникает при изменении скорости ветра в меньшую сторону, и удерживая

угловую скорость ветроколеса некоторое время в текущем номинальном состоянии, устраняет фактор запаздывания включения двигателя привода угла питча лопасти.

Так при изменении скорости ветра в большую сторону (записи 2, 4) прослеживается наибольшее запаздывания включения двигателя привода угла питча лопасти. Это связано с тем, что на расчетное время включения двигателя ($T_{\text{вкл_оценки}}$) влияет момент инерции, выступающий в роли тормозного усилия и постоянная времени разворота лопастей которая составляет для исследуемой ветротурбины 1с [71]. При изменении скорости ветра в меньшую сторону (записи 3, 5, 6, 7) номинальное значение угловой скорости ветроколеса некоторое время остается постоянным из-за влияния приведенного момента инерции, выступающего в роли движущего усилия, а фактор «тормозного усилия» при таком варианте изменения скорости ветра отсутствует.

На рисунке 3.4 по данным таблицы 3.1 представлен график тестирования формулы оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти.

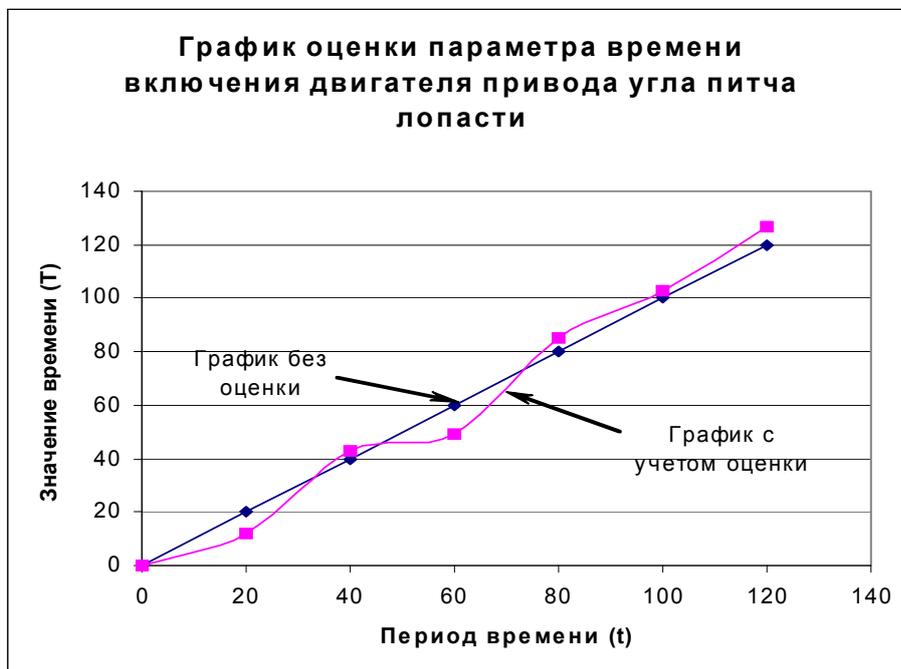


Рис. 3.4 – График отображения результатов тестирования формулы оценки времени включения двигателя привода питча

Общий вид формулы, оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра на

последующем отрезке времени с учетом инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей:

$$T_{\text{вкл.}} = t_{i+1} + \left(\ln \left[K_1 - K_2 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right] K_3 J - t_{\text{ном.вр.}} \right), \quad (3.12)$$

$$\text{где: } K_1 = \frac{0,0067i_p e}{0,0067i_p e - 1 \times 10^{-5} rib (1 - e^2) \Omega_n};$$

$$K_2 = \frac{1 \times 10^{-5} rib (1 - e^2) \Omega_n}{0,0067i_p e - 1 \times 10^{-5} rib (1 - e^2)^2 \Omega_n};$$

$$K_3 = \frac{1 \times 10^{-5} r^3 i^2 b^2 (1 - e^2)}{i_p e}.$$

В уравнении (3.12) приняты следующие обозначения:

K_1, K_2, K_3 – расчетные коэффициенты, характеризующие параметры ветроэнергетической установки;

– Ω_n – задающее значение угловой скорости ветроколеса;

– i_p – передаточное число редуктора;

– r – длина лопасти;

– b – ширина лопасти;

– e – коэффициент торможения.

3.4. Оценка параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти для разворота лопастей с учетом изменения скорости ветра и потребляемой мощности.

Общий вид дифференциального уравнения ветроустановки [13]

$$J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c, \text{ где } M_{кр} - \text{крутящий момент; } M_c - \text{момент сопротивления.}$$

Наряду со скоростью ветра как внешнего возмущающего воздействия следует рассматривать и мощность потребляемой электроэнергии, как фактор

нарушения условия устойчивости работы ветроагрегатов [70, 78]. При изменении скорости ветра в большую сторону увеличивается крутящий момент, что приводит к увеличению угловой скорости ротора генератора. При изменении в большую сторону мощности потребляемой электроэнергии увеличивается момент сопротивления (электромагнитный момент), что приводит к уменьшению угловой скорости ротора генератора [79].

В разделе 2 приведено описание принципа управления исследуемой ветроэнергетической установкой, на основе которого выявлены отрицательные стороны в существующем подходе по принятию управляющих решений по отношению к скорости ветра как внешнего возмущающего воздействия, следовательно, исходя из [79] такие недостатки управления могут распространяться и по отношению к потребляемой электроэнергии. В этой связи запаздывание принятия управляющих воздействий системы управления существует и при изменении мощности потребляемой электроэнергии.

Для решения рассматриваемой задачи необходимо произвести построение математической модели оценки времени включения двигателя разворота лопастей, которая будет учитывать как изменение скорости ветра, так и изменение потребляемой электроэнергии.

В работе [80] выполнено описание подхода решения данной задачи, суть которого состоит в том, что угловая скорость ветроколеса имеет прямую зависимость от скорости ветра и обратную от потребляемой электроэнергии, следовательно согласно (3.10) формула определения оценки времени включения двигателя привода питча лопасти в соответствии с изменением мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени будет иметь следующий вид:

$$T_{вкл.} = t_{i+1} + \left(\ln \left(1,3 - 0,3 \frac{P_t}{P_{t_{i+1}}} \right) 0,002J - t_{ном.сп.} \right), \quad (3.13)$$

где t_{i+1} – будущее время изменения мощности потребляемой электроэнергии;
 $P_{t_{i+1}}$ – значение изменения потребляемой мощности на шаге t_{i+1} ; P_{t_i} – текущее значение потребляемой мощности. Учитывая, что $t_{зан} = 0$ при $T_{вкл} = t_{i+1}$ как для скорости ветра, так и для потребляемой мощности, получим:

$$t_{зан.P.V.} = t_{зан.V} + t_{зан.P}, \text{ где } t_{зан.V} = \ln \left(1,3 - 0,3 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right) 0,002J - t_{ном.сп.} - \text{ время}$$

запаздывания за счет изменения скорости ветра;

$$t_{зан.P} = \ln \left(1,3 - 0,3 \frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} \right) 0,002J - t_{ном.сп.} - \text{ время запаздывания в соответствии с}$$

изменением мощности потребляемой электроэнергии. Таким образом, на основе полученных зависимостей формула оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и потребляемой мощности электроэнергии ($T_{вкл.P.V.}$) будет иметь следующий вид:

$$T_{вкл.P.V.} = t_{i+1} + \left(\left(\ln \left(1,3 - 0,3 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right) + \ln \left(1,3 - 0,3 \frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} \right) \right) 0,002J - t_{ном.сп.} \right). \quad (3.14)$$

В таблице 3.2 представлены результаты тестирования математической модели оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти (3.14) в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса для различных комбинаций изменения скорости ветра ΔV и потребляемой электроэнергии ΔP . Приведенные в таблице 3.2 параметры имеют следующий смысл:

- $t_{оценки}$ – время прогноза скорости ветра;
- V_{i+1} – оценка скорости ветра на соответствующее время t_{i+1} ;
- ΔV – приращение скорости ветра в результате полученных данных оценки;

- P_{i+1} – оценка мощности потребляемой электроэнергии на соответствующее время t_{i+1} ;
- ΔP – приращение мощности потребляемой электроэнергии в результате полученных данных оценки;
- $\Omega_{\text{оценки}}$ – оценка угловой скорости ветроколеса на соответствующее время t_{i+1} ;
- $T_{\text{вкл.Р.В}}$ – расчетное время включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и потребляемой электроэнергии в момент времени t_{i+1} ;
- $T_{\text{без-оц}}$ – время включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и потребляемой электроэнергии в момент времени t_{i+1} без учета инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей (нерасчетное время);
- $t_{\text{зап.Р.В}}$ – промежуток времени, полученный как разница между расчетным временем включения двигателя и нерасчетным, характеризующий запаздывание разворота лопастей.

Таблица 3.2 – Результаты тестирования

№ п/п	$t_{\text{оценки}}$, с	V_{i+1} , м/с	ΔV , м/с	P_{i+1} , кВт	ΔP , кВт	$\Omega_{\text{оценки}}$, 1/с	$T_{\text{вкл.Р.В}}$, с	$T_{\text{без-оц}}$, с	$t_{\text{зап.Р.В}}$, с
1	0	8	$\Delta V=0$	110	$\Delta P=0$	7,55	0	0	0
2	20	10	$\Delta V>0$	110	$\Delta P=0$	9,23	11	20	9
3	40	10	$\Delta V=0$	90	$\Delta P<0$	8,70	32	40	8
4	60	12	$\Delta V>0$	77	$\Delta P<0$	9,42	47	60	13
5	80	14	$\Delta V>0$	80	$\Delta P>0$	6,68	75	80	5
6	100	12	$\Delta V<0$	75	$\Delta P<0$	7,31	102	100	-1
7	120	10	$\Delta V<0$	75	$\Delta P=0$	5,87	125	120	-4
8	140	10	$\Delta V=0$	93	$\Delta P>0$	6,10	146	140	-5
9	160	9	$\Delta V<0$	110	$\Delta P>0$	7,26	168	160	-7

В результате полученных данных для различных комбинаций изменения скорости ветра и потребляемой мощности можно сделать следующие выводы:

1) максимальное запаздывание наблюдается в случае, когда скорость ветра изменяется в большую сторону, а мощность потребляемой энергии стремится в

сторону уменьшения (запись 4). Таким образом, максимальное запаздывание характеризуется комбинацией изменения внешних возмущающих воздействий, когда приведенный момент инерции, выступающий в роли тормозного усилия, проявляется, как при изменении скорости ветра, так и при изменении мощности потребляемой электроэнергии;

2) запаздывание, которое может повлиять на увеличение времени переходного процесса, наблюдается при изменении скорости ветра в большую сторону, при этом потребляемая мощность остается на предыдущем уровне или потребляемая мощность изменяется в меньшую сторону, а скорость ветра является постоянной (записи 2, 3). При такой комбинации приведенный момент инерции характеризуется тормозным усилием и возникает только для одного возмущающего фактора, который меняет свое значение;

3) запаздывание, которое незначительно влияет на переходный процесс, наблюдается в комбинациях, когда скорость ветра и потребляемая мощность изменяются в большую или в меньшую сторону (записи 5, 6). Это связано с тем, что наряду с приведенным моментом инерции, выступающим в роли тормозного усилия возникает приведенный момент инерции, характеризующийся, как движущее усилие;

4) запаздывание, не влияющее на переходный процесс, наблюдается только в случае, когда скорость ветра изменяется в меньшую сторону, а потребляемая мощность стремится в сторону увеличения; или скорость ветра изменяется в меньшую сторону, а мощность потребляемой электроэнергии остается на прежнем уровне; или скорость ветра постоянна, а мощность потребляемой электроэнергии стремится в сторону увеличения (записи 7, 8, 9). Данное явление обусловлено наличием только приведенного момента инерции, характеризующегося, как движущее усилие.

Общий вид формулы оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и потребляемой мощности электроэнергии ($T_{\text{вкл.Р.В.}}$) будет иметь следующий вид:

$$T_{вкл.} = t_{i+1} + \left(\left(\ln \left(K_1 - K_2 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right) + \ln \left(K_1 - K_2 \frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} \right) \right) K_3 \cdot J - t_{пост.сп.} \right). \quad (3.15)$$

В предложенной математической модели для своевременной установки положения лопастей на необходимый угол в соответствии с изменением скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии и с учетом инерционности системы (3.15) расчетные коэффициенты (K_1 , K_2 , K_3), характеризующие параметры ветроэнергетической установки определяются из соотношений (3.12).

Выводы к разделу 3

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

- получило дальнейшее развитие дифференциальное уравнение угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и угла поворота лопасти, отличием которого от существующих дифференциальных уравнений является возможность учета таких основных параметров работы ветроустановки, как скорость ветра и угол положения лопасти, в том числе момент инерции, ширина лопасти, количество лопастей, плотность воздуха, что делает возможным учета данных параметров для вывода формулы оценки времени включения двигателя привода угла поворота лопасти в соответствии с изменением скорости ветра, как внешнего возмущающего воздействия, с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса;
- на основе схемы системы выполнен расчет приведенного момента инерции узлов ветротурбины, являющийся одним из наиболее основных параметров, влияющим на работу ветротурбины. Расчет приведенного момента инерции заключается в приведении внешних нагрузок, которыми являются: движущие усилия (моменты инерции); тормозные усилия (моменты инерции), приведение масс, которые производятся на основе постоянства реальной кинетической энергии и приведенной системы с учетом потерь на трение (которые пропорциональны действующим инерционным усилиям);

– впервые разработана математическая модель оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра на последующем временном интервале с учетом инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей, которая позволяет учитывать временные особенности подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям с целью своевременной установки положения лопастей на необходимый угол для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса. Результаты тестирования предложенной формулы для различных комбинаций изменения скорости ветра показали, что отрицательными факторами влияния на угловую скорость являются приведенный момент инерции, выступающий в роли тормозного усилия, который возникает в результате изменения скорости ветра в большую сторону, изменение положения и время разворота лопастей;

– впервые разработана математическая модель оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, которая позволяет учитывать временные особенности подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям с целью своевременной установки положения лопастей на необходимый угол для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса. Результаты тестирования предложенной формулы для различных комбинаций изменения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии показали, что максимальное запаздывание наблюдается в случае, когда скорость ветра изменяется в большую сторону, а мощность потребляемой энергии стремится в сторону уменьшения. Таким образом, максимальное запаздывание характеризуется комбинацией изменения внешних возмущающих воздействий, когда приведенный момент инерции, выступающий в роли тормозного усилия, проявляется, как при изменении скорости ветра, так и при изменении мощности потребляемой электроэнергии.

– основные результаты данного раздела опубликованы в работах [77, 80].

РАЗДЕЛ 4

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ЗАПАЗДЫВАНИЯ ВКЛЮЧЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯ ПРИВОДА ПИТЧА НА ВРЕМЯ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА В СООТВЕТСТВИИ С ИЗМЕНЕНИЕМ СКОРОСТИ ВЕТРА И МОЩНОСТИ ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1. Вывод дифференциальных уравнений для системы автоматического регулирования угловой скорости ротора ветроколеса в зависимости от скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, угла положения лопасти и инерционности системы

«Гипотеза, принимаемая при математическом описании физических явлений, предполагает, что будущий ход процесса однозначно определяется его состоянием в настоящий момент. Задача о конечномерности таких состояний приводит к описанию динамики процесса с помощью обыкновенных дифференциальных уравнений. Существует, однако, ряд физических процессов, в которых будущее зависит от состояний процесса на некотором интервале времени в прошлом. Системы обыкновенных дифференциальных уравнений для этих процессов уже не являются удовлетворительной математической моделью. Более адекватное математическое описание в этом случае дают дифференциальные уравнения с запаздывающим аргументом» [81, 82].

В работе [80] предложена математическая модель оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и нагрузки, которая позволяет учитывать временные особенности подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям с целью своевременной установки положения лопастей на необходимый угол для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса. Результаты тестирования предложенной математической модели для различных комбинаций изменения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии показали, следующее:

– максимальное запаздывание наблюдается в случае, когда скорость ветра изменится в большую сторону, а потребляемая мощность в сторону уменьшения;

– запаздывание, которое может повлиять на увеличение времени переходного процесса, наблюдается при изменении скорости ветра в большую сторону, при этом мощность потребляемой электроэнергии остается на предыдущем уровне;

– запаздывание, которое может повлиять на увеличение времени переходного процесса, наблюдается при изменении мощности потребляемой электроэнергии в меньшую сторону, а скорость ветра является постоянной.

Таким образом, данный фактор можно рассматривать как некоторое постоянное запаздывание в управлении ветроэнергетической установкой.

Для анализа влияния времени запаздывания по принятию управляющих воздействий на эффективность функционирования ветроэнергетической установки в диссертационной работе с помощью Simulink-модели произведено моделирование регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием на основе полученных результатов тестирования формулы оценки времени включения устройства для разворота лопастей. Решение такой задачи заключается в описании системы дифференциальных уравнений с запаздывающим аргументом, на основе которой построена Simulink-модель системы автоматического регулирования с постоянным запаздыванием.

Функциональная схема ветроэнергетической установки как объекта регулирования приведена на рисунке 4.1, где приняты следующие обозначения: $V(t)$ – скорость ветра; $\alpha(t)$ – угол поворота лопасти; $M_{кр}^l(t)$ – крутящий момент, создаваемый лопастью; $M_{кр}^p(t)$ – суммарный крутящий момент, создаваемый ротором ВЭУ, $\Omega(t)$ – угловая скорость вращения ротора; $I_n(t)$ – ток нагрузки электрогенератора.

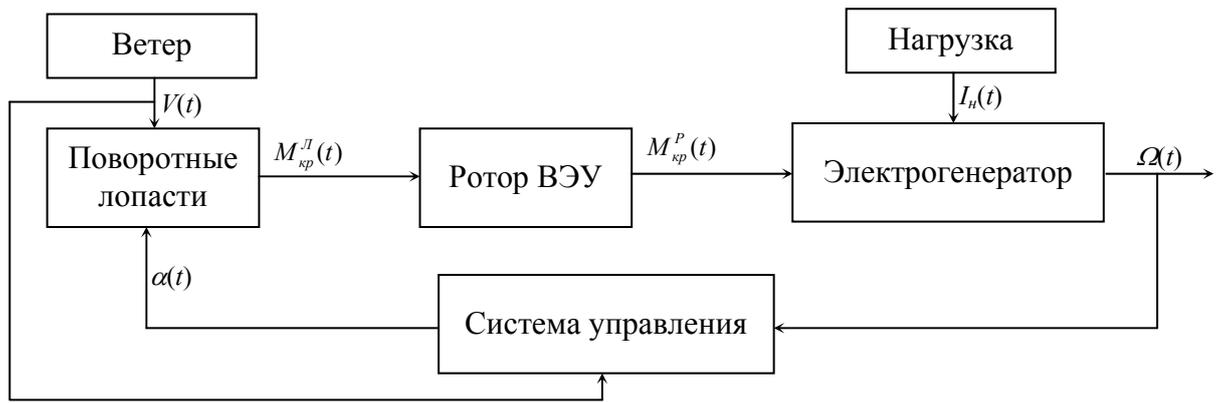


Рисунок 4.1 – Функциональная схема объекта управления

Общий вид дифференциального уравнения ветроустановки:
 $J \frac{d\Omega}{dt} = M_{кр} - M_c$ [13], где $M_{кр}$ – крутящий момент; M_c – электромагнитный момент (момент сопротивления). Величина электромагнитного момента определяется из соотношения:

$$M_c = \frac{P_{эм}}{\Omega} = \frac{3I^2 r}{\Omega s}, \quad (4.1)$$

где Ω – угловая скорость вращения ротора; I – ток ротора; r – активное сопротивление фазы обмотки статора; s – скольжение асинхронного генератора [13]. Так как $P = I^2 r$ – потребляемая мощность, а $s \cong 0,035$ [13]. то выражение (5.1) будет иметь следующий вид:

$$M_c = \frac{3}{s\Omega} P = 86 \frac{P}{\Omega} \quad (4.2)$$

В разделе 3 выполнено описание дифференциального уравнения зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти с учетом приведенного момента инерции: $J \frac{d\Omega}{dt} = 0,4 \frac{V^2}{\alpha} - M_c$ или в соответствии с (4.2)

$$J \frac{d\Omega}{dt} = 0,4 \frac{V^2}{\alpha} - 86 \frac{P}{\Omega} \quad (4.3)$$

где V – скорость ветра; α – угол положения лопасти; P – мощность потребляемой электроэнергии.. Полученное дифференциальное уравнение

является нелинейным, что затрудняет его моделирование для анализа регулирования угловой скорости ветроколеса. В теории автоматического регулирования используется метод линеаризации статических характеристик элементов, – обеспечивающий применение разработанных в математике методов решения обыкновенных линейных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. В основе метода линеаризации нелинейных дифференциальных уравнений элементов системы автоматического регулирования лежит положение о том, что все величины, характеризующие отклонения координат во время переходного процесса достаточно малы и имеют первый порядок малости Δx_1 ; Δx_2 [74]. При разложении нелинейных функциональных зависимостей, входящих в левую и правую часть дифференциального уравнения в ряд по степеням отклонений, сохраняются только величины этого порядка. Отклонения координат от значений, соответствующих равносному состоянию, характеризуют движение объекта (угловую скорость ветроколеса Ω) и являются: ΔV – отклонение скорости ветра; $\Delta \alpha$ – отклонение угла положения лопасти; ΔP – отклонение мощности потребляемой электроэнергии. Представим текущие координаты объекта через отклонения: $V = V_0 + \Delta V$; $\alpha = \alpha_0 + \Delta \alpha$; $P = P_0 + \Delta P$;

$$M_{кр} = M_{кр.0} + \Delta M_{кр} \quad \text{или} \quad M_{кр.}(\alpha; V) = M_{кр.0} + \frac{\partial M_{кр}}{\partial \alpha} \Delta \alpha + \frac{\partial M_{кр}}{\partial V} \Delta V ;$$

$$M_{с.}(\Omega; P) = M_{с.0} + \frac{\partial M_{с.}}{\partial \Omega} \Delta \Omega + \frac{\partial M_{с.}}{\partial P} \Delta P .$$

С учетом этих зависимостей получим дифференциальные уравнения:

$$J \frac{d\Delta \Omega}{dt} + \frac{\partial M_{с.}}{\partial \Omega} \Delta \Omega - \frac{\partial M_{кр}}{\partial \Omega} \Delta \Omega = \frac{\partial M_{кр}}{\partial \alpha} \Delta \alpha + \frac{\partial M_{кр}}{\partial V} \Delta V - \frac{\partial M_{с.}}{\partial \Omega} \Delta \Omega - \frac{\partial M_{с.}}{\partial P} \Delta P$$

После вычисления производных и подстановки численных значений получаем:

$$J \frac{d\Delta \Omega}{dt} + \frac{86P}{\Omega'_0} \Delta \Omega - \left(0,4 \frac{V_0^2}{\alpha_0} \right)' \Delta \Omega = 0,4 \frac{V_0^2}{\alpha'_0} \Delta \alpha + 0,4 \frac{V_0^2}{\alpha_0} \Delta V - \frac{86P}{\Omega'_0} \Delta \Omega - \frac{86P'}{\Omega_0} \Delta P$$

или

$$J \frac{d\Delta\Omega}{dt} - 767\Delta\Omega = -0,02\Delta\alpha + 0,1\Delta V - 0,55\Delta P, \quad \text{где } P_0 = 110 \text{ кВт}. \quad \text{После}$$

соответствующих преобразований (среднее значение приведенного момента инерции $J = 116000 \text{ кг} \times \text{м}^2$) получим линеаризованное дифференциальное уравнение с постоянными коэффициентами:

$$\frac{d\Delta\Omega}{dt} - 0,007\Delta\Omega = -0,0000002\Delta\alpha + 0,000001\Delta V - 0,000005\Delta P. \quad (4.4)$$

Управление угловой скоростью ветроколеса осуществляется изменением угла положения лопасти α . Дифференциальное уравнение для угла положения лопасти имеет вид: $\frac{d\Delta\alpha}{dt} = (\Omega_t - \Omega_n)$. Дифференциальное уравнение угловой

скорости ветроколеса (4.3) в левой части содержит приведенный момент инерции J . В правой части дифференциального уравнения угла положения лопасти также присутствует угловая скорость ветроколеса. Следовательно, с

учетом приведенного момента инерции J дифференциальное уравнение для

положения лопасти: $\frac{d\Delta\alpha}{dt} = (\Omega_t - \Omega_n)J$. Таким образом, система дифференциальных уравнений для системы автоматического регулирования

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\Omega}{dt} - 0,007\Delta\Omega = -0,0000002\Delta\alpha + 0,000001\Delta V - 0,000005\Delta P, \\ \frac{d\Delta\alpha}{dt} = (\Omega_t - \Omega_n)J. \end{cases} \quad (4.5)$$

4.2. Описание системы линейных дифференциальных уравнений с запаздывающим аргументом

На основе формулы оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти [80] в работе [82] выполнено исследование влияния скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, как внешних возмущающих воздействий, а также инерционности системы и постоянной времени переходного процесса на время запаздывания изменения положения лопастей на необходимый угол в соответствии с изменением внешней среды. Формула

оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти для предполагаемой скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса имеет следующий вид:

$$T_{вкл.P.V.} = t_{i+1} + \left(\left(Ln \left(1,3 - 0,3 \frac{V_{t_{i+1}}}{V_{t_i}} \right) + Ln \left(1,3 - 0,3 \frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} \right) \right) 0,002J - t_{пост.вр.} \right), \text{ где}$$

t_{i+1} – будущее время изменения скорости ветра; $V_{t_{i+1}}$ – значение изменения скорости ветра на шаге t_{i+1} ; V_{t_i} – текущее значение скорости ветра; $P_{t_{i+1}}$ – значение изменения потребляемой мощности на шаге t_{i+1} ; P_{t_i} – текущее значение потребляемой мощности; J – приведенный момент инерции; $t_{пост.вр.}$ – постоянная времени переходного процесса. Таким образом, элементом с запаздыванием в системе регулирования является изменение значения угла положения лопасти для предполагаемого изменения значения скорости ветра, то есть $\alpha_{вых.}(t) = \alpha_{вх.}(t - t_{зан.})$, где $\alpha_{вых.}(t)$ – выходное значение угла атаки из системы поворота лопастей как реакция на изменение значения скорости ветра в момент времени t ; $\alpha_{вх.}(t - t_{зан.})$ – входное значение угла атаки в систему поворота лопасти с некоторым запаздыванием, связанным с постоянной времени разворота лопастей и тормозным усилием (вызванным моментом инерции), которое препятствует возвращению угловой скорости ветроколеса к требуемому, номинальному значению. Входное значение угла атаки $\alpha_{вх.}$ в систему поворота лопастей с запаздыванием на $t_{зан.}$ равносильно умножению изображения на $e^{-pt_{зан.}}$, т.е. $\alpha_{вых.}(p) = e^{-pt_{зан.}} \alpha_{вх.}(p)$ [84].

Таким образом, при отсутствии изображения $e^{-pt_{зан.}}$ дифференциальное уравнение угла поворота лопасти будет иметь следующий вид:

$$\frac{d\Delta\alpha}{dt} = \left(\Omega_t - \Omega_H \right) J_{t_{i+1} - T_{вкл.}}, \text{ где } t_{зан.} = t_{i+1} - T_{вкл.} - \text{ время запаздывания, которое}$$

показывает, что $\Delta\alpha_{вых.}$ – как выходное значение угла положения лопасти –

будет воздействовать на систему с некоторым запаздыванием $\Delta\alpha_{t_{i+1}-T_{вкл}}$ в том случае, если $0 < T_{вкл} < t_{i+1}$, а при $0 < t_{i+1} \leq T_{вкл}$ – отсутствие запаздывания. Другими словами, если время включения двигателя привода питча меньше времени оценки внешних возмущающих воздействий (скорость ветра, мощность потребляемой электроэнергии), то имеет место запаздывание по регулированию угловой скорости ветроколеса, в противном случае рассматриваемый фактор отсутствует.

Тогда систему линейных дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами для системы автоматического регулирования с запаздывающим аргументом можно записать в виде:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\Omega}{dt} - 0,007\Delta\Omega = -0,0000002\Delta\alpha + 0,000001\Delta V - 0,000005\Delta P, \\ \frac{d\Delta\alpha}{dt} = (\Omega_t - \Omega_n)J_{t_{i+1}-T_{вкл}} \end{cases} \quad (4.6)$$

4.3. Система автоматического регулирования с постоянным запаздыванием

При изменении скорости ветра в большую сторону или нагрузки в сторону уменьшения для «возвращения» угловой скорости ветроколеса к номинальному значению потребуется некоторое время из-за влияния приведенного момента инерции, выступающего в роли тормозного усилия, следовательно, принятие решений по управлению осуществляется с некоторым запаздыванием $t_{зан}$. При изменении скорости ветра в меньшую сторону или нагрузки в сторону увеличения номинальное значение угловой скорости ветроколеса некоторое время остается постоянным из-за влияния приведенного момента инерции, выступающего в роли движущего усилия, а фактор «тормозного усилия» при таком варианте изменения скорости ветра отсутствует.

В разделе 3 в таблице 3.2 приведены результаты тестирования формулы оценки времени включения двигателя привода питча, из которых следует, что при изменении скорости ветра на 2 м/с и мощности потребляемой электроэнергии на 13 кВт в большую сторону запаздывание принятия решений

по управлению составляет $t_{зан.} = 5c$, а в случае увеличения скорости ветра с тем же значением и при неизменной потребляемой мощности запаздывание принятия управляющих воздействий составляет $t_{зан.} = 9c$. Следовательно, для анализа влияния запаздывания на время переходного процесса с точки зрения целесообразности применения оценки времени включения двигателя привода угла питча лопасти можно рассмотреть простейший случай изменения скорости ветра $\Delta V = 2м/с$ и $\Delta P = 13кВт$ в большую сторону при котором $t_{зан.} = 5c$ – время запаздывания включения двигателя привода питча, а также изменение $\Delta V = 2м/с$ в большую сторону и $\Delta P = 0$ при котором $t_{зан.} = 9c$ (см. таблица 3.2 раздел 3).

Так как система описывается обыкновенным дифференциальным уравнением первого порядка с постоянными коэффициентами, и ошибкой системы, а управление угловой скорости ротора ветроколеса является программным во времени, то для расчета системы автоматического управления в качестве динамических звеньев (пропорциональное, интегральное и дифференцированное) оптимальным является использование автоматического аналогового ПИД-регулятора скорости. В общем виде уравнение ПИД-регулятора можно записать:
$$\Delta\alpha = K_{П}(\Omega_t - \Omega_n) + K_{И} \int (\Omega_t - \Omega_n) dt + K_{Д} \frac{\partial}{\partial t} (\Omega_t - \Omega_n)$$
 где $K_{П}$ – пропорциональная часть, $K_{И}$ – интегральная часть, $K_{Д}$ – дифференциальная часть – модельные настройки ПИД-регулятора [81, 84].

Следовательно, система дифференциальных уравнений автоматического регулирования имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\Omega}{dt} - 0,007\Delta\Omega = -0,0000002\Delta\alpha + 0,000001\Delta V - 0,000005\Delta P, \\ \Delta\alpha_{t_{i+1} - T_{вкл.}} = \left(K_{П} \Delta\Omega + K_{И} \int \Delta\Omega dt + K_{Д} \frac{\partial}{\partial t} \Delta\Omega \right) J \end{cases}$$

или с учетом настроек $K_{П}$, $K_{И}$, $K_{Д}$, полученных в результате моделирования:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\Omega}{dt} - 0,007\Delta\Omega = -0,0000002\Delta\alpha + 0,000001\Delta V - 0,000005\Delta P, \\ \Delta\alpha_{t_{i+1} - T_{\text{вкл.}}} = \left(123,233\Delta\Omega + 11,998 \int_t \Delta\Omega \partial t - 3,864 \frac{\partial}{\partial t} \Delta\Omega \right) J. \end{cases} \quad (4.7)$$

Для оптимизации параметров ПИД-регулятора использовался инструмент NCD Outport (Nonlinear Control Design) [85].

Исходя из начальных приближений, процесс поиска оптимальных параметров системного ПИД-регулятора отображается графически путем построения. Первым выводят график, соответствующий начальным условиям оптимизации (рис. 4.2, линия 1). Если в ходе вычислений получено такое значение переменной, которое полностью соответствует критерию оптимизации, то процесс расчета автоматически прекращается (рис. 4.2, линия 2) при $K_p = 123,233$, $K_i = 11,988$, $K_d = -3,864$ для данного случая возмущения.

На рисунке 4.3 представлена Simulink-модель системы автоматического регулирования угловой скорости ротора ветроколеса, реализованная в системе Matlab на основе системы дифференциальных уравнений (4.7). Для определения запаздывания в модели использован блок Transport Delay, обеспечивающий задержку сигнала на заданное количество шагов модельного времени [86]. Модельное время, составит соответственно: $\frac{1}{60c}5c = 0,08$ и

$\frac{1}{60c}9c = 0,15$. Скорость ветра V и мощность потребляемой электроэнергии P являются случайными величинами, а среднее квадратическое отклонение составляет $\sigma = 5\text{м/с}$. На рисунке 4.4 представлен график регулирования угловой скорости ротора ветроколеса с нулевым запаздыванием $t_{\text{зан.}} = 0$. Рисунок 4.5 иллюстрирует запаздывание $t_{\text{зан.}} = 5c$. График регулирования с запаздыванием $t_{\text{зан.}} = 9c$ представлен на рисунке 4.6, а с запаздыванием, которое является максимальным на основе расчетных данных, $t_{\text{зан.}} = 13c$ – на рисунке 4.7.

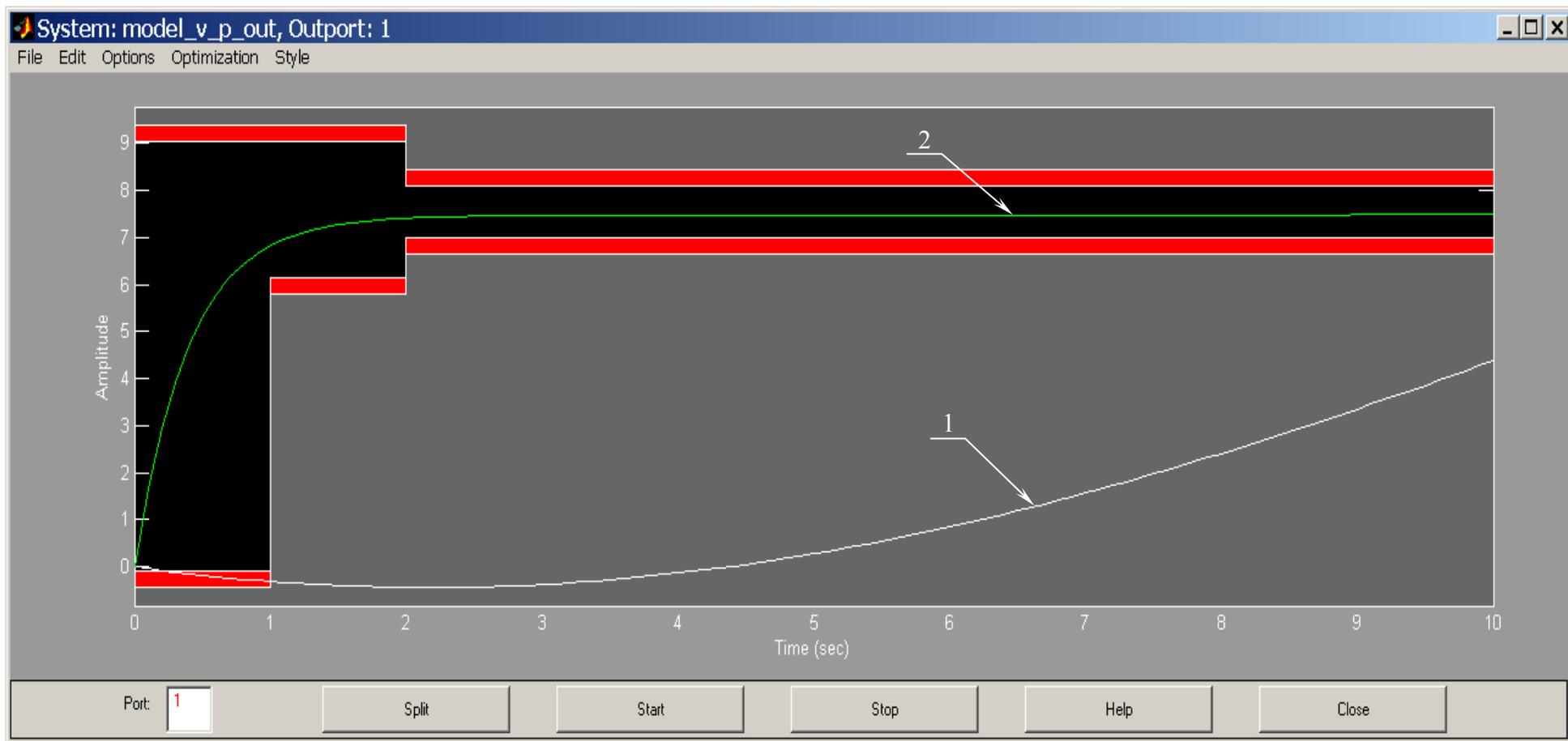


Рисунок 4.2 – График, соответствующий начальным условиям оптимизации

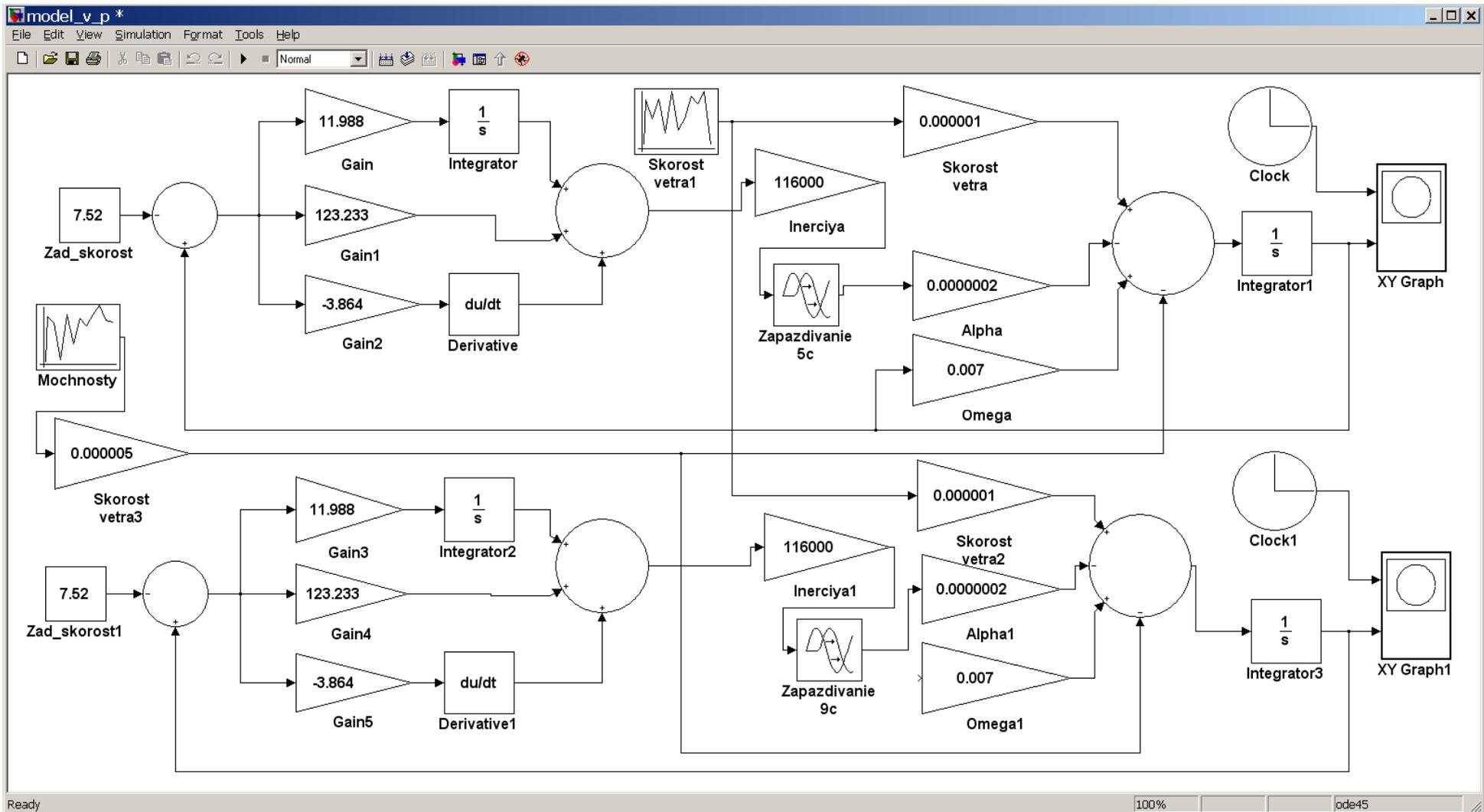


Рисунок 4.3 – Модель системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра, включающая запаздывающий аргумент

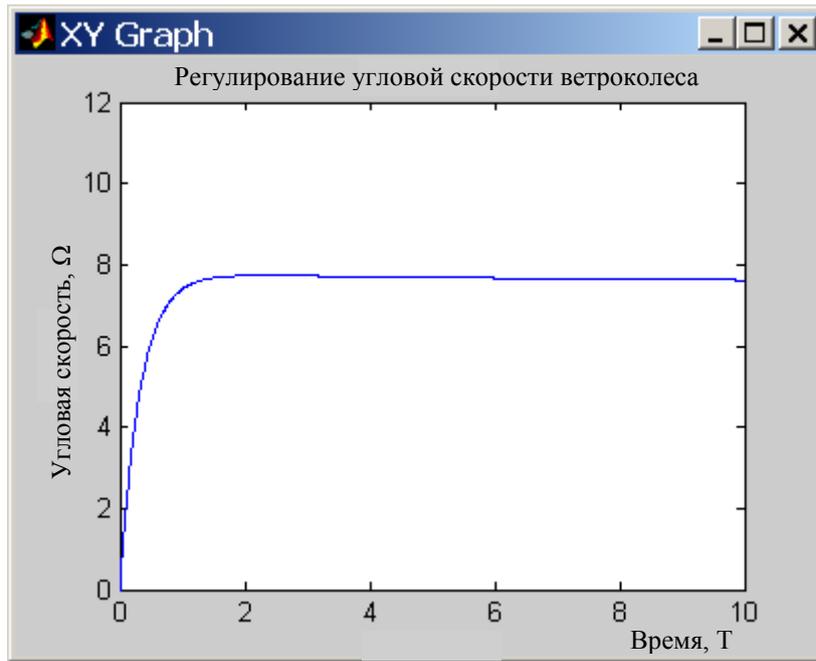


Рисунок 4.4 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с нулевым запаздыванием

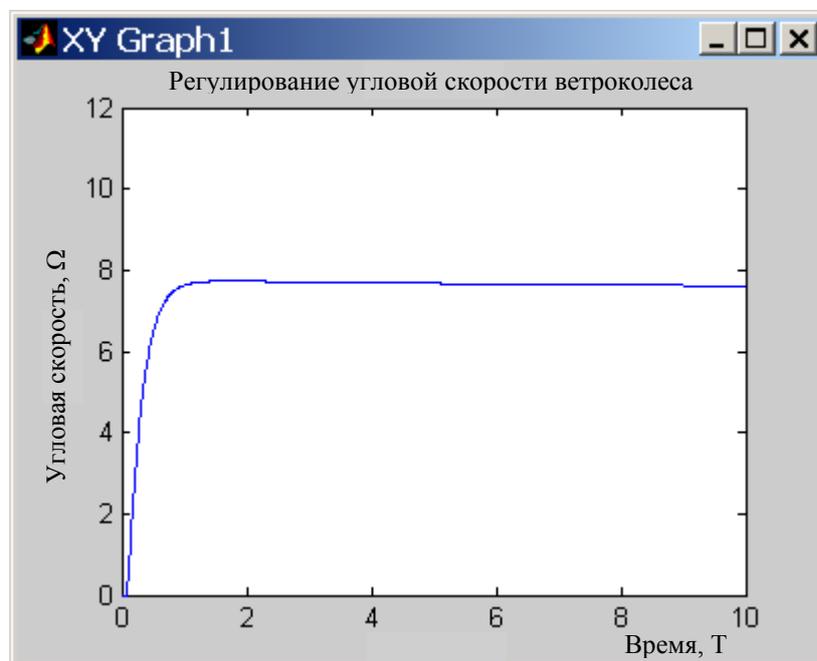


Рисунок 4.5 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием 5с

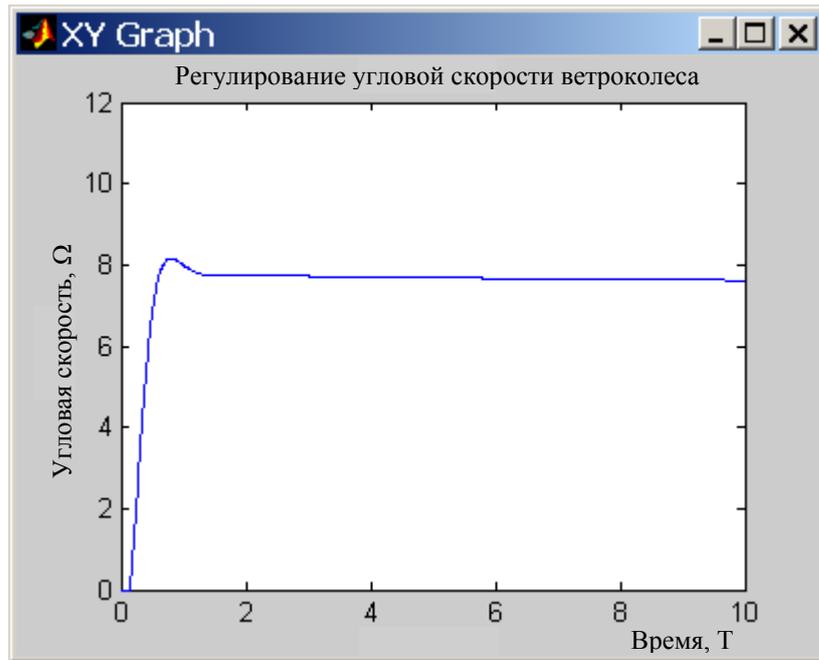


Рисунок 4.6 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием 9с



Рисунок 4.7 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием 13с

Таким образом, исходя из результатов автоматического управления следует, что при регулировании угловой скорости ротора ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 0$, управление ветроэнергетической установкой является оптимальным, что характеризуется графиком, представленным на рисунке 4.4, на котором выход на номинальную угловую скорость является идеальным, с минимальным временем переходного процесса. Такой эффект регулирования угловой скорости ротора достигается за счет своевременной подготовки системы к предполагаемым внешним возмущающим воздействиям (изменению скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии), то есть с помощью оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти на установленном интервале времени.

График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 5c$, представленный на рисунке 4.5 показывает, что данное запаздывание принятия управляющих решений не влияет на время переходного процесса, а следовательно и на отклонение угловой скорости ротора ветроколеса от номинального установленного значения. Рассматриваемый график построен на основе записи 5 таблицы 3.2 (раздел 3), где регулирование угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 5c$ соответствует комбинации внешних возмущающих воздействий $\Delta V > 0$; $\Delta P > 0$, откуда следует, что изменение мощности потребляемой электроэнергии в большую сторону привело к уменьшению времени запаздывания в противовес изменению скорости ветра в большую сторону на 2м/с.

На рисунке 4.6 приведен график регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 9c$, откуда следует, что при данном запаздывании, возможно отклонение значения угловой скорости ветроколеса от номинального значения в зону грубого регулирования, т.е. происходит «заброс» угловой скорости ротора и следовательно, увеличение времени управления, что в свою очередь приводит к росту времени переходного процесса.

Критическое значение времени запаздывания регулирования угловой скорости ротора ветроколеса, характеризует запись 4, где $t_{зан.} = 13с$ при существующих комбинациях $\Delta P < 0$ и $\Delta V > 0$, представленных в таблице 3.2 (раздел 3). График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 13с$ представлен на рисунке 4.7, характеризуется переходным процессом в 2 раза превышающим номинальный, что вызывает отклонение амплитуды на 27% от ее номинального значения. Такое явление обусловлено тем, что каждый из факторов (изменение скорости ветра в большую сторону и изменение мощности потребляемой электроэнергии в сторону уменьшения) вызывает изменение угловой скорости ротора только в сторону увеличения.

Таким образом, автоматическое регулирование с запаздыванием $t_{зан.} = 9с$ и выше ведет к увеличению времени переходного процесса и вызывает следующие негативные факторы:

- появление аэродинамических ударов, следовательно, увеличение нагрузки на ротор, привод питча, лопасть и зубчатую передачу привода;
- нарушение стабильности частоты вращения ветроколеса;
- избыточность количества включений двигателя привода питча, следовательно, отсутствие экономии электроэнергии при собственном потреблении;
- отсутствие эффективности использования энергии ветра.

Следовательно, своевременная подготовка системы к изменению внешних возмущающих воздействий позволит улучшить выходные параметры ветроустановки, повысить экономию электроэнергии при собственном ее потреблении и эффективность использования энергии ветра, а также продлить срок службы ветроэлектрических агрегатов.

4.4. Исследование устойчивости системы в соответствии с изменением времени запаздывания регулирования и частотных характеристик элементов

«Устойчивостью системы автоматического регулирования называют способность поддерживать заданный регулируемый режим работы системы с определенной точностью и восстанавливать его при нарушении.

В рамках диссертационной работы система «регулируемый объект Ω – регулятор ω » является устойчивой, если появившееся при переходном процессе в результате случайного возмущающего воздействия отклонение регулируемого параметра $\Delta\Omega$ от положения равновесия ($\Delta\Omega=0$) с течением времени стремится к значению, меньшему любого заданного, т.е. в устойчивой системе должны быть только сходящиеся процессы, и наоборот, неустойчивая система характеризуется наличием расходящегося переходного процесса в тех же условиях» [73].

В разделе 3 произведено описание методики по оценке времени запаздывания на принятие управляющих решений системой управления ветротурбиной на основе расчетных данных, характеризующих время задержки включения двигателя привода питча в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии.

Устойчивость системы автоматического управления с запаздыванием зависит от времени запаздывания $t_{зан}$. При некотором критическом времени запаздывания $t_{зан}^{kp}$ система выйдет из устойчивого режима работы.

В пункте 4.3 текущего раздела на основе результатов автоматического управления выявлено, что при запаздывании регулирования угловой скорости ветроколеса $t_{зан} = 13c$ переходный процесс является сходящимся, то есть система сохраняет устойчивый режим работы. На рисунке 4.8 представлен график регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием, $t_{зан} = 17c$ из которого следует, что длительность переходного процесса увеличивается, при этом устойчивость системы сохраняется.

Таким образом, исходя из результатов автоматического управления, представленных на рисунке 4.4 следует, что при запаздывании $t_{зан} = 17c$ система автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса,

разработанная на основе системы дифференциальных уравнений (4.7) сохраняет большой запас устойчивости, который может характеризоваться интервалом времени на промежутке: $t_{\text{зан.}} = 0 \text{ с} \leq t_{\text{зан.}} < t_{\text{зан.}} = 17 \text{ с}$.

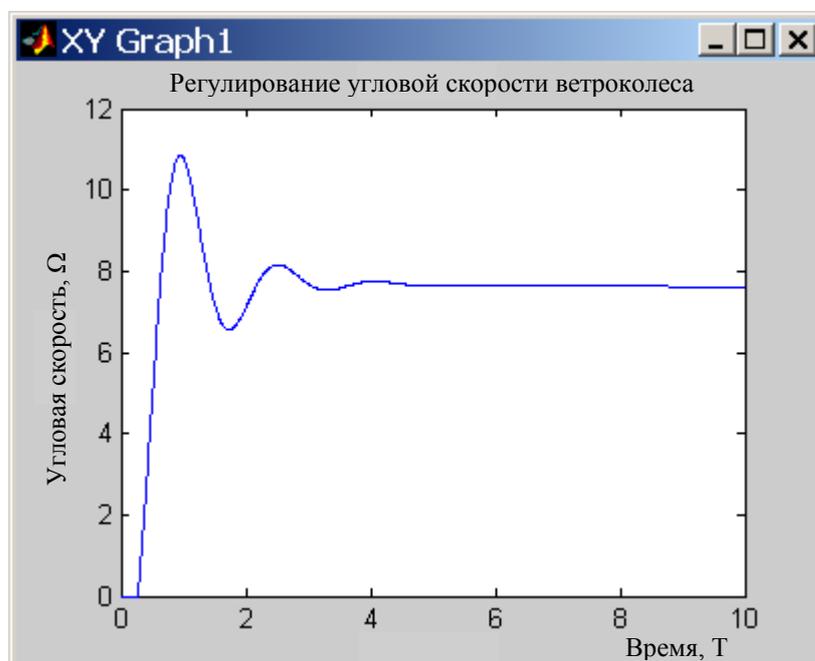


Рисунок 4.8 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием 17с

Более полное исследование на устойчивость системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса основано на определении влияния изменения частоты ω возмущающего воздействия на регулируемый объект. Система автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса (рис. 4.9) содержит три канала, характеризующих внешние возмущения: скорость ветра и мощность потребляемой электроэнергии, как внешние возмущающие воздействия, угол положения лопастей – как управляющее воздействие. Согласно [74] каждое из возмущений должно быть умножено на $\cos \omega t$ (изменение частоты во времени). Модель системы автоматического регулирования угловой скорости ротора ветроколеса с учетом частотных характеристик элементов представлена на рисунке 4.9.

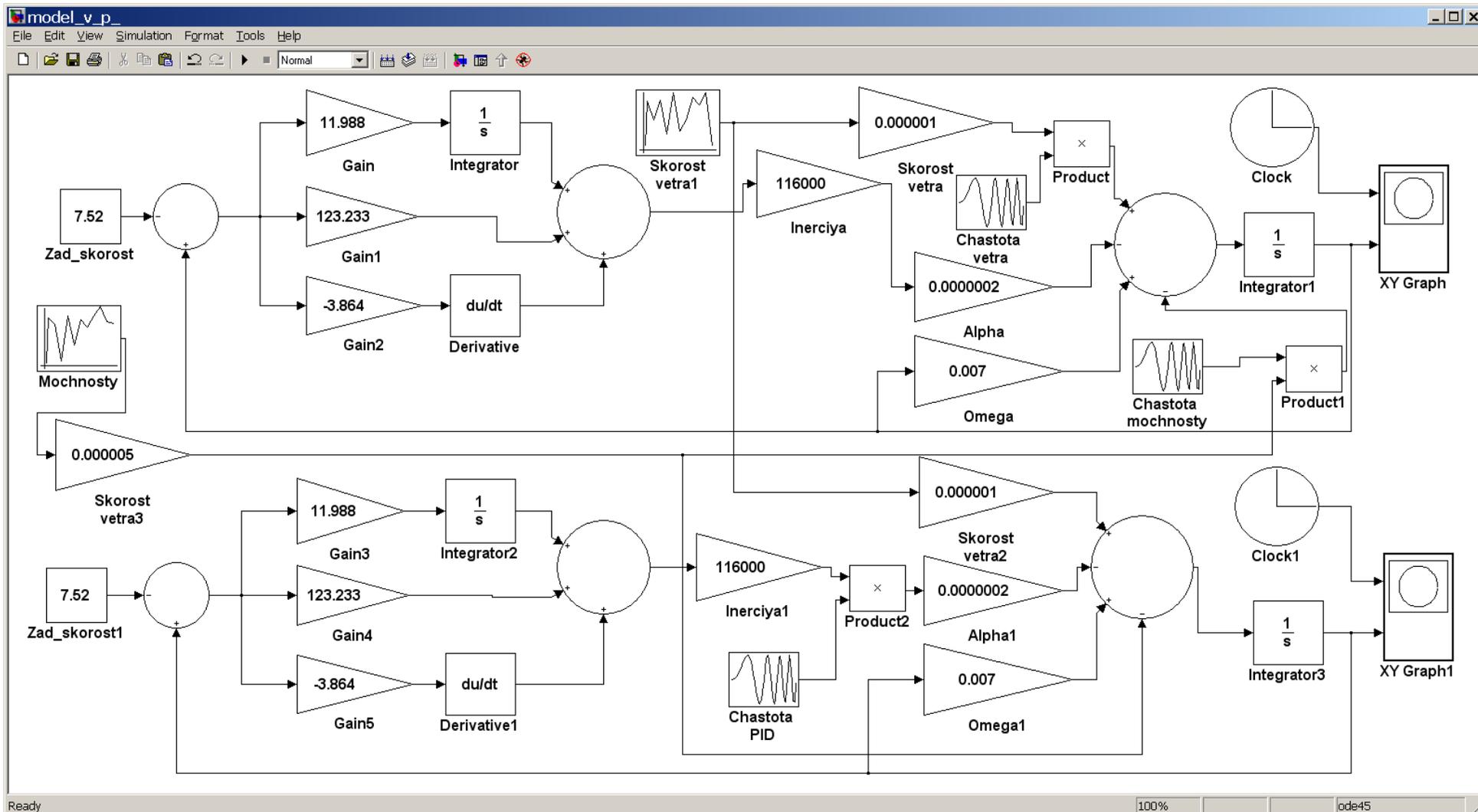


Рисунок 4.9 – Модель системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением частоты скорости ветра, потребляемой мощности и ПИД-регулятора

В предложенной модели для системы автоматического управления угловой скорости ветроколеса с учетом частотных характеристик элементов, согласно системе дифференциальных уравнений (4.4), $\Delta V = \Delta V \cos \omega t$ – характеризует влияние на регулируемый объект изменения частоты колебаний скорости ветра, $\Delta P = \Delta P \cos \omega t$ – характеризует влияние на регулируемый объект изменения частоты колебаний мощности потребляемой электроэнергии, а $\Delta \alpha = \Delta \alpha \cos \omega t$ – влияние частоты ПИД-регулятора. Для частотных характеристик элементов в модели использован блок Chirp Signal, который генерирует синусоидальный сигнал единичной амплитуды и переменной частоты, изменяющейся во времени по линейному закону [86]. Из результатов автоматического управления следует, что изменение частоты колебаний скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии не влияет на устойчивость системы, график такого регулирования идентичен графику, представленному на рисунке 4.4, а резонансная частота ПИД-регулятора составляет 0,02Гц. На рисунке 4.10 представлен график автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса с частотой ПИД-регулятора 0,02Гц.

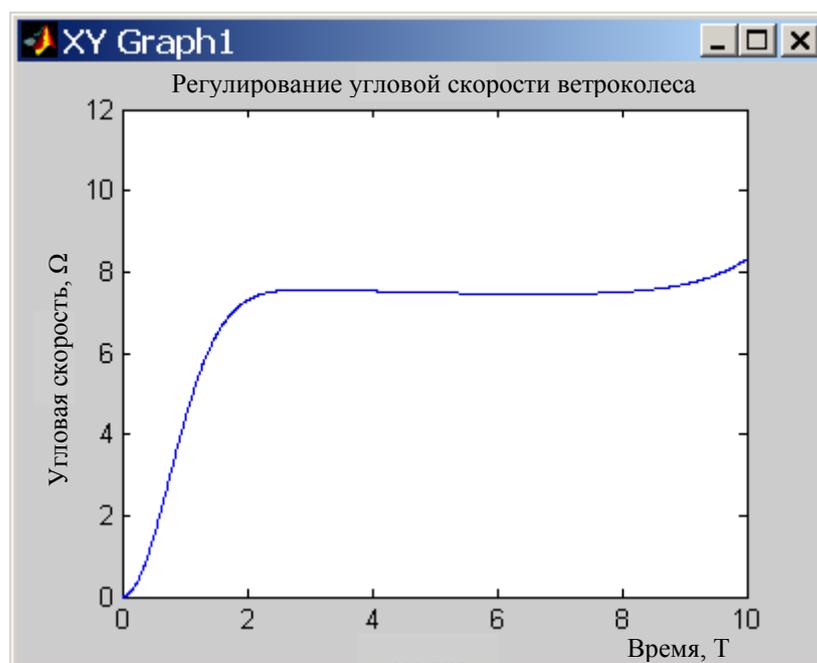


Рисунок 4.10 – График регулирования угловой скорости ветроколеса с частотой ПИД-регулятора 0,02Гц

Выводы к разделу 4

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

– выведено линейное, дифференциальное уравнение угловой скорости ветроколеса с постоянными коэффициентами в соответствии с изменением скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, угла положения лопасти и с учетом инерционности отличием которого от существующих дифференциальных уравнений является возможность учета таких основных параметров работы ветроустановки как скорость ветра, мощность потребляемой электроэнергии, угол атаки лопасти и инерционность системы;

– разработана Модель системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием с использованием ПИД-регулятора и выполнено автоматическое регулирование угловой скорости ротора с запаздыванием. По результатам анализа следует, что при регулировании угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 0$, выход на номинальную угловую скорость является идеальным, с минимальным временем переходного процесса и обеспечивается за счет своевременной подготовки системы к предполагаемым внешним возмущающим воздействиям с помощью оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти на интервале времени оценки. Регулирование угловой скорости ветроколеса с запаздыванием $t_{зан.} = 5с$ не влияет на время переходного процесса. Управление с запаздыванием $t_{зан.} = 9с$ вызывает отклонение значения угловой скорости от номинального значения в зону грубого регулирования, т.е. происходит «заброс» угловой скорости ротора и, следовательно увеличивается время переходного процесса. Максимальное время запаздывания по регулированию угловой скорости ротора, составляет $t_{зан.} = 13с$. При существующих комбинациях $\Delta P < 0$ и $\Delta V > 0$ запаздывание относится к самому критическому из всех возможных. Данная ситуация обусловлена тем, что каждый из факторов (изменение скорости ветра в большую сторону и изменение мощности потребляемой электроэнергии в сторону уменьшения) влияет на изменение

угловой скорости ротора только в сторону увеличения. Таким образом, регулирование с запаздыванием $t_{зан.} = 9c$ и выше ведет к увеличению времени переходного процесса и порождает следующие негативные факторы: появление аэродинамических ударов, следовательно, увеличение нагрузки на ротор, привод питча, лопасть и зубчатую передачу привода; нарушение стабильности частоты вращения ветроколеса; избыточность количества включений двигателя привода питча, следовательно, отсутствие экономии электроэнергии при собственном потреблении; отсутствие эффективности использования энергии ветра. Следовательно, своевременная подготовка системы к изменению внешних возмущающих воздействий позволит улучшить выходные параметры ветроустановки, повысить экономию электроэнергии при собственном ее потреблении и эффективность использования энергии ветра, а также продлить срок службы ветроэлектрических агрегатов;

– выполнено исследование системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса с запаздыванием на устойчивость и по итогам результатов управления произведен анализ, который показал, что устойчивость системы автоматического регулирования с запаздыванием при некотором критическом времени запаздывания $t_{зан.}^{kp}$ ($t_{зан.} = 17c$) система автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса сохраняет большой запас устойчивости, который может характеризоваться интервалом времени на промежутке: $t_{зан.} = 0c \leq t_{зан.} < t_{зан.} = 17c$;

– выполнено исследование системы автоматического регулирования угловой скорости на устойчивость в соответствии с изменением частоты скорости ветра, потребляемой мощности и ПИД-регулятора, как управляющего органа, и по итогам результатов управления произведен анализ, который показал, что изменение частоты колебаний скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии не влияет на устойчивость системы, а резонансная частота ПИД-регулятора составляет 0,02Гц;

– основные результаты данного раздела опубликованы в работах [80, 84].

РАЗДЕЛ 5

РАЗРАБОТКА ПОДСИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ИЗМЕНЕНИЯ УГЛОВОЙ СКОРОСТИ ВЕТРОКОЛЕСА И УГЛА ПОЛОЖЕНИЯ ЛОПАСТИ

5.1. Выбор математической модели оценки скорости ветра

Оценка скорости ветра в автоматизированной системе управления ветроэнергетической установкой является необходимым элементом для разработки математической модели оценки изменения угловой скорости ветроколеса.

Использование результатов измеренных метеопараметров, предоставляемых метеорологической башней, расположенной в области ветроэлектростанции, не дает возможности реализовать эффективное управление ветроэнергетической установкой. Это связано с тем, что система обладает большой инерционностью, а скорость ветра может быстро изменяться во времени. Рассматриваемый фактор приводит к запаздыванию принятия решений по управлению. В работе [77] предложена методика, позволяющая устранить запаздывание принятия решений по управлению, суть которой состоит в своевременной подготовке системы к изменению скорости ветра как внешнего возмущающего воздействия, а в работах [80, 84] выполнен анализ влияния запаздывания регулирования угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии и угла положения лопасти. Для решения такой задачи разработана математическая модель оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти (3.14). В полученной математической модели одним из аргументов, является скорость ветра на последующем интервале времени. Таким образом, существует необходимость в решении задачи по оценке скорости ветра.

Для решения указанной задачи в диссертационной работе использован метод оценки стационарных метеорологических процессов, который реализует подход к их анализу посредством разложения в ряд полинома Чебышева.

Исследование случайного процесса полиномами Чебышева позволяет, по аналогии с методом наименьших квадратов [87], аппроксимировать изменение среднего для метеорологического процесса. В результате сравнительного исследования сформированы следующие причины, обусловившие переход при оценке среднего (и оценки метеозлемента) от метода наименьших квадратов к использованию полиномов Чебышева:

1) при использовании процедуры метода наименьших квадратов осуществляется аппроксимация случайного процесса «в среднем»;

2) особенности его изменения во времени учитываются слабо, т.е. малые отклонения значений случайного процесса от среднего практически не учитываются;

3) сложные виды метеорологических процессов метод наименьших квадратов аппроксимирует с неудовлетворительной точностью.

Перечисленные особенности метода наименьших квадратов позволяют сделать вывод о предпочтительном его использовании для грубой оценки характера изменения математического ожидания случайного процесса.

«Осуществляемое разложение случайных метеорологических процессов в ряд по полиномам Чебышева аппроксимирует кривую процесса с большей точностью, формируя ее таким образом, чтобы обеспечивать минимальные отклонения от исходного процесса на всем интервале измерений.

В то же время, полиномы Чебышева являются наиболее апробированным математическим аппаратом для оценки значений случайных процессов в гидрометеорологии» [88].

Разложение случайного процесса в ряд по полиномам записывается следующим образом:

$$Y(\tau) = A_0\psi_0(\tau) + A_1\psi_1(\tau) + \dots + A_i\psi_i(\tau) + \dots, \quad (5.1)$$

где через A_i обозначены коэффициенты разложения, определяемые на основе измеренных значений скорости ветра и известных значений полиномов в этих точках, ψ_i – полиномы, представляющие собой параболы i -го порядка.

«Определение интервала времени τ , в течение которого осуществляется осреднение непрерывно измеренных значений скорости ветра, выполнено в соответствии со следующими соображениями. При измеренных на некотором промежутке времени $[a, \tau]$ реализациях случайного процесса $Y(\tau)$ решение задачи оценки процесса на некоторый интервал упреждения Δt ($\Delta t > 0$) – нахождения реализации процесса в момент времени $\tau + \Delta t$ » [88].

Вычисление коэффициентов A_i ряда выполняется по формуле [88]:

$$A_i = \frac{\sum_{m=1}^n Y(\tau_m) \psi_i(\tau_m)}{\sum_{m=1}^n \psi_i^2(\tau_m)}, \quad (5.2)$$

в которой индексом m обозначен номер временного отсчета, когда проводилось измерение значения случайного метеорологического процесса, определяемого в (5.1) через $Y(\tau_m)$; i – индекс члена ряда разложения. Полиномы Чебышева различных порядков выражены в соответствии с формулами [88]:

$$\psi_0 = 1; \psi_1 = \tau - \frac{n+1}{2}; \psi_2 = \psi_1^2 - \frac{n^2-1}{12};$$

Выражение для расчета полиномов некоторого порядка $k+1$, $k=i$ имеет вид:

$$\psi_{k+1} = \psi_1 \psi_k - \frac{k^2(n^2 - k^2)}{4(4k^2 - 1)} \psi_{k-1}. \quad (5.3)$$

где n – число точек, в которых задано значение случайного процесса; τ – номер точки, принимающий значение $1, 2, \dots, n$.

Среднее квадратичное отклонение ошибки аппроксимации определяется по формуле [88, 89]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{m=1}^n [Y_i(\tau) - Y_n(\tau)]^2}{n-1}} \quad (5.4)$$

Здесь $Y_n(\tau) = \sum_{k=1}^n A_k \psi_k(\tau)$ – сумма первых p членов ряда, $Y_i(\tau)$ – замеры метеопараметра, n – количество замеров.

Алгоритм процедуры разложения случайного метеорологического процесса в ряд по полиномам Чебышева и оценки значения метеопараметра на следующий интервал времени Δt состоит из последовательности шагов:

- выполняется расчет для количества измерений $n=60$ при количестве членов ряда $p=60$. По формуле (5.2) при учете вида выражений для полиномов вычисляются значения коэффициентов разложения метеорологического процесса в ряд;

- по формуле (5.4) выполняется вычисление погрешности (среднеквадратического отклонения) аппроксимации процесса суммой членов ряда. Полученное значение погрешности аппроксимации сравнивается с установленным значением точности оценки метеоэлемента;

- погрешность аппроксимации не должна превышать порог 4%.

Результаты оценки выводятся в файл на диске и используются в качестве входных данных для определения изменения угловой скорости ротора ветроколеса.

Программа, реализующая задачу оценки предполагаемого значения случайного процесса приведена в Приложении В. Математический характер метода Чебышева (разложение случайного процесса в ряд по полиномам) приведен в Приложении Г.

5.2. Разработка метода оценки изменения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти

Скорость ветра – определяется, как основной фактор, влияющий на изменение угловой скорости ротора ветроколеса. Это связано с тем, что ветер является необходимой энергией, которая с помощью лопастей через трансмиссию приводит в движение ротор генератора, благодаря чему и производится электроэнергия.

В работе [80] произведен анализ влияния изменения мощности потребляемой электроэнергии на угловую скорость ротора ветроколеса. Следовательно, мощность потребляемой электроэнергии в данном контексте, как и скорость ветра является внешним возмущающим воздействием и характеризуется, как случайный процесс. Таким образом, как и для скорости ветра существует необходимость в оценке мощности потребляемой электроэнергии. Метод, использованный для оценки скорости ветра, может быть приемлем и для оценки величины потребляемой электроэнергии, так как рассматриваемые явления характеризуются, как случайные величины. Для решения такой задачи в диссертационной работе использован метод оценки случайных метеорологических процессов, который реализует подход к их анализу посредством разложения в ряд полинома Чебышева.

Предложенная методика по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой основана на своевременной подготовке системы к внешним возмущающим воздействиям. В этой связи с целью принятия решений по управлению существует необходимость иметь данные об изменении угловой скорости ветроколеса на последующем отрезке времени. Если фактическое значение угловой скорости ротора ветроколеса не выходит за пределы допустимой погрешности, то необходимость включения двигателя привода угла pitch лопасти отсутствует – в противном случае принимается решение по изменению угла положения лопастей. Таким образом, для решения поставленной задачи необходимо разработать формулу зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра, угла положения лопасти и величины потребляемой электроэнергии на последующем отрезке времени.

Общий вид формулы зависимости угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии будет иметь вид:

$$\Omega_{t_{i+1}} = \Omega_{t_{i+1}.V} + \Delta\Omega_{t_{i+1}.P}, \quad (5.5)$$

где $\Omega_{t_{i+1}.V}$ – значение угловой скорости ветроколеса на будущем отрезке времени с учетом изменения скорости ветра; $\Delta\Omega_{t_{i+1}.P}$ – приращение значения угловой скорости ветроколеса на будущем отрезке времени с учетом изменения мощности потребляемой электроэнергии. Предложенный метод для описания данного уравнения основан на том, что с помощью формулы зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти (2.10) (раздел 2) можно определить, как изменится на будущем интервале времени угловая скорость ветроколеса при изменении скорости ветра. Функциональная зависимость для определения приращения угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением мощности потребляемой электроэнергии будет иметь следующий вид:

$$\Delta\Omega_{t_{i+1}} = \frac{\Omega_{\Gamma.t_i}}{i_p} \left(\frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} - 1 \right), \quad (5.6)$$

где $\Omega_{\Gamma.t_i}$ – текущее значение угловой скорости ротора генератора; P_{t_i} – текущее значение мощности потребляемой электроэнергии; $P_{t_{i+1}}$ – предполагаемое значение мощности потребляемой электроэнергии; i_p – передаточное число редуктора.

Таким образом, математическая модель оценки угловой скорости ветроколеса с учетом изменения внешних возмущающих воздействий будет иметь вид:

$$\Omega_{t_{i+1}} = 119 \frac{Ze}{rib(1-e^2)} \frac{V_{t_{i+1}}}{\alpha_{t_i}} + \frac{\Omega_{\Gamma.t_i}}{i_p} \left(\frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} - 1 \right). \quad (5.7)$$

Для своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям наряду с оценкой времени включения двигателя привода угла pitch лопасти существует необходимость в наличии данных относительно

требуемого значения угла положения лопасти на последующем отрезке времени. Таким образом, для решения поставленной задачи существует необходимость в описании формулы зависимости угла положения лопасти от скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем отрезке времени.

Подход к описанию математической модели по определению требуемого значения угла положения лопасти аналогичен подходу при описании математической модели оценки угловой скорости ветроколеса. Зависимость угла положения лопасти от изменения скорости ветра и потребляемой электроэнергии будет иметь вид:

$$\alpha_{t_{i+1}} = \alpha_{t_{i+1}.V} + \Delta\alpha_{t_{i+1}.P}, \quad (5.8)$$

где $\alpha_{t_{i+1}.V}$ – значение угла положения лопасти на последующем отрезке времени с учетом изменения скорости ветра; $\Delta\alpha_{t_{i+1}.P}$ – приращение значения угла положения лопасти на предполагаемом отрезке времени с учетом изменения мощности потребляемой электроэнергии. На основе формулы зависимости угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти (2.10), предложенной в разделе 2, получим зависимость угла положения лопасти от скорости ветра и номинальной (задающей) угловой скорости ротора генератора:

$$\alpha_{t_{i+1}} = 119 \frac{Z_i e^p V_{t_{i+1}}}{rib(1-e^2) \Omega_{Г.н}}, \quad (5.9)$$

где $\Omega_{Г.н}$ – номинальное значение угловой скорости ротора генератора.

Функциональная зависимость для определения приращения угла положения лопасти в соответствии с изменением мощности потребляемой электроэнергии будет иметь следующий вид

$$\Delta\alpha_{t_{i+1}} = \alpha_{t_i} \left(\frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} - 1 \right), \quad (5.10)$$

где α_{t_i} – текущее значение угла положения лопасти.

В таком случае, математическую модель оценки изменения угла положения лопасти с учетом изменения внешних возмущающих воздействий можно записать как

$$\alpha_{t_{i+1}} = 119 \frac{Z_i e^p}{rib(1-e^2)} \frac{V_{t_{i+1}}}{\Omega_{Г.н}} + \alpha_{t_i} \left(\frac{P_{t_i}}{P_{t_{i+1}}} - 1 \right). \quad (5.11)$$

Таким образом, полученные зависимости (5.7) и (5.11) характеризуют математическую модель оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на будущем отрезке времени.

5.3. Определение интервала времени выборки измеренных значений случайного процесса, описание алгоритма согласованной работы предложенного и существующего методов принятия управляющих решений

Из таблицы 3.2 раздела 3 следует, что решения по развороту лопастей при существующем подходе выработки управляющих воздействий принимаются с запаздыванием, и такой недостаток приводит к увеличению времени регулирования (рис. 4.5, раздел 4). Предложенная методика по принятию управляющих решений, предложенная в работе [78], позволяет заблаговременно включить двигатель привода питча, что дает возможность своевременно подготовить систему к внешним возмущающим воздействиям.

Предложенный метод принятия управляющих решений базируется на оценке времени включения двигателя привода питча, моделировании угловой скорости и требуемого значения угла лопасти на последующем отрезке времени и не несет в себе функции контроля выходных, управляемых параметров, информация о которых должна быть объективной, так как предполагаемое значение угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти в соответствии с выражениями (5.7) и (5.11) находится в зависимости от их текущего значения. Следовательно, в случае недостоверности данных выходных, управляемых параметров на текущем отрезке времени,

обусловленных отсутствием их контроля, может привести к искажению информации упреждения об управляемых величинах на последующем интервале времени.

Таким образом, решение задачи повышения эффективности функционирования ветроэнергетической установки может быть достигнуто при согласованной совместной работе предложенного и существующего методов принятия решений по управлению. В разделе 1 произведен анализ системы управления ветротурбиной по выработке управляющих воздействий для поддержания установленной угловой скорости ротора ветроколеса, и основывается на измерении выходных, управляемых параметров с дальнейшей передачей команды выполняющим органам на изменение угла положения лопастей. Следовательно, правильная и согласованная работа существующего и предложенного методов принятия управляющих решений позволит обеспечить своевременную подготовку системы к внешним возмущающим воздействиям и осуществлять контроль выходных, управляемых параметров.

Для организации эффективной совместной работы предложенного и основного методов управления ветроустановкой необходимо обеспечить разграничение времени доступа к двигателю привода питча со стороны предложенного и основного методов принятия решений по управлению и определить интервал времени оценки скорости ветра и нагрузки.

На рисунке 5.1. представлена временная схема доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и основного методов управления.

«Метод оценки скорости ветра состоит в том, что при измеренных значениях на некотором промежутке времени $[a, \tau]$ реализациях случайного процесса $Y(\tau)$, решение задачи оценки процесса на некоторый интервал упреждения $\Delta t > 0$ – нахождения реализации процесса в момент времени $\tau + \Delta t = t_{i+1}$. Так как Δt – интервал упреждения, следовательно, расстояние между замерами τ составит Δt » [88].



Рис. 5.1. Временная схема доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений

Результаты тестирования формулы оценки времени включения двигателя привода питча (3.14), представленные в таблице 3.2 раздела 3 указывают, что интервал упреждения внешних возмущений может составить $\Delta t = 13c$. Так как контроль выходных, управляемых параметров со стороны предложенного метода управления не производится, то в качестве номинального интервала следует принять $\Delta t = 10c$, что позволит получить устойчивые значения средней скорости ветра, и с целью повышения точности оценки обеспечит минимальный промежуток времени упреждения $\Delta t > 0$, нахождения реализации процесса в момент времени $\tau + \Delta t = t_{i+1}$. Число точек, в которых задано значение случайного процесса согласно [88] составит $n = 6$, а расстояние между замерами $\Delta t = 10c$.

Скорость ветра имеет различный характер изменения, следовательно, расстояние между замерами $\Delta t = 10c$ может привести к большой дисперсии и, согласно выражению (5.4), к увеличению ошибки аппроксимации, что негативно влияет на точность оценки. Для решения данной задачи число отсчетов на интервале $\Delta t = 10c$ следует увеличить и принять $n' = 10$. Тогда расстояние между замерами τ уменьшится и составит $\tau' = 1c$. Таким образом, для точек, в которых задано значение случайного процесса ($n = 6$) суммарное время составит $\sum \Delta t = 60c$, а число замеров $\sum n' = 60$. Согласно схеме доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих решений, представленной на рисунке 5.1, $\sum \Delta t = 60c$ – интервал времени контроля выходных параметров.

Выработка управляющих воздействий на внешние возмущения системой управления ветроэлектрической установкой осуществляется с запаздыванием, что характеризует ее отрицательную сторону [71]. Следовательно, контроль выходных управляемых параметров должен осуществляться на минимальном промежутке времени, и для обеспечения одинаковых интервалов работы предложенного и существующего методов принятия управляющих решений составит $\Delta t = 10c$.

Так как оценка случайного процесса реализуется программно, то измеренные значения записываются и сохраняются в файле, и могут использоваться для последующих интервалов оценки. Предложенный подход решает задачу минимизации времени контроля выходных, управляемых параметров со стороны основного метода управления, т.е. на начальном этапе такой контроль осуществляется на отрезке времени $\Delta t'_1 = 60c$, а в последующих интервалах составит $\Delta t'_2 = 10c$.

На рисунке 5.2 представлена временная схема интервала времени выборки измеренных значений случайного процесса. Обозначения, представленные на рисунке 5.2, имеют следующий смысл: Δt – интервал упреждения скорости ветра V и потребляемой мощности P ; $[a, \tau]$ – промежуток времени измерения скорости ветра V и потребляемой мощности P для n ; $[a', \tau']$ – промежуток времени измерения скорости ветра V и потребляемой мощности P для n' ; $\Delta t'$ – интервал контроля выходных, управляемых параметров; $\Delta t''$ – интервал, на который сдвигается следующий промежуток времени $[a, \tau]$ измерения скорости ветра V и потребляемой мощности P для n ; n' – число точек, в которых задано значение случайного процесса при $n = 1$; t – интервал времени оценки.

Таким образом, на основе вышеизложенного предложен алгоритм решения задачи, разграничения времени доступа к двигателю привода угла питча лопасти со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих решений.

1) Так как система автоматизированного управления ветроэлектрической установкой управляющие воздействия генерирует с запаздыванием, т.е. включение двигателя привода питча при изменении угловой скорости ветроколеса в большую сторону следует осуществлять до времени оценки t_{i+1} , и при этом максимальное время запаздывания может составить $\Delta t = 10c$, то сформирован отрезок времени (коридор) для включения устройства изменения положения лопастей $\tau \leq \Delta t \leq t_{i+1}$;

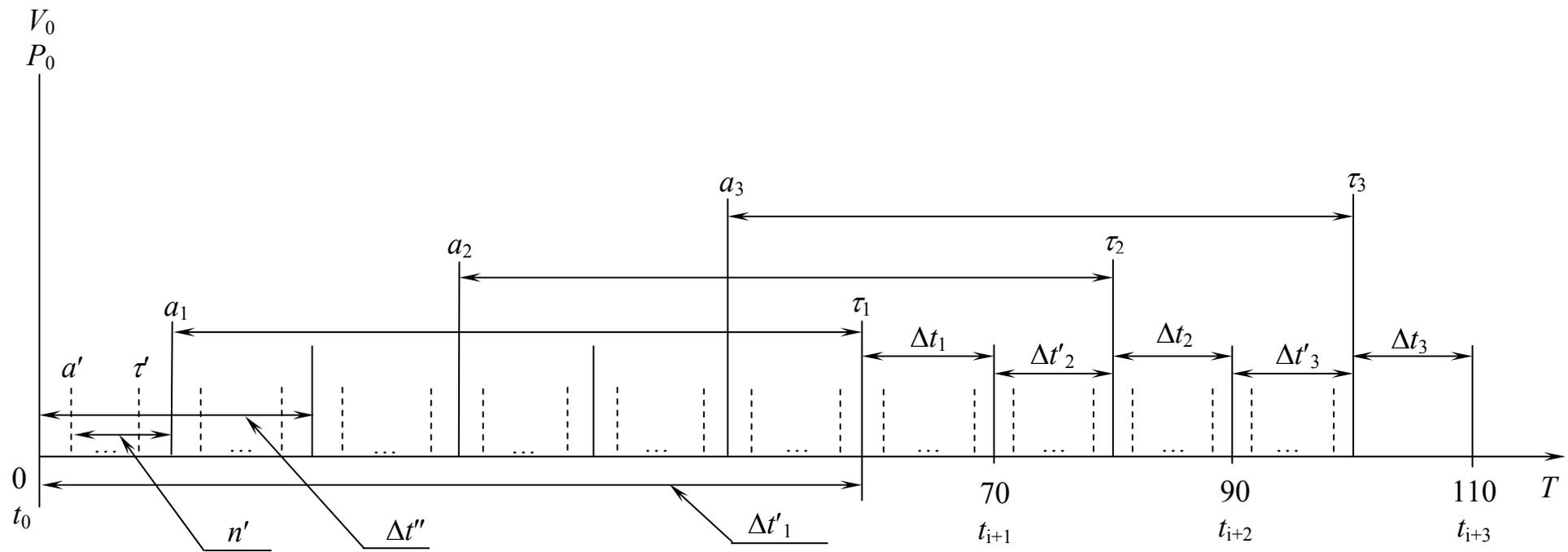


Рис. 5.2. Временная схема интервала времени выборки измеренных значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии

2) На начальном этапе интервал времени оценки случайного процесса составляет $t_{i+1} = 70c$ (рис. 5.2), в последующем $t_{i+2} = 20c$ и т.д. Интервал времени для выборки значений метеопараметра при этом определяется, как: $t_{i+1} - \Delta t = 60c$. Число отсчетов принимается $n' = 60$, что позволяет произвести выборку значений скорости ветра на каждой секунде. Предложенный интервал времени для выборки дает возможность получить оценку случайного процесса с погрешностью аппроксимации от 0 до 4% в зависимости от характера изменения электроэнергетических и метеоусловий, что является приемлемым в дальнейшем использовании для оценки угловой скорости ротора ветроколеса;

3) Согласованная работа основного (существующего) и предложенного методов управления с точки зрения согласованного доступа к устройству разворота лопастей определяется следующим образом:

– предложенный метод управления имеет доступ к устройству разворота лопастей в соответствии с оценкой времени включения двигателя ($T_{\text{вкл.}}$), если угловая скорость ветроколеса изменилась в большую сторону. Это связано с тем, что изменение угловой скорости ветроколеса в большую сторону приводит к возникновению приведенного момента инерции, выступающего в роли тормозного усилия, который препятствует ее возвращению к требуемому, номинальному значению. Следовательно, без заблаговременной подготовки системы к такому явлению принятие решений по управлению обусловлено запаздыванием, которое приводит к увеличению времени переходного процесса. При изменении угловой скорости ветроколеса в меньшую сторону данный фактор не проявляется, так как приведенный момент инерции выступает в роли движущего усилия, что позволяет на некоторое время обеспечить стабильность угловой скорости ветроколеса а, следовательно, компенсировать временной интервал, необходимый для разворота лопастей;

– существующий метод управления имеет доступ к устройству разворота лопастей в соответствии со следующими соображениями:

- если предполагаемая угловая скорость ветроколеса изменится в большую сторону, и время, полученное в результате сложения расчетного времени включения двигателя и времени, необходимого для разворота лопастей не превышает границы, характеризуемой началом временного отсчета восстановления процесса $T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} \leq t_{i+1} - \tau'$, где $T_{\text{вкл.}}$ – расчетное время включения двигателя привода питча; t_{i+1} – момент времени оценки; $t_{\text{пост.вр.}} = 1\text{с}$ – время разворота лопастей; $\tau' = 2\text{с}$ – интервал времени восстановления процесса, то основное управление имеет доступ к двигателю, начиная от времени оценки t_{i+1} и до завершения промежутка времени $[a, \tau]$, на котором будут измерены реализации случайного процесса $Y(\tau)$ следующего временного интервала оценки t_{i+2} за вычетом времени поворота лопастей с целью избежания «конфликта» со стороны предложенного и существующего методов управления $t_{i+1} \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.вр.}}$, где $T_{\text{осн.упр.}}$ – отрезок времени реализации со стороны основного управления; Δt_{i+2} – коридор времени включения двигателя привода питча на интервале времени оценки t_{i+2} ;

- если предполагаемая угловая скорость ветроколеса изменится в большую сторону, и время, полученное в результате сложения расчетного времени включения двигателя и времени необходимого для разворота лопастей, превысит границу, характеризуемую началом временного отсчета восстановления процесса $T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} \geq t_{i+1} - \tau'$, то основное управление имеет доступ к устройству изменения положения лопастей, начиная от времени, полученного в результате сложения таких временных моментов как включение двигателя, поворот лопастей, восстановительный процесс, и до завершения промежутка времени $[a, \tau]$, на котором будут измерены реализации случайного процесса $Y(\tau)$ следующего временного интервала оценки t_{i+2} за вычетом времени поворота лопастей $T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} + \tau' \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.вр.}}$;

- если предполагаемая угловая скорость ветроколеса изменится в меньшую сторону, в таком случае основное управление имеет доступ к устройству

изменения положения лопастей, начиная от завершения промежутка времени $[a, \tau]$, на котором были измерены реализации случайного процесса $Y(\tau)$ текущего временного интервала оценки t_{i+1} и до завершения отрезка времени $[a, \tau]$, на котором будут измерены реализации случайного процесса $Y(\tau)$ следующего временного интервала оценки t_{i+2} за вычетом времени поворота лопастей $t_{i+1} - \Delta t \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.сп.}}$.

5.4. Выбор среды программирования

В разделе 1 произведен анализ системы управления ветроэнергетической установки по выработке управляющих воздействий для поддержания установленной угловой скорости ротора, откуда следует, что в основе принятия управляющих решений лежит сравнение частоты вращения лопастей и вмонтированного окварцованного генератора базовой частоты с дальнейшей передачей команды выполняющим органам (электрическим или гидравлическим) на изменение угла положения лопастей пропорционально измеренному разногласию частот, или, управление угловым положением лопастей осуществляется на основе измерителя скорости ветра, то есть каждому минимальному изменению скорости ветра ставится в соответствие минимальное изменение угла положения лопасти.

Таким образом, программное обеспечение, предназначенное для реализации существующих методов управления ветротурбиной, не осуществляет оценку скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии и не оценивает время включения двигателя привода угла pitch лопасти, то есть не решает задачу своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям, что является ее недостатком.

Следовательно, предложенный программный продукт, реализующий управляющие сигналы для своевременной подготовки системы к внешним возмущающим воздействиям в процессе нестационарных режимов работы промышленных ветротурбин имеет преимущество перед другими программами. С другой стороны, разработанная программа является лишь

дополнением (частью) всего программного обеспечения, без которой существующий программный комплекс не имеет возможности решить поставленную задачу управления ветротурбиной. Совместная согласованная работа предложенного и существующего программного обеспечения позволит повысить стабильность частоты вращения ротора ветроколеса, что обуславливает повышению эффективности функционирования ветроустановки.

Для создания приложения, удовлетворяющего заданным характеристикам, необходимо выбрать подходящую среду программирования. Как лидирующие на рынке IDE (интегрированная среда разработки), на выбор представляются MS Visual C/C++ и Borland Delphi. Рассмотрим возможность применения указанных продуктов в разработке данного проекта.

Visual C/C++ разработана фирмой Microsoft, выпускающей операционную систему Windows, под управлением которой должно работать, разрабатываемое программное обеспечение. Следовательно, компилятор абсолютно совместим с операционной системой и может использовать некоторые ее скрытые возможности, что вполне может воздействовать на быстродействие и размер получаемого кода. Однако, разработка пользовательского интерфейса с помощью MS Visual C/C++ требует досконального знания WinAPI, отличается своей сложностью, что оправдано для создания массивных комплексов приложений, но для создания небольших программ практически неприменимо.

Borland Delphi, в свою очередь, использует для простого создания пользовательских интерфейсов библиотеку объектов VCL (визуальная библиотека компонентов), что наряду с возможностью использования функций WinAPI (общее название целого набора базовых функций, интерфейсов программирования приложений операционных систем семейств Windows) значительно упрощает создание пользовательского интерфейса для небольших программ. Однако создание массивных приложений с помощью Delphi чревато значительным снижением их быстродействия, путаностью кода и огромным размером получаемых программ.

«Исходя из требований к программному обеспечению (нет поддержки документооборота, несложный, но максимально удобный интерфейс), Borland Delphi наиболее подходит для разработки данного приложения. Borland Delphi может работать в среде операционных систем от Windows 98 до Windows XP. Особых требований по современным меркам к ресурсам компьютера пакет не предъявляет. Процессор должен быть типа Pentium или Celeron с тактовой частотой не ниже 166 МГц. Компьютер может иметь память объемом 128 Мбайт (рекомендуется 256 Мбайт). Для полной установки программы необходимо иметь приблизительно 475 Мбайт свободного пространства на жестком диске» [90].

В разделе 1 и в пункте 5.4 текущей главы произведено описание алгоритмов предложенного метода управления ветроустановкой. Для реализации процесса предложенных алгоритмов, способствующих улучшению работы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, разработано программное обеспечение, позволяющее осуществить предлагаемый подход по принятию управляющих решений для оценочных значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии. На рисунке 5.5 представлен вид окна программы, в котором с помощью графических элементов (кнопок) возможна реализация предложенных алгоритмов. Кнопки можно активизировать посредством указания на них указателя мыши и нажатием левой кнопки этого устройства, или с помощью прохода клавиши Tab и нажатием клавиши Enter.

Предоставленные элементы имеют следующие назначения:

– Инициализация времени – позволяет задать начальный (нулевой) отсчет временного интервала и предоставляет следующую информацию для пользователя:

1) текущее время – показывает начало интервала времени τ , в течение которого осуществляется осреднение измеренных значений скорости ветра и потребляемой электроэнергии;

2) введите интервал времени – поле предназначено для ввода промежутка времени оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

3) шаг времени отсчетов – показывает, через какие промежутки времени из датчиков будут считываться данные скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии.

– Оценка скорости ветра – реализует оценку скорости ветра как внешнего возмущающего воздействия на заданный интервал времени и предоставляет следующую информацию для пользователя:

1) предполагаемое значение – расчетная (упрежденная) скорость ветра в момент времени $\tau + \Delta t = 70c$ получена в результате разложения случайного процесса в ряд на полиномы Чебышева на основе измеренных значений данного метеопараметра на промежутке времени $\tau_1 = 60c$ (рис. 5.3);

2) вариация скорости ветра – среднее квадратичное отклонение полученных вариантов ряда данных от их среднего значения на промежутке времени $\tau_1 = 60c$;

3) погрешность оценки – ошибка предполагаемого значения скорости ветра в момент времени $\tau + \Delta t = 70c$ (среднее квадратичное отклонение ошибки аппроксимации).

– Оценка потребляемой электроэнергии – реализует оценку мощности электроэнергии потребителя как внешнего возмущающего воздействия на заданный интервал времени и предоставляет информацию для пользователя в тех же интервалах, что и для оценки скорости ветра.

– Принятие решений – интеллектуальная поддержка принятия управляющих воздействий; предоставляет следующую информацию для пользователя:

1) время оценки – показывает, на какой момент времени была осуществлена оценка скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

2) время включения двигателя – предоставляет информацию о времени, начиная с которого будет выполняться разворот лопастей на соответствующем интервале времени оценки;

Form1

Программа, реализующая предложенный метод принятия управляющих решений

Инициализация времени	Текущее время: 0с.	Оценка скорости ветра	Оценка потребляемой электроэнергии
Введите интервал времени (с.):	<input type="text" value="20"/>	Предполагаемое значение: 12,8м/с	Предполагаемое значение: 107080Вт
Шаг времени отсчетов: 1,0с.		Вариация скорости ветра: 3,5%	Вариация потребляемой электроэнергии: 2,7%
		Погрешность оценки: 0,3%	Погрешность оценки: 0,4%

Время оценки: 70с.
Время включения двигателя: 65с.
Угловая скорость ветроколеса выходит за пределы установленной верхней границы коридора и составляет: 11,5%.
Система готовится к развороту лопастей со стороны предложенного метода управления
Контроль выходных параметров на отрезке времени: от 70с. до 79с.
Значение угла положения лопасти: 57град.

Рис. 5.5. Вид окна программы, характеризующей наглядность принятия решений по управлению при изменении угловой скорости ветроколеса в большую сторону

3) предполагаемая угловая скорость ветроколеса выходит за пределы установленной верхней границы коридора – проверяется отклонение фактической угловой скорости ветроколеса от ее требуемого значения;

4) система готовится к развороту лопастей со стороны предложенного метода управляющих решений – принимается решение, какой метод регулирования угловой скорости ветроколеса (существующий или предложенный) будет иметь доступ к двигателю привода угла питча лопасти на основе полученных предполагаемых значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

5) контроль выходных параметров на отрезке времени – предоставляет информацию, на каком интервале разрешен доступ к двигателю привода угла питча лопасти со стороны существующего метода управления после реализации принятия управляющих решений на основе полученных предполагаемых значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

6) предполагаемое значение угла положения лопасти – сведения о требуемом положении лопастей в момент времени $\tau + \Delta t$ в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на том же отрезке времени;

– Закрывать – выход из программы.

Таким образом, на основе описанных элементов и предоставленной информации в окне программы (рис. 5.5) реализация алгоритмов с помощью программного обеспечения для соответствующего окна имеет следующие особенности:

– на основе временной схемы доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и существующего методов управления (рис. 5.1), а также схемы интервала выборки измеренных значений случайного процесса (рис. 5.2) – промежуток времени контроля выходных параметров на начальном этапе составляет $\Delta t'_1 = 60c$; текущее время $t_i = 0$; интервал времени отсчетов $\Delta t'_1 = 60c$; время оценки $t_{i+1} = 70c$. Измеренные значения скорости ветра и

нагрузки считываются на каждой секунде. Текущие параметры имеют следующие значения:

а) $V_i=12\text{м/с}$ – скорость ветра;

б) $P_i=110000\text{Вт}$ – мощность потребляемой электроэнергии;

в) $\alpha_i=51^\circ$ – угол положения лопасти;

г) $\Omega_i=7,52$ рад/сек – угловая скорость ветроколеса.

– по полученным значениям выборки на отрезке времени $\Delta t'_1 = 60\text{с}$ осуществляется их оценка на время $t_{i+1} = 70\text{с}$. Таким образом, предполагаемое значение скорости ветра составляет $12,8\text{м/с}$ (изменение в большую сторону), и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений $3,5\%$ ошибка оценки метеопараметра не превышает $0,3\%$. Оценка нагрузки составляет 107080Вт (изменение в меньшую сторону), и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений $2,7\%$ ошибка предполагаемого данного параметра не превышает $0,4\%$. Исходя из полученных результатов оценки внешних возмущений следует, что угловая скорость ветроколеса и требуемый угол положения лопасти в момент времени $t_{i+1} = 70\text{с}$ в соответствии с выражениями (5.7) и (5.11) будет зависеть как от изменения скорости ветра, так и от изменения мощности потребляемой электроэнергии;

– в соответствии с полученными расчетными данными оценки внешних возмущающих воздействий угловая скорость ветроколеса изменилась в большую сторону на $11,5\%$ от требуемого значения, следовательно, управляющие решения принимаются со стороны предложенного метода управления. Включение двигателя привода питча должно производиться за 5с до времени оценки $t_{i+1} = 70\text{с}$ (на 65-й секунде), требуемый угол положения лопасти при этом составит 57° , а контроль выходных параметров будет осуществлен на отрезке времени от 70с до 79с .

На рисунке 5.6 представлен вид окна программы с информацией принятия управляющих решений на следующий интервал оценки электроэнергетических и метеоусловий, который согласно схеме доступа к устройству разворота

Form1

Программа, реализующая предложенный метод принятия управляющих решений

Инициализация времени	Текущее время: 70с.	Оценка скорости ветра	Оценка потребляемой электроэнергии
Введите интервал времени (с.): <input type="text" value="20"/>		Предполагаемое значение: 11,3м/с	Предполагаемое значение: 107080Вт
Шаг времени отсчетов: 1,0с.		Вариация скорости ветра: 6,1%	Вариация потребляемой электроэнергии: 2,6%
		Погрешность оценки: 0,4%	Погрешность оценки: 0,3%

Время оценки: 90с.
Время включения двигателя: 95с.
Угловая скорость ветроколеса выходит за пределы установленной нижней границы коридора и составляет: -17,7%.
Разворот лопастей со стороны предложенного метода управления не производится.
Контроль выходных параметров на отрезке времени: от 80с. до 99с.

Рис. 5.6. Вид окна программы, характеризующий наглядность принятия решений по управлению при изменении угловой скорости ветроколеса в меньшую сторону

лопастей со стороны предложенного и существующего методов управления (рис. 5.1) характеризуется текущим временем $t_{i+1} = 70c$ и последующим $t_{i+2} = 90c$. Предоставленная в окне информация имеет следующие особенности:

– по полученным значениям выборки на отрезке времени $\tau_2 - \Delta t'' = 60c$ (рис.

5.2) осуществляется оценка электроэнергетических и метеоусловий на время $t_{i+2} = 90c$. Сдвиг измеренных значений составляет 20 отсчетов.

Таким образом, оценка скорости ветра составляет 11,3м/с, и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 6,1% ошибка предполагаемого значения метеопараметра не превышает 0,4%. Оценка нагрузки составляет 107080Вт, и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 2,6% ошибка предполагаемого значения метеопараметра составляет 0,3%. Так как приращение изменения нагрузки на данном промежутке времени отсутствует, следовательно, угловая скорость ветроколеса и требуемый угол положения лопасти в момент времени $t_{i+2} = 90c$ в соответствии с выражениями (5.7) и (5.11) будет зависеть только от изменения скорости ветра;

– в соответствии с полученными данными по оценке внешних возмущающих воздействий угловая скорость ветроколеса изменилась в меньшую сторону на -17,7% от требуемого значения, следовательно, управляющие решения принимаются со стороны существующего метода выработки управляющих воздействий согласно алгоритму, рассмотренным в пункте 6.4 текущего раздела. Таким образом, контроль выходных параметров (доступ к устройству поворота лопастей со стороны существующего метода принятия управляющих решений регулирования угловой скорости ротора ветроколеса) будет осуществлен на отрезке времени от 80с до 99с.

На рисунке 5.7 представлен вид окна компьютерной программы с информацией принятия управляющих решений на следующий интервал оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, который согласно временной схеме доступа к устройству разворота лопастей со стороны

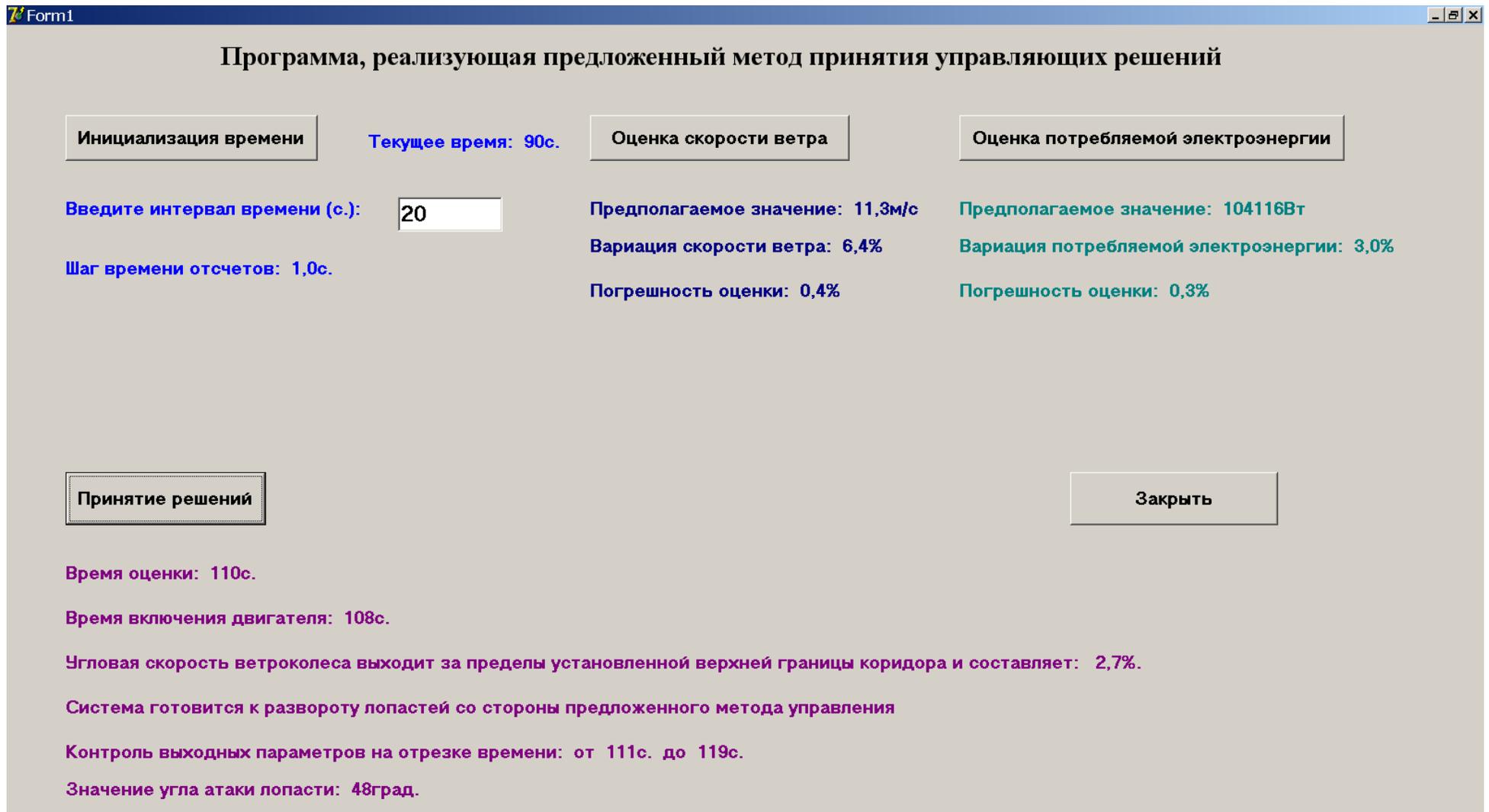


Рис. 5.7. Вид окна программы, характеризующий наглядность принятия решений по управлению при изменении угловой скорости ветроколеса в большую сторону для случая: $T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} > t_{i+1} - \tau'$

предложенного и существующего методов управления (рис. 5.1) характеризуется текущим временем $t_{i+2} = 90c$ и последующим $t_{i+3} = 110c$. Предоставленная в окне информация имеет следующие особенности:

– по полученным значениям выборки на отрезке времени $\tau_3 - \Delta t'' = 60c$ (рис. 5.2) осуществляется оценка электроэнергетических и метеоусловий на время $t_{i+3} = 110c$. Сдвиг измеренных значений составляет 20 отсчетов.

Таким образом, оценка скорости ветра составляет 11,3м/с, и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 6,4% ошибка предполагаемого значения метеопараметра не превышает 0,4%. Мощность потребляемой электроэнергии составляет 104116Вт (изменение произошло в большую сторону), и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 3,0% ошибка предполагаемого значения нагрузки составляет 0,3%. Так как, приращение изменения метеоусловий на данном промежутке времени отсутствует, следовательно, угловая скорость ветроколеса и требуемый угол положения лопасти в момент времени $t_{i+3} = 110c$ в соответствии с выражениями (5.7) и (5.11) будет зависеть только от изменения нагрузки;

– в соответствии с полученными данными по оценке внешних воздействий угловая скорость ветроколеса изменилась в большую сторону на 2,7% от требуемого значения, следовательно, управляющие решения принимаются со стороны предложенного метода управления. Включения двигателя привода питча должно производиться за 2с до времени оценки $t_{i+3} = 110c$ (на 108-й секунде), требуемый угол положения лопасти при этом составит 48° , а контроль выходных параметров будет осуществлен на отрезке времени от 111с до 119с. Это связано с тем, что в соответствии с алгоритмом, описанным в пункте 5.4 текущего раздела необходимо соблюдать временной интервал в 2с между завершением разворота лопастей со стороны предложенного метода управления и началом их поворота со стороны основного управления с целью обеспечения восстановления процесса. Так как время, необходимое для поворота лопастей на соответствующий угол,

составляет 1с, тогда суммарное (конечное) время изменения их положения, исходя из полученных данных, составит 109с. Таким образом, на основе вышеизложенного следует, что начальное время доступа к двигателю привода питча со стороны основного управления должно составлять 111с.

На рисунке 5.8 представлен вид окна программы с информацией принятия управляющих решений для критических внешних условий. Согласно временной схеме доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и существующего методов управления (рис. 5.1) интервал характеризуется текущим временем $t_{i+3} = 110с$ и последующим $t_{i+4} = 130с$. Оценка скорости ветра на основе текущих, измеренных значений составляет 20,8м/с, и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 19,6% ошибка предполагаемого значения метеопараметра не превышает 0,9%. Мощность потребляемой электроэнергии составляет 104116Вт, и при среднем квадратическом отклонении измеренных значений 2,9% ошибка предполагаемого значения нагрузки составляет 0,2%. Так как, приращение изменения нагрузки на данном промежутке времени отсутствует, следовательно, угловая скорость ветроколеса и требуемый угол положения лопасти в момент времени $t_{i+4} = 130с$ в соответствии с выражениями (5.7) и (5.11) будет зависеть только от изменения скорости ветра;

Представленный режим, характеризуется как аварийный, обусловленный значительным скачком изменения скорости ветра в большую сторону. Критический режим управления имеет место в случаях, когда рабочая скорость ветра граничит с максимальной допустимой, или ветер сопровождается большими порывами. Предполагаемое значение угла лопасти может выйти за пределы установленных границ, а расчетное время включения двигателя питча нарушить отрезок времени оценки, который составляет $\Delta t = 10с$ (рис. 5.2). Программное обеспечение в таком случае формирует сигналы о передаче управления основному методу принятия управляющих решений, что характеризует представленная информация в окне программы (рис. 5.8), когда

Form1

Программа, реализующая предложенный метод принятия управляющих решений

Инициализация времени	Текущее время: 110с.	Оценка скорости ветра	Оценка потребляемой электроэнергии
-----------------------	----------------------	-----------------------	------------------------------------

Введите интервал времени (с.):

Шаг времени отсчетов: 1,0с.

Предполагаемое значение: 20,8м/с	Предполагаемое значение: 104116Вт
Вариация скорости ветра: 19,6%	Вариация потребляемой электроэнергии: 2,9%
Погрешность оценки: 0,9%	Погрешность оценки: 0,2%

Значение угла положения лопасти выходит за верхний предел и составляет: 89град.

Итоговый угол положения лопасти : 89град.

Текущий угол положения лопасти : 89град.

Принятие решений	Закреть
------------------	---------

Время оценки: 130с.

Время включения двигателя: 120с.

Угловая скорость ветроколеса выходит за пределы установленной верхней границы коридора и составляет: 86,7%.

Система готовится к развороту лопастей со стороны предложенного метода управления

Контроль выходных параметров на отрезке времени: от 123с. до 139с.

Рис. 5.8. Вид окна программы, характеризующий наглядность принятия управляющих решений для критических внешних условий

угол положения лопасти зафиксирован на максимальной установленной отметке (89°), а время включения двигателя привода питча не превышает установленный отрезок времени для включения устройства изменения положения лопастей $\Delta t = 10c$, и составляет $T_{\text{вкл}} = 120c$.

Выводы к разделу 5

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

– для оценки случайного процесса использован подход с разложением процесса в ряд по полиномам Чебышева. При этом осуществляется определение коэффициентов ряда разложения на основе данных измерений, используемых для дальнейшего оценки;

– обоснован подход по оценке мощности потребляемой электроэнергии как случайного процесса на основе использования предложенной методики по оценке скорости ветра;

– предложен метод оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени на основе упреждения метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета текущих данных указанных параметров и угловой скорости ротора генератора, что дает возможность получить необходимую точность информации для принятия управляющих воздействий;

– определен интервал времени выборки измеренных значений случайного процесса, в основе разработки которого лежит организация согласованной работы предложенного и существующего методов управления ветротурбиной, обусловленной разграничением времени доступа к двигателю привода угла питча лопасти со стороны, рассматриваемых способов выработки управляющих воздействий, который составляет $\Delta t = 10c$, что позволит учесть оптимальное время, необходимое для подготовки системы к внешним возмущениям, и с целью повышения точности оценки обеспечит минимальный промежуток времени упреждения $\Delta t > 0$, нахождения реализации процесса в момент

времени $\tau + \Delta t = t_{i+1}$. Число точек, в которых задано значение случайного процесса составляет $n = 6$, а расстояние между замерами $\Delta t = 10c$. С целью минимизации времени контроля выходных параметров со стороны существующего метода управления и повышения точности оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, характеризующиеся как случайный процесс, а оценка реализуется программно и, следовательно измеренные значения могут храниться в файле с последующим использованием для будущих интервалов оценки, то предложен подход решения задачи минимизации времени контроля выходных, управляемых параметров, т.е. на начальном этапе такой контроль осуществляется на отрезке времени $\Delta t'_1 = 60c$, а в последующих интервалах составит $\Delta t'_2 = 10c$;

– осуществлен выбор среды программирования Borland Delphi, которая наиболее подходит для разработки данного приложения и может работать в среде операционных систем от Windows 98 до Windows XP;

– для реализации процесса предложенных алгоритмов, способствующих улучшению работы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, разработано программное обеспечение, позволяющее осуществить предлагаемый подход по принятию управляющих решений для предполагаемых значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, а также разработана программная процедура оценки значений случайных процессов, которая в соответствии с предложенным алгоритмом оценки осуществляет вычисление значений угловой скорости ветроколеса с требуемой погрешностью;

– выполнено описание программного обеспечения на основе четырех представленных окон программы, характеризующие особенности принятия управляющих решений согласно предложенных алгоритмов для различных режимов работы ветроустановки при изменяющихся внешних условиях, негативно влияющих на повышение эффективности энергосбережения.

– основные результаты данного раздела опубликованы в работах [80, 84].

РАЗДЕЛ 6

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ

6.1. Синтез структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующей предложенную методику

В разделе 1 изложены основные направления по созданию автоматизированных систем управления ветроэнергетической установкой и сформулирована постановка задачи исследований. На основе принятых решений предложена, обновленная структурная схема автоматизированного управления ветроэнергетической установкой, которая определяет, что принятие решений по управлению формируется не на основе информации, полученной от тахометра или датчика производимой мощности, а на основе результатов математического моделирования изменения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии как внешних возмущающих факторов, а также оценки времени включения двигателя привода угла pitch лопасти, что позволяет своевременно подготовить систему к событиям, негативно влияющим на стабильность выходных параметров ветротурбины.

В то же время моделирование будущего изменения угловой скорости ветроколеса может быть выполнено только путем задания в качестве входных данных предполагаемого значения метеорологического параметра (значения скорости ветра) и электроэнергетического параметра (мощности потребляемой электроэнергии). Оценка скорости ветра должно осуществляться на основе данных, изменяющихся в локальной области вблизи ветроэнергетической установки. Оценка метеопараметра, как и мощности потребляемой электроэнергии, реализуется на небольших интервалах времени, что позволяет отслеживать особенности быстроменяющихся метеорологических и электроэнергетических процессов и выполнять оперативное управление ветроэнергетической установкой.

Таким образом, дополнительными элементами структурной схемы автоматизированной системы управления угловой скоростью ветроколеса, образующей задающее устройство системы управления ветротурбиной, являются подсистемы оценки изменения скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, подсистема моделирования изменения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти, подсистема оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти. На основе информации о требуемой угловой скорости ветроколеса в устройстве, обеспечивающем ее значение для требуемой частоты вырабатываемого тока, и информации об измеренном значении угловой скорости ветроколеса, требуемом значении угла положения лопасти и времени включения двигателя привода угла pitch лопасти на будущем отрезке времени, подсистемой интеллектуальной поддержки принятия решений формируются рекомендации по управлению.

Алгоритм, методики автоматизированного управления угловой скоростью ветроколеса предложенный в работе состоит из следующих шагов:

- сбор в течение заданного промежутка времени информации о характеристиках скорости ветра;
- сбор в течение заданного промежутка времени информации о характеристиках мощности потребляемой электроэнергии;
- краткосрочное оценивание значения скорости ветра на следующий временной интервал на основании замеренных данных за предыдущий период;
- краткосрочное оценивание значений мощности потребляемой электроэнергии на следующий временной интервал на основании замеренных данных за предыдущий период;
- моделирование уровня угловой скорости ветроколеса на основе предполагаемого значения скорости ветра, потребляемой электроэнергии и сравнение с задающим значением угловой скорости ветроколеса в пределах точного регулирования;

- моделирование требуемого значения угла положения лопасти на основе предполагаемого значения скорости ветра и потребляемой электроэнергии;
- оценка параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии с учетом постоянной времени разворота лопастей и времени инерции системы;
- подготовка рекомендаций по управлению угловой скоростью ветроколеса для принятия правильных решений. Если смоделированная угловая скорость ветроколеса отличается от задающих пределов точного регулирования, то принимается решение по развороту лопастей на требуемый угол положения в полученное расчетное время, иначе принимается решение, что система должна работать в прежнем режиме, и управляющие воздействия не принимаются;
- реализация управляющих воздействий на изменение угловой скорости ветроколеса;
- согласованный доступ к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих решений.

Анализ предложенной методики автоматизированного управления угловой скоростью ветроколеса позволяет сформировать вывод о том, что подготовка информации для принятия управляющих решений осуществляется с использованием данных метеорологического и электроэнергетического параметров, поступающих при наличии связи системы с внешней средой от метеостанции, расположенной на ветроэлектростанции, и сети потребляемой энергии, а также с использованием данных по инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей.

В соответствии с предложенной методикой управления ветроустановкой структурная схема автоматизированной системы управления с учетом параметров окружающей среды и сети потребляемой электроэнергии определена в следующем виде (рисунок 6.1). Предложенная структурная схема

системы непосредственно реализует методику автоматизированного управления угловой скоростью ветроколеса. Отличием предложенной структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой от рассмотренной ранее схемы (раздел 1, рисунок 1.5) является:

- наличие новых элементов в составе системы – подсистем оценки метеорологического параметра, потребляемой мощности, моделирования изменения угловой скорости ветроколеса, определения необходимого значения угла положения лопасти и оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти, выполняющих функции задающего устройства, на основании данных от которых формируется информация, необходимая для принятия решений по управлению процессом;

- наличие информационной связи с внешней и электроэнергетической средой (по отношению к системе управления ветроэнергетической установкой), посредством которой в систему передается информация, используемая для подготовки решений.

В соответствии с предложенной методикой целью реализации управления в автоматизированной системе является достижение и обеспечение стабильности требуемого значения угловой скорости ветроколеса, определяемого задающим устройством. Формирование управляющих воздействий осуществляется на основе данных метеопараметров, потребляемой мощности и задающего значения угловой скорости ветроколеса.

Особенностью методики по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой является то, что управление строится на основе учета взаимодействия производственного процесса с окружающей и электроэнергетической средой, параметры которых изменяются во времени. В связи с этим необходимо осуществлять изменение во времени (дискретное) самого задающего воздействия в соответствии с изменением внешних условий.



Рис. 6.1. Структурная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, непосредственно реализующая предложенную методику, повышающую эффективность управления

..... Информационные связи — Связи по управлению

Таким образом, выполненный во втором разделе системотехнический анализ поставленной задачи, позволил определить необходимость разработки комплекта задающего устройства – подсистем оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, моделирования изменения угловой скорости ветроколеса, определения значения угла положения лопасти, оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти и последующую разработку подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению.

Реализация регулирующих воздействий осуществляется на основе результатов работы информационных компонентов системы (подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений) с использованием имеющихся средств регулирования параметров и исполнительных механизмов (п. 1.1).

Предложенная методика автоматизированного управления угловой скоростью ветроколеса, структурная схема автоматизированной системы, реализующая данную методику, позволит повысить эффективность функционирования системы за счет:

- повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса;
- обеспечения экономии производимой электроэнергии при собственном потреблении;
- обеспечения продолжительной работы деталей механизмов
- повышения эффективности использования энергии ветра.

6.2. Обоснование и построение структурно-функциональной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой

При обосновании структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, непосредственно реализующей предложенную методику, повышающую эффективность функционирования ветротурбины, определено, что основными средствами реализации алгоритма управления угловой скоростью ротора ветроколеса являются подсистемы

оценки скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, моделирования угловой скорости ветроколеса, определения требуемого значения угла положения лопасти и оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти. Реализация названных основных компонентов автоматизированной системы, выполненная в рамках диссертационной работы (в разделах 2-5), определяет возможность реализации системы.

В диссертационной работе предложена структурно-функциональная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующая предложенную методику автоматизированного управления угловой скоростью ротора ветроколеса. Новизна предложенной схемы системы состоит в том, что она позволяет рассматривать угловую скорость ротора ветроколеса (объект управления) в его взаимодействии с внешней (по отношению к системе) средой. При этом исследование взаимодействия производственного процесса с внешней средой осуществляется посредством использования модифицированной математической модели управления угловой скоростью ротора ветроколеса. Время, за которое выполняется оценка изменения значения угловой скорости ротора ветроколеса, может быть очень малым, что дает возможность эффективно управлять ветроустановкой.

Структурная организация системы направлена на осуществление автоматизированного управления ветроэнергетической установкой в новом качестве, то есть повышение стабильности частоты вращения ротора ветроколеса, экономии производимой электроэнергии при собственном потреблении и обеспечении продолжительного срока функционирования деталей механизмов.

В связи с основной целью функционирования системы на нее возлагаются следующие задачи:

- 1) оперативный сбор и оценка поступающей информации о текущем значении (в продолжении заданного промежутка времени) скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

2) краткосрочное оценивание на основании замеренной информации о скорости ветра и потребляемой электроэнергии, условий изменения угловой скорости ротора ветроколеса на будущий период времени;

3) на основании оценочных значений метеорологических и электроэнергетических условий и измеренных параметров угловой скорости ветроколеса формируется оперативное оценивание:

- изменения угловой скорости ротора ветроколеса с использованием математической модели зависимости угловой скорости ветроколеса от изменения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии;

- изменения угла атаки с использованием математической модели определения требуемого значения угла лопасти;

- оценка времени включения двигателя по развороту лопастей с использованием математической модели оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти;

4) в случае, если предполагаемое значение угловой скорости ротора ветроколеса отличается от задающего значения на величину, характеризующую зону грубого регулирования, значение требуемой угловой скорости ротора ветроколеса должно быть достигнуто после реализации управляющих воздействий;

5) на основе подготовленной информации изменения угловой скорости ветроколеса, требуемого значения угла положения лопасти и параметра времени включения двигателя привода питча производится реализация функций интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению, направленных на включение двигателя угла питча по развороту лопастей на требуемый угол и в установленное время;

6) на основе информации включения двигателя принимается решение для доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих воздействий;

7) контроль угловой скорости ротора генератора и выходной мощности электроэнергии, поддержание их на уровне требуемых значений;

8) формирование документальной информации по производственным параметрам, создание архивов и передача результирующей информации заинтересованным пользователям.

В соответствии с совокупностью решаемых задач структурно-функциональная схема системы определена в следующем виде (рис. 6.2). Система имеет двухуровневую организацию. На первом уровне осуществляется сбор необходимой информации, ее первоначальная обработка для представления данных в действительных значениях физических величин и т.д., также реализация управляющих воздействий, направленных для поддержания требуемых значений выходных параметров.

На втором уровне функционирует информационно-управляющий комплекс, средства регистрации, размножения информации и средства связи. Структурно-функциональная схема системы представляет собой совокупность подсистем, функциональное назначение которых заключается в следующем:

1) подсистема скорости ветра предназначена для сбора информации о скорости ветра через заданные промежутки времени;

2) подсистема потребляемой мощности предназначена для сбора информации о мощности потребляемой электроэнергии через заданные промежутки времени;

3) подсистема контроля угловой скорости ротора генератора и выходной мощности, назначение которой состоит в контроле за установленными значениями параметров угловой скорости ротора генератора и производимой мощности;

4) информационно-управляющий вычислительный комплекс, в котором осуществляется централизованный сбор данных, обработка и анализ поступившей информации (в соответствии с рассмотренным алгоритмом), определение требуемого значения угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти, параметра времени на включение двигателя, привода угла питча лопасти.



Рис. 6.2. Структурно-функциональная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой

Информационно-управляющий вычислительный комплекс имеет в своем составе:

а) подсистему оперативной оценки скорости ветра на основании информации, поступившей от соответствующей подсистемы сбора данных;

б) подсистему оперативной оценки мощности потребляемой электроэнергии на основании информации, поступившей от соответствующей подсистемы сбора данных;

в) подсистему моделирования изменения угловой скорости ветроколеса, в основу которой положена математическая модель процесса изменения угловой скорости ветроколеса, осуществляющая определение для предполагаемых значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии значение угловой скорости ветроколеса на последующем интервале времени;

г) подсистему моделирования изменения угла положения лопасти, в основу которой положена математическая модель по определению требуемого значения угла положения лопасти в соответствии с задающим значением угловой скорости ветроколеса, осуществляющая определение для предполагаемых значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии требуемое значение угла положения лопасти на заданном интервале времени оценки;

д) подсистему оценки параметра времени включения двигателя привода питча, в основу которой положена математическая модель по определению времени начала разворота лопастей на требуемый угол, учитывающая инерционность системы, значение скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии на будущем промежутке времени и постоянную времени переходного процесса;

е) подсистему интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению угловой скоростью ветроколеса, в функции, которой входит оперативный контроль за управляемыми характеристиками процесса, выдача в соответствии с алгоритмом управления состоянием процесса предписаний

на реализацию регулирующих воздействий для достижения требуемых значений угловой скорости ветроколеса, отображение на экране монитора результатов реализации управляющих воздействий;

ж) средства размножения данных, средства регистрации данных и средства связи для передачи полученной информации заинтересованным пользователям;

Обобщенный алгоритм функционирования автоматизированной системы управления состоит из следующих шагов:

– сбор в течение заданного промежутка времени информации о характеристиках метеопараметров и нагрузки, передача их в информационно-вычислительный комплекс для временного накопления;

– краткосрочное оценивание значения скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на следующий временной интервал на основании замеренных данных за предыдущий период;

– моделирование изменения значения угловой скорости ветроколеса на основе предполагаемого значения скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, измеренного значения угловой скорости ротора генератора;

– моделирование изменения значения угла положения лопасти на основе предполагаемого значения скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии;

– оценка времени, включения двигателя привода угла питча лопасти на основе предполагаемого значения скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии;

– выдача предписаний по реализации регулирующих воздействий, направленных на включение двигателя привода угла питча в требуемый момент времени: если предполагаемое значение угловой скорости ветроколеса отличается от текущего значения на величину, характеризующую зону грубого регулирования – произвести включение двигателя по развороту лопастей; в противном случае – включение двигателя изменения положения лопастей не производится;

– реализация управляющих воздействий на технологическое оборудование, обеспечивающее изменение угловой скорости ветроколеса до требуемого значения;

– выдача предписаний на основе информации для доступа к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих решений;

– контроль параметров угловой скорости ротора генератора и мощности производимой электроэнергии.

– регулирование выходных параметров в случае отклонения от установленных значений.

Структурно-функциональная схема системы и алгоритм ее функционирования обеспечивает своевременное регулирование угловой скорости ротора ветроколеса, что обеспечивает повышение стабильности установленного значения частоты вращения ротора ветротурбины. Разработка автоматизированной системы управления ветроустановкой в соответствии с предложенной структурно-функциональной схемой позволяет повысить эффективность ее реализации за счет повышения стабильности выходных параметров, обеспечения продолжительной работы деталей механизмов и повышения эффективности использования энергии ветра.

Выбор первичных преобразователей для анализа угловой скорости ротора генератора (которая находится в соотношении с угловой скоростью ветроколеса через редуктор с передаточным числом $i_p = 20,8$) и угла положения лопасти не имел необходимости, так как перед началом решения задачи по созданию автоматизированной системы управления согласно предложенной методики такие преобразователи были установлены. В разделе 1 на рисунке 1.2 представлена функциональная схема управления ветроэнергетической установкой USW56–100, которая указывает на наличие датчиков угловой скорости ротора генератора и угла pitch лопасти.

В разделе 1 на рисунке 1.1 представлена структурная схема ветроэлектростанции, которая указывает на то, что на площадке имеется

метеорологическая башня. Из описания системы управления ветроэлектростанции следует, что метеорологическая башня расположена на участке наиболее характерного ветра. На метеостанции установлено измерительное оборудование для определения скорости и направления ветра. Показания параметров скорости ветра, полученные от метеорологической башни, используются системой управления ветроэлектростанции (центральным компьютером, с помощью которого производится основное управление каждой из ветротурбин ветроэлектростанции). Управление работой ветроэнергетической установки производится микропроцессором, установленным непосредственно в нижней части башни. Таким образом, данные о метеоусловиях, полученные центральным компьютером могут использоваться для оценки скорости ветра.

Выбор датчиков измерения потребляемой электроэнергии и температуры воздуха осуществлен с учетом диапазона, изменения значений данных параметров электроэнергетической и внешней среды. Измерительный канал должен удовлетворять требованию автоматического измерения параметров, их первичной обработки, передачи по каналу связи и представления в центральной ЭВМ в виде, удобном для использования. Данные требования могут быть удовлетворены при установке датчика активного тока типа УРМ–35Д, который предназначен для получения на выходе напряжения, пропорционального активной мощности генератора. Датчик устанавливают на генераторе и подключают при помощи трансформаторов напряжения TV1, TV2 и трансформатора тока ТА1 [91]. Датчик температуры воздуха устанавливается в коррозионностойких местах для защитной арматуры.

На рисунке 6.2 представлена функциональная схема управления ветроустановкой USW56–100, в состав которой входит устройство измерения потребляемой электроэнергии – датчик активного тока типа УРМ–35Д, и устройство измерения температуры воздуха – датчик Метран–280, предназначенный для точных измерений температур в составе автоматических систем управления технологическими процессами [92].

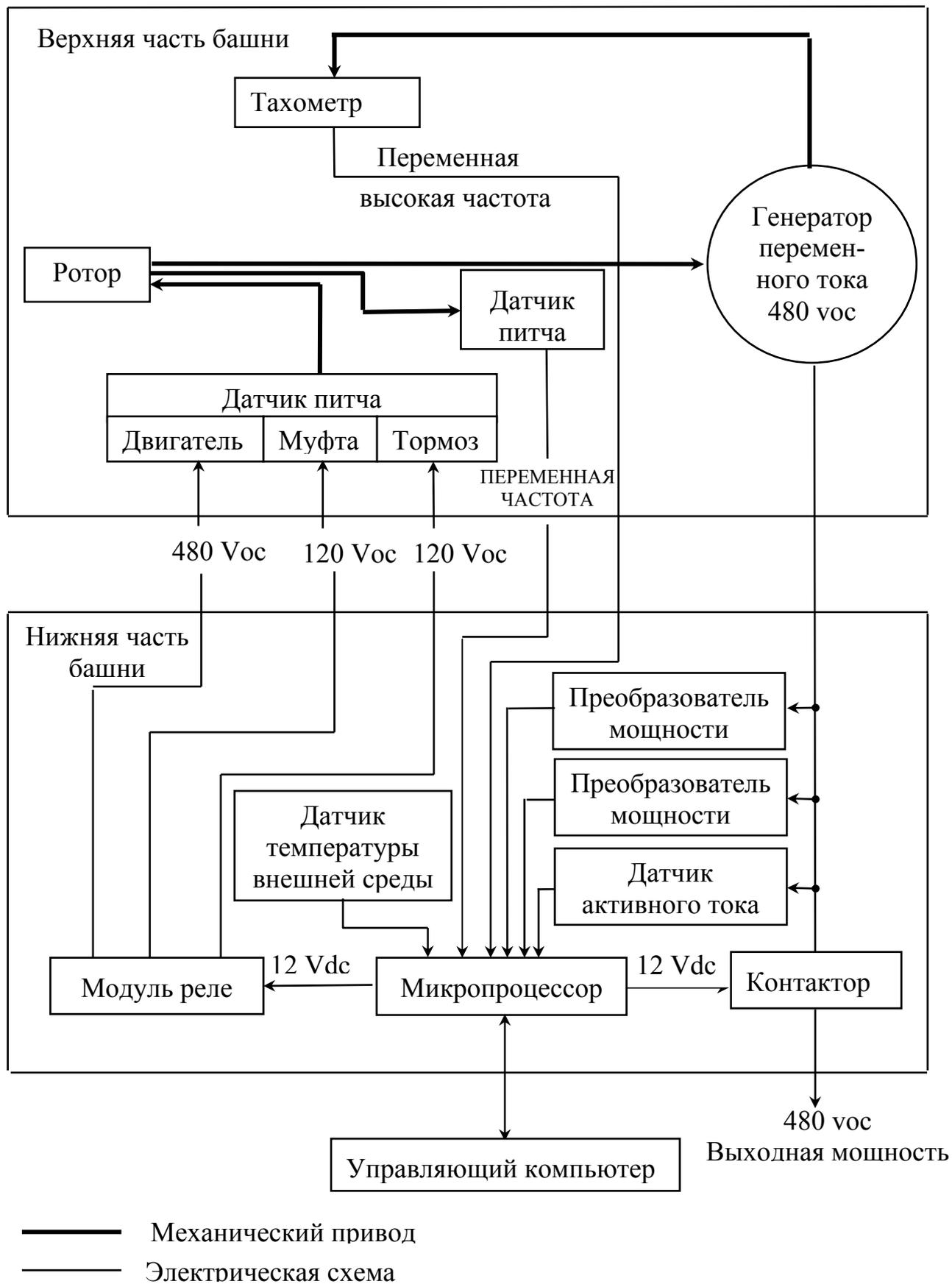


Рис. 6.2. Функциональная схема управления ветроэнергетической установкой.

6.3. Обоснование и построение алгоритма функционирования подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению ветроэнергетической установкой

Получение результатов функционирования информационно-вычислительного комплекса (рекомендаций для принятия управляющих решений) обеспечивается совместным функционированием следующих программных модулей: процедуры считывания данных о характеристиках метеопараметров и величины потребляемой электроэнергии; процедуры оценки скорости ветра с заданной заблаговременностью; процедуры оценки потребляемой мощности с заданной заблаговременностью; процедуры определения угловой скорости ротора ветроколеса; процедуры определения требуемого значения угла положения лопасти; процедуры оценки времени, включения двигателя привода угла питча; процедуры реализующей функции интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению.

В процессе выполнения исследований разработано программное обеспечение управления, обеспечивающее синхронное функционирование указанных процедур.

Предложенная компьютерная программа осуществляет синхронизацию вычислительных процедур в соответствии со схемой передачи данных, изображенной на рисунке 6.3.

Синхронное выполнение всех процедур сбора и обработки данных осуществляется с использованием механизма генерации параллельно выполняющихся нитей, предусмотренном в Windows [90].

Взаимодействие управляющей и вычислительных процедур осуществляется по следующему алгоритму:

- 1) выполнение программ считывания данных из измерительных каналов, значения угловой скорости ротора генератора, потребляемой мощности и угла положения лопасти;

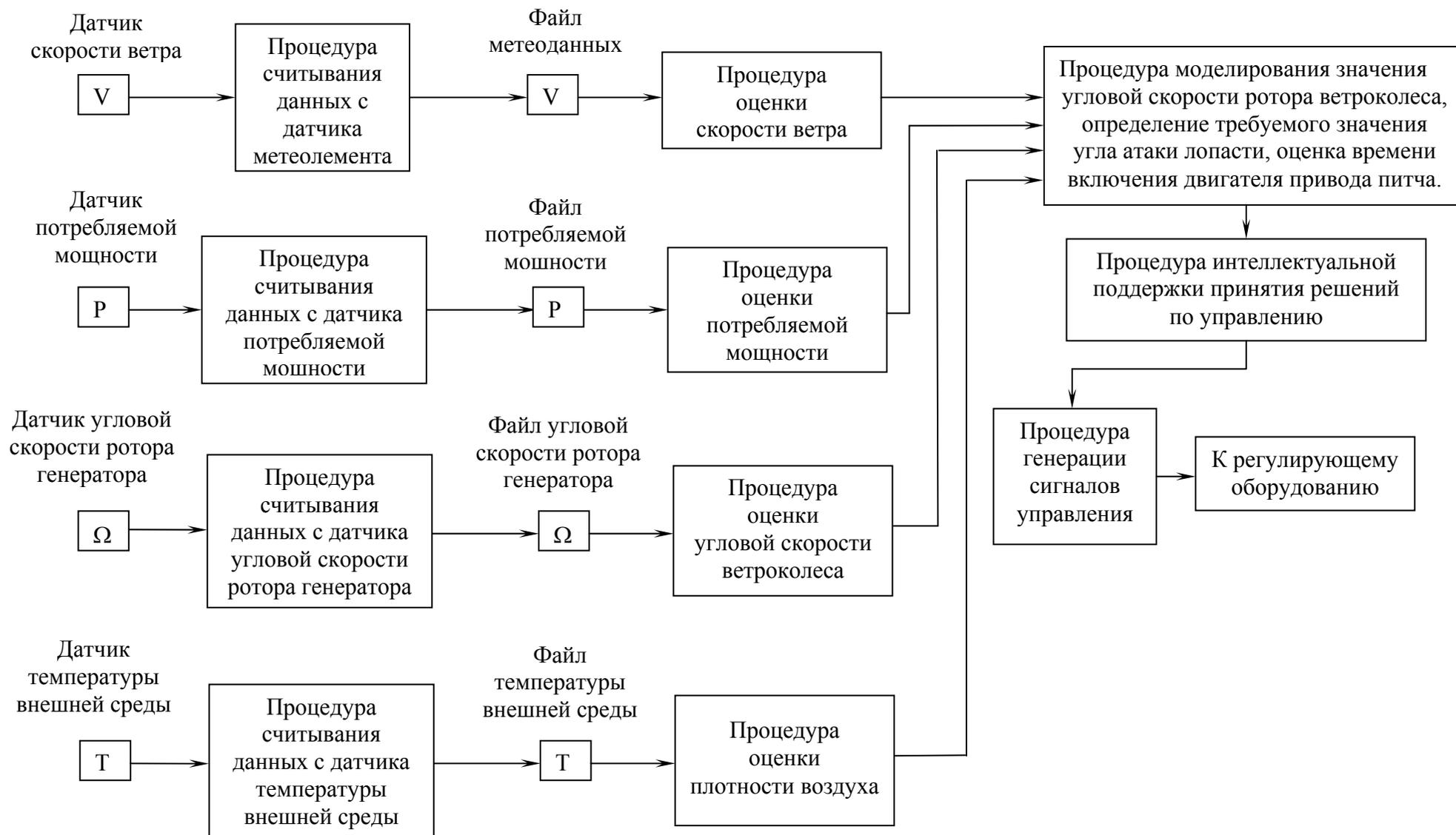


Рисунок 6.3 – Схема передачи данных между вычислительными процедурами автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой

2) запуск программы оценки угловой скорости ветроколеса, которая считывает из файлов исходных данных полученные значения оценки скорости ветра и потребляемой мощности и размещает результат в файле результата;

3) запуск программы по вычислению требуемого значения угла положения лопасти;

4) запуск программы по оценке параметра времени включения двигателя привода угла питча для разворота лопастей по установленному времени и на требуемое значение угла положения лопасти;

5) формирование процедурой, реализующей функции подсистемы интеллектуальной поддержки принятия управляющих решений, которые заключаются в следующем:

– если предполагаемое значение угловой скорости ротора ветроколеса выходит за пределы допустимой погрешности, то генерируется сигнал включения двигателя привода угла питча на изменение положения лопастей расчетного, требуемого значения, в соответствии с установленным временем, в противном случае, сигнал на включение двигателя привода угла питча лопасти не генерируется.

На рисунке 6.4 представлена структурная схема алгоритма взаимодействия управляющей и вычислительных процедур.

Доступ к устройству поворота лопастей со стороны предложенного и существующего методов управления осуществляется по алгоритму.

1) Моделирование угловой скорости ветроколеса на последующий интервал времени.

2) Если предполагаемая угловая скорость ветроколеса изменится в большую сторону, а суммарное время включения двигателя и разворота лопастей не превысит границы начала временного отсчета восстановления процесса τ' ($T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.сп.}} \leq t_{i+1} - \tau'$), то основное управление имеет доступ к двигателю от времени оценки t_{i+1} до завершения промежутка времени, на

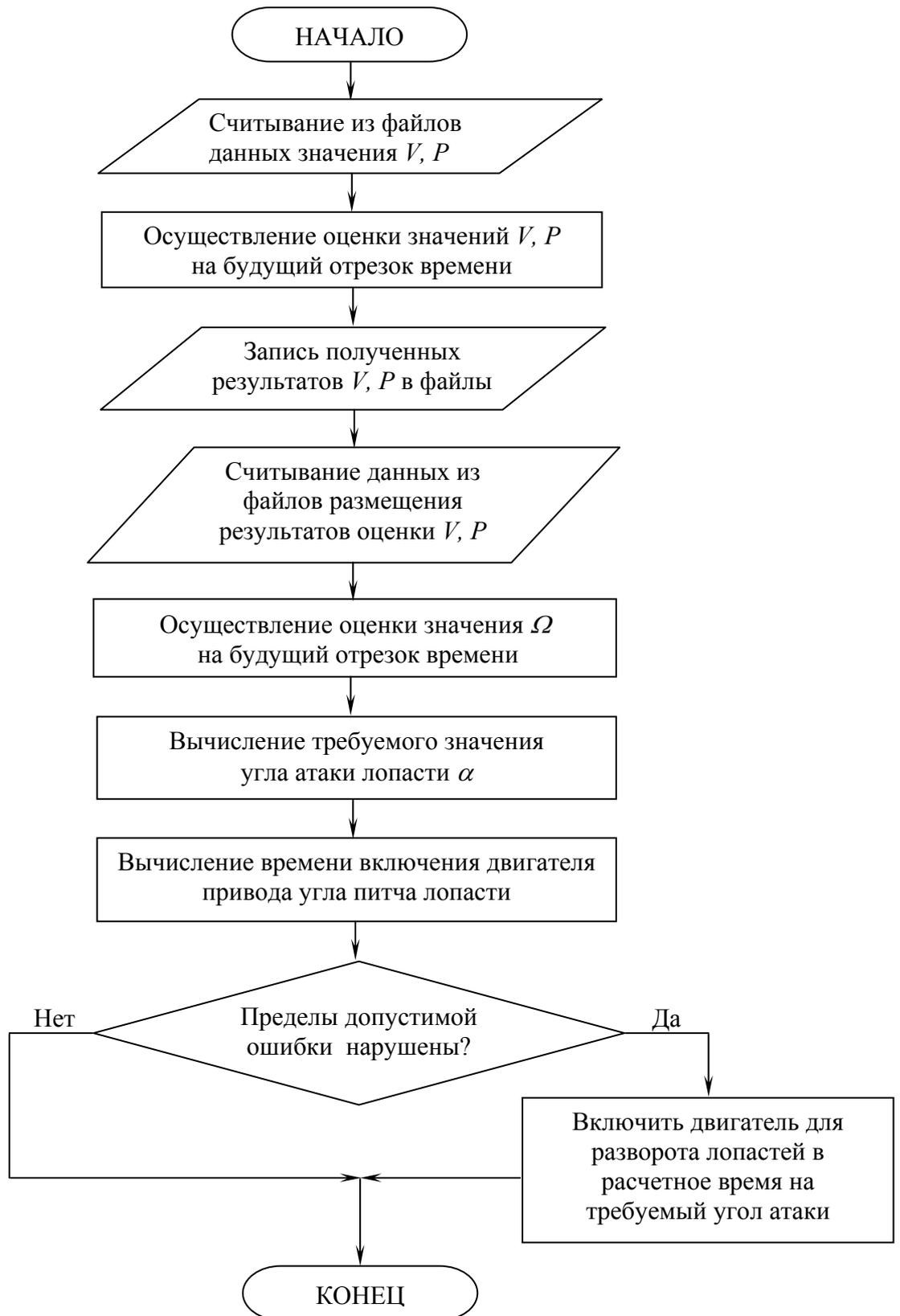


Рисунок 6.4 – Структурная схема алгоритма взаимодействия управляющей и вычислительных процедур

котором будут измерены реализации возмущающего воздействия следующего временного интервала оценки t_{i+2} ($t_{i+1} \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.вр.}}$).

3) Если прогнозируемая угловая скорость изменится в большую сторону, а суммарное время включения двигателя и разворота лопастей превысит границу начала временного отсчета восстановления процесса τ' ($T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} \geq t_{i+1} - \tau'$), то основное управление имеет доступ к двигателю от времени, полученного в результате сложения временных моментов включения двигателя, поворота лопастей, восстановительного процесса и до завершения промежутка времени, на котором будут измерены реализации возмущающего воздействия следующего временного интервала прогноза t_{i+2} ($T_{\text{вкл.}} + t_{\text{пост.вр.}} + \tau' \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.вр.}}$).

4) Если прогнозируемая угловая скорость изменится в меньшую сторону, то основное управление имеет доступ к устройству изменения положения лопастей, начиная от завершения промежутка времени, на котором были измерены реализации возмущающего воздействия текущего временного интервала прогноза t_{i+1} , и до завершения отрезка времени, на котором будут измерены такие реализации следующего временного интервала прогноза t_{i+2} ($t_{i+1} - \Delta t \leq T_{\text{осн.упр.}} \leq \Delta t_{i+2} - t_{\text{пост.вр.}}$).

На рисунке 6.5 представлена структурная схема данного алгоритма.

6.4. Разработка мероприятий для обеспечения продолжительного функционирования деталей механизмов, стабильности частоты вращения ветроколеса и экономии электроэнергии при собственном потреблении.

Управление ветроэнергетической установкой, предложенное в работе [79], основано на оценке скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, оценке параметра времени включения двигателя привода угла питча в соответствии с изменением скорости ветра с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса. Наличие таких параметров предоставляет возможность своевременно

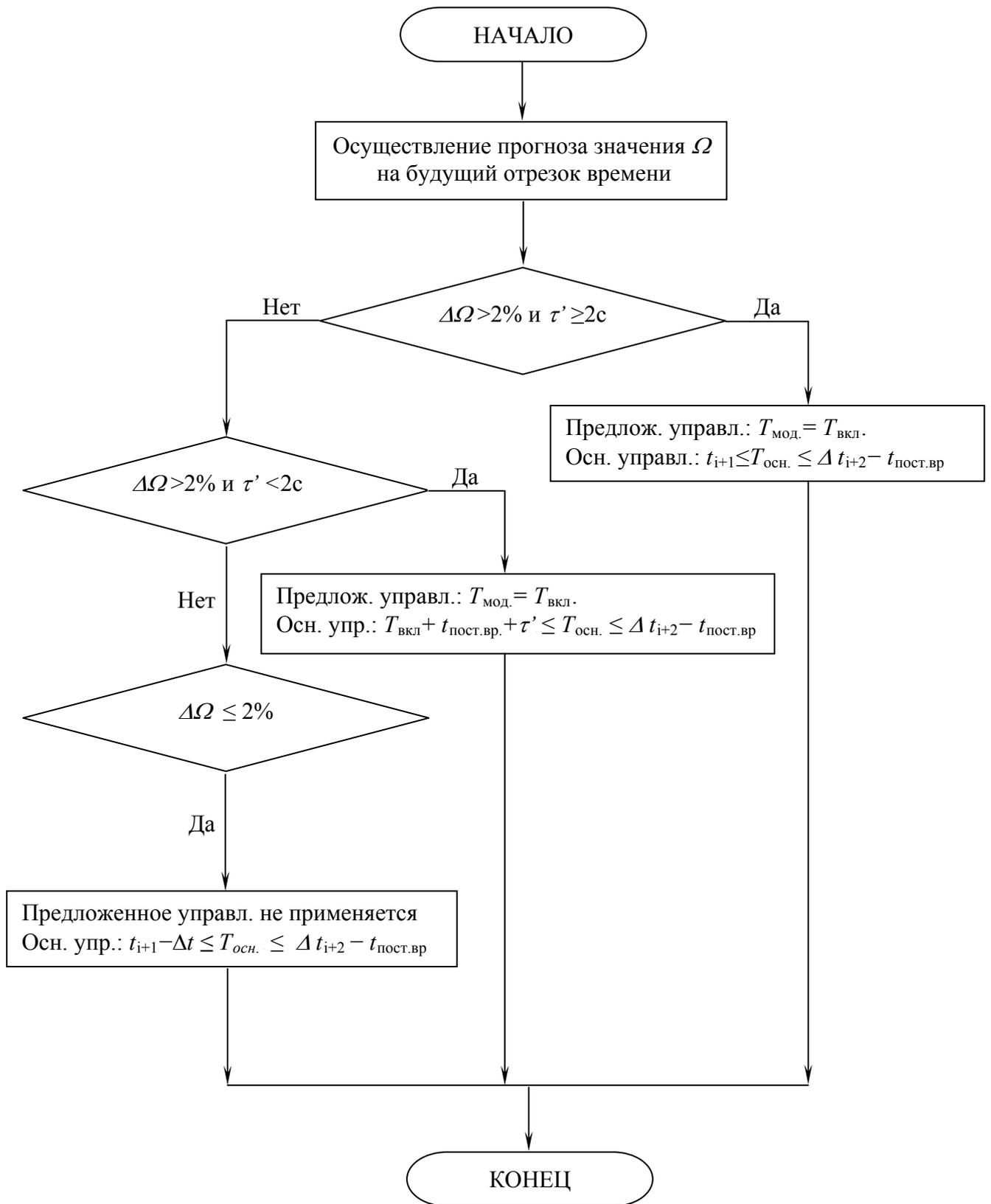


Рисунок 6.5 – Структурная схема алгоритма согласованного взаимодействия со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих решений

подготовить систему для принятия управляющих решений, вызванных активизацией внешних возмущений, таких, как изменение скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии. Предлагаемый подход по реализации управляющих воздействий позволит обеспечить минимизацию времени процесса регулирования α , следовательно, обеспечить стабильность частоты вращения ветроколеса и минимизировать количество включений двигателя привода угла питча лопасти.

«Минимизация времени процесса регулирования характеризуется решением оптимизационной задачи, суть которой состоит в получении наилучших результатов при соответствующих условиях, и помимо объекта оптимизации, существует необходимость в наличии ресурсов, дающих возможность выбора значений некоторых параметров оптимизируемого объекта. Объект должен обладать степенями свободы – управляющими воздействиями» [93]. В данном случае, таким управляющим воздействием является входное значение угла положения лопасти $\alpha_{вх.(t)}$ в систему поворота лопасти, как реакция на изменение значения скорости ветра V и мощности потребляемой электроэнергии P в момент времени t .

В работе [94] приведено описание минимизации времени переходного процесса регулирования угловой скорости ветроколеса, откуда следует, что при использовании предложенной методики управления переходный процесс при изменении скорости ветра в большую сторону на 2 м/с в 2 раза меньше, чем при существующем методе принятия управляющих решений. Переходный процесс, увеличенный в 2 раза составляет единицу модельного времени, или 60с (рис. 4.7, раздел 4). При неустановившемся режиме периодичность включений двигателя привода питча составляет несколько секунд [21], и оценивается около 4с. Следовательно, количество включений двигателя на отрезке времени 60с составляет 15 раз. Откуда следует, что при неустановившемся режиме в течении 60с предложенное управление в 15 раз уменьшает количество включений двигателя привода питча по отношению к основному методу принятия управляющих решений, что позволит

минимизировать динамические удары, а следовательно, уменьшить нагрузку на ротор генератора, ступицу лопасти и зубчатую передачу привода.

В пункте 6.3. текущего раздела приведена разработка алгоритма функционирования подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению ветроустановкой, который включает в себя взаимодействие управляющей и вычислительных процедур, а также алгоритм согласованного взаимодействия со стороны предложенного и основного методов принятия управляющих решений, что позволяет повысить эффективность функционирования ветроэнергетической установки. В рассматриваемой концепции повышение эффективности функционирования ветротурбины напрямую связано с минимизацией времени процесса регулирования угловой скорости ветроколеса, а предложенный алгоритм работы подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению решает задачу минимизации времени переходного процесса.

Таким образом, решение задачи минимизации времени переходного процесса, обеспечивает продолжительность работы деталей механизмов ветроагрегата, повышение стабильности угловой скорости ротора ветроколеса, экономию производимой электроэнергии при собственном потреблении и повышение эффективности использования энергии ветра.

Выводы к разделу 6

По содержанию раздела могут быть сформулированы следующие выводы:

– разработана структурная схема автоматизированной системы управления, реализующая методику управления, отличаемой от существующих систем является введение в ее состав подсистемы прогнозирования скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, моделирования угловой скорости ветроколеса, определения требуемого значения угла положения лопасти и оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти, выполняющих функции задающего

устройства, осуществляющих подготовку информации для функционирующей подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений;

– при обосновании структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, непосредственно реализующей предложенную методику, определено, что основными средствами реализации алгоритма управления угловой скоростью ротора ветроколеса являются подсистемы оценки скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии, моделирования угловой скорости ветроколеса, определения требуемого значения угла положения лопасти, оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти. Реализация названных основных компонентов автоматизированной системы, выполненная в рамках диссертационной работы, определяет возможность реализации системы;

– предложена структурно-функциональная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующая предложенную методику автоматизированного управления угловой скоростью ротора ветроколеса. Новизна предложенной структурно-функциональной схемы системы состоит в том, что она позволяет рассматривать угловую скорость ротора ветроколеса (объект управления) в его взаимодействии с внешней (по отношению к системе) средой. При этом исследование взаимодействия производственного процесса с внешней средой осуществляется посредством использования модифицированной математической модели управления угловой скоростью ротора ветроколеса;

– приведено описание следующих основных задач, возлагающихся на автоматизированную систему управления: оперативный сбор и оценка поступающей информации о текущем значении скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии; краткосрочное оценивание на основании замеренной информации о скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, условий изменения угловой скорости ротора ветроколеса на будущий период времени; формирование оперативной оценки об изменении

угловой скорости ротора ветроколеса и угла положения лопасти, оценки времени включения двигателя по развороту лопастей; на основе подготовленной информации изменения угловой скорости ветроколеса, требуемого значения угла положения лопасти и параметра времени включения двигателя привода питча производится реализация функций интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению, направленных на включение двигателя угла питча по развороту лопастей на требуемый угол и в установленное время; на основе информации включения двигателя принимается решение для доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и существующего методов принятия управляющих воздействий; контроль угловой скорости ротора генератора и выходной мощности электроэнергии, поддержание их на уровне требуемых значений;

– в соответствии с возлагающимися задачами на автоматизированную систему управления выполнено обоснование и построение алгоритма функционирования подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений по управлению ветроэнергетической установкой на основе алгоритмов по взаимодействию управляющей и вычислительных процедур и согласованного взаимодействия со стороны предложенного и существующего методов выработки управляющих воздействий на регулирование угловой скорости ветроколеса; Предложенная компьютерная программа осуществляет синхронизацию вычислительных процедур в соответствии с приведенной схемой передачи данных;

– разработаны мероприятия по обеспечению продолжительности, работы деталей механизмов ветроустановки, обеспечению повышения стабильности частоты вращения ветроколеса, экономии электроэнергии при собственном потреблении и повышению эффективности использования энергии ветра за счет уменьшения включений двигателя привода угла питча лопасти, которое составляет 15 раз для неустановившегося режима.

– основные результаты данного раздела опубликованы в работе [94].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научной работой, в которой решена актуальная научная задача, которая состоит в разработке принципов, математической модели и системы автоматизированного управления ветроэнергетической установкой, позволяющая повысить эффективность ее функционирования на основе оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии как внешних возмущающих воздействий, моделировании угловой скорости ротора ветроколеса и требуемого значения угла положения лопасти, оценки времени включения двигателя привода угла поворота лопасти на основе полученных данных оценки метеорологических и электроэнергетических условий. Предложенная методика определяет, что разворот лопастей на требуемый угол производится заблаговременно, что позволяет своевременно подготовить систему к воздействиям внешних возмущающих факторов, таким образом минимизировать время процесса регулирования угловой скорости ротора ветроколеса, следовательно решить такие проблемы, как обеспечение продолжительного функционирования ветроэлектрических агрегатов, повышение эффективности использования энергии ветра, повышение стабильности частоты вращения ветроколеса, экономию электроэнергии при собственном потреблении на основе:

- разработанной новой математической зависимости угловой скорости ветроколеса в соответствии с изменением скорости ветра и угла положения лопасти;
- предложенной математической модели оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти;
- разработанной математической модели оценки параметра времени включения двигателя привода угла поворота лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на будущем отрезке времени с учетом инерционности системы и постоянной времени переходного процесса;

- разработанного метода оперативного оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, учитывающая особенности управления работой ветроэнергетической установки;
- разработанного алгоритма согласованного взаимодействия предложенного и существующего методов принятия управляющих решений;
- разработанного и программно реализованного алгоритма функционирования задающего устройства автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, позволяющий по предполагаемым значениям скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии и значениям изменения угловой скорости ротора ветроколеса определять требуемые значения угла положения лопасти и времени включения двигателя привода питча, осуществлять разграничение времени доступа к устройству разворота лопастей со стороны предложенного и существующего методов по принятию управляющих решений;
- дальнейшего развития структурной схемы автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой;
- дальнейшего развития структурно-функциональной схемы автоматизированной системы управления, реализующая предложенную методику принятия управляющих решений.

Основные научные и практические результаты работы можно обобщить в следующих выводах:

1) Поскольку отрицательной стороной существующих подходов управления ветроэлектрической установкой является несвоевременность изменения положения лопастей в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, что не обеспечивает оперативности выработки управляющих воздействий, направленных на поддержку номинального значения угловой скорости ротора ветроколеса в условиях переменных метеорологических и электроэнергетических условий и негативно отражается на показатели надежности составляющих частей современных ветроустановок, а также на энергоэффективность

технологического процесса, то установлено, что задачей по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой является определение и применение законов и параметров, которые обеспечивают своевременную подготовку системы к внешним возмущающим воздействиям за счет упреждения характеристик метеорологических и электроэнергетических условий для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса, уменьшения динамических нагрузок на основные элементы конструкции в процессе эксплуатации, что способствует улучшению показателей надежности составляющих частей современных ветроустановок в условиях неполной информации о принятии управляющих воздействий. А направлением дальнейших исследований является постановка задачи по созданию автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой и в соответствии с ней разработка новой структурной схемы автоматизированной системы управления.

2) Усовершенствовано математическую зависимость угловой скорости ветроколеса от скорости ветра и угла положения лопасти, отличием которой от существующих зависимостей является возможность учета таких основных параметров ветроустановки как скорость ветра, угол положения лопасти, ширина лопасти, длина лопасти, количество лопастей, коэффициент быстроходности ветротурбины, коэффициент торможения, что позволило произвести моделирование угловой скорости ротора на различных режимах в соответствии с изменением внешних воздействий, а также учитывать параметрические характеристики различных ветроагрегатов с горизонтальной осью вращения.

3) Впервые разработан метод оценки параметра времени включения двигателя привода угла pitch лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени с учетом инерционности системы и постоянной времени разворота лопастей, которая позволяет учитывать временные особенности подготовки

системы к внешним возмущающим воздействиям с целью своевременной установки лопастей на необходимый угол для повышения стабильности частоты вращения ротора ветроколеса.

4) Разработан метод оценки угловой скорости ветроколеса и угла положения лопасти в соответствии с изменением скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии на последующем интервале времени на основе упреждения метеорологических и электроэнергетических условий, а также учета текущих данных указанных параметров и угловой скорости ротора генератора, что дает возможность получить необходимую точность информации для принятия управляющих воздействий.

5) Разработан критерий по формированию интервала времени оценки выборки измеренных значений скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, а также согласованного доступа к двигателю привода питча со стороны предложенного и существующего методов управления, учитывающий особенности управления работой ветроэлектрическим агрегатом с целью повышения точности оценки и минимизации времени контроля выходных, управляемых параметров, для повышения эффективности функционирования ветроэнергетической установки.

6) Получила дальнейшее развитие структурная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, отличием которой от существующих систем является введение в ее состав подсистемы оценки скорости ветра и мощности потребляемой электроэнергии, моделирования угловой скорости ветроколеса, определения требуемого значения угла положения лопасти и оценки параметра времени включения двигателя привода угла питча лопасти, выполняющих функции задающего устройства, осуществляющих подготовку информации для функционирующей подсистемы интеллектуальной поддержки принятия решений.

Предложена структурно-функциональная схема автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, реализующая

предложенную методику автоматизированного управления угловой скоростью ротора ветроколеса. Новизна предложенной структурно-функциональной схемы системы состоит в том, что она позволяет рассматривать угловую скорость ротора ветроколеса (объект управления) в его взаимодействии с внешней (по отношению к системе) средой. При этом исследование взаимодействия производственного процесса с внешней средой осуществляется посредством использования модифицированной математической модели управления угловой скоростью ротора ветроколеса.

7) Исходя из результатов анализа системы автоматического регулирования угловой скорости ротора следует, что регулирование угловой скорости с запаздыванием $t_{\text{зап.}}=9\text{с}$ и выше ведет к увеличению времени переходного процесса, что вызывает следующие негативные факторы: возникновение аэродинамических ударов, что порождает увеличение нагрузки на ротор, привод питча, лопасть и зубчатую передачу привода; нарушение стабильности частоты вращения ротора ветроколеса; избыточность количества включений двигателя привода питча, что не обеспечивает экономии электроэнергии при собственном потреблении; отсутствие эффективности использования энергии ветра.

8) На основе полученных результатов тестирования математической модели, для повышения стабильности, установленного значения угловой скорости ветроколеса – разработан и программно реализован алгоритм функционирования задающего устройства автоматизированной системы управления ветроэнергетической установкой, позволяющий по предполагаемым значениям скорости ветра, мощности потребляемой электроэнергии и значениям изменения угловой скорости ветроколеса определять требуемые значения угла положения лопасти, время включения двигателя привода питча, и осуществлять согласованный доступ к устройству изменения положения лопастей со стороны предложенного и существующего методов по принятию управляющих решений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Перминов Э.М. Ветроэнергетика – проблемы и перспективы развития / Э. М. Перминов // Электрические станции. – 1993. – № 8. – С. 41 – 48.
2. Стырикович М.А. Энергетика. Проблемы и перспективы / М.А. Стырикович, Э.Э. Шпильрайн // М.: Энергия, 1981. – С. 102 – 104.
3. Пармухина Е. «Рынок ветроэнергетики» / Научный журнал «Электротехнический рынок», № 1 – 2. – 2010. – 32 с.
4. Иващенко Д.А. Выбор режимов работы ветроагрегатов и сравнительная оценка выработки ветроэлектростанций / Д.А. Иващенко, М. В. Кузнецов // Электрические станции. – 1993. – №4. – С. 29 – 33.
5. Баскаков А. П., Мунц В. А. «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии». М.: Издательский дом «Бастет», 2013. – 368 с.
6. Божко С.В. Современное состояние и перспективы развития ветроэнергетики в Европе / С.В. Божко // Промэлектро. – 2007. – №5. – С. 36 – 38.
7. Безруких П.П. Состояние и тенденции развития ветроэнергетики мира / П.П. Безруких // Электрические станции. – 1998. – №10. – С. 58 – 64.
8. Тучинский Б.Г. Вычислительные алгоритмы оценивания параметров математической модели характеристики мощности ветроэлектрической установки с системой активного управления мощностью / Б.Г. Тучинский // Відновлюв. енергетика. – 2007. – №2. – С. 41 – 45.
9. Еникеев Г.Г. Ветроэнергетическая установка мощностью 100 кВт / Г.Г. Еникеев, Л.И. Канатъев // Теплоэнергетика. – 1994. – №2. – С.61 – 65.
10. Перминов Э.М. Развитие ветроэнергетики / Э.М. Перминов // Энергетик. – 1993. – №9. – С. 2 – 6.
11. Будзьяк В. Становление ветроэнергетики в Украине / В. Будзьяк // Экономика Украины. – 1999. – №3. – С. 84 – 86.
12. Кудря С.О. Вітроенергетика: передумови та особливості розвитку / С.О. Кудря, Б.Г. Тучинський // Відновлюв. Енергетика. – 2007. – №1. – С. 38 – 49.

13. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Кн. 2. Ветроэнергетика: Учебник для вузов / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. – Харьков.: Изд-во Нац. аэрокосмический ун-т. «ХАИ», Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2004. – 519с.
14. Проектно-конструкторское-технологическое бюро «Конкорд» [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые данные (2 686 070 bytes). – Режим доступа: <http://www.concordgroup.com.ua> Saturday, 26 May 2012 14:07:02.
15. Алексеев Б.А. Международная конференция по ветроэнергетике / Б.А. Алексеев // Электрические станции. – 1996. – №2. – С. 62 – 70.
16. Кицис С. И., Герман О. И., Паутов Д. Н. «Общая электроэнергетика». ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2009. – 225 с.
17. Крон Скорен. Датские ветряные электростанции – история индустриального успеха / Сорен Крон, Н.Н. Кожевников // Электрические станции. – 1999. – №5. – С. 67 – 70.
18. Тучинський Б.Г. Аналітичний огляд тенденцій технічних параметрів вітрових електричних установок / Б.Г. Тучинський, В.А. Точений, І.В. Іванченко // Відновлюв. енергетика. – 2009. – №3. – С. 14 – 17.
19. Кудря С.О. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С.О. Кудря, В.Г. Тучинський, В.Г. Дресвянников, З.У. Рамазанова // Відновлюв. енергетика. – 2008. – №4. – С. 41 – 43.
20. Лось С.И. Европейская ветроэнергетическая выставка и конференция / С.И. Лось // Электрик. – 2009. – №7–8. – С. 10 – 11.
21. Инструкция по эксплуатации ветротурбины USW56–100: ИДММ.562425.001Э1 / Компания «Кенетек уиндпауэр». – Версия 1.02. – 1994.
22. Васько В.П. Керування нестационарними режимами роботи вітроустановок промислових вітроелектричних станцій. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук за фахом 05.14.08 – Перетворювання відновлюваних видів

енергії. – Національна академія наук України інститут електродинаміки, Київ, 2003. – 14 с.

23. Коханевич В.П. Статичні характеристики відцентрового регулятора при флюгерному регулюванні ротора двигуна / В.П. Коханевич // Відновл. енергетика. – 2008. – №1. – С. 39 – 44.

24. Коханевич В.П. Статика регулювання роторів вітродвигунів відцентровими регуляторами при антифлюгерному регулюванні / В.П. Коханевич // Відновл. енергетика. – 2009. – №3. – С. 18 – 24.

25. Козін В.С. Підвищення аеродинамічної ефективності роботи вітроустановок. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук за фахом 05.07.01 – Аеродинаміка та газодинаміка літальних апаратів. – Національний авіаційний університет, Київ, 2001. – 13 с.

26. Тихевич О.О. Удосконалення методики узгодження параметрів вітротурбіни та асинхронізованого синхронного генератора вітроенергетичної установки. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук за фахом 05.14.08 – Перетворювання відновлюваних видів енергії. – Національна академія наук України інститут електродинаміки, Київ, 2003. – 16 с.

27. Кацурин А.А. Синтез систем управління ветроэнергетическими установками, построенными на основе асинхронизированных синхронных генераторов. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук по спец. 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации (в промышленности). – Дальневосточный государственный технический университет, Владивосток, 2001. – 17 с.

28. Легошин Д.В. / Система регулювання частоти обертання вітротурбіни автономної ВЕУ малої потужності Д.В. Легошин // Відновлюв. Енергетика. – 2009. – №2. – С. 36 – 38.

29. Серебряков А.В. Нечеткие модели и алгоритмы управления ветроэнергетическими установками / А.В. Серебряков, О.В. Крюков, А.Б. Васенин // Управление в технических, эргатических, организационных и

сетевых системах – УТЭОСС, Санкт-Петербург, 9 – 11 окт. 2012г. – Санкт-Петербург, 2012г. – С. 467 – 469.

30. Еникеев Т.У. Система оперативного управления локальной энергетической сетью на базе ветроэнергетических установок. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук по спец. 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации. – Уфимский государственный авиационный технический университет, Уфа, 2011. – 18 с.

31. Зінько Р. Моделювання роботи тихохідного вітроколеса вітроенергетичної установки з лопатями постійного профілю за його радіусом / Р. Зінько, Т. Круць, І. Лозовий // Комп'ютинг. – 2009. – №3(8). – С. 78 – 86.

32. Кудлик М.Б. До питання впливу профілю лопаті тихохідного вітроколеса, орієнтації та швидкості його обертання на відбір ним потужності з потоку повітря / М.Б. Кудлик, І.С. Лозовий // Вісник НУ «Львівська політехніка». Теплоенергетика, інженерія довкілля, автоматизація. . – 2002. – №452. – С. 269 – 273.

33. Галиновский А.М. Генератор постоянной частоты для ветроустановок и нетрадиционных источников энергии / А.М. Галиновский, Е.М. Дубчак, С.В. Шиманский, Е.А. Ленская // Відновл. енергетика. – 2008. – №2. – С. 51 – 57.

34. Гайдайчук В.В. Динаміка вітроенергетичних установок під дією вітрових та інерційних навантажень / В.В. Гайдайчук, В.П. Косенко // Опір матеріалів і теорія споруд. – 2008. – №82. – С. 31 – 38.

35. Гуляев В.И. Прецессионные колебания двухлопастного ротора с упругим невесомым валом при сложном вращении / В.И. Гуляев, И.Л. Соловьев, С.Н. Худолий // Проблемы прочности. – 2002. – №2. – С. 73 – 81.

36. Гуляев В.И. Колебания криволинейных закрученных лопастей при сложном вращении / В.И. Гуляев, С.Н. Худолий // Прикладная механика. – 2005. – 41, №4. – С. 126 – 132.

37. Гайдайчук В.В. Резонансные колебания упругих лопастей при сложном вращении / В.В. Гайдайчук, С.Н. Худолий // Вібрації в техніці та технологіях. – 2004. – №6(38). – С. 54 – 57.

38. Гайдайчук В. В. О компьютерном моделировании динамического поведения и прочности конструкций ветроэнергетических установок / В. Гайдайчук, В. Носенко // Промислове будівництво та інженерні споруди. – 2009. – №3. – С. 22 – 26.

39. Худолий С.М. Коливання подовжених криволінійних закручених стержнів при складному обертанні. – Автореф. дис. ... канд. техн. наук за фахом 05.23.17 – Будівельна механіка. – Національний транспортний університет, Київ, 2006. – 21 с.

40. Гайдайчук В.В. Прецесійні резонанси пружного диску з лопатями при складному обертанні / В.В. Гайдайчук // Опір матеріалів і теорія споруд. – 2009. – № 83. – С. 110–117.

41. Гловач Л.В. Комп'ютерне моделювання динаміки лопатей вітроенергетичних установок / Л.В. Гловач, В.П. Носенко // Опір матеріалів і теорія споруд. – 2010. – № 85. – С. 143 – 152.

42. Попович Н.Г. Стохастична система автоматичного керування вітроелектричної установки / Н.Г. Попович, Н.Н. Бондаренко // Електромашинобуд. та електрообладн.: Міжвід. наук.-техн. зб. Пробл. автомат. електропривода. Теорія і практика . – 2006. – №66. – С. 205 – 206.

43. Бондаренко Н.Н. К вопросу системы автоматического регулирования угловой скорости ветроколеса ветроагрегата / Н.Н. Бондаренко // Вестн. Киевск. Политехн. ин-та. – 1991. – №28. – С. 26 – 27.

44. Медведев М.Ю Аналитическое конструирование агрегированных регуляторов: управление ветроэнергетическими установками. / М.Ю. Медведев, Г.Е. Веселов // Управление и информационные технологии: матер. всеросс. научн. конф., Санкт-Петербург, 3 – 4 апр. 2003г. – Санкт-Петербург, 2003г. – С. 215 – 220.

45. Лабунец И.А. Системы генерирования ветроэлектрических установок большой мощности / И.А. Лабунец, Т.В. Плотникова, Ю.Г. Шакарян, Б.З. Дробкин // Энергетик. – 2000. – №3. – С. 11 – 13.

46. SCADA-пакет PcVue и ветроэнергетика: от Гранады в Испании до Клондайка в США // Информатизация и системы управления в промышленности, № 1 (31). – 2011.

47. Кузьо І.В. До питання аналізу аеродинамічних та інерційних навантажень тихохідного вітроколеса / І.В. Кузьо, В.М. Корендій, Н.І. Прокопець // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2011. – № 701. – С. 43 – 50.

48. Кузьо І.В. До питання оптимізації геометрії лопатей тихохідного вітроколеса з метою максимізації відбору потужності з потоків повітря / І.В. Кузьо, В.М. Корендій, Н.І. Прокопець // Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка”. – 2011. – № 702. – С. 59 – 68.

49. Корендій В.М. Оцінка характеристик міцності та жорсткості лопатей тихохідного вітроколеса / В.М. Корендій // Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні. – 2011. – № 44. – С. 68–75.

50. Волков Д.И. Сравнительный анализ вариантов построения информационно-управляющей системы ветроэлектрической установки большой мощности / Д.И. Волков, Н.С. Голубенко, С.В. Поддубный, и др. // Авиационно-космическая техника и технология. – 2007. – № 9. – С. 217 – 220.

51. Голубенко Н.С. Аэродинамические особенности безмультипликаторной турбогенераторной схемыветроэлектрической установки большой мощности / Н.С. Голубенко // Материалы IV международной конференции «нетрадиционная энергетика в XXI веке». – Крым, Грузуф. – 2003. – С. 125 – 132.

52. Волков Д.И. Разработка и создание комплексной информационно-управляющей системы для ветроэнергетической установки повышенной мощности / Д.И. Волков, В.В. Данилов, В.Ф. Миргород, Г.С. Ранченко, С.В.

Поддубный // Современные информационные и электронные технологии: Сб. науч. тр. – Одесса, 2006. – Том. 1. – С. 314 – 317.

53. Миргород В.Ф. Моделирование динамики ветроэнергетической установки для задач управления // Моделирование – 2006: Сб. тр. конф. – К. – 2006. – С. 327 – 330.

54. American Institute of Physics. "Enhancing the efficiency of wind turbines." ScienceDaily. ScienceDaily, 22 November 2010.

55. Американский институт физики [Электронный ресурс]. – Электрон. текстовые данные (1 896 310 bytes). – Режим доступа: <http://www.gizmag.com/learning-wind-turbine-control-system> Friday, 14 March 2014 10:12:29.

56. Зубаиров Н. энергия из крымского ветра / Н. Зубаиров // Инвестгазета. – 2007. – №31. – С. 34 – 35.

57. Скорик М. Национальная ветроэнергетика: куда дует... / М. Скорик // Голос Украины. – 2006. – №167. – С. 3.

58. Хоменко В. Крымчане запрягают ветер / В. Хоменко // Голос Украины. – 2007. – №242. – С. 9.

59. Ветроэнергетика: ставка больше, чем жизнь, или почему не удается «запрячь» ветер // Технополис. – 2003. – №9. – С. 44 – 48.

60. Гольдберг Б. Ветер, ветер на всем белом свете / Б. Гольдберг // ИР. – 2001. – №11. – С. 8 – 10.

61. В.А. Сафонов В.А. Проектирование, конструкция и экстремальные режимы работы ветроэлектроустановок с горизонтальной осью вращения: Учеб. пособие / В.А. Сафонов В.А. Белопольский, И.Ю. Софийский С.Б. Смирнов. – Севастополь: СНИЯЭ и П.

62. Швень Н.І. Оцінка вітрових ресурсів на території України, просторово-часовий аспект / Н.І. Швень, К.В. Петренко // Відновлюв. енергетика. – 2007. – №3. – С. 40 – 43.

63. Ярас Л. Энергия ветра. Оценка технического и экономического потенциала / Л. Ярас, Л. Хоффман, А. Ярас и др. // М.: Мир, 1982. – 256 с.

64. Лятхер В.М. Ветровые электростанции большой мощности / В. Лятхер // М.: Информэнерго, 1987. – 72 с.
65. Денисенко Г.И. Стохастическое моделирование параметров ветра для задач ветроэнергетики / Г.И. Денисенко, В.П. Васько, П.П. Пекур // Энергетика и транспорт. – 1990. – №2. – С. 109 – 114.
66. Кузнецов М.П. Застосування принципу максимуму ентропії щільності розподілу швидкості вітру / М.П. Кузнецов // Відновлюв. енергетика. – 2005. – №3-4. – С. 34 – 37.
67. Васько П. Ф. До питання динаміки нагрузочних режимов роботи ветроелектрической установки, обусловленная порывами скорости ветра. / П. Ф. Васько, В. П. Васько // Вісн. Донбаської держ. акад. будівництва і архітектури. Будівельні конструкції, будівлі та споруди. Т.1. Вплив вітру на будинки і споруди. – Донецьк, 2001.– №4(29) – С. 140 – 144.
68. Денисенко Г. И. Стохастическое моделирование параметров ветра для задач ветроэнергетики / Г. И. Денисенко, П. Ф. Васько, П. П. Пекур // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1990. – № 2. – С. 109 – 115.
69. Васько П. Ф. Експериментальні дослідження режимів генерування та споживання реактивної потужності серійною вітроелектричною установкою з асинхронним генератором / П. Ф. Васько, В. П. Васько, О. І. Даниленко, В. В. Долюк // Відновлювана енергетика. – 2008. – №1. – С. 34 – 38.
70. Головкин В.М. Структурна взаємодія складових блоків вітроенергетичних систем / В.М. Головкин, С.А. Зоценко // Відновлюв. енергетика. – 2008. – №4. – С. 41 – 43.
71. Буяльский В.И. Повышение эффективности управления ветроэнергетической установкой / В.И. Буяльский // Вестник СевГТУ Сер. Механика, энергетика, экология: сб. науч. тр. – Севастополь, 2008. – Вып. 88. – С 152 – 156.
72. Мордочкович А.Г. Математический анализ: Учеб. Для техникумов / А.Г. Мордочкович, А.С. Солодовников. – М.: Высш. Шк., 1990. – 416 с.

73. Атмосфера стандартная. Параметры: ГОСТ 4401–81 / ИПК «Издательство Стандартов» – Москва. – БЗ 11 – 2003.
74. Крутов В.И. Основы теории автоматического регулирования: / В.И. Крутов – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1984. – 348с.
75. Гернет М.М. Определение моментов инерции / М.М. Гернет – М.: Машиностроение, 1969. – 150с.
76. Ландсберг Г.С. Элементарный учебник физики – том I / Г.С. Ландсберг – М.: Нука, 1973. – 654с.
77. Буяльский В.И. Оценка параметра времени включения двигателя привода питча для ветротурбины USW56–100 / В.И. Буяльский // Вісник СевНТУ Сер. Механіка, енергетика, екологія: зб. наук. пр. – Севастополь, 2010. – Вип. 106. – С 114 – 119.
78. Головки В.М. Робота вітроенергетичних установок в автономному режимі / В.М. Головки, М.О. Шихайлов // Відновлюв. енергетика. – 2007. – №3. – С. 40 – 43.
79. Чиликин М.Г. Общий курс электропривода / М.Г. Чиликин. – Учебник для вузов. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат 1981. – 576с.
80. Буяльский В.И. Моделирование системы автоматического регулирования с постоянным запаздыванием, с учетом изменения нагрузки / В.И. Буяльский // Вісник СевНТУ Сер. Автоматизація процесів та управління: зб. наук. пр. – Севастополь, 2012. – Вип. 125. – С 42 – 48.
81. Резван В. Абсолютная устойчивость автоматических систем с запаздыванием / В. Резван; под. ред. В.А. Якубовича; с доп. А.П. Лихтарникова, В.А. Якубовича. – М.: Наука, 1983. – 256с.
82. Канунникова Р.Е. Об устойчивости работы ветроэлектрических установок с асинхронными генераторами в электроэнергетической системе / Р.Е. Канунникова, Е.Н. Линник, В.А. Нейман, М.Ф. Пискурев // Відновлюв. енергетика. – 2006. – №2. – С. 44 – 48.

83. Лаврентьев М.А. Методы теории функций комплексного переменного / Лаврентьев М.А., Шабат Б.Т. – М.: Наука, 1965. – 716с.
84. Буяльский В.И. Моделирование системы автоматического с постоянным запаздыванием для ветротурбины USW56–100 / В.И. Буяльский // Вісник СевНТУ Сер. Автоматизація процесів та управління: зб. наук. пр. – Севастополь, 2010. – Вип. 108. – С 153 – 157.
85. Веремей Е. И. Пособие «Nonlinear Control Design Blockset» [Электронный ресурс] / Е. И. Веремей, С. В. Погожев. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/nonlinecondes/book1/preface.php>.
86. Лазарев Ю.Ф. MatLAB 5.x / Ю.Ф. Лазарев – К.: Издательская группа ВНУ, 2000. – 384с.
87. Виленкин С.Я. Статистическая обработка результатов исследования случайных функций. – М.: Энергия, 1979. – 320с.
88. Абузьяров З.К. Морские прогнозы / З.К. Абузьяров и др. – Л.: Гидрометиздат, 1988. – 319с.
89. Кротов К.В. Автоматизированная система управления уровнем газовых выбросов термических заводов: Дис. канд. техн. наук: / К.В. Кротов; СевНТУ: Севастополь. – Севастополь: Изд-во СевНТУ, 2003. – 308с.
90. Тейксейра С. Delphy 5. Руководство разработчика. Т. 1 / С. Тейксейра – М.: Изд-во «Вильямс», 2001. – 831с.
91. Агейкин Д.И. Датчики контроля и регулирования / Д.И. Агейкин и др. Справочные материалы. – 6-е изд., перераб. и доп. – М., 1965. – 928с.
92. Датчики температуры – Режим доступа: [http:// www.metran.nt-rt.ru](http://www.metran.nt-rt.ru).
93. Красовский Н.Н. Управление динамической системой: Задача о минимуме гарантированного результата / Н.Н. Красовский. – М.: Наука, 1985. – 518с.
94. Буяльский В.И. Оптимизация системы автоматического управления ветроэнергетической установкой USW56–100 / В.И. Буяльский // Вісник СевНТУ Сер. Оптимізація виробничих процесів: зб. наук. пр. – Севастополь, 2010. – Вип. 12. – С 164 – 167.

Ветроэнергетическая установка USW56–100 смонтирована на башне высотой 22м и состоит из следующих основных узлов: ротор, который включает в себя три лопасти, и управляемого питча. Ротор работает с постоянной угловой скоростью и через трансмиссию запускает генератор. Трансмиссия работает на повышение 1:20,8. Скорость ротора поддерживается на уровне 72-73 об/мин, что обеспечивает работу генератора со скоростью $1500 \pm 2\%$ об/мин для выработки электроэнергии напряжением $380 \pm 10\%$ В, силой тока $170 \pm 0,5\%$ А, мощностью $110 \pm 1\%$ кВт с частотой $50 \pm 2\%$ Гц. Скорость ротора управляется изменением угла питча лопасти ($0^\circ - 82^\circ \pm 1\%$) в ответ на изменение скорости ветра. Машина – подветренного типа, со свободным узлом рыскания, т.е. устройство свободно вращается на вертикальной оси, и сопротивление ветра со стороны подветренного ротора позволяет ему поворачиваться по ветру.

Ветроэнергетическая установка реализует следующие режимы работы:

- исходное положение;
- оценка скорости ветра;
- разгон до синхронной частоты вращения;
- выключение;
- аварийное выключение.

Исходное положение. Лопасти находятся в положении «флюгер» (угол питча около 82°). Переход ветротурбины в режим оценки скорости ветра возможен только после получения устройством управления специальной адресной команды из системы управления ветроэлектростанцией.

Оценка скорости ветра. Работа ветроэнергетической установки начинается с оценки скорости ветра после получения разрешения на запуск из системы управления ветроэлектростанцией, после чего все операции выполняются под управлением рабочей программы микропроцессорного устройства управления ветротурбиной следующим образом.

Включается двигатель привода питча, разворачивает лопасти из флюгерного положения на угол питча, равный 35° , и оставляет их в этом положении. На время включения двигателя привода питча муфта выключается, а по окончании разворота вновь включается.

Далее под действием силы ветра лопасти начинают вращать главный вал ветроколеса, а следовательно, и ротор генератора через повышающий редуктор трансмиссии. Оценка скорости ветра производится по числу оборотов в минуту ротора генератора, достигнутых за определенное время. Эти параметры могут быть заранее заданы ветроэнергетической установке оператором системы управления ветроэлектростанции. В случае, если это не сделано, то (по умолчанию) управляющая программа использует следующий алгоритм: скорость ветра считается приемлемой, если в течение одной минуты обороты генератора находились в интервале 56...248 об/мин или, если в течение 8с из трехминутного интервала они были больше 352 об/мин. При выполнении какого-либо из этих условий ветротурбина переходит к следующему режиму разгона до синхронной частоты вращения. Если условия не выполнены, устройство управления возвратит лопасти во флюгерное положение и передает в систему управления сообщение «слабый ветер».

Разгон до синхронной частоты вращения. Режим начинается ступенчатым уменьшением угла питча, т.е. разворотом лопастей в сторону «мощность». Двигатель привода угла питча лопасти периодически включается на короткое время, каждый раз поворачивая лопасти на $1...3^\circ$. Периодичность включений – несколько секунд. Каждое изменение угла питча вызывает наращивание оборотов ротора генератора. При достижении синхронной частоты вращения устройство управления выдаст команду на включение главного контактора. Синхронная частота вращения N рассчитывается устройством управления по формуле $N = 30 \times f$, где f – текущее значение частоты сети, Гц.

После срабатывания главного контактора на обмотки асинхронного генератора подается трехфазное напряжение сети. По окончании переходного процесса, который длится доли секунды, генератор начнет отдавать энергию в сеть. С этого момента управление углом питча будет производиться с учетом показаний датчиков активной мощности, вырабатываемой генератором, т.е. ветроэнергетическая установка переходит в режим генерации мощности.

Генерация мощности. Через 2...3с после замыкания главного контактора к трехфазной сети подключается корректирующий конденсатор ступени «А». Лопасты продолжают непрерывный разворот в направлении «мощность» вплоть до угла питча 0° , пока не будет достигнута номинальная мощность.

Устройство управления, считывая показания датчиков активной мощности, определяет необходимость изменения угла питча, используя имеющиеся в программе ветротурбины следующие константы: от 97,5 до 117,5 кВт – зона точного регулирования; от 80 кВт до 97,5 кВт – нижняя зона грубого регулирования; 107,5 кВт – номинальная мощность; от 117,5 кВт до 140 кВт – верхняя зона грубого регулирования.

Если регулируемая мощность находится в зонах грубого регулирования, устройство управления импульсно включает электродвигатель привода питча и шагами разворачивает лопасти в соответствующем направлении таким образом, чтобы установить генерируемую мощность в зоне точного регулирования, где изменение угла питча не производится. Константы зон регулирования могут быть изменены оператором системы управления ветроэлектростанцией и установлены для каждой ветротурбины индивидуально.

Если выходная мощность превышает верхнюю зону грубого регулирования и повторные коррекции питча не возвращают ее в нужные пределы до получения угла питча величиной 82° , система отключается по сигналу НІ (сильный ветер).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 1 – Атмосферные параметры, расчетные данные коэффициента торможения и угловой скорости ротора ветроколеса для заданных условий

Температура воздуха, $t^{\circ}\text{C}$	Удельный вес воздуха, γ кг/м ³	Ускорение силы тяжести, g м/с ²	Плотность воздуха, ρ кг·с ² /м ⁴	Коэффициент использования энергии ветра, C_p	Коэффициент торможения, e	Скорость ветра, V м/с	Угол лопасти, α град	Угловая скорость Ω рад/с	Скорость ветра, V м/с	Угол лопасти, α град	Угловая скорость Ω рад/с
28	1,478	9,81	0,151	0,33	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
27	1,458	9,81	0,149	0,34	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
26	1,438	9,81	0,147	0,34	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
25	1,418	9,81	0,145	0,35	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
24	1,398	9,81	0,142	0,35	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
23	1,378	9,81	0,140	0,36	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
22	1,358	9,81	0,138	0,36	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
21	1,338	9,81	0,136	0,37	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
20	1,316	9,80	0,134	0,37	0,1	13	6	7,47	5	2,3	7,50
19	1,297	9,80	0,132	0,38	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
18	1,278	9,80	0,130	0,38	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
17	1,259	9,80	0,128	0,39	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
16	1,240	9,80	0,127	0,40	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
15	1,225	9,80	0,125	0,40	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
14	1,207	9,80	0,123	0,41	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
13	1,190	9,80	0,121	0,41	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
12	1,173	9,80	0,120	0,42	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
11	1,156	9,80	0,118	0,42	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
10	1,139	9,80	0,116	0,43	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53

9	1,122	9,80	0,114	0,44	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
8	1,105	9,80	0,113	0,44	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
7	1,088	9,80	0,111	0,45	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
6	1,071	9,80	0,109	0,46	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
5	1,053	9,80	0,107	0,47	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
4	1,037	9,80	0,106	0,47	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
3	1,022	9,80	0,104	0,48	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
2	1,006	9,80	0,103	0,49	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
1	0,991	9,80	0,101	0,49	0,6	13	55	7,56	20	85	7,53
0	0,977	9,79	0,100	0,50	0,5	13	39	7,59	13	39	7,59
-1	0,962	9,79	0,098	0,51	0,5	13	39	7,59	13	39	7,59
-2	0,947	9,79	0,097	0,52	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-3	0,930	9,79	0,095	0,53	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-4	0,916	9,79	0,094	0,53	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-5	0,900	9,79	0,092	0,54	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-6	0,880	9,79	0,090	0,56	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-7	0,874	9,79	0,089	0,56	0,2	13	12,3	7,52	13	12,3	7,52
-8	0,859	9,79	0,088	0,57	0,4	13	28	7,55	13	28	7,55
-9	0,847	9,79	0,087	0,58	0,4	13	28	7,55	13	28	7,55
-10	0,833	9,79	0,085	0,59	0,4	13	28	7,55	13	28	7,55
-11	0,819	9,79	0,084	0,60	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-12	0,806	9,79	0,082	0,61	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-13	0,791	9,79	0,081	0,62	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-14	0,779	9,79	0,080	0,63	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-15	0,767	9,79	0,078	0,64	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-16	0,754	9,79	0,077	0,65	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-17	0,742	9,79	0,076	0,66	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-18	0,730	9,79	0,075	0,67	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-19	0,718	9,79	0,073	0,68	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50

-20	0,706	9,79	0,072	0,69	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-21	0,693	9,78	0,071	0,71	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-22	0,682	9,78	0,070	0,72	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-23	0,671	9,78	0,069	0,73	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-24	0,660	9,78	0,067	0,74	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-25	0,649	9,78	0,066	0,75	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-26	0,638	9,78	0,065	0,77	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-27	0,626	9,78	0,064	0,78	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-28	0,615	9,78	0,063	0,79	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-29	0,605	9,78	0,062	0,81	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-30	0,595	9,78	0,061	0,82	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-31	0,584	9,78	0,060	0,84	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-32	0,574	9,78	0,059	0,85	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-33	0,562	9,78	0,057	0,87	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-34	0,553	9,78	0,057	0,88	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-35	0,544	9,78	0,056	0,90	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-36	0,534	9,78	0,055	0,92	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-37	0,525	9,78	0,054	0,93	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-38	0,516	9,78	0,053	0,95	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-39	0,506	9,78	0,052	0,97	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-40	0,497	9,78	0,051	0,98	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-41	0,488	9,77	0,050	1,00	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-42	0,479	9,77	0,049	1,02	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-43	0,470	9,77	0,048	1,04	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-44	0,461	9,77	0,047	1,06	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50
-45	0,453	9,77	0,046	1,08	0,3	13	19,4	7,54	16	24	7,50

Таблица 2 – Атмосферные параметры и расчетные данные коэффициента торможения для коэффициента быстроходности в диапазоне от $Z = 2$ до $Z = 12$

$t^{\circ}\text{C}$ – температура воздуха; C_p – коэффициент использования энергии ветра; e – коэффициент торможения; Z – коэффициент быстроходности

$t^{\circ}\text{C}$	$Z = 2$		$Z = 3$		$Z = 4$		$Z = 5$		$Z = 6$		$Z = 7$		$Z = 8$		$Z = 9$		$Z = 10$		$Z = 11$		$Z = 12$	
	C_p	e	C_p	e	C_p	e	C_p	e														
28	0,09	0,9	0,20	0,8	0,27	0,7	0,33	0,1	0,33	0,1	0,40	0,6	0,40	0,6	0,33	0,1	0,33	0,1	0,27	0,7	0,27	0,7
27	0,09	0,9	0,20	0,8	0,27	0,7	0,34	0,1	0,34	0,1	0,40	0,6	0,40	0,6	0,34	0,1	0,34	0,1	0,27	0,7	0,27	0,7
26	0,09	0,9	0,20	0,8	0,27	0,7	0,34	0,1	0,34	0,1	0,41	0,6	0,41	0,6	0,34	0,1	0,34	0,1	0,27	0,7	0,27	0,7
25	0,09	0,9	0,21	0,8	0,28	0,7	0,35	0,1	0,35	0,1	0,42	0,6	0,42	0,6	0,35	0,1	0,35	0,1	0,28	0,7	0,28	0,7
24	0,09	0,9	0,21	0,8	0,28	0,7	0,35	0,1	0,35	0,1	0,42	0,6	0,42	0,6	0,35	0,1	0,35	0,1	0,28	0,7	0,28	0,7
23	0,09	0,9	0,21	0,8	0,28	0,7	0,36	0,1	0,36	0,1	0,43	0,6	0,43	0,6	0,36	0,1	0,36	0,1	0,28	0,7	0,28	0,7
22	0,09	0,9	0,22	0,8	0,29	0,7	0,36	0,1	0,36	0,1	0,43	0,6	0,43	0,6	0,36	0,1	0,36	0,1	0,29	0,7	0,29	0,7
21	0,10	0,9	0,22	0,8	0,29	0,7	0,37	0,1	0,37	0,1	0,44	0,6	0,44	0,6	0,37	0,1	0,37	0,1	0,29	0,7	0,29	0,7
20	0,10	0,9	0,22	0,8	0,30	0,7	0,37	0,1	0,37	0,1	0,45	0,6	0,45	0,6	0,37	0,1	0,37	0,1	0,30	0,7	0,30	0,7
19	0,10	0,9	0,23	0,8	0,30	0,7	0,38	0,6	0,38	0,6	0,45	0,6	0,45	0,6	0,38	0,6	0,38	0,6	0,30	0,7	0,30	0,7
18	0,10	0,9	0,23	0,8	0,31	0,7	0,38	0,6	0,38	0,6	0,46	0,6	0,46	0,6	0,38	0,6	0,38	0,6	0,31	0,7	0,31	0,7
17	0,10	0,9	0,23	0,8	0,31	0,7	0,39	0,6	0,39	0,6	0,47	0,6	0,47	0,6	0,39	0,6	0,39	0,6	0,31	0,7	0,31	0,7
16	0,10	0,9	0,24	0,8	0,32	0,1	0,40	0,6	0,40	0,6	0,47	0,6	0,47	0,6	0,40	0,6	0,40	0,6	0,32	0,1	0,32	0,1
15	0,10	0,9	0,24	0,8	0,32	0,1	0,40	0,6	0,40	0,6	0,48	0,6	0,48	0,6	0,40	0,6	0,40	0,6	0,32	0,1	0,32	0,1
14	0,11	0,9	0,24	0,8	0,32	0,1	0,41	0,6	0,41	0,6	0,49	0,6	0,49	0,6	0,41	0,6	0,41	0,6	0,32	0,1	0,32	0,1
13	0,11	0,9	0,25	0,8	0,33	0,1	0,41	0,6	0,41	0,6	0,49	0,6	0,49	0,6	0,41	0,6	0,41	0,6	0,33	0,1	0,33	0,1
12	0,11	0,9	0,25	0,8	0,33	0,1	0,42	0,6	0,42	0,6	0,50	0,5	0,50	0,5	0,42	0,6	0,42	0,6	0,33	0,1	0,33	0,1
11	0,11	0,9	0,25	0,8	0,34	0,1	0,42	0,6	0,42	0,6	0,51	0,2	0,51	0,2	0,42	0,6	0,42	0,6	0,34	0,1	0,34	0,1
10	0,11	0,9	0,26	0,7	0,34	0,1	0,43	0,6	0,43	0,6	0,52	0,2	0,52	0,2	0,43	0,6	0,43	0,6	0,34	0,1	0,34	0,1
9	0,11	0,9	0,26	0,7	0,35	0,1	0,44	0,6	0,44	0,6	0,52	0,2	0,52	0,2	0,44	0,6	0,44	0,6	0,35	0,1	0,35	0,1
8	0,12	0,9	0,27	0,7	0,35	0,1	0,44	0,6	0,44	0,6	0,53	0,2	0,53	0,2	0,44	0,6	0,44	0,6	0,35	0,1	0,35	0,1
7	0,12	0,9	0,27	0,7	0,36	0,1	0,45	0,6	0,45	0,6	0,54	0,2	0,54	0,2	0,45	0,6	0,45	0,6	0,36	0,1	0,36	0,1

6	0,12	0,9	0,27	0,7	0,37	0,1	0,46	0,6	0,46	0,6	0,55	0,2	0,55	0,2	0,46	0,6	0,46	0,6	0,37	0,1	0,37	0,1
5	0,12	0,9	0,28	0,7	0,37	0,1	0,47	0,6	0,47	0,6	0,56	0,2	0,56	0,2	0,47	0,6	0,47	0,6	0,37	0,1	0,37	0,1
4	0,12	0,9	0,28	0,7	0,38	0,6	0,47	0,6	0,47	0,6	0,57	0,4	0,57	0,4	0,47	0,6	0,47	0,6	0,38	0,6	0,38	0,6
3	0,12	0,9	0,29	0,7	0,38	0,6	0,48	0,6	0,48	0,6	0,58	0,4	0,58	0,4	0,48	0,6	0,48	0,6	0,38	0,6	0,38	0,6
2	0,13	0,9	0,29	0,7	0,39	0,6	0,49	0,6	0,49	0,6	0,58	0,4	0,58	0,4	0,49	0,6	0,49	0,6	0,39	0,6	0,39	0,6
1	0,13	0,9	0,30	0,7	0,40	0,6	0,49	0,6	0,49	0,6	0,59	0,3	0,59	0,3	0,49	0,6	0,49	0,6	0,40	0,6	0,40	0,6
0	0,13	0,9	0,30	0,7	0,40	0,6	0,50	0,5	0,50	0,5	0,60	0,3	0,60	0,3	0,50	0,5	0,50	0,5	0,40	0,6	0,40	0,6
-1	0,13	0,9	0,31	0,7	0,41	0,6	0,51	0,5	0,51	0,5	0,61	0,3	0,61	0,3	0,51	0,5	0,51	0,5	0,41	0,6	0,41	0,6
-2	0,13	0,9	0,31	0,7	0,41	0,6	0,52	0,2	0,52	0,2	0,62	0,3	0,62	0,3	0,52	0,2	0,52	0,2	0,41	0,6	0,41	0,6
-3	0,14	0,8	0,32	0,7	0,42	0,6	0,53	0,2	0,53	0,2	0,63	0,3	0,63	0,3	0,53	0,2	0,53	0,2	0,42	0,6	0,42	0,6
-4	0,14	0,8	0,32	0,7	0,43	0,6	0,53	0,2	0,53	0,2	0,64	0,3	0,64	0,3	0,53	0,2	0,53	0,2	0,43	0,6	0,43	0,6
-5	0,14	0,8	0,33	0,1	0,44	0,6	0,54	0,2	0,54	0,2	0,65	0,3	0,65	0,3	0,54	0,2	0,54	0,2	0,44	0,6	0,44	0,6
-6	0,14	0,8	0,33	0,1	0,45	0,6	0,56	0,2	0,56	0,2	0,67	0,3	0,67	0,3	0,56	0,2	0,56	0,2	0,45	0,6	0,45	0,6
-7	0,15	0,8	0,34	0,1	0,45	0,6	0,56	0,2	0,56	0,2	0,67	0,3	0,67	0,3	0,56	0,2	0,56	0,2	0,45	0,6	0,45	0,6
-8	0,15	0,8	0,34	0,1	0,46	0,6	0,57	0,4	0,57	0,4	0,68	0,3	0,68	0,3	0,57	0,4	0,57	0,4	0,46	0,6	0,46	0,6
-9	0,15	0,8	0,35	0,1	0,46	0,6	0,58	0,4	0,58	0,4	0,69	0,3	0,69	0,3	0,58	0,4	0,58	0,4	0,46	0,6	0,46	0,6
-10	0,15	0,8	0,35	0,1	0,47	0,6	0,59	0,4	0,59	0,4	0,71	0,3	0,71	0,3	0,59	0,4	0,59	0,4	0,47	0,6	0,47	0,6
-11	0,16	0,8	0,36	0,1	0,48	0,6	0,60	0,3	0,60	0,3	0,72	0,3	0,72	0,3	0,60	0,3	0,60	0,3	0,48	0,6	0,48	0,6
-12	0,16	0,8	0,36	0,1	0,49	0,6	0,61	0,3	0,61	0,3	0,73	0,3	0,73	0,3	0,61	0,3	0,61	0,3	0,49	0,6	0,49	0,6
-13	0,16	0,8	0,37	0,1	0,50	0,5	0,62	0,3	0,62	0,3	0,74	0,3	0,74	0,3	0,62	0,3	0,62	0,3	0,50	0,5	0,50	0,5
-14	0,16	0,8	0,38	0,6	0,50	0,5	0,63	0,3	0,63	0,3	0,75	0,3	0,75	0,3	0,63	0,3	0,63	0,3	0,50	0,5	0,50	0,5
-15	0,17	0,8	0,38	0,6	0,51	0,2	0,64	0,3	0,64	0,3	0,77	0,3	0,77	0,3	0,64	0,3	0,64	0,3	0,51	0,2	0,51	0,2
-16	0,17	0,8	0,39	0,6	0,52	0,2	0,65	0,3	0,65	0,3	0,78	0,3	0,78	0,3	0,65	0,3	0,65	0,3	0,52	0,2	0,52	0,2
-17	0,17	0,8	0,40	0,6	0,53	0,2	0,66	0,3	0,66	0,3	0,79	0,3	0,79	0,3	0,66	0,3	0,66	0,3	0,53	0,2	0,53	0,2
-18	0,17	0,8	0,40	0,6	0,54	0,2	0,67	0,3	0,67	0,3	0,80	0,3	0,80	0,3	0,67	0,3	0,67	0,3	0,54	0,2	0,54	0,2
-19	0,18	0,8	0,41	0,6	0,55	0,2	0,68	0,3	0,68	0,3	0,82	0,3	0,82	0,3	0,68	0,3	0,68	0,3	0,55	0,2	0,55	0,2
-20	0,18	0,8	0,42	0,6	0,55	0,2	0,69	0,3	0,69	0,3	0,83	0,3	0,83	0,3	0,69	0,3	0,69	0,3	0,55	0,2	0,55	0,2
-21	0,18	0,8	0,42	0,6	0,56	0,2	0,71	0,3	0,71	0,3	0,85	0,3	0,85	0,3	0,71	0,3	0,71	0,3	0,56	0,2	0,56	0,2
-22	0,19	0,8	0,43	0,6	0,57	0,4	0,72	0,3	0,72	0,3	0,86	0,3	0,86	0,3	0,72	0,3	0,72	0,3	0,57	0,4	0,57	0,4

-23	0,19	0,8	0,44	0,6	0,58	0,4	0,73	0,3	0,73	0,3	0,87	0,3	0,87	0,3	0,73	0,3	0,73	0,3	0,58	0,4	0,58	0,4
-24	0,19	0,8	0,44	0,6	0,59	0,3	0,74	0,3	0,74	0,3	0,89	0,3	0,89	0,3	0,74	0,3	0,74	0,3	0,59	0,3	0,59	0,3
-25	0,20	0,8	0,45	0,6	0,60	0,3	0,75	0,3	0,75	0,3	0,90	0,3	0,90	0,3	0,75	0,3	0,75	0,3	0,60	0,3	0,60	0,3
-26	0,20	0,8	0,46	0,6	0,61	0,3	0,77	0,3	0,77	0,3	0,92	0,3	0,92	0,3	0,77	0,3	0,77	0,3	0,61	0,3	0,61	0,3
-27	0,20	0,8	0,47	0,6	0,62	0,3	0,78	0,3	0,78	0,3	0,94	0,3	0,94	0,3	0,78	0,3	0,78	0,3	0,62	0,3	0,62	0,3
-28	0,21	0,8	0,48	0,6	0,64	0,3	0,79	0,3	0,79	0,3	0,95	0,3	0,95	0,3	0,79	0,3	0,79	0,3	0,64	0,3	0,64	0,3
-29	0,21	0,8	0,49	0,6	0,65	0,3	0,81	0,3	0,81	0,3	0,97	0,3	0,97	0,3	0,81	0,3	0,81	0,3	0,65	0,3	0,65	0,3
-30	0,21	0,8	0,49	0,6	0,66	0,3	0,82	0,3	0,82	0,3	0,99	0,3	0,99	0,3	0,82	0,3	0,82	0,3	0,66	0,3	0,66	0,3
-31	0,22	0,8	0,50	0,5	0,67	0,3	0,84	0,3	0,84	0,3	1,00	0,3	1,00	0,3	0,84	0,3	0,84	0,3	0,67	0,3	0,67	0,3
-32	0,22	0,8	0,51	0,2	0,68	0,3	0,85	0,3	0,85	0,3	1,02	0,3	1,02	0,3	0,85	0,3	0,85	0,3	0,68	0,3	0,68	0,3
-33	0,23	0,8	0,52	0,2	0,70	0,3	0,87	0,3	0,87	0,3	1,04	0,3	1,04	0,3	0,87	0,3	0,87	0,3	0,70	0,3	0,70	0,3
-34	0,23	0,8	0,53	0,2	0,71	0,3	0,88	0,3	0,88	0,3	1,06	0,3	1,06	0,3	0,88	0,3	0,88	0,3	0,71	0,3	0,71	0,3
-35	0,23	0,8	0,54	0,2	0,72	0,3	0,90	0,3	0,90	0,3	1,08	0,3	1,08	0,3	0,90	0,3	0,90	0,3	0,72	0,3	0,72	0,3
-36	0,24	0,8	0,55	0,2	0,73	0,3	0,92	0,3	0,92	0,3	1,10	0,3	1,10	0,3	0,92	0,3	0,92	0,3	0,73	0,3	0,73	0,3
-37	0,24	0,8	0,56	0,2	0,74	0,3	0,93	0,3	0,93	0,3	1,12	0,3	1,12	0,3	0,93	0,3	0,93	0,3	0,74	0,3	0,74	0,3
-38	0,25	0,8	0,57	0,4	0,76	0,3	0,95	0,3	0,95	0,3	1,14	0,3	1,14	0,3	0,95	0,3	0,95	0,3	0,76	0,3	0,76	0,3
-39	0,25	0,8	0,58	0,4	0,77	0,3	0,97	0,3	0,97	0,3	1,16	0,3	1,16	0,3	0,97	0,3	0,97	0,3	0,77	0,3	0,77	0,3
-40	0,26	0,8	0,59	0,3	0,79	0,3	0,98	0,3	0,98	0,3	1,18	0,3	1,18	0,3	0,98	0,3	0,98	0,3	0,79	0,3	0,79	0,3
-41	0,26	0,8	0,60	0,3	0,80	0,3	1,00	0,3	1,00	0,3	1,20	0,3	1,20	0,3	1,00	0,3	1,00	0,3	0,80	0,3	0,80	0,3
-42	0,27	0,8	0,61	0,3	0,82	0,3	1,02	0,3	1,02	0,3	1,22	0,3	1,22	0,3	1,02	0,3	1,02	0,3	0,82	0,3	0,82	0,3
-43	0,27	0,8	0,62	0,3	0,83	0,3	1,04	0,3	1,04	0,3	1,25	0,3	1,25	0,3	1,04	0,3	1,04	0,3	0,83	0,3	0,83	0,3
-44	0,28	0,8	0,64	0,3	0,85	0,3	1,06	0,3	1,06	0,3	1,27	0,3	1,27	0,3	1,06	0,3	1,06	0,3	0,85	0,3	0,85	0,3
-45	0,28	0,8	0,65	0,3	0,86	0,3	1,08	0,3	1,08	0,3	1,29	0,3	1,29	0,3	1,08	0,3	1,08	0,3	0,86	0,3	0,86	0,3

**Программа, реализующая предложенные алгоритмы принятия
управляющих решений**

```

unit V_prognoz;
interface
uses
Windows, Messages, SysUtils,
Variants, Classes, Graphics, Controls,
Forms,
Dialogs, StdCtrls;

type
TForm1 = class(TForm)
Button1: TButton;
Button2: TButton;
Label1: TLabel;
Label2: TLabel;
Button3: TButton;
Label3: TLabel;
Label4: TLabel;
Button4: TButton;
Edit1: TEdit;
Label5: TLabel;
Label6: TLabel;
Label7: TLabel;
Label8: TLabel;
Button5: TButton;
Label9: TLabel;
Label10: TLabel;
Label11: TLabel;
Label12: TLabel;
Label13: TLabel;
Label14: TLabel;
Label15: TLabel;
Label16: TLabel;
Label17: TLabel;
Label18: TLabel;
Label19: TLabel;
Label20: TLabel;
procedure Button1Click(Sender:
TObject);
procedure Button2Click(Sender:
TObject);
procedure Button3Click(Sender:
TObject);
procedure Button4Click(Sender:
TObject);
procedure Button5Click(Sender:
TObject);
private
{ Private declarations }

```

```

public
  { Public declarations }
end;

const
  // Количество отсчетов
  N=60;
  // Начальное время контроля
  выходных параметров
  t0_kontr_param=90;
  // Интервал времени запаздывания
  включения двигателя привода
  питча
  t_zapazd=10;

var
  Form1: TForm1;
  // Интервал времени оценки
  delta_t: integer;
  // Шаг времени отсчетов
  delta_t_otschet: extended;
  // Номер отсчета
  tau:integer;
  // Интервал времени отсчетов
  t_otschet: extended;
  // Время оценки скорости ветра и
  потребляемой мощности
  rez_t_progn:extended;
  // Сигнал включения/отключения
  доступа к датчику скорости ветра
  sign_vkl_datchik_V: boolean;

  // Счетчик времени
  t_chetchik: integer;
  // Сигнал включения и/или
  отключения доступа к датчику
  потребляемой электроэнергии
  sign_vkl_datchik_P: boolean;
  // Массив полинома нулевого
  порядка
  fi_0 : array[1..1000, 1..1000] of
  integer;
  // Массив полинома первого
  порядка
  fi_1 : array[1..1000, 1..1000] of
  extended;
  // Массив полинома любого
  порядка
  fi_k : array[1..1000, 1..1000] of
  extended;
  // Массив отсчетов значений
  считанных из файлов скорости
  ветра и потребляемой мощности
  otschet: array[1..1000] of string;
  // Массив значений скорости ветра
  считанных из файла
  V_tau: array[1..1000, 1..1000] of real;
  // Массив значений оценки
  скорости ветра для полинома
  нулевого порядка
  V_progn_0: array[1..1000, 1..1000] of
  real;

```

```
// Массив значений оценки
скорости ветра для полинома
первого порядка
V_progn_1: array[1..1000, 1..1000] of
real;
// Массив значений оценки
скорости ветра для полинома
любого порядка
V_progn_k: array[1..1000, 1..1000] of
real;
// Суммарное значение элементов
массива оценки скорости ветра
полинома любого порядка
V_progn_N: extended;
// Массив значений потребляемой
мощности считанных из файла
P_tau: array[1..1000, 1..1000] of real;
// Массив значений оценки
потребляемой мощности для
полинома нулевого порядка
P_progn_0: array[1..1000, 1..1000] of
real;
// Массив значений оценки
потребляемой мощности для
полинома первого порядка
P_progn_1: array[1..1000, 1..1000] of
real;
// Массив значений оценки
потребляемой мощности для
полинома любого порядка
```

```
P_progn_k: array[1..1000, 1..1000] of
real;
// Суммарное значение элементов
массива оценки скорости ветра
полинома любого порядка
P_progn_N: extended;
// Массив коэффициентов для
полинома нулевого порядка
A_0: array[1..1000, 1..1000] of
extended;
// Массив коэффициентов для
полинома первого порядка
A_1: array[1..1000, 1..1000] of
extended;
// Массив коэффициентов для
полинома любого порядка
A_k: array[1..1000, 1..1000] of
extended;
// Массив произведений
коэффициентов и полинома
первого порядка
proisv_A_1_fi_1: array[1..1000,
1..1000] of extended;
// Массив произведений
коэффициентов и полинома любого
порядка
proisv_A_k_fi_k: array[1..1000,
1..1000] of extended;
```

```
// Сумма произведений
коэффициентов и полинома
нулевого порядка
sum_A_0_fi_0: extended;
// Сумма произведений
коэффициентов и полинома
первого порядка
sum_A_1_fi_1: extended;
// Сумма произведений
коэффициентов и полинома
любого порядка
sum_A_k_fi_k: extended;
// Сумма первых членов
произведений коэффициентов и
полинома нулевого, первого
порядка
sum_A_n_fi_n: extended;
// Сумма первых членов
произведений коэффициентов и
полинома любого порядка
sum_An_fin: extended;
// Числитель для вычисления
коэффициентов полинома
chisl: extended;
// Знаменатель для вычисления
коэффициентов полинома
znam: extended;
// Сумма значений скорости ветра
считанных из файла
sum_V: real;
```

```
// Среднее значение скорости ветра
sr_znach_V: real;
// Сумма квадратов отклонений
значений скорости ветра
sum_otkl_V: real;
// Среднее квадратическое
отклонение значений скорости
ветра
sigma_V: extended;
// Вариация значений скорости
ветра
otn_sigma_V: extended;
// Оценка скорости ветра
V_progn: extended;
// Квадрат суммы отклонений
действительной и
аппроксимированной скорости
ветра
Sqr_sum_aproks_V: extended;
// Абсолютная погрешность
действительной и
аппроксимированной скорости
ветра
Sigma_aproks_V: extended;
// Относительная погрешность
действительной и
аппроксимированной скорости
ветра
Otn_pogrn_aproks_V: extended;
```

```
// Сумма значений потребляемой
мощности считанных из файла
sum_P: real;
// Среднее значение потребляемой
мощности
sr_znach_P: real;
// Сумма квадратов отклонений
значений потребляемой мощности
sum_otkl_P: real;
// Вариация значений потребляемой
мощности
otn_sigma_P: extended;
// Среднее квадратическое
отклонение значений потребляемой
мощности
sigma_P: extended;
// Оценка потребляемой мощности
P_progn: extended;
```

```
// Квадрат суммы отклонений
действительной и
аппроксимированной потребляемой
мощности
Sqr_sum_aproks_P: extended;
// Абсолютная погрешность
действительной и
аппроксимированной скорости
ветра
Sigma_aproks_P: extended;
// Относительная погрешность
действительной и
аппроксимированной скорости
ветра
Otn_pogrn_aproks_P: extended;

implementation
{$R *.dfm}
```

Процедура оценки скорости ветра

```
procedure
 TForm1.Button1Click(Sender:
 TObject);
var
 f: TextFile;
// Ссылка на файл с данными для
 скорости ветра
 fMeteo_V: string;
// Индекс элементов значений
 скорости ветра
 numread: integer;
// Индексы элементов массива
 i,j: integer;

Begin
 t_otchet:=0;
//Интервал прогноза
 delta_t := Strtoint(Edit1.Text);
//Знчение отрезка времени
 прогноза
 rez_t_progn := t0_kontr_param +
 t_zapazd;
// Шаг времени отсчетов
 delta_t_otchet:=(rez_t_progn -
 t_zapazd)/N;
// интервал времени отсчетов
 t_otchet:=rez_t_progn - t_zapazd;

if delta_t_otchet <=0
 then
 Label14.Caption := 'Увеличить
 интервал времени прогноза до 20с.';
// Считывание значений скорости
 ветра из файла
 numread:=0;
 fMeteo_V:= 'Meteo_V.txt';
 AssignFile(f, fMeteo_V);
 Reset(f);
While not eof(f) do
 Begin
 numread:=numread + 1;
 readln(f, otschet[numread]);
 end;
 CloseFile(f);
// Сдвиг отсчетов на двадцать
 позиций, и запись их в файл
 fMeteo_V:= 'Meteo_V.txt';
 AssignFile(f, fMeteo_V);
 rewrite (f);
if numread=N
 then
 begin
 for i:=1 to numread do
 begin
 writeln(f, otschet[i]);
 end;
```

```

        end
    else
    if numread>N
    then
    begin
        for i:=(numread-N)+1 to
numread do
            begin
                writeln(f, otschet[i]);
            end;
        end;

        CloseFile(f);
        // Повторное считывание значений
скорости ветра из файла
        numread:=0;
        fMeteo_V:= 'Meteo_V.txt';
        AssignFile(f, fMeteo_V);
        Reset(f);
        While not eof(f) do
        Begin
            numread:=numread + 1;
            readln(f, otschet[numread]);
        end;
        CloseFile(f);
        // Создание массива скорости ветра
        for i:=1 to numread do
        begin
            for j:=1 to numread do
            begin

```

```

                V_tau[i][j]:=StrToFloat(otschet[j]);
            end;
        end;
        // Вычисление вариации скорости
ветра
        sum_V:=0;
        sum_otkl_V:=0;
        For i:=1 to numread do
        begin
            For j:=1 to numread do
            begin
                if i=1 then
                sum_V:=sum_V+V_tau[i][j];
                sr_znach_V:=sum_V/numread;
                if i=2 then
                sum_otkl_V:=sum_otkl_V+
sqr(V_tau[i][j]-sr_znach_V);
                end;
                sigma_V:=sqrt(sum_otkl_V/
numread);
                otn_sigma_V:=(sigma_V/
sr_znach_V)*100;
            end;
            // Вычисление полинома нулевого
порядка
            For i:=1 to numread do
            For j:=1 to numread do
            begin
                fi_0[i][j]:=1;
            end;

```

```

// Вычисление полинома первого
порядка
tau:=1;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
fi_1[i][j]:=tau-(numread+1)/2;
tau:=tau+1;
if j=numread then
tau:=1;
end;
end;
// Вычисление полинома k-го
порядка
For i:=1 to numread do
begin
if i=1 then
begin
For j:=1 to numread do
fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_1[i][j]-
((sqr(i)*(sqr(numread)-
sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_0[i][j];
end
else
if i=2 then
begin
For j:=1 to numread do

```

```

fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_k[i-1][j]-
((sqr(i)*(sqr(numread)-
sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_1[i][j];
end
else
begin
For j:=1 to numread do
fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_k[i-1][j]-
((sqr(i)*(sqr(numread)-
sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_k[i-2][j];
end;
end;
// Вычисление коэффициента A0
chisl:=0;
znam:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
chisl:=chisl+(V_tau[numread-
(numread-j)][j]*fi_0[i][j]);
znam:=znam+sqr(fi_0[i][j]);
A_0[i][j]:=chisl/znam;
end;
end;
// Вычисление коэффициента A1
chisl:=0;
znam:=0;

```

```

For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
chisl:=chisl+(V_tau[numread-
(numread-j)][j]*fi_1[i][j]);
znam:=znam+sqr(fi_1[i][j]);
A_1[i][j]:=chisl/znam;
end;
end;
// Вычисление коэффициентов Ak
chisl:=0;
znam:=0;
For i:=1 to numread-1 do
begin
For j:=1 to numread do
begin
chisl:=chisl+(V_tau[numread-
(numread-j)][j]*fi_k[i][j]);
znam:=znam+sqr(fi_k[i][j]);
A_k[i][j]:=chisl/znam;
end;
end;
// Подготовка данных для
аппроксимации скорости ветра
sum_A_0_fi_0:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin

```

```

if (i=1) and (j=numread) then
sum_A_0_fi_0:=sum_A_0_fi_0+A_0
[i][j]*fi_0[i][j];
end;
end;
// Подготовка данных для
аппроксимации скорости ветра
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
proisv_A_1_fi_1[i][j]:=A_1[i][numre
ad]*fi_1[i][numread-(numread-i)];
end;
end;
// Подготовка данных для
аппроксимации скорости ветра
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread-2 do
begin
proisv_A_k_fi_k[i][j]:=A_k[j][numre
ad]*fi_k[j][numread-(numread-i)];
end;
end;
// Аппроксимация скорости ветра
sum_An_fin:=0;
sum_A_k_fi_k:=0;
sum_A_1_fi_1:=0;

```

```

sum_A_n_fi_n:=0;
Sqr_sum_aproks_V:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread-2 do
begin
sum_A_k_fi_k:=sum_A_k_fi_k+prois
v_A_k_fi_k[i][j];
end;
sum_A_n_fi_n:=sum_A_n_fi_n+sum
_A_0_fi_0+proisv_A_1_fi_1[i][i]+
sum_A_k_fi_k;
Sqr_sum_aproks_V:=Sqr_sum_aprok
s_V + (sqr(V_tau[i][i]-
sum_A_n_fi_n));
sum_An_fin:=sum_An_fin+
sum_A_n_fi_n;
sum_A_k_fi_k:=0;
sum_A_n_fi_n:=0;
end;
// Вычисление погрешности
аппроксимации
Sigma_aproks_V:=
sqrt(Sqr_sum_aproks_V /
(numread-1));
// Вычисление относительной
погрешности аппроксимации
Otn_pognr_aproks_V:=(Sigma_aprok
s_V/(sum_An_fin/(numread-
1)))*100;

```

```

// Подготовка данных для
вычисления прогноза скорости
ветра
For i:=1 to numread do
For j:=1 to numread do
begin
V_progn_0[i][j]:=1;
V_progn_1[i][j]:=1;
V_progn_k[i][j]:=1;
end;
// Подготовка данных для
вычисления прогноза скорости
ветра
For i:=1 to numread-1 do
begin
For j:=1 to numread do
begin
V_progn_0[i][j]:=A_0[i][j]*fi_0[i][j];
V_progn_1[i][j]:=A_1[i][j]*fi_1[i][j];
V_progn_k[i][j]:=A_k[i][j]*fi_k[i][j];
end;
end;
// Вычисление прогноза скорости
ветра
V_progn:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
if (i=1) and (j=numread) then

```

```

V_progn:=V_progn+V_progn_0[i][j]
+V_progn_1[i][j]
    end;
    end;
V_progn_N:=0;
For i:=1 to numread-2 do
    begin
        For j:=1 to numread do
            begin
                if j=numread then
V_progn_N:=V_progn_N+
V_progn_k[i][j];
                    end;
                end;
            V_progn:=V_progn+V_progn_N;
Label1.Caption := 'Прогнозируемое
значение:' + ' ' +
FloatToStrF(V_progn,ffixed,6,1) +
'м/с';

```

```

Label2.Caption := 'Вариация
скорости ветра:' + ' ' + FloatToStrF
(Otn_sigma_V,ffixed,6,1)+ '%';
Label10.Caption := 'Погрешность
прогноза:' + ' ' + FloatToStrF
(Otn_pogr_n_aproks_V,ffixed,6,1) +
'%';
Label13.Caption := 'Шаг времени
отсчетов:' + ' ' + FloatToStrF
(delta_t_otchet,ffixed,6,1) + 'с.';
// Запись в файл прогнозируемое
значение скорости ветра
    AssignFile(f, 'Meteo_result.txt');
    rewrite (f);
    writeln(f, round(V_progn));
    CloseFile(f);
end;

```

Процедура оценки потребляемой электроэнергии

```
procedure TForm1.Button2Click
(Sender: TObject);
var
f: TextFile;
// Ссылка на файл с данными для
потребляемой мощности
fNagruzka_P: string;
// Индекс элементов значений
потребляемой мощности
numread: integer;
// Индексы элементов массива
i,j: integer;
Begin
t_otschet:=0;
//Интервал прогноза
delta_t := Strtoint(Edit1.Text);
//Значение отрезка времени
прогноза
rez_t_progn := t0_kontr_param +
delta_t;
// Шаг времени отсчетов
delta_t_otschet:=(rez_t_progn -
t_zapazd)/N;
// интервал времени отсчетов
t_otschet:=rez_t_progn - t_zapazd;
if delta_t_otschet <=0
then
```

```
Label14.Caption := 'Увеличить
интервал времени прогноза до 20с.';
// Считывание значений
потребляемой мощности из файла
numread:=0;
fNagruzka_P:='Nagruzka_P.txt';
AssignFile(f, fNagruzka_P);
Reset(f);
While not eof(f) do
Begin
numread:=numread + 1;
readln(f, otschet[numread]);
end;
CloseFile(f);
// Сдвиг отсчетов на двадцать
позиций и запись их в файл
fNagruzka_P:='Nagruzka_P.txt';
AssignFile(f, fNagruzka_P);
rewrite (f);
if numread=N
then
begin
for i:=1 to numread do
begin
writeln(f, otschet[i]);
end;
end
else
```

```

if numread>N
then
begin
for i:=(numread-N)+1 to numread do
begin
writeln(f, otschet[i]);
end;
end;
CloseFile(f);
// Повторное считывание значений
потребляемой мощности из файла
numread:=0;
fNagruzka_P:='Nagruzka_P.txt';
AssignFile(f, fNagruzka_P);
Reset(f);
While not eof(f) do
Begin
numread:=numread + 1;
readln(f, otschet[numread]);
end;
CloseFile(f);
// Создание массива мощности
потребляемой электроэнергии
for i:=1 to numread do
begin
for j:=1 to numread do
begin
P_tau[i][j]:=StrToFloat(otschet[j]);
end;
end;
end;

```

```

// Вычисление вариации мощности
потребляемой электроэнергии
sum_P:=0;
sum_otkl_P:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
if i=1 then
sum_P:=sum_P+P_tau[i][j];
sr_znach_P:=sum_P/numread;
if i=2 then
sum_otkl_P:=sum_otkl_P+
sqr(P_tau[i][j]-sr_znach_P);
end;
sigma_P:=sqrt(sum_otkl_P/numread);
otn_sigma_P:=(sigma_P/sr_znach_P)
*100;
end;
// Вычисление полинома нулевого
порядка
For i:=1 to numread do
For j:=1 to numread do
begin
fi_0[i][j]:=1;
end;
// Вычисление полинома первого
порядка
tau:=1;
For i:=1 to numread do

```

```

begin
  For j:=1 to numread do
    begin
      fi_1[i][j]:=tau-(numread+1)/2;
      tau:=tau+1;
      if j=numread then
        tau:=1;
      end;
    end;
  // Вычисление полинома k-го
  порядка
  For i:=1 to numread do
    begin
      if i=1 then
        begin
          For j:=1 to numread do
            fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_1[i][j]-
            ((sqr(i)*(sqr(numread)-
            sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_0[i][j];
          end
        else
          if i=2 then
            begin
              For j:=1 to numread do
                fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_k[i-1][j]-
                ((sqr(i)*(sqr(numread)-
                sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_1[i][j];
              end
            else
              begin

```

```

    For j:=1 to numread do
      fi_k[i][j]:=fi_1[i][j]*fi_k[i-1][j]-
      ((sqr(i)*(sqr(numread)-
      sqr(i)))/(4*(4*sqr(i)-1)))*fi_k[i-2][j];
    end;
  end;
  // Вычисление коэффициента A0
  chisl:=0;
  znam:=0;
  For i:=1 to numread do
    begin
      For j:=1 to numread do
        begin
          chisl:=chisl+
          (P_tau[n-(n-j)][j]*fi_0[i][j]);
          znam:=znam+sqr(fi_0[i][j]);
          A_0[i][j]:=chisl/znam;
        end;
      end;
  // Вычисление коэффициента A1
  chisl:=0;
  znam:=0;
  For i:=1 to numread do
    begin
      For j:=1 to numread do
        begin
          chisl:=chisl+
          (P_tau[n-(n-j)][j]*fi_1[i][j]);
          znam:=znam+sqr(fi_1[i][j]);
          A_1[i][j]:=chisl/znam;

```

```

end;
end;
// Вычисление коэффициентов Ak
chisl:=0;
znam:=0;
For i:=1 to numread-1 do
begin
For j:=1 to numread do
begin
chisl:=chisl+
(P_tau[n-(n-j)][j]*fi_k[i][j]);
znam:=znam+sqr(fi_k[i][j]);
A_k[i][j]:=chisl/znam;
end;
end;
end;
// Подготовка данных для
аппроксимации мощности
потребляемой электроэнергии
sum_A_0_fi_0:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
if (i=1) and (j=numread)
then
sum_A_0_fi_0:=sum_A_0_fi_0+A_0
[i][j]*fi_0[i][j];
end;
end;
end;

```

```

// Подготовка данных для
аппроксимации мощности
потребляемой электроэнергии
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
proisv_A_1_fi_1[i][j]:=
A_1[i][numread]*
fi_1[i][numread-(numread-i)];
end;
end;
// Подготовка данных для
аппроксимации мощности
потребляемой электроэнергии
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread-2 do
begin
proisv_A_k_fi_k[i][j]:=
A_k[j][numread]*
fi_k[j][numread-(numread-i)];
end;
end;
// Аппроксимация мощности
потребляемой электроэнергии
sum_An_fin:=0;
sum_A_k_fi_k:=0;
sum_A_1_fi_1:=0;

```

```

sum_A_n_fi_n:=0;
Sqr_sum_aproks_P:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread-2 do
begin
sum_A_k_fi_k:=sum_A_k_fi_k+
proisv_A_k_fi_k[i][j];
end;
sum_A_n_fi_n:=sum_A_n_fi_n+
sum_A_0_fi_0+proisv_A_1_fi_1[i][i]
+sum_A_k_fi_k;
Sqr_sum_aproks_P:=
Sqr_sum_aproks_P +
(sqrt(P_tau[i][i]- sum_A_n_fi_n));
sum_An_fin:=sum_An_fin+
sum_A_n_fi_n;
sum_A_k_fi_k:=0;
sum_A_n_fi_n:=0;
end;
// Вычисление погрешности
аппроксимации
Sigma_aproks_P:=
sqrt(Sqr_sum_aproks_P /
(numread-1));
// Вычисление относительной
погрешности аппроксимации
Otn_pogrn_aproks_P:=
(Sigma_aproks_P/
(sum_An_fin /(numread-1)))*100;

```

```

// Подготовка данных для
вычисления прогноза мощности
потребляемой электроэнергии
For i:=1 to numread do
For j:=1 to numread do
begin
P_progn_0[i][j]:=1;
P_progn_1[i][j]:=1;
P_progn_k[i][j]:=1;
end;
// Подготовка данных для
вычисления прогноза мощности
потребляемой электроэнергии
For i:=1 to numread-1 do
begin
For j:=1 to numread do
begin
P_progn_0[i][j]:=A_0[i][j]*fi_0[i][j];
P_progn_1[i][j]:=A_1[i][j]*fi_1[i][j];
P_progn_k[i][j]:=A_k[i][j]*fi_k[i][j];
end;
end;
// Вычисление прогноза мощности
потребляемой электроэнергии
P_progn:=0;
For i:=1 to numread do
begin
For j:=1 to numread do
begin
if (i=1) and (j=numread)

```

```

    then
P_progn:=P_progn+P_progn_0[i][j]+
P_progn_1[i][j]
    end;
    end;
P_progn_N:=0;
    For i:=1 to numread-2 do
    begin
        For j:=1 to numread do
        begin
            if j=numread then
P_progn_N:=P_progn_N+
P_progn_k[i][j];
            end;
        end;
    P_progn:=P_progn+P_progn_N;
    Label3.Caption := 'Прогнозируемое
значение:' + ' '+

```

```

FloatToStrF(P_progn,ffixed,6,0) +
'Вт';
    Label4.Caption := 'Вариация
потребляемой электроэнергии:' + '
'+ FloatToStrF
(otn_sigma_P,ffixed,6,1)+ '%';
    Label11.Caption := 'Погрешность
прогноза:' + ' '+ FloatToStrF
(Otn_pogr_n_aproks_P,ffixed,6,1)+
'%';
// Запись в файл прогнозируемое
значение потребляемой
электроэнергии
AssignFile(f, 'Nagruska_result.txt');
    rewrite (f);
    writeln(f, Round(P_progn));
    CloseFile(f);
end;

```

Процедура принятия управляющих решений

```

procedure
TForm1.Button4Click(Sender:
TObject);
const
// Требуемое значение угловой
скорости ветроколеса
omega_zad = 7.5;

```

```

// Приведенный момент инерции
системы
J = 126000;
// Постоянная времени разворота
лопастей
t_post = 1;
// Верхний предел ошибки угловой
скорости ветроколеса (2%)

```

```

up_pred_omega = 2;
// нижний предел ошибки угловой
скорости ветроколеса (-2%)
down_pred_omega = -2;
// Верхний предел значения угла
положения лопасти (85 градусов)
up_pred_alfa = 89;
// Нижний предел значения угла
положения лопасти (1 градус)
down_pred_alfa = 1;
// Интервал времени восстановления
процесса (2 секунды)
tau_vostanovl=2;
// Длина лопасти
r=8.5;
// Ширина лопасти
b=0.68;
// Число лопастей
i_L=3;
// Передаточное отношение
i_p=20.8;
var
f: textFile;
// Ссылка на файл с данными
прогноза скорости ветра на
следующий интервал времени
fMeteo: string;
// Ссылка на файл с данными
прогноза угловой скорости

```

```

ветроколеса на следующий
интервал времени
fOmega: string;
// Ссылка на файл с данными
прогноза потребляемой
электроэнергии на следующий
интервал времени
fNagruska: string;
// Ссылка на файл с данными по
текущему значению угла
положения лопасти (выступает в
роли датчика угла атаки лопасти)
falfa_i: string;
// Ссылка на файл с данными по
текущему значению угловой
скорости ротора генератора (также
выступает в роли датчика)
fomega_i: string;
// Ссылка на файл с данными по
текущему значению скорости ветра
fV_i: string;
// Ссылка на файл с данными по
текущему значению потребляемой
электроэнергии
fP_i: string;
// Ссылка на файл с данными по
периоду времени прогноза
ft_prognoz: string;
// Период времени прогноза
t_progn: string;

```

```
// Текущее значение скорости ветра
V_i: string;
// Текущее значение потребляемой
электроэнергии
P_i: string;
// Текущее значение угловой
скорости ротора генератора
omega_i: string;
// Прогнозируемое значение
скорости ветра
V_prognoz: string;
// Прогнозируемое значение
потребляемой электроэнергии
P_prognoz: string;
// Текущее значение угла
положения лопасти
alfa_i: string;
// Требуемое значение угла атаки
лопасти на следующем интервале
времени
alfa_nom:extended;
// Преобразованное текущее
значение угловой скорости ротора
генератора
rez_omega_i: extended;
// Преобразованное текущее
значение угла положения лопасти
rez_alfa_i:extended;
// Преобразованное текущее
значение скорости ветра
```

```
rez_V_i: extended;
// Преобразованное текущее
значение потребляемой
электроэнергии
rez_P_i: extended;
// Преобразованное значение
прогнозируемой потребляемой
электроэнергии
rez_P: extended;
// Преобразованное значение
прогнозируемой скорости ветра
rez_V: extended;
// Преобразованное значение
прогнозируемой угловой скорости
ветроколеса
omega_prognoz: extended;
// Параметр времени включения
двигателя привода угла питча
лопасти
T_vkl: extended;
// Значение времени прогноза на
следующем шаге
rez_t_progn: integer;
// Принятие решения по включению
двигателя привода угла питча
лопасти
signal_vkl: boolean;
// Проверка порога погрешности
угловой скорости ветроколеса
omega_control: extended;
```

```

// Счетчик времени по включению
двигателя по развороту лопастей
chethik_vkl_Dv: extended;
// Расчетный угол положения
лопасти, превышающий
допустимые значения границ
alfa_false: extended;
// Шаг интервала времени прогноза
delta_t: integer;
// Время модульного управления
T_vkl_modul: extended;
// Период времени работы базового
управления
T_period: integer;
// Разрешение доступа к двигателю
от базового управления
T_vkl_bazovoe: boolean;
// Предел времени контроля
выходных параметров со стороны
базового управления
rez_t_progn_pred:real;
// Предел времени запаздывания
T_vkl_porog:integer;
// Время доступа к двигателю от
базового управления
T_dostupa_bazi: real;
// Время инерционности системы
при изменении скорости ветра
T_inercV: real;

```

```

// Время инерционности системы
при изменении нагрузки
T_inercP: real;
// Номинальная установившаяся
угловая скорость ветроколеса
rez_omega_nom:extended;
// Верхний, нижний пределы
допустимой погрешности угловой
скорости ветроколеса
porog: extended;
// Коэффициент быстроходности
Z:real;
// Коэффициент торможения
e:real;
begin
// Читать данные прогноза
скорости ветра из файла
    fMeteo := 'meteo_result.txt';
    AssignFile(f, fMeteo);
//прочитать из файла
    Reset(f);
// прочитать строку из файла
    readln(f, V_prognoz);
    CloseFile(f);
    rez_V := strtofloat(V_prognoz);

// Читать данные прогноза
потребляемой электроэнергии
    fNagruska := 'nagruska_result.txt';
    AssignFile(f, fNagruska);

```

```

Reset(f);
//прочитать из файла
readln(f, P_prognoz); //
прочитать строку из файла
CloseFile(f);
rez_P := strtofloat(P_prognoz);
//Считать данные по скорости ветра
за текущий интервал времени
fV_i := 'V_i.txt';
AssignFile(f, fV_i);
//прочитать из файла
Reset(f);

readln(f, V_i); CloseFile(f);
// прочитать строку из файла
rez_V_i := strtofloat(V_i);
// Считать данные по потребляемой
мощности за текущий интервал
времени
fP_i := 'P_i.txt';
AssignFile(f, fP_i);
//прочитать из файла
Reset(f);
// прочитать строку из файла
readln(f, P_i);
CloseFile(f);
rez_P_i := strtofloat(P_i);
// Считать текущие данные из
датчика температуры воздуха
fT_i := 'T_i.txt';

```

```

AssignFile(f, fT_i);
Reset(f);
//прочитать из файла
readln(f, T_i); // прочитать
строку из файла
CloseFile(f);
rez_T_i := strtofloat(T_i);
// Считать текущие данные из
датчика по угловой скорости
ротора генератора
fomega_i := 'omega_i.txt';
AssignFile(f, fomega_i);
//прочитать из файла
Reset(f);
// прочитать строку из файла
readln(f, omega_i);
CloseFile(f);
rez_omega_i :=
strtofloat(omega_i);
// Считать текущие данные из
датчика угла питча лопасти
falfa_i := 'alfa_i.txt';
AssignFile(f, falfa_i);
//прочитать из файла
Reset(f);
// прочитать строку из файла
readln(f, alfa_i);
CloseFile(f);
rez_alfa_i := strtofloat(alfa_i);

```

```

// Считать значение текущего
периода времени
ft_prognoz := 't_prognoz.txt';
AssignFile(f, ft_prognoz);
//прочитать из файла
Reset(f);
// прочитать строку из файла
readln(f, t_progn);
CloseFile(f);
rez_t_progn := strtoint(t_progn);
Label12.Caption := 'Текущее
время:' + ' ' + inttostr(rez_t_progn) +
'с.';
// Расчет коэф-торможения E на
основе темпер-воздуха T и коэф-
быстроходности Z
Z:=5;
If (Z=2) and (rez_T_i >= 2) then
    e:=0.8
else
    If (Z=2) and (rez_T_i <= 1) then
        e:=0.9
    else
        If (Z=3) and (rez_T_i >= 11) then
            e:=0.7
        else
            If (Z=3) and (rez_T_i <= 10) and
(rez_T_i >= 2) then
                e:=0.1
            else

```

```

If (Z=3) and (rez_T_i <= 1) and
(rez_T_i >= -24) then
    e:=0.9 else
    If (Z=3) and (rez_T_i <= -25) then
        e:=0.8
    else
        If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i >= 17) then
            e:=0.7
        else
            If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= 16) and (rez_T_i=5)
then e:=0.1 else
                If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= 4) and
(rez_T_i >= -12) Then
                    e:=0.6
                else
                    If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= -13) and
(rez_T_i >= -14) Then
                        e:=0.5
                    else
                        If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= -15) and
(rez_T_i >= -21) Then
                            e:=0.2
                        else
                            If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= -22) and

```

```

(rez_T_i >= -23)      then
    e:=0.4
else
    If ((Z=4) or (Z=11) or (Z=12))
and (rez_T_i <= -24)      then
        e:=0.3
    else
        If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i >= 20)      then
            e:=0.1
        else
            If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i <= 19) and
(rez_T_i >= 1)      then
                e:=0.6
            else
                If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i <= 0) and
(rez_T_i >= -1)      then
                    e:=0.6
                else
                    If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i <= -2) and
(rez_T_i >= -7)      then
                        e:=0.2
                    else
                        If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i <= -8) and
(rez_T_i >= -10)      then
                            e:=0.4
                        else
                            If ((Z=5) or (Z=6) or (Z=9) or
(Z=10)) and (rez_T_i <= -11)      then
                                e:=0.3
                            else
                                If ((Z=7) or (Z=8)) and
(rez_T_i >= 13)      then
                                    e:=0.6
                                else
                                    If ((Z=7) or (Z=8)) and
(rez_T_i = 12)      then
                                        e:=0.5
                                    else
                                        If ((Z=7) or (Z=8)) and (rez_T_i
<= 11) and (rez_T_i >= 5)      then
                                            e:=0.2
                                        else
                                            If ((Z=7) or (Z=8)) and (rez_T_i
<= 4) and (rez_T_i >= 2)      then
                                                e:=0.4
                                            else
                                                If ((Z=7) or (Z=8)) and (rez_T_i
<= 1) and (rez_T_i >= -45)      then
                                                    e:=0.3;
                                                // Вычислить значение угловой
скорости ветроколеса для будущего
отрезка времени
                                                    If (rez_P_i = rez_P) and (rez_V_i =
rez_V)
                                                        then

```

```

begin
rez_alfa_i:=32.2*i_p*(rez_V/
rez_omega_i);
omega_prognoz :=
round(119*(Z*e/(r*i_L*b*
(1-e*e))))*(rez_V/rez_alfa_i) +
(rez_omega_i/i_p)*(rez_P_i/rez_P-1);
end
else
omega_prognoz :=
round(119*(Z*e/(r*i_L*b*
(1-e*e))))*(rez_V/rez_alfa_i) +
(rez_omega_i/i_p)*(rez_P_i/rez_P-1);
// Определить отклонение
полученного значения угловой
скорости ветроколеса от
требуемого
omega_control :=
((omega_prognoz - omega_zad)/
omega_zad)*100;
// Вычислить требуемое значение
угла положения лопасти для
следующего интервала времени
alfa_nom :=
119*(Z*i_p*e/(r*i_L*b*
(1-e*e)))*(rez_V/rez_omega_i) +
rez_alfa_i*(rez_P_i/rez_P-1);
rez_omega_nom:= 119*
(Z*e/(r*i_L*b*(1-e*e)))*

```

```

(rez_V/alfa_nom) +
(rez_omega_i/i_p)*(rez_P_i/rez_P-1);
if rez_omega_nom <>
omega_zad then
begin
rez_alfa_i:=32*i_p*(rez_V
/rez_omega_i);
rez_omega_nom:= 119*
(Z*e/(r*i_L*b*(1-e*e)))*
(rez_V/rez_alfa_i);
end;
// Определить значение времени
прогноза на следующем шаге
delta_t := Strtoint(Edit1.Text);
if rez_t_progn=0
then
rez_t_progn :=
t0_kontr_param + t_zapazd
else
rez_t_progn := rez_t_progn
+ delta_t;
// Произвести оценку параметра
времени включения двигателя
привода угла питча лопасти
T_vkl_porog:= rez_t_progn -
(delta_t-t_zapazd);
T_vkl := rez_t_progn +
((Ln(1.3-0.3*rez_V/rez_V_i)+
Ln(1.3-0.3*rez_P_i/rez_P)))*

```

```

0.001*J-t_post);
    If T_vkl<T_vkl_porog
    then
        T_vkl:=T_vkl_porog
    else
        T_vkl:=T_vkl;
    Label6.Caption := 'Время
прогноза:' + ' ' +
inttostr(rez_t_progn)+ 'с.';
    Label20.Caption := 'Время
включения двигателя:' + ' ' +
FloatToStr(Round(T_vkl))+ 'с.';
// Определить прогнозируемое
значение угловой скорости
ветроколеса,
// как текущее для будущего
отрезка времени
    fOmega := 'Omega.txt';
    AssignFile(f, fOmega);
    rewrite (f);
    writeln(f, rez_omega_nom);
    CloseFile(f);
// Запомнить прогнозируемое
значение скорости ветра,
// как текущее для будущего
отрезка времени
    fV_i := 'V_i.txt';
    AssignFile(f, fV_i);
    rewrite (f);
    writeln(f, Round(rez_V));

```

```

    CloseFile(f);
// Запомнить прогнозируемое
значение потребляемой
электроэнергии,
// как текущее для будущего
отрезка времени
    fP_i := 'P_i.txt';
    AssignFile(f, fP_i);
    rewrite (f);
    writeln(f, Round(rez_P));
    CloseFile(f);
// Определить требуемое значение
угла атаки лопасти
// как текущее для прогнозируемого
отрезка времени
    falfa_i := 'alfa_i.txt';
    AssignFile(f, falfa_i);
    rewrite (f);
    if alfa_nom > up_pred_alfa
    then
        writeln(f, Round(up_pred_alfa))
    else
        if alfa_nom < down_pred_alfa
        then
            writeln(f,
Round(down_pred_alfa))
        else
            writeln(f,
Round(alfa_nom));
    CloseFile(f);

```

```

rez_t_progn_pred:=rez_t_progn+t_za
pazd-t_post;
// Принятие решения по развороту
лопастей
    T_vkl_modul:=T_vkl+t_post;
// завершение работы со стороны
основного управления
T_dostupa_bazi:=T_vkl_modul+tau_
vostanovl;
    If (omega_control >
up_pred_omega) and
(T_vkl_modul<=rez_t_progn-
tau_vostanovl)
    then
        begin
// Включить двигатель угла питча
лопасти со стороны модульного
управления
            Signal_vkl := true;
// Включить в соответствии с
оценкой времени по включению
            chethik_vkl_Dv := T_vkl;
Label7.Caption :=
            'Прогнозируемая угловая
скорость ветроколеса выходит за
пределы установленной верхней
границы коридора и составляет: ' +
'+ FloatToStrF
(omega_control, ffFixed,3,1) + '%.';

```

```

Label8.Caption := 'Система
готовится к развороту лопастей со
стороны предложенного метода
управления';
    Label15.Caption :=
        'Контроль выходных
параметров на отрезке времени: ' +
'+ 'от' + ' ' + IntToStr(rez_t_progn) +
'с.' + ' ' + 'до'+ ' ' +
floatToStr(rez_t_progn_pred) + 'с.'
    end
    else
        If (omega_control >
up_pred_omega) and
(T_vkl_modul>rez_t_progn-
tau_vostanovl)
        then
            begin
// Включить двигатель угла питча
лопасти со стороны модульного
управления
                Signal_vkl := true;
// Включить в соответствии с
оценкой времени по включению
                chethik_vkl_Dv := T_vkl;
Label7.Caption :=
                'Прогнозируемая угловая
скорость ветроколеса выходит за
пределы установленной верхней

```

```

границы коридора и составляет: ' + '
' +
      FloatToStrF(omega_control,
ffFixed,3,1) + '%.';
      Label8.Caption := 'Система
готовится к развороту лопастей со
стороны предложенного метода
управления';
      Label15.Caption := 'Контроль
выходных параметров на отрезке
времени:' + ' '+'от' + ' '+'
      FloatToStrF(T_dostupa_bazi,
ffFixed,5,0)+'c.' + ' '+'до'+ '
'+floatToStr(rez_t_progn_pred)+ 'c.';
      end
      else
      If omega_control <
down_pred_omega
      then
      begin
      T_dostupa_bazi:= rez_t_progn-
t_zapazd;
      Signal_vkl := false; // Не будет
производится разворот лопастей со
стороны модульного управления
      T_vkl_bazovoe:=true;
      Label7.Caption :=
      'Прогнозируемая угловая
скорость ветроколеса выходит за
пределы установленной нижней

```

```

границы коридора и составляет: ' + '
'+      FloatToStrF
(omega_control, ffFixed,3,1) + '%.';
      Label8.Caption := 'Разворот
лопастей со стороны
предложенного метода управления
не производится.';
      Label15.Caption := 'Контроль
выходных параметров на отрезке
времени:' + ' '+'от' + ' '+' +
      FloatToStrF(T_dostupa_bazi,
ffFixed,5,0)+'c.' + ' '+'до'+ ' +
floatToStr(rez_t_progn_pred)+ 'c.';
      end
      else
      If (omega_control >=
down_pred_omega) and
(omega_control <= up_pred_omega)
      then
      begin
      T_dostupa_bazi:= rez_t_progn-
t_zapazd;
      Signal_vkl := false; // Не будет
производится разворот лопастей со
стороны модульного управления
      T_vkl_bazovoe:=true;
      Label7.Caption :=
      'Прогнозируемая угловая
скорость ветроколеса не выходит за

```

```

пределы установленных границ
коридора и составляет: ' + ' '+
    FloatToStrF(omega_control,
ffFixed,3,1) + '%.';
    Label8.Caption := 'Разворот
лопастей со стороны
предложенного метода управления
не производится.';
    Label15.Caption := 'Контроль
выходных параметров на отрезке
времени: ' + ' '+ 'от' + ' ' +
    FloatToStrF(T_dostupa_bazi,
ffFixed,5,0)+'с.' + ' '+ 'до' + ' '+
floatToStr(rez_t_progn_pred) + 'с.';
    end;
If alfa_nom > up_pred_alfa
then
begin
    alfa_false := alfa_nom;
    alfa_nom := up_pred_alfa;
    Label17.Caption :=
        'Прогнозируемое значение
угла положения лопасти выходит за
верхний предел и составляет: ' + ' '+
'+ FloatToStrF(alfa_false, ffFixed 3,0)
+ 'град.';
    Label18.Caption := 'Итоговый
угол положения: ' + ' '+
FloatToStrF(alfa_nom, ffFixed 3,0) +
'град.';

```

```

    Label19.Caption := 'Текущий
угол положения лопасти : ' + ' '+
FloatToStr(up_pred_alfa) + 'град.';
    end
else
If alfa_nom < down_pred_alfa
then
begin
    alfa_false := alfa_nom;
    alfa_nom := down_pred_alfa;
    Label17.Caption :=
        'Прогнозируемое значение
угла положения лопасти выходит за
нижний предел и составляет: ' + ' '+
FloatToStrF(alfa_false, ffFixed,3,0) +
'град.';
    Label18.Caption := 'Итоговый
угол положения лопасти: ' + ' '+
FloatToStrF(alfa_nom, ffFixed,3,0) +
'град.';
    Label19.Caption := 'Текущий
угол положения лопасти : ' + ' '+
FloatToStr(rez_alfa_i) + 'град.';
    end
else
If omega_control >
up_pred_omega
then
    Label16.Caption :=

```

<pre> 'Прогнозируемое значение угла положения лопасти:'+ ' ' + FloatToStrF(alfa_nom, ffFixed,3,0)+'град.'; // Записать в файл значение времени прогноза rez_t_progn:=rez_t_progn; ft_prognoz := 't_prognoz.txt'; </pre>	<pre> AssignFile(f, ft_prognoz); Rewrite(f); writeln(f, rez_t_progn); CloseFile(f); end; </pre>
---	---

Процедура инициализации времени

```

procedure TForm1.Button5Click(Sender: TObject);
var
T: integer;
f: textFile;
ft_prognoz: string;
begin
//Инициализация периода времени прогноза
        T := 0;
        ft_prognoz := 't_prognoz.txt';
        AssignFile(f, ft_prognoz);
        rewrite (f);
        writeln(f, T);
        CloseFile(f);
end;
end.

```

Значения случайной величины Y_τ

$Y_{\tau 1}; Y_{\tau 2}; Y_{\tau 3}; Y_{\tau 4}; Y_{\tau 5}; Y_{\tau 6}$. ($N=6$)

Вычисление полиномов ψ_k ряда

$\psi_0 = 1$.

$$\begin{aligned} \psi_{1_\tau 1} &= 1 - \frac{N+1}{2}; \quad \psi_{1_\tau 2} = 2 - \frac{N+1}{2}; \quad \psi_{1_\tau 3} = 3 - \frac{N+1}{2}; \quad \psi_{1_\tau 4} = 4 - \frac{N+1}{2}; \\ \psi_{1_\tau 5} &= 5 - \frac{N+1}{2}; \quad \psi_{1_\tau 6} = 6 - \frac{N+1}{2}; \end{aligned}$$

$k_2=1$.

$$\begin{aligned} \psi_{2_\tau 1} &= \psi_{1_\tau 1}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; & \psi_{2_\tau 2} &= \psi_{1_\tau 2}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; \\ \psi_{2_\tau 3} &= \psi_{1_\tau 3}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; & \psi_{2_\tau 4} &= \psi_{1_\tau 4}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; \\ \psi_{2_\tau 5} &= \psi_{1_\tau 5}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; & \psi_{2_\tau 6} &= \psi_{1_\tau 6}^2 - \frac{k_2^2(N^2 - k_2^2)}{4(4k_2^2 - 1)}\psi_0; \end{aligned}$$

$k_3=2$.

$$\begin{aligned} \psi_{3_\tau 1} &= \psi_{1_\tau 1}\psi_{2_\tau 1} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 1}; & \psi_{3_\tau 2} &= \psi_{1_\tau 2}\psi_{2_\tau 2} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 2}; \\ \psi_{3_\tau 3} &= \psi_{1_\tau 3}\psi_{2_\tau 3} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 3}; & \hat{f}_{3_\tau 4} &= \psi_{1_\tau 4}\psi_{2_\tau 4} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 4}; \\ \hat{f}_{3_\tau 5} &= \psi_{1_\tau 5}\psi_{2_\tau 5} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 5}; & \psi_{3_\tau 6} &= \psi_{1_\tau 6}\psi_{2_\tau 6} - \frac{k_3^2(N^2 - k_3^2)}{4(4k_3^2 - 1)}\psi_{1_\tau 6}; \end{aligned}$$

$k_4=3$.

$$\begin{aligned}\psi_{4_\tau 1} &= \psi_{1_\tau 1} \psi_{3_\tau 1} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 1}; & \psi_{4_\tau 2} &= \psi_{1_\tau 2} \psi_{3_\tau 2} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 2}; \\ \psi_{4_\tau 3} &= \psi_{1_\tau 3} \psi_{3_\tau 3} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 3}; & \psi_{4_\tau 4} &= \psi_{1_\tau 4} \psi_{3_\tau 4} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 4}; \\ \psi_{4_\tau 5} &= \psi_{1_\tau 5} \psi_{3_\tau 5} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 5}; & \psi_{4_\tau 6} &= \psi_{1_\tau 6} \psi_{3_\tau 6} - \frac{k_4^2(N^2 - k_4^2)}{4(4k_4^2 - 1)} \psi_{2_\tau 6};\end{aligned}$$

$k_5=4$.

$$\begin{aligned}\psi_{5_\tau 1} &= \psi_{1_\tau 1} \psi_{4_\tau 1} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 1}; & \psi_{5_\tau 2} &= \psi_{1_\tau 2} \psi_{4_\tau 2} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 2}; \\ \psi_{5_\tau 3} &= \psi_{1_\tau 3} \psi_{4_\tau 3} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 3}; & \psi_{5_\tau 4} &= \psi_{1_\tau 4} \psi_{4_\tau 4} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 4}; \\ \psi_{5_\tau 5} &= \psi_{1_\tau 5} \psi_{4_\tau 5} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 5}; & \psi_{5_\tau 6} &= \psi_{1_\tau 6} \psi_{4_\tau 6} - \frac{k_5^2(N^2 - k_5^2)}{4(4k_5^2 - 1)} \psi_{3_\tau 6};\end{aligned}$$

$k_6=5$.

$$\begin{aligned}\psi_{6_\tau 1} &= \psi_{1_\tau 1} \psi_{5_\tau 1} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 1}; & \psi_{6_\tau 2} &= \psi_{1_\tau 2} \psi_{5_\tau 2} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 2}; \\ \psi_{6_\tau 3} &= \psi_{1_\tau 3} \psi_{5_\tau 3} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 3}; & \psi_{6_\tau 4} &= \psi_{1_\tau 4} \psi_{5_\tau 4} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 4}; \\ \psi_{6_\tau 5} &= \psi_{1_\tau 5} \psi_{5_\tau 5} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 5}; & \psi_{6_\tau 6} &= \psi_{1_\tau 6} \psi_{5_\tau 6} - \frac{k_6^2(N^2 - k_6^2)}{4(4k_6^2 - 1)} \psi_{4_\tau 6};\end{aligned}$$

Вычисление коэффициентов A_i ряда

$$A_0 = \frac{Y_1 \psi_0 + Y_2 \psi_0 + Y_3 \psi_0 + Y_4 \psi_0 + Y_5 \psi_0 + Y_6 \psi_0}{\psi_0^2 + \psi_0^2 + \psi_0^2 + \psi_0^2 + \psi_0^2 + \psi_0^2};$$

$$A_1 = \frac{Y_1 \psi_{1_1} + Y_2 \psi_{1_2} + Y_3 \psi_{1_3} + Y_4 \psi_{1_4} + Y_5 \psi_{1_5} + Y_6 \psi_{1_6}}{\psi_{1_1}^2 + \psi_{1_2}^2 + \psi_{1_3}^2 + \psi_{1_4}^2 + \psi_{1_5}^2 + \psi_{1_6}^2};$$

$$A_2 = \frac{Y_1 \psi_{2_1} + Y_2 \psi_{2_2} + Y_3 \psi_{2_3} + Y_4 \psi_{2_4} + Y_5 \psi_{2_5} + Y_6 \psi_{2_6}}{\psi_{2_1}^2 + \psi_{2_2}^2 + \psi_{2_3}^2 + \psi_{2_4}^2 + \psi_{2_5}^2 + \psi_{2_6}^2};$$

$$A_3 = \frac{Y_1 \psi_{3_1} + Y_2 \psi_{3_2} + Y_3 \psi_{3_3} + Y_4 \psi_{3_4} + Y_5 \psi_{3_5} + Y_6 \psi_{3_6}}{\psi_{3_1}^2 + \psi_{3_2}^2 + \psi_{3_3}^2 + \psi_{3_4}^2 + \psi_{3_5}^2 + \psi_{3_6}^2};$$

$$A_4 = \frac{Y_1 \psi_{4_1} + Y_2 \psi_{4_2} + Y_3 \psi_{4_3} + Y_4 \psi_{4_4} + Y_5 \psi_{4_5} + Y_6 \psi_{4_6}}{\psi_{4_1}^2 + \psi_{4_2}^2 + \psi_{4_3}^2 + \psi_{4_4}^2 + \psi_{4_5}^2 + \psi_{4_6}^2};$$

$$A_5 = \frac{Y_1 \psi_{5_1} + Y_2 \psi_{5_2} + Y_3 \psi_{5_3} + Y_4 \psi_{5_4} + Y_5 \psi_{5_5} + Y_6 \psi_{5_6}}{\psi_{5_1}^2 + \psi_{5_2}^2 + \psi_{5_3}^2 + \psi_{5_4}^2 + \psi_{5_5}^2 + \psi_{5_6}^2};$$

$$A_6 = \frac{Y_1 \psi_{6_1} + Y_2 \psi_{6_2} + Y_3 \psi_{6_3} + Y_4 \psi_{6_4} + Y_5 \psi_{6_5} + Y_6 \psi_{6_6}}{\psi_{6_1}^2 + \psi_{6_2}^2 + \psi_{6_3}^2 + \psi_{6_4}^2 + \psi_{6_5}^2 + \psi_{6_6}^2};$$

Вычисление относительной погрешности аппроксимации

$$\delta = \frac{\sigma_{prognoz}}{\left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 1}} + A_2 \psi_{2_{\tau 1}} + A_3 \psi_{3_{\tau 1}} + A_4 \psi_{4_{\tau 1}} + A_5 \psi_{5_{\tau 1}} + A_6 \psi_{6_{\tau 1}} \right) + \left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 2}} + A_2 \psi_{2_{\tau 2}} + A_3 \psi_{3_{\tau 2}} + A_4 \psi_{4_{\tau 2}} + A_5 \psi_{5_{\tau 2}} + A_6 \psi_{6_{\tau 2}} \right) + \left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 3}} + A_2 \psi_{2_{\tau 3}} + A_3 \psi_{3_{\tau 3}} + A_4 \psi_{4_{\tau 3}} + A_5 \psi_{5_{\tau 3}} + A_6 \psi_{6_{\tau 3}} \right) + \left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 4}} + A_2 \psi_{2_{\tau 4}} + A_3 \psi_{3_{\tau 4}} + A_4 \psi_{4_{\tau 4}} + A_5 \psi_{5_{\tau 4}} + A_6 \psi_{6_{\tau 4}} \right) + \left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 5}} + A_2 \psi_{2_{\tau 5}} + A_3 \psi_{3_{\tau 5}} + A_4 \psi_{4_{\tau 5}} + A_5 \psi_{5_{\tau 5}} + A_6 \psi_{6_{\tau 5}} \right) + \left(A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 6}} + A_2 \psi_{2_{\tau 6}} + A_3 \psi_{3_{\tau 6}} + A_4 \psi_{4_{\tau 6}} + A_5 \psi_{5_{\tau 6}} + A_6 \psi_{6_{\tau 6}} \right)} \times 100$$

Вычисление прогнозируемого значения

$$Y_{prognoz} = A_0 \psi_0 + A_1 \psi_{1_{\tau 6}} + A_2 \psi_{2_{\tau 6}} + A_3 \psi_{3_{\tau 6}} + A_4 \psi_{4_{\tau 6}} + A_5 \psi_{5_{\tau 6}} + A_6 \psi_{6_{\tau 6}}$$