

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Зубова Наталья Владиславовна

**ПОВЫШЕНИЕ РЕЖИМНОЙ УПРАВЛЯЕМОСТИ
ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ИЗМЕНЯЕМОЙ
ГЕОМЕТРИЕЙ ЛОПАСТЕЙ РЕГУЛЯТОРАМИ НА НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКЕ**

Специальность 05.14.02 - Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук,
профессор В.З. Манусов

Новосибирск – 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК.....	12
1.1. Постановка задачи.....	12
1.2. Режимы и зоны работы ВЭУ.....	12
1.3. Основные принципы и задачи управления ВЭУ.....	17
1.3.1. Управление ВЭУ в режиме переменной скорости вращения и постоянном угле заклинения лопасти.....	20
1.3.2. Управление ВЭУ в режиме переменного угла заклинения.....	27
1.3.3. Управление ВЭУ в режиме переменной длины лопасти и постоянной скорости вращения ветроколеса.....	33
1.4. Оптимальное управление по комбинированному критерию: энергетическая эффективность – усталостные нагрузки.....	35
1.5. Методы оптимального управления ВЭУ по критерию энергетической эффективности.....	39
1.5.1. Методы оптимального управления с использованием нелинейной модели.....	40
1.5.2. Методы оптимального управления с использованием линейной модели.....	45
1.6. Интеграция ВЭУ в электрические системы.....	48
Выводы.....	60
2. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ В КОНТУРЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ.....	62
2.1. Постановка задачи.....	63
2.2. Основные понятия теории нечетких множеств.....	63
2.2.1. Свойства нечетких множеств.....	65
2.2.2. Операции над нечеткими множествами.....	67

2.3.	Применение теории нечетких множеств в системах регулирования....	68
2.4.	Основы нечеткой логики	69
2.4.1.	Нечеткие логические операции.....	70
2.4.2.	Системы нечеткого вывода.....	73
2.4.3.	Основные алгоритмы нечеткого вывода.....	78
2.5.	Практическое применение теории нечетких множеств к задачам регулирования режимов работы ВЭУ.....	81
2.5.1.	Алгоритм управления на основе нечеткой логики для регулирования скорости вращения ветроколеса.....	83
2.5.2.	Алгоритм управления на основе нечеткой логики для коррекции положения гондолы.....	88
2.5.3.	Алгоритм управления на основе нечеткой логики для изменения угла заклинения лопасти.....	90
2.5.4.	Алгоритм управления на основе нечеткой логики для изменения длины лопасти ветроколеса.....	95
	Выводы.....	99
3.	ЛОПАСТЬ С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ.....	101
3.1.	Постановка задачи.....	101
3.2.	Аэродинамические характеристики лопасти.....	102
3.3.	Лопать переменной длины.....	104
3.4.	Устройства регулирования потока.....	107
3.4.1.	Микровыступы.....	112
3.4.2.	Миниатюрные эффекторы заднего края (MiTEs).....	115
3.4.3.	Микроклапан.....	118
3.5.	Результаты моделирования микроклапана в программном пакете ElCut	119
	Выводы.....	123

4. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ.....	124
4.1. Постановка задачи.....	124
4.2. Анализ структуры управления методом иерархий.....	125
4.3. Анализ приоритетности систем управления ВЭУ.....	134
Выводы.....	143
5. МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ ЛОПАСТИ.....	144
5.1. Постановка задачи.....	144
5.2. Моделирование ветрового потока в Simulink/Matlab.....	144
5.3. Моделирование аэродинамической части ветроэнергетической установки в Simulink/Matlab.....	147
5.4. Моделирование электрической части ветроэнергетической установки в Simulink/Matlab.....	149
5.5. Система управления ВЭУ на основе алгоритмов нечеткого вывода....	154
5.6. Результаты моделирования системы повышения энергоэффективности ветроэнергетической установки.....	167
5.7. Увеличение выработки электроэнергии при нечетком управлении режимами работы ВЭУ и применении лопастей переменной длины.....	170
Выводы.....	173
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	174
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	176
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	187
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	189

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Ветроэнергетика является перспективным направлением получения электроэнергии. Использование возобновляемой экологически чистой энергии ветра помогает покрывать увеличивающееся электропотребление растущего мирового населения. Основное препятствие к использованию ветра как энергетического источника — непостоянство его скорости, а, следовательно, и энергии во времени. Ветер обладает не только многолетней и сезонной изменчивостью, но также изменяет свою активность в течение суток и за очень короткие промежутки времени (мгновенные пульсации скорости и порывы ветра).

Конструкции ветроэнергетических установок (ВЭУ) неизменно совершенствуются и их режимную управляемость можно повысить с помощью инновационных решений в этой области, таких как применение устройств активного управления потоком (УАУП) и изменение геометрии лопастей. В России это мало изученное направление. Большой интерес такие способы повышения энергоэффективности режимов работы ВЭУ вызывают у исследователей в тех странах, которые занимают лидирующие позиции по доле энергии, вырабатываемой ВЭУ, например, Китая, США, Германии и др.

При анализе задач управления режимами работ как ВЭУ, так и ветроэлектрических станций (ВЭС) и принятия решений в условиях изменчивости источника энергии, появляются трудно разрешимые традиционными методами проблемы их управляемости. По этой причине большое распространение в последнее время получают адаптивные интеллектуальные системы управления, способные подстраиваться под изменения состояния объекта и входные возмущения.

Системы управления на основе нечеткой логики показали свое преимущество во многих сферах науки и техники. Они неоднократно сопоставлялись с традиционными способами управления, основанных на анализе дифференциальных уравнений, которые описывают объект управления через

параметры, полученные от датчиков, и показывали свое преимущество перед ними. В первую очередь они более адекватны в условиях неопределенности, разброса параметров, неточности каких-либо характеристик, необходимости учета влияния разных факторов на ход процесса управления.

Цель и задачи диссертационной работы. Целью диссертационной работы является разработка системы управления, выполненной с применением аппарата нечеткой логики, для повышения режимной управляемости и выработки мощности ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей. Такая система управления позволяет вырабатывать максимально возможную мощность ВЭУ в режиме рабочих ветров и номинальную – в режиме ограничений, защищая генератор от перегрузки. Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Проанализировать принципы управления и существующие способы повышения режимной управляемости и выработки электроэнергии ВЭУ;
2. Рассмотреть и исследовать наиболее перспективные устройства быстрого изменения потока вокруг лопасти, позволяющие в короткие промежутки времени изменять подъемную силу;
3. Определить приоритетность действия контуров управления ВЭУ при работе в зонах рабочих ветров и ограничения мощности;
4. Разработать алгоритмы на основе нечеткого вывода для повышения режимной управляемости ВЭУ в составе электрической сети;
5. Разработать систему повышения выработки электрической энергии ВЭУ с использованием предложенных алгоритмов;
6. Провести сравнительный анализ результатов моделирования традиционной и предложенной систем управления.

Методы исследования. В диссертационной работе использованы методы преобразования входных данных с использованием аппарата нечеткой логики в продукционных правилах: фаззификация, агрегирование, активизация, аккумуляция, дефаззификация; методы математического программирования; методы теории анализа электроэнергетических систем (ЭЭС), электрических

сетей и электромеханических процессов; метод конечных элементов при моделировании процессов, происходящих вокруг лопасти с изменяемой геометрией.

Научная новизна. В работе получены результаты, обеспечивающие повышение режимной управляемости и энергоэффективности выработки электрической энергии ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей при использовании аппарата нечеткой логики в системе регулирования. Научная новизна заключается в следующем:

- на основании проведенного анализа принципов управления ВЭУ разработана модель системы регулирования мощности ветроэнергетических установок на основе нечеткой логики, позволяющая повысить выработку электроэнергии в зоне рабочих ветров и снизить колебания мощности в режиме ограничения при работе ВЭУ в составе электрической сети.
- показана целесообразность применения метода иерархий в качестве способа определения приоритетности действия контуров управления ВЭУ при условии максимальной энергоэффективности режимов работы и согласования выработки электроэнергии с ее потреблением;
- впервые предложена модель совместного применения лопастей переменной длины и устройств активного управления потоком, обтекающего аэродинамический профиль ветроколеса и получены результаты их влияния на подъемную силу лопасти;
- разработан алгоритм на основе нечеткого логического вывода, позволяющий эффективно управлять изменением длины лопастей и вырабатывать до 30% больше электроэнергии при работе ВЭУ в диапазоне ветров от слабого до сильного;

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Алгоритм на основе нечеткой логики для изменения длины лопастей, позволяющий эффективно использовать этот контур управления для повышения режимной управляемости ВЭУ, а также увеличения выработки

- электроэнергии до 30% в зоне рабочих ветров и ограничения мощности ВЭУ при крепких ветрах для обеспечения защиты генератора от перегрузки;
2. Результаты моделирования совместного действия лопастей переменной длины и устройств активного управления потоком, показывающие возможность повышения режимной управляемости ВЭУ за счет изменения геометрии лопастей;
 3. Модель системы управления выработкой электрической энергии ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей при применении предложенных алгоритмов на основе нечеткой логики.

Практическая значимость. В ходе проведенных исследований были получены результаты, обладающие следующей практической ценностью:

- доказано повышение энергетической эффективности за счёт применения лопастей ВЭУ с изменяемой геометрией, которая достигается использованием устройств активного управления потоком и изменением длины лопасти;
- получены результаты по изменению подъемной силы при активации микроустройств и изменении длины лопастей, показывающие целесообразность изменения геометрии аэродинамического профиля для повышения режимной управляемости ВЭУ;
- осуществлена программная реализация модели системы повышения режимной управляемости ВЭУ с использованием алгоритмов на основе нечеткой логики;
- дана экономическая оценка целесообразности использования ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей и системой управления на основе нечеткой логики в электроэнергетических системах с учетом современных и прогнозируемых цен на электроэнергию и оборудование.

Предложенные способы управления ветроэнергетической установкой, с целью повышения ее режимной управляемости, использованы в учебном процессе: введены в курс "Проектирование и эксплуатация установок

нетрадиционной и возобновляемой энергетики"; в бакалаврских работах и магистерских диссертациях, что подтверждается актом о внедрении.

Достоверность и обоснованность разработанных моделей и методов нечеткого регулирования мощности ВЭУ подтверждаются теоретическим обоснованием, адекватностью работы контроллеров и сопоставлением результатов моделирования ВЭУ с системой управления на основе нечеткой логики и без нее.

Основное содержание работы.

В первом разделе рассмотрены основные зоны действия ветроэнергетических установок, проведен анализ принципов и задач управления ВЭУ в зависимости от их режима работы – с постоянной или переменной скоростью вращения ротора. Рассмотрены существующие способы управления режимами работы ветроэнергетических установок и приведены методы оптимального управления ВЭУ по критерию энергетической эффективности с использованием как линейных, так и нелинейных моделей; основные схемы подключения ВЭУ (ВЭС) к электроэнергетической системе.

Во втором разделе приведены основные понятия теории нечетких множеств, их свойства и основные операции над ними. Также рассмотрены основы нечеткой логики, включая нечеткие логические операции и основные алгоритмы нечеткого вывода. Рассмотрена возможность применения нечеткой логики к задачам регулирования режимов работы ВЭУ. Приведены модели и основные этапы формирования регуляторов, в основе которых заложен алгоритм нечеткого вывода. Предложен новый алгоритм на основе нечеткой логики, управляющий изменением длины лопасти ветроколеса, приведена его программная реализация в приложении Fuzzy Logic Toolbox/Simulink/Matlab, с помощью которой оценена адекватность его работы.

В третьем разделе рассмотрена идея применения лопастей с изменяемой геометрией, как возможного способа повышения энергоэффективности и режимной управляемости ветроэнергетических установок. Произведен обзор микроустройств, активно управляющих потоком вокруг лопасти. Они позволяют

в течение короткого промежутка времени производить набор мощности в пределах 5-8%. Приведены результаты моделирования наиболее перспективных устройств для ветроэнергетических установок в программных пакетах EICut и Comsol с целью получения зависимости подъемной силы от положения устройств, длины лопасти и изменения скорости ветра.

В четвертом разделе рассмотрен и предложен метод иерархий для создания системы повышения энергоэффективности режимов работы ВЭУ при различных условиях ее эксплуатации. Для определения приоритетности действия управляющих контуров предложен метод парных сравнений с использованием шкалы сравнений Саати, которая соотносится с нечетким восприятием информации и позволяет легко оперировать лингвистическими переменными.

В пятом разделе подробно описана модель ветроэнергетической установки и системы управления ее работой при различных условиях в Simulink/Matlab. Приведены результаты моделирования регулятора на основе нечеткой логики для изменения длины лопастей ветроколеса, в сравнении с результатами работы ВЭУ без него. Представлены результаты работы системы повышения режимной управляемости ветроэнергетической установки на базе регуляторов, в контур действия которых заложены алгоритмы нечеткого логического вывода, в сравнении с традиционной системой управления ВЭУ.

Личный вклад. Автором проанализирована работа устройств активного управления потоком, обтекающего лопасть ветроколеса; предложен алгоритм с применением нечеткого логического вывода для изменения длины лопасти ВЭУ, с целью повышения ее выработки; предложен способ применения метода парных сравнений для получения выводов о приоритетности действия того или иного контура управления ВЭУ. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка алгоритмов и их реализация в программно-вычислительных комплексах, обобщение и анализ результатов.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на всероссийской научной конференции молодых

ученых "Наука, технологии, инновации" (НГТУ, г. Новосибирск, 2008 г., 2011 г.); на международной научно-практической конференции «Современные техника и технологии» (ТПУ, г. Томск, 2009 г.); на международной научно-практической конференции «Электроэнергетика в сельском хозяйстве» (ИИЦ ЦНСХБ СО Россельхозакадемии, Республика Алтай, 2009 г.); на первом международном научно-техническом конгрессе «Энергетика в глобальном мире» (ООО «Версо», Красноярск, 2010 г.); на международной конференции «International Scientific conference on energy industry development and ecology» (Монгольский университет науки и технологии, г.Улан-Батор, Монголия, 2010 г.); на всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» (ТПУ, г. Томск, 2012 г.); на международных форумах «The international forum on strategic technologies» (HoChiMinh City, Vietnam, IFOST-2009 и Ulaanbaatar, Mongolia, IFOST-2013); на всероссийской конференции молодых ученых «Новые нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» (Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, 2013 г.) ; на первом международном форуме «Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности» (Российская академия наук, г. Москва, REENFOR-2013); на научных семинарах кафедры "Системы электроснабжения предприятий" Новосибирского государственного технического университета (НГТУ).

Публикации. Всего по теме диссертационной работы опубликовано 16 работ, в том числе: 1 – монография, 4 - статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Общий объем диссертации – 190 страниц, рисунков – 109, таблиц – 10. Список использованных источников содержит 99 наименований.

1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

1.1. Постановка задачи

В главе ставится задача обзора принципов и методов управления режимами ветроэнергетических установок (ВЭУ) с точки зрения оптимального преобразования энергии ветра в электроэнергию, которое заключается в извлечении максимальной мощности, доступной в потоке ветра при рабочих ветрах или ограничения ее при работе в зоне выработки номинальной мощности.

1.2. Режимы и зоны работы ВЭУ

Современные ВЭУ могут иметь два основных рабочих режима: работа с постоянной и переменной скоростью вращения ротора ветроколеса, при этом принципы управления ВЭУ зависят от того, в какой зоне они работают. Так, выделяют три основные зоны работы ВЭУ. Эти зоны отмечены на энергетической характеристике ВЭУ (рисунок 1.1). [1].

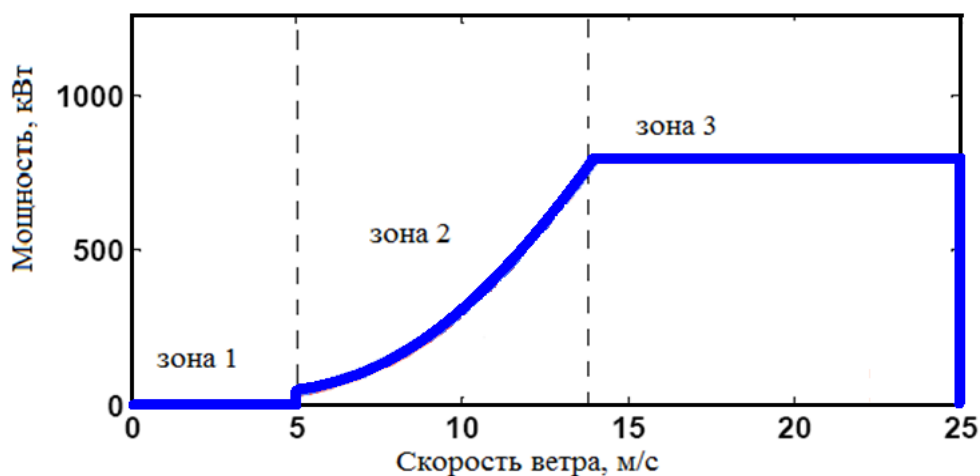


Рисунок 1.1 – Энергетическая характеристика ВЭУ

Зона 1, часть кривой, расположенная левее скорости ветра 5 м/с, включает моменты бездействия установки и её запуска. Стратегия регулирования в этой области заключается в слежении за скоростью ветра: определяется, находится ли скорость в пределах, нормируемых для начала работы установки, и если находится, то начинается выполнение операций, необходимых для запуска установки. В этой зоне современные стратегии управления не используются.

Зона 2 является рабочим режимом, в котором желательно выработать максимально возможное количество электроэнергии. Аэродинамические потери препятствуют достижению установкой ее максимального теоретически возможного отбора энергии из ветра, называемого пределом Бетца ($c_p=0,59$), но цель – приблизиться к этому значению так близко, как возможно. В зоне 2 могут быть использованы два принципа регулирования работы ВЭУ: поворот гондолы в горизонтальной плоскости и изменение вращающего момента генератора.

Работа в зоне 3 происходит при скорости ветра, выше номинальной, то есть при скорости ветра выше той, при которой производится максимальное количество энергии. Установка должна ограничивать отбираемую долю энергии ветра так, чтобы не выйти за пределы электрических и механических расчетных нагрузок генератора. В зоне 3 установка, работающая с переменной скоростью, поддерживает постоянное значение скорости и постоянную, номинальную мощность, изменяя угол атаки лопастей для сброса избыточной энергии. В этой области могут быть использованы все три выше указанных принципа управления выработкой мощности.

Механическая мощность, производимая горизонтально-осевой турбиной в установившемся режиме, определяется по формуле:

$$P_m = \frac{1}{8} \rho \pi D^2 v^3 c_p(\beta, \lambda_{cp}), \quad (1.1)$$

где ρ – плотность воздуха, D – диаметр площади, ометаемой ветроколесом; v – скорость ветра, c_p – коэффициент мощности. При этом:

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda_{\text{ср}}} - c_3 \cdot \beta - c_4 \right) \cdot e^{-\frac{c_5}{\lambda_{\text{ср}}}} + c_6 \cdot \lambda_{\text{ср}}, \quad (1.2)$$

$$\frac{1}{\lambda_{\text{ср}}} = \frac{1}{\lambda + 0.08 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_{\text{ветра}}}, \quad (1.3)$$

где λ – быстроходность в безразмерных величинах, β – угол атаки лопасти ротора в градусах, ω – механическая угловая скорость вращения ротора. Коэффициент мощности, как функция от λ при разных углах атаки лопасти, приведен на рисунке 1.2 [2].

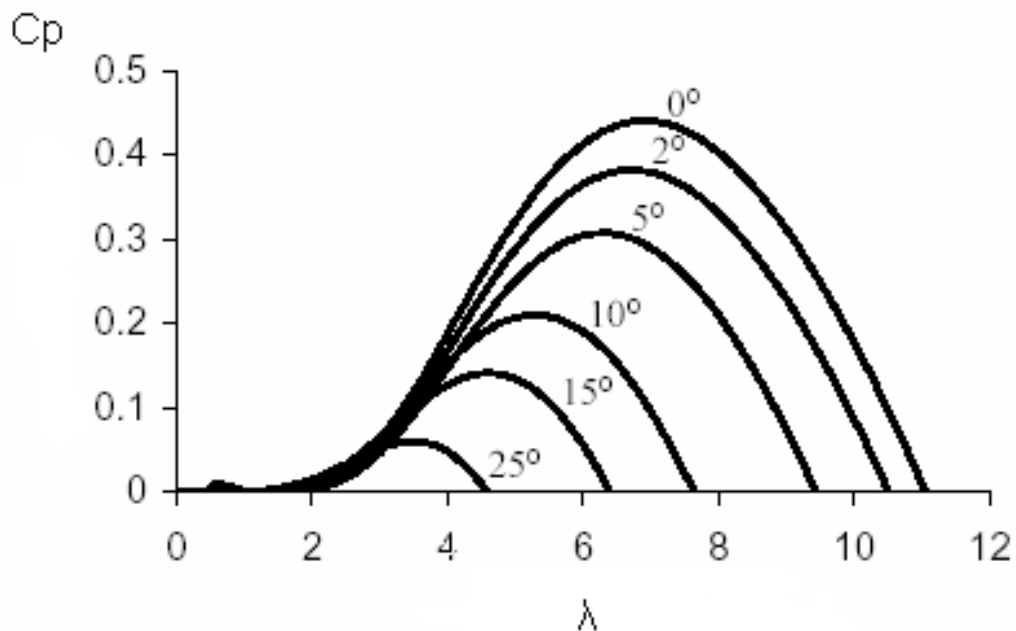


Рисунок 1.2 – Зависимость коэффициента мощности от быстроходности

При низких скоростях ветра угол атаки лопасти поддерживают равным нулевому значению, так как максимальный коэффициент мощности достигается при этом значении угла.

Коэффициент мощности имеет максимальное значение для каждого коэффициента λ и угла атаки. Это значит, что для извлечения максимальной мощности отдельной турбиной, стратегия регулирования должна быть такой, чтобы поддерживать оптимальную быстроходность при любой скорости ветра.

Максимальная мощность, которая может быть получена отдельной турбиной от ветра, есть кубическая функция оптимальной скорости турбины:

$$P_{mec}^{max} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{c_p^{max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot [\omega_{rot}^{opt}]^3, \quad (1.4)$$

При малых скоростях ветра необходимо стремиться получать максимально возможную мощность турбины до тех пор, пока не будет достигнута номинальная мощность. При скоростях ветра выше, чем номинальная скорость вращения ВЭУ, стратегия регулирования должна быть изменена таким образом, чтобы ветровая турбина производила номинальную, а не оптимальную мощность [3].

Управление избыточным аэродинамическим моментом может быть достигнуто двумя путями: изменением геометрии ротора (например, изменение угла атаки лопасти или её длины) или изменением скорости вращения ротора, так как ротор работает с оптимальным коэффициентом быстроходности.

Первый метод – изменение угла атаки лопасти, применяют в зоне 3 работы ВЭУ (рисунок 1.3). Для поддержания постоянного момента генератора используется силовая электроника, изменение коэффициента мощности происходит при поддержании постоянной скорости вращения ротора.

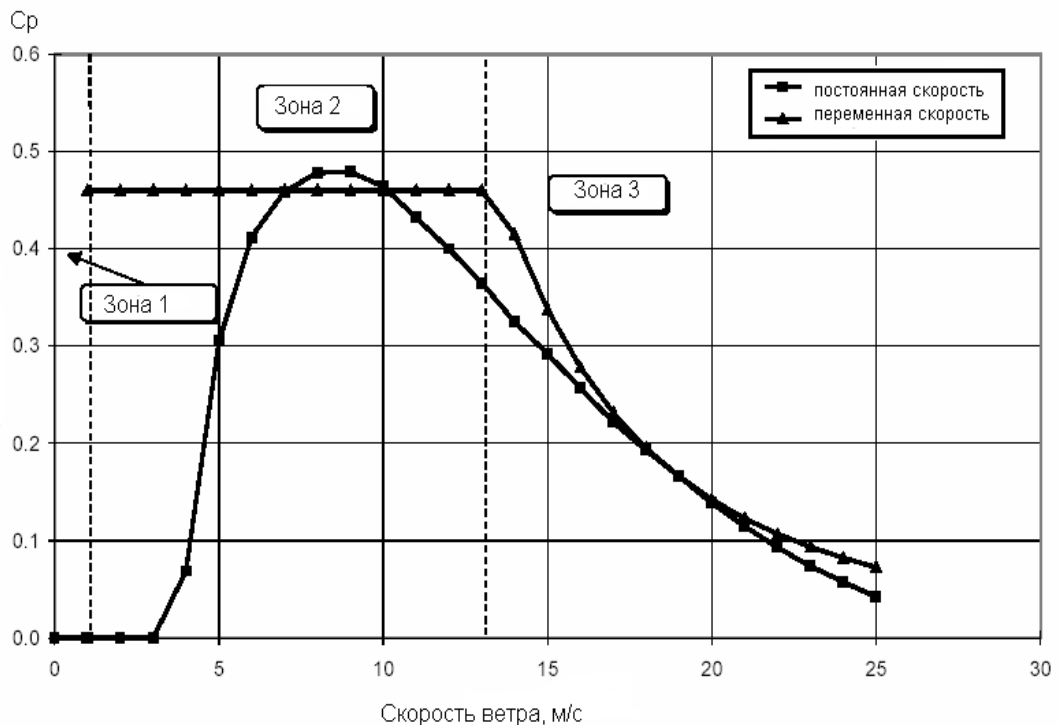


Рисунок 1.3 – Зависимость коэффициента мощности от скорости ветра

Второй метод регулирования - изменение скорости вращения ротора - используется для максимизации захватываемой энергии ветра в зоне 2. Для достижения максимального захвата энергии ветровые турбины должны работать с оптимальным коэффициентом быстроходности, в этом случае поддерживается c_{pmax} [4].

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что для установок с переменной скоростью вращения способы регулирования выработки мощности в разных зонах работы довольно ясны: в зоне 2 используют поворот гондолы в горизонтальной плоскости и изменение скорости вращения ротора, в зоне 3 – изменение угла атаки лопасти относительно ветрового потока. Для установок с постоянной скоростью вращения эффективность выработки мощности в зоне 2 значительно снижается. Соответственно, возникает задача устранения этой проблемы.

1.3. Основные принципы и задачи управления ВЭУ

В ВЭУ с пассивным управлением, в целях защиты, ограничение аэродинамических сил осуществляется без каких-либо активных контроллеров. Этот подход прост и обеспечивает аппаратную надежность, но может привести к недопустимым уровням механических нагрузок [5]. Таким образом, управление в данном случае выполняет только функцию защиты ветровых турбин.

Активное управление подразумевает, что ВЭУ оснащены несколькими дополнительными аппаратами, электромеханическими или гидравлическими приводами, которые используются для перемещения лопастей (или их части), датчиками и контроллерами. Все это усложняет конструкцию и увеличивает эксплуатационные расходы, но они также позволяют расширить цели управления - повысить захват энергии ветра, оптимизируют работу ВЭУ.

ВЭУ с фиксированной скоростью, с пассивным и активным управлением, доминировали в промышленной ветроэнергетике на протяжении длительного времени. Их основным недостатком является фиксированная скорость вращения ротора ветроколеса, так как она не обеспечивает гибкости управления. Эта проблема была решена с появлением ВЭУ с асинхронным генератором двойного питания. Работа с переменной скоростью вращения стала возможной за счет включения преобразователей силовой электроники.

Конкретные задачи системы управления, как было сказано выше, различаются в соответствии с рабочим режимом (рисунок 1.1). Когда скорость ветра находится в диапазоне между скоростью включения и номинальной скоростью (режим частичной нагрузки), система управления углом заклинения обычно неактивна. В зоне 2 она используется только в двух случаях: чтобы помочь процессу пуска ВЭУ (двух- и трехлопастные ВЭУ ветровые турбины имеют сравнительно низкий начальный момент), и ограничить скорость вращения за счет управления углом заклинения, так как скорость ветра приближается к номинальному значению. Таким образом, система управления углом атаки лопастей связана, главным образом, с облегчением механических нагрузок на элементы ветровых турбин.

В режиме частичной нагрузки управление генератором является активным и направлено на максимизацию захватываемой энергии ветра и/или на ограничение скорости вращения до номинального значения. Это возможно благодаря постоянному ускорению или замедлению вращения генератора, таким образом, достигается оптимальное значение быстроходности. При номинальной скорости ветра, система управления генератором ограничивает скорость вращения генератора. Таким образом, управление генератором в основном касается оптимизации преобразования энергии ветра. Иногда это означает, что крутящий момент генератора изменяется вместе со скоростью ветра и в некоторых случаях может вызвать дополнительную механическую нагрузку на привод. Следовательно, это необходимо принимать во внимание при оптимизации вырабатываемой энергии.

В настоящее время требуется, чтобы ВЭУ были присоединены к электрическим сетям электроэнергетических систем (ЭЭС) и оказывали им активную поддержку. В случае аварий в системе ВЭУ должны оставаться подключенными и обязаны справиться с внезапными изменениями нагрузки, и даже помочь в регулировании напряжения или частоты системы [6,7,8]. Также необходимо соблюдение строгих стандартов качества электроэнергии (отклонений напряжения, частоты, коэффициента мощности $\text{tg}(\varphi)$, гармоник и т.д.). Решение этих проблем достигается за счет использования преобразователей силовой электроники.

Роль и задачи управления ВЭУ, представленные выше, могут быть резюмированы следующим образом:

- включение ВЭУ при скоростях старта и отключение при предельных скоростях, а также переключение контроллеров, отвечающих конкретным условиям эксплуатации;
- управление аэродинамической мощностью и скоростью вращения при скоростях ветра выше номинальных;
- максимизация, в данном случае электроэнергии, которая может быть извлечена из ветра в зоне частичной загрузки;
- снижение переменных нагрузок до гарантированного уровня устойчивости механических частей во всех режимах работы;
- передача электрической энергии в сеть с заданной величиной мощности для широкого интервала скоростей ветра;
- соблюдение стандартов на качество электрической энергии;
- защита ВЭУ и в то же время активная поддержка сети при нарушениях в ней.

Перечень не является исчерпывающим, из этих целей можно сформулировать и другие, вытекающие из них. ВЭУ с изменяемой скоростью вращения являются нелинейными системами изменчивыми во времени, возбуждаемыми стохастическими входными переменными, что существенно влияет на их надежность и приводит к очень большим изменениям динамического

поведения системы в течение рабочего диапазона. Это одна из причин, по которой способы управления ВЭУ с изменяемой скоростью вращения ротора все еще находятся на этапе поиска технических решений применения в промышленной ветроэнергетике.

Рассмотрим общие принципы управления ВЭУ в режиме частичной загрузки и полной загрузки.

Система контроля должна обеспечивать, в дополнение к максимизации коэффициента мощности c_p , следующие существенные ограничения:

$$P_{\text{от}}(t) \leq P_{\text{max}}. \quad (1.5)$$

Когда ограничение в уравнении (1.5) выполняется, система работает в режиме полной загрузки. Во избежание акустического возмущения (шумовых помех), особенно для крупных ветровых турбин, наиболее часто применяется следующее ограничение:

$$\Omega_1(t) \leq \Omega_{\text{max}}. \quad (1.6)$$

Если ограничение по скорости вращения (Ω) происходит при частичной нагрузке, то оптимизация возможна только для турбин с изменяемым углом заклинения. Третье ограничение заключается в механическом моменте, который развивает турбина:

$$\Gamma_{\text{от}}(t) \leq \Gamma_{\text{max}}. \quad (1.7)$$

Последнее ограничение рассматривается, если ВЭУ работает с частичной нагрузкой, пониженной скоростью вращения и механической мощностью. Если в первую очередь должно быть выполнено ограничение по скорости, то тогда выполнение условия в уравнении (1.5) неявно гарантирует, что условие в уравнении (1.7) выполнено. Из трех ограничений, наиболее важными являются те, которые касаются энергии ветра и низкой скорости вращения вала [9].

1.3.1. Управление ВЭУ в режиме переменной скорости вращения и при постоянном угле заклинения лопасти

Для иллюстрации функций оптимизации в режиме частичной нагрузки, ограничения по мощности в режиме полной нагрузки и ограничения скорости вращения, рассматривается синхронный генератор на постоянных магнитах (СГПМ) с небольшой мощностью и изменяющейся скоростью ротора, структура которого показана на рисунке 1.4. Управление системой осуществляется изменением входного сигнала X в преобразователе DC-DC.

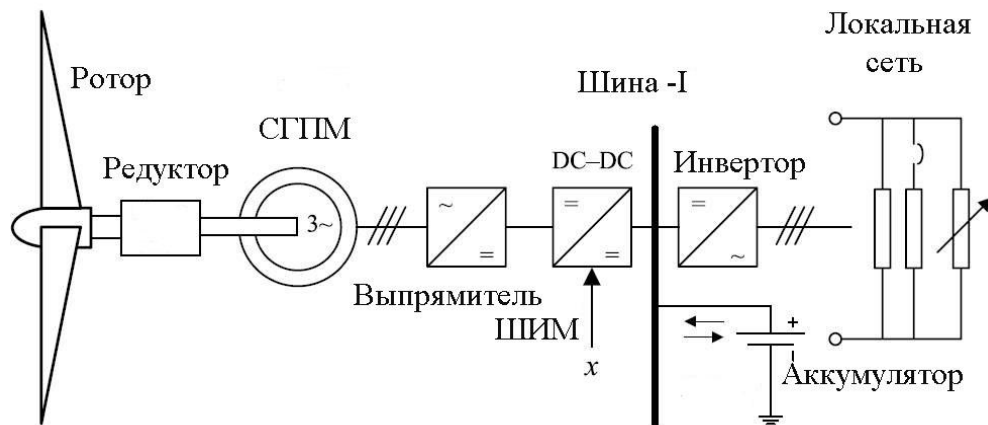


Рисунок 1.4 – Автономная система на базе ВЭУ с СГПМ, работающей в режиме переменной скорости

Совокупность кривых вращающего момента ВЭУ $\Gamma_{\text{от}}(\Omega_1, u_i)$, для $u_i = 5, 7, 9, 11$ м/с, представлена сплошными линиями на рисунке 1.5. Номинальная скорость ветра $u_n = 11$ м/с. На том же рисунке можно отметить характеристику оптимального режима (ХОР, пунктирная линия) и совокупность кривых электромагнитного момента СГПМ, $\Gamma_G(\Omega_1, x)$ (штриховая линия), параметризованные по управляющему входу оптимизационного цикла x . Рабочие точки ВЭУ определяются как точки пересечения между $\Gamma_{\text{от}}(\Omega_1, u_i)$ и $\Gamma_G(\Omega_1, x)$, обведенные кружками (рис.1.5) [9].

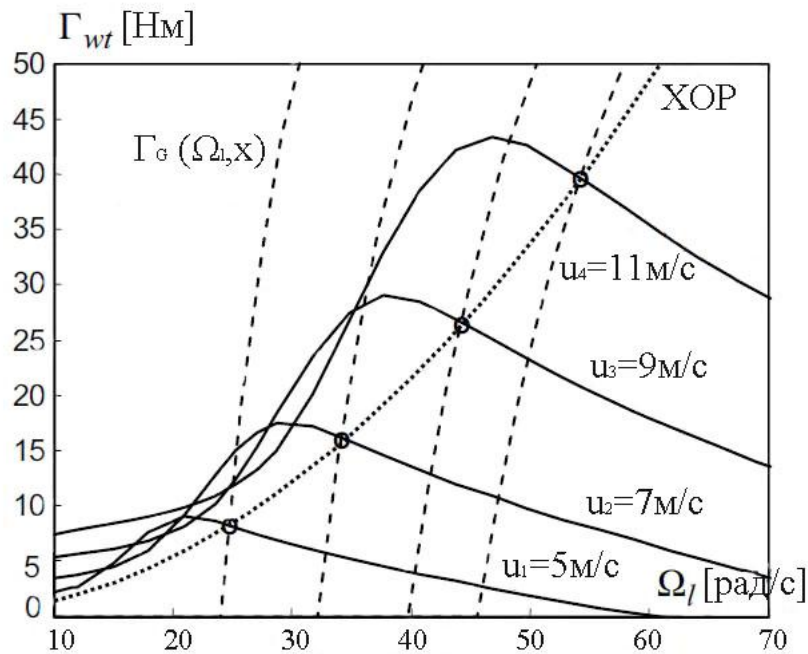


Рисунок 1.5 – Характеристики механического и электромагнитного моментов по отношению к ХОР

Вначале предположим, что выполняется ограничение скорости вращения $\Omega_l(t) \leq \Omega_{\max}$ и, в дополнение к оптимизации в режиме частичной загрузки, введено ограничение только по мощности $P_{\text{от}}(t) \leq P_{\max}$. Так же допускается линейное увеличение скорости ветра от стартовой скорости u_s до номинального значения $u_{\text{ном}}$. В этих условиях выходной сигнал оптимизирующего контроллера двигает вправо характеристику крутящего момента СГПМ, пока она не достигнет предела в режиме частичной загрузки. Если скорость ветра продолжает расти за этим пределом, тогда необходимо изменить алгоритм управления, через оптимизацию ограничения мощности по номинальному значению $P_{\text{ном}}$. Этот новый режим ограничения мощности достигается переводом турбины в режим снижения коэффициента мощности, c_p [9].

Для большинства генераторов без дополнительного управления зависимость момента на валу от угловой скорости близка к линейной, в то же время, как видно из рисунка 1.5, для оптимального согласования генератора с ветроколесом она должна быть квадратичной. Это значит, что без дополнительной системы управления генератором нельзя будет получить полный съем мощности с ветроколеса в рабочем диапазоне скоростей ветра.

Преобразование механической энергии ротора ветроэнергетической установки, вращающегося с переменной скоростью, в электрическую энергию с постоянной частотой сети выполняется в виде вариантов с преобразователями частот:

- синхронный генератор с полным преобразованием частоты;
- асинхронный генератор с преобразованием частоты в фазном роторе [10].

Режим ограничения мощности путем управления снижением скорости.

В этом случае алгоритм управления работает так, что рабочая точка перемещается правее ХОР, что соответствует режиму сброса скорости. Когда скорость ветра линейно увеличивается от стартового значения u_s к значению, которое превышает номинальное значение $u_{ном}$, тогда рабочая точка описывает траекторию на графике $\Omega_1 - \Gamma_{от}$, как показано на рисунке 1.6 (жирная линия). Зона 1 по этой траектории соответствует началу динамического режима; в зоне 2, между точками А и В, контроллер без оптимизации мощности работает в соответствии с уравнением (1.8), таким образом удерживая рабочую точку на ХОР:

$$P_{wt\ opt} = P_{ref} = K \cdot \Omega_{l\ opt}^3, \quad (1.8)$$

где

$$K = \frac{1}{2} \cdot \frac{c_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3} \cdot \rho \pi R^5. \quad (1.9)$$

В зоне 3 (рисунок 1.6), между В, С и D мощность поддерживается на постоянном уровне, на её номинальном значении, путем ограничения мощности генератора или аэродинамической мощности.

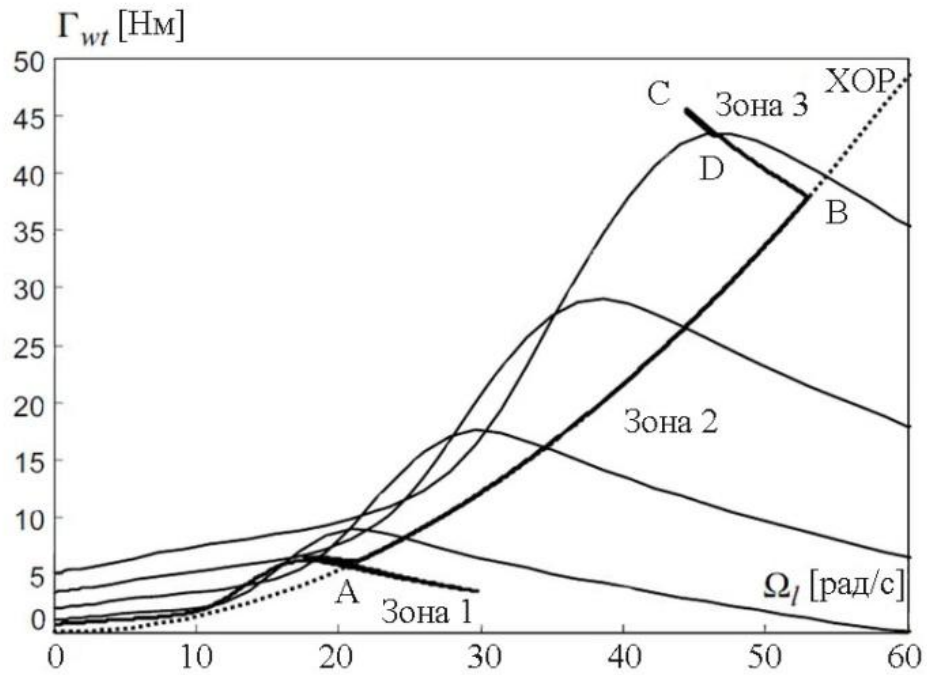


Рисунок 1.6 – Зоны работы ВЭУ, когда скорость ветра перекрывает весь диапазон, загоня систему управления в зону сброса скорости

Вращающий момент турбины и скорость вращения тихоходного вала изменяются, как это показано на рисунке 1.7 и эти изменения объясняют, каким образом рабочая точка движется по траектории В-С-Д на рисунке 1.6.

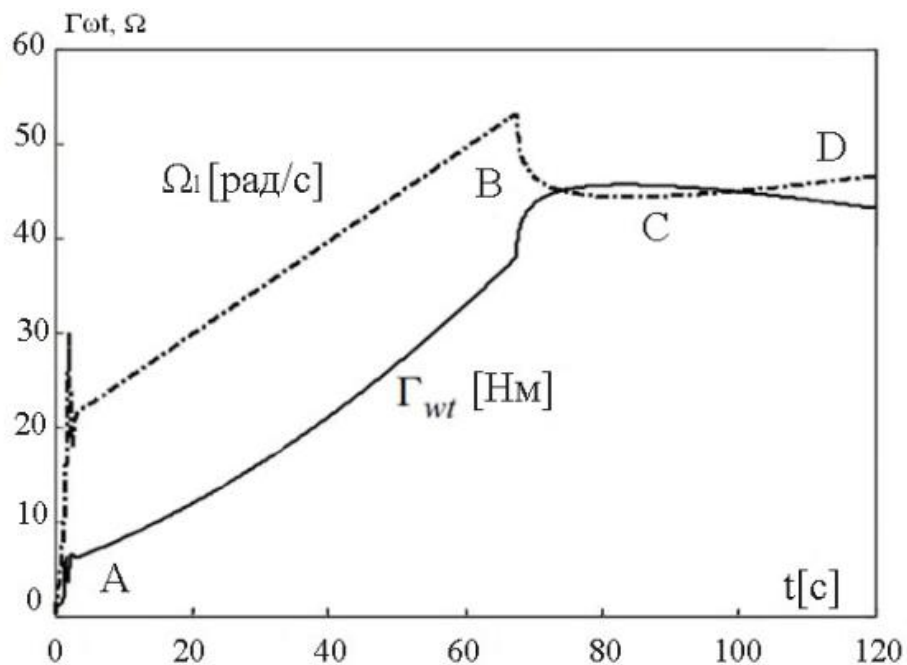


Рисунок 1.7 – Изменение крутящего момента турбины и частоты вращения низкоскоростного вала ВЭУ

Важным свойством ограничения мощности при управлении сбросом скорости является то, что если ограничение $\Omega_1(t) \leq \Omega_{\max}$ не выполняется в зоне 2, тогда практически этого не нужно будет и в зоне 3. Однако если скорость ветра продолжает увеличиваться, то возрастает скорость вращения тихоходного вала. Она может возрасти по траектории В-С-D до предела, который достигается в точке В и далее, так что допустимый предел может быть превышен. Но в точке В вступает в действие режим ограничения мощности через сброс скорости тихоходного вала и она снижается.

Рассмотрим случай, когда ограничение $\Omega_1(t) \leq \Omega_{\max}$ выполняется в зоне 2. На рисунке 1. 8а, б показано, как рабочая точка движется по траектории $\Omega_1 - \Gamma_{\text{от}}$ и $u - \Omega_1$ соответственно. Сегмент от старта к точке А соответствует началу режима, на промежутке А-В турбина работает на ХОР, между В и С ВЭУ работает с частичной нагрузкой с ограничением скорости вращения $\Omega_1(t) = \Omega_{\max}$ и, наконец, сегмент С-D-E соответствует ограничению по мощности - на этом промежутке изменение скорости вращения и вращающего момента ветроколеса совпадает с промежутком В-С-D, приведенном на рисунке 1.7. Изменение коэффициента мощности и быстроходности по траектории А-В-С-D-E представлено на рисунке 1.9 [9].

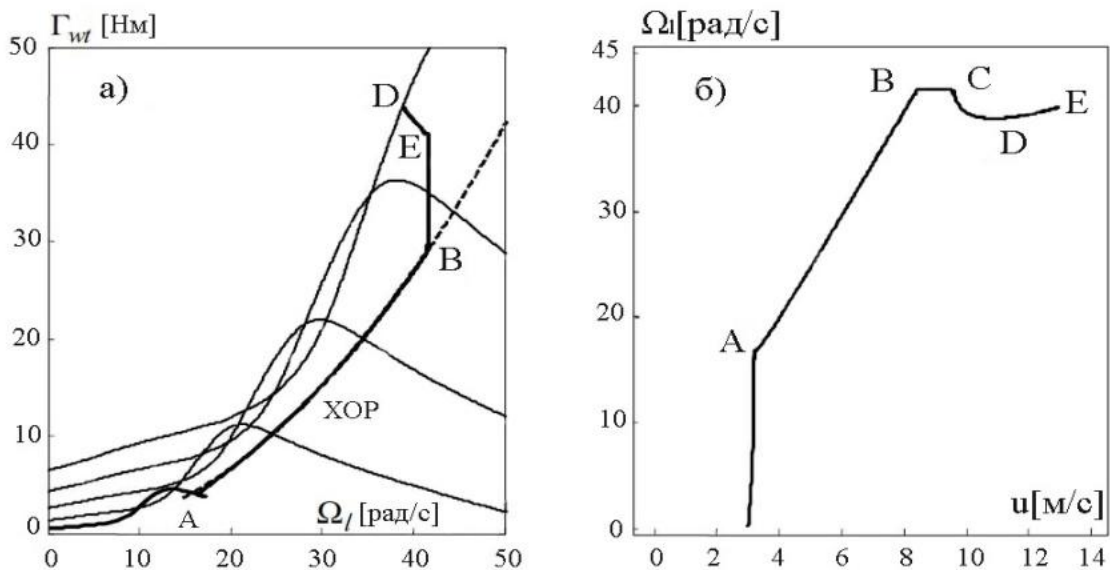


Рисунок 1.8 – Переход от режима максимизации энергии к режиму ограничения мощности: а) на графике $\Omega_1 - \Gamma_{\text{от}}$, б) на графике $u - \Omega_1$

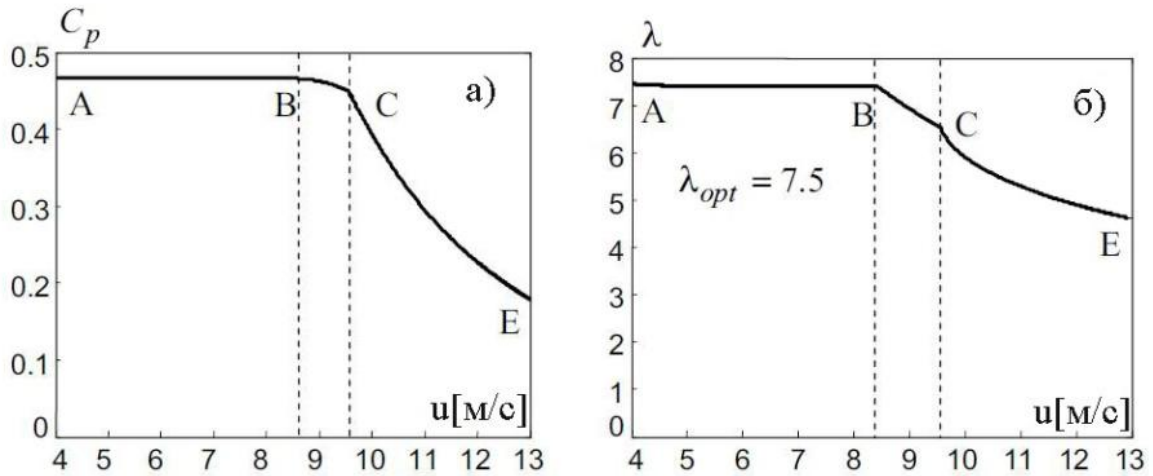


Рисунок 1.9 – Изменение коэффициента мощности (а) и быстроходности (б) при различной скорости ветра

Режим ограничения мощности посредством управления флюгерным положением лопастей (управление микровыступами). В этом случае осуществляется регулирование мощности в соответствии с уравнением $P_{wt}(t) \leq P_{ном}$ и ВЭУ набирает только номинальную мощность $P_{ном}$. Работа системы в режиме ограничения мощности представлена на рисунках 1.10-1.11.

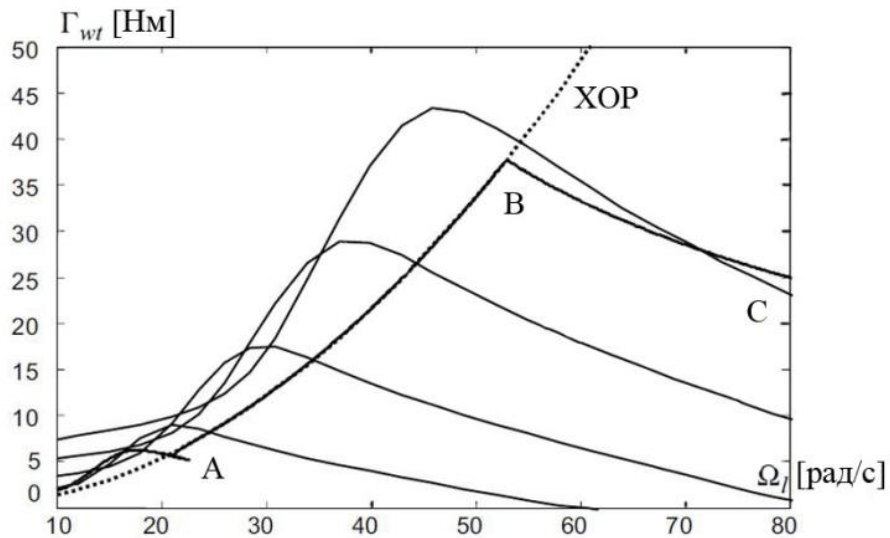


Рисунок 1.10 – Зоны работы ВЭУ для всего диапазона операций, включая флюгерный режим (управление микровыступами)

Сравнивая эти графики с теми, которые представляют режим управления снижением скорости вращения (рисунки 1.6-1.7, соответственно), можно отметить

следующие важные различия: характеристика момента вращения генератора, $\Gamma_G(\Omega_h, x)$, движется в том же направлении, а рабочая точка движется по траектории В – С на рисунке 1.10.

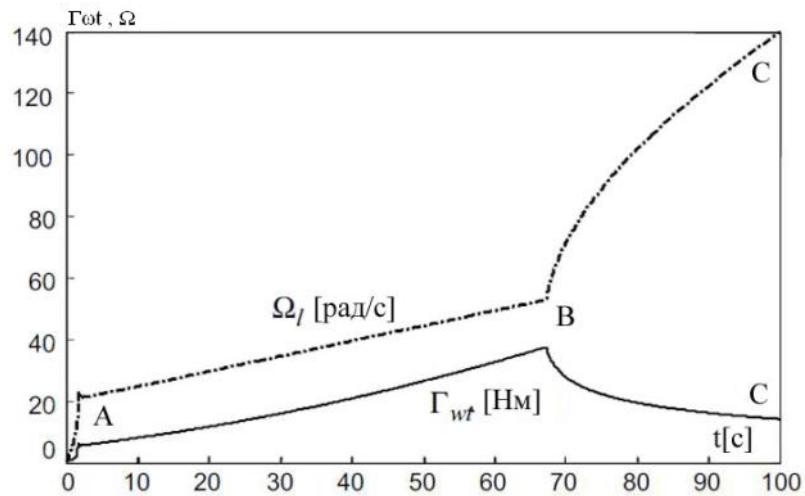


Рисунок 1.11 – Изменения вращающего момента турбины и частоты вращения низкоскоростного вала ВЭУ

Коэффициент мощности в случае управления микровыступами уменьшается не так резко, как при управлении снижением скорости, поэтому горизонтальное смещение рабочей точки на графике $\lambda - C_p$ более важно (траектория А – В – С на рисунке 1.11.). Частота вращения тихоходной оси в этом случае существенно увеличивается.

Управление флюгерным положением лопастей с помощью микровыступов не позволяет достигнуть номинальной скорости вращения при частичной нагрузке. Даже если такое ограничение не будет введено в этом режиме, тогда ограничение $P_{\text{от}}(t) \leq P_{\text{max}}$ реализуется увеличением скорости вращения за допустимый предел. Поэтому управление сбросом скорости вращения - это единственное осуществимое решение для соблюдения обоих ограничений: по скорости вращения и ограничению мощности в случае переменной скорости вращения ротора и фиксированном угле заклинения ВЭУ[9].

1.3.2. Управление ВЭУ в режиме переменного угла атаки лопастей

Управление ВЭУ с постоянной скоростью вращения ветроколеса. Как показано выше, основные функции управления - это оптимизация мощности в зоне 2 и ограничение мощности в зоне 3, последнее достигается снижением скорости, либо управлением углом заклинения и микровыступами. На рисунке 1.12 качественно представлена зависимость угла заклинения β от скорости ветра u , когда система работает с номинальной мощностью $P=P_{\text{ном}}$ [5]. Точка P соответствует переходу от режима частичной к полной загрузке, соответственно от оптимизации к ограничению мощности.

Значения угла заклинения обычно отрицательны при управлении изменением скорости и мощность регулируется незначительными приращениями. С другой стороны, при управлении угол β может значительно изменяться при флюгерном положении лопастей, например, от 25 до 35 градусов.



Рисунок 1.12 – Разграничение между управлением углом заклинения и снижением скорости

На рисунке 1.13 представлена совокупность кривых $c_p(\beta)$ ВЭУ, зависящих от скорости ветра, а оптимальный входной параметр $\beta(u)$ представлен на рисунке 1.14. Закон изменения угла заклинения для всего рабочего диапазона $\beta(u)$, а также соответствующие изменения коэффициента мощности представлены на рисунке 1.15.

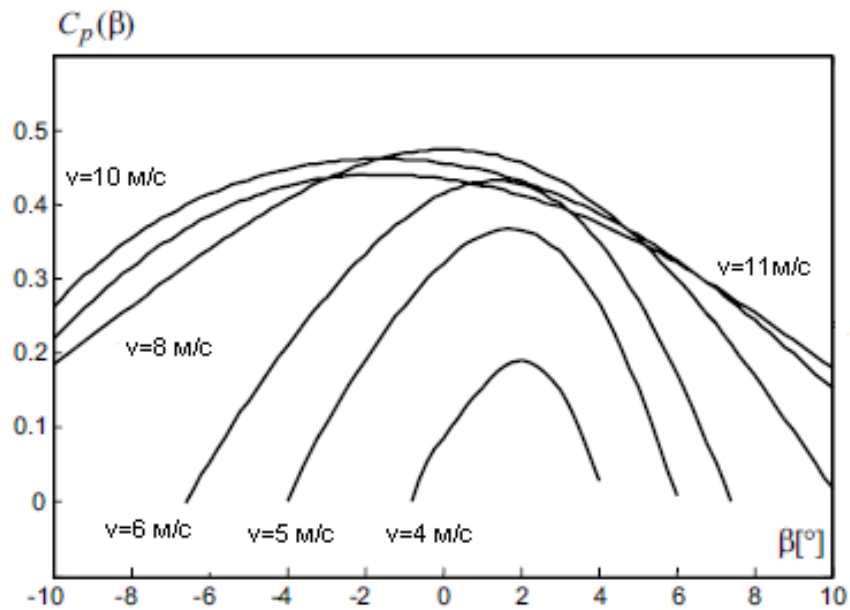


Рисунок 1.13 – Семейство кривых $c_p(\beta)$, в зависимости от скорости ветра

В настоящее время управление углом заклинения и микровыступами на ВЭУ большой мощности используется ограничено, так как колебания лопастей при больших значениях угла атаки затухают медленно. Таким образом, этот вид управления наиболее предпочтителен для ограничения мощности в режиме полной загрузки.

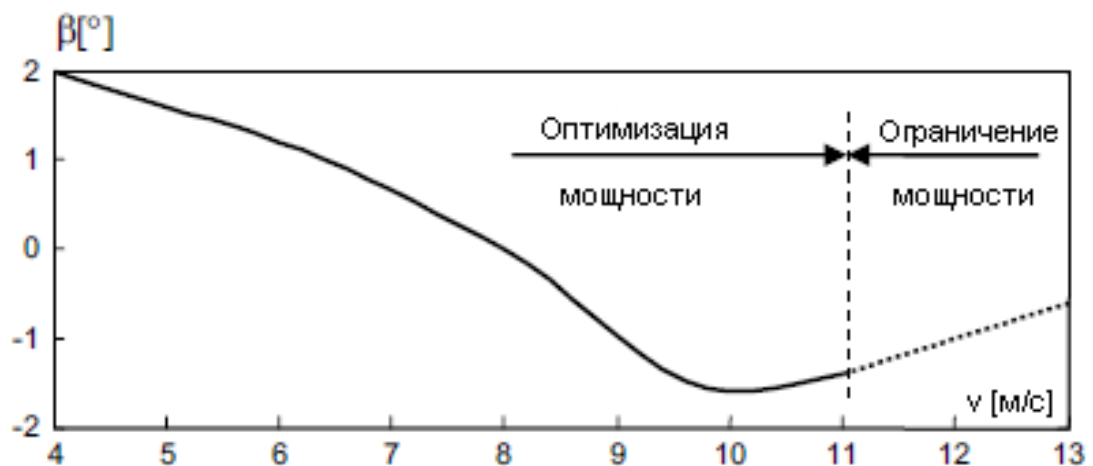


Рисунок 1.14 – Оптимальные углы заклинения в зависимости от скорости ветра

Регулирование мощности обычно осуществляется с помощью классических ПИ - контроллеров, которые обеспечивают требуемые значения для приводов лопастей. Ограничение значения угла заклинения, и его градиента, обеспечивается сервомотором.

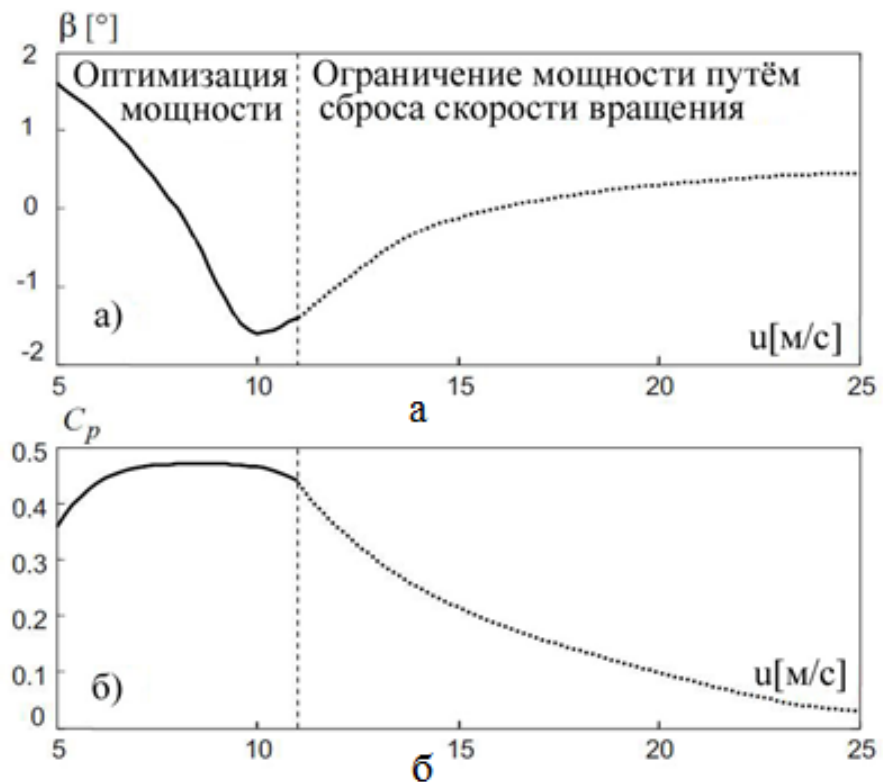


Рисунок 1.15 – Правило управления углом заклинения для всего действующего диапазона скорости ветра (а) и связанное с этим изменение коэффициента мощности (б)

С учетом ограничений, налагаемых на привод, а также нелинейных аэродинамических характеристик лопастей, ПИ - контроллер мощности имеет два вида процедур управления:

- механизм антискручивания, который деактивирует интегральную составляющую в законе управления, когда угол заклинения и/или его градиент начинает ограничиваться [8];
- Процедура усиления планирования, с помощью которой параметры контроллера настраиваются так, что изменения аэродинамических характеристик лопастей, вызванные изменением угла заклинения, не влияют на качество регулирования.

Во втором случае пропорциональная составляющая правила управления, K_p , основана на вычислительном анализе чувствительности мощности по отношению к β . Таким образом, чувствительность угла заклинения системы вычисляется как [11]:

$$S_{\beta}(\lambda, \beta) = \frac{dP_{wt}}{d\beta} = \frac{1}{2} \cdot \rho \pi R^2 v^3 \frac{dc_p(\lambda, \beta)}{d\beta}, \quad (1.10)$$

Для того чтобы сохранить свойства системы контроля и управления, коэффициент усиления разомкнутой цепи выражается как:

$$K_{olc} = K_p \cdot \frac{dP_{wt}}{d\beta}, \quad (1.11)$$

и должен оставаться постоянным.

В случае постоянной мощности, чувствительность S_{β} увеличивается до тех пор, пока увеличивается скорость ветра. Когда скорость ветра постоянна, чувствительность уменьшается до тех пор, пока увеличивается мощность [8]. Очевидно, когда S_{β} увеличивается, коэффициент усиления K_p должен уменьшаться.

Управление ВЭУ в режиме переменной скорости вращения ветроколеса.

Широко распространен вариант оптимизации мощности в режиме переменной скорости вращения турбины. Режимы работы ВЭУ с учётом скорости вращения ветроколеса и ограничения мощности, изображены на рисунке 1.16 [9]. Эти режимы можно представить следующим образом:

1. Управление при постоянной скорости, а именно при минимальном действующем значении, Ω_{min} , соответствует сектору А – В на рисунке 1.16. Управление быстроходностью $\lambda(u) = \Omega_{min} \cdot R / u$ и оптимизация мощности реализованы путём управления углом заклинения.

2. Управление в режимах переменной скорости вращения и фиксированного угла заклинения происходит тогда, когда рабочая точка перемещается по ХОР, и это соответствует траектории В-С.

3. Ограничение скорости вращения, а именно, поддержание её номинального значения Ω_n представлено траекторией С-Д на рисунке 1.16. В этой области оптимизация мощности достигается с помощью тех же процедур, что и при постоянной скорости вращения ротора.

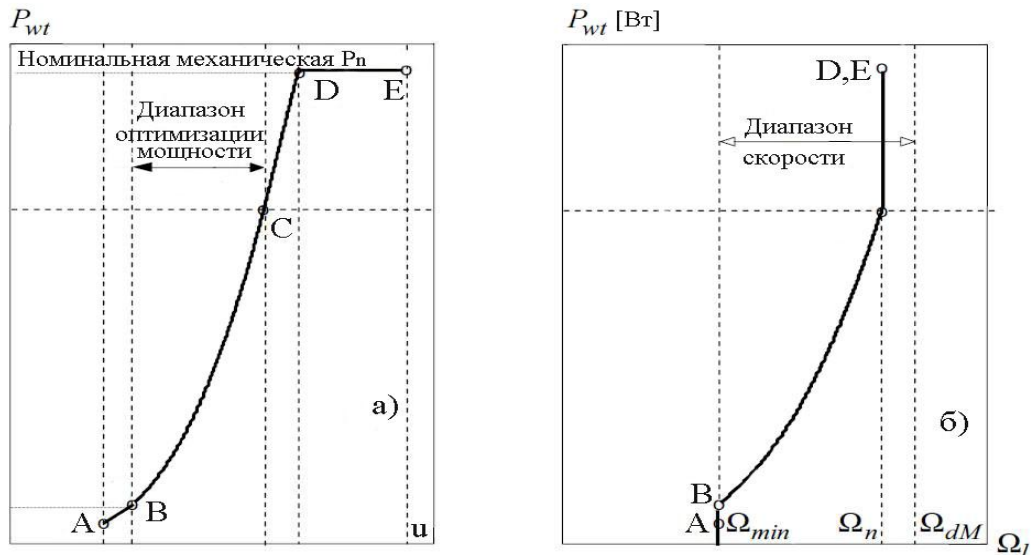


Рисунок 1.16 – Управление в режиме переменной скорости и переменного угла заклинения ВЭУ: а - зависимость механической мощности от скорости ветра; б - зависимость электрической мощности от частоты вращения оси

4. Отрезок D-E на рисунке 1.16,а отображает ограничение мощности на уровне номинального значения. На графике $\Omega_1 - P_{от}$ (рисунок 1.16,б), рабочая точка остается на той же позиции. Ограничение мощности происходит по углу заклинения. В динамическом режиме скорость вращения ротора асинхронного генератора двойного питания (АГДП) может выходить за рамки своего номинального значения, пока не достигнет максимально допустимого предела, Ω_{dM} . Существование отличной от нуля ошибки динамической скорости имеет положительный эффект: она снижает динамические изменения крутящего момента при порывах ветра. Таким образом, изменение скорости АГДП ограничено диапазоном $\Omega_{min} \div \Omega_{dM}$.

В [5] представлены операции по управлению крутящим моментом генератора при ненормальной мощности и углом заклинения для ограничения мощности (на примере ВЭУ с переменной скоростью вращения ротора и переменным углом заклинения). На рисунке 1.17 показана траектория А–В–С–D–Е, иллюстрирующая операции на графике $\Omega_n - \Gamma_G$. На отрезке В–С управление моментом обеспечивает работу по ХОР, как и в ранее рассмотренном материале. Но на отрезках А–В и С–D скорость вращения уже непостоянна и ее изменения приводят к значительным колебаниям крутящего момента. На отрезке D–E

система управления имеет постоянную характеристику, равную номинальному крутящему моменту. Когда скорость ветра возрастает, крутящий момент регулируется увеличением скорости до номинальной $\Omega_{\text{ном}}$. Если скорость ветра продолжает увеличиваться, скорость вращения стремится превысить номинальное значение, то система переходит в режим ограничения мощности с помощью управления углом заклинения. Таким образом, скорость вращения поддерживается на номинальном значении. В этом случае рабочая точка на графике $\Omega_h - \Gamma_G$ остается в точке Е. В остальной части траектории А–В–С–D–Е система управления контролирует крутящий момент генератора Γ_G . На отрезке В–С управление крутящим моментом должно обеспечить работу на ХОР. Принимая во внимание выражения (1.8) и (1.9) и отношения $\Omega_h = i * \Omega_1$, $P_{wt} = \Gamma_{wt} * \Omega_1$, получим оптимальный крутящий момент:

$$\Gamma_{Gopt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{c_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3 \cdot i^3} \cdot \rho \pi R^5 \cdot \Omega_h^2, \quad (1.12)$$

Если учесть потери, обусловленные трением в подшипниках, как составляющую в моменте вращения Γ_f , то можно считать, что характеристика момента вращения определяется как:

$$\Gamma_{Gref} = K_G \cdot \Omega_h^2 - \Gamma_f, \quad (1.13)$$

$$K_G = \frac{1}{2} \cdot \frac{c_p(\lambda_{opt})}{\lambda_{opt}^3 \cdot i^3} \cdot \rho \pi R^5.$$

Так как координаты точек А, В, С и D на плоскости $\Omega_h - \Gamma_G$ известны, то крутящий момент может быть определен в зависимости от скорости вращения ротора генератора вдоль всей траектории А–В–С–D–Е.

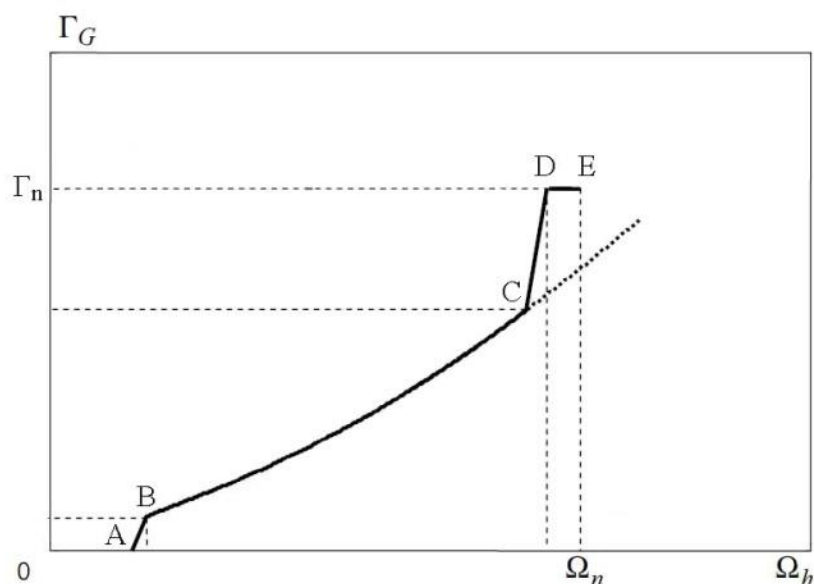


Рисунок 1.17 – Управление в режиме переменной скорости и переменного угла заклинения ВЭУ: зависимость момента на валу ротора генератора от частоты вращения

1.3.3. Управление ВЭУ в режиме переменной длины лопастей и постоянной скорости вращения ветроколеса

В современных конструкциях ветровых турбин используются лопасти фиксированной длины. С целью увеличения количества захватываемой энергии и снижения системных нагрузок, как указано выше, применяются такие методы, как изменение угла поворота лопасти, изменение скорости, использование гибких лопастей. Одним из способов увеличения полезной энергии турбины является идея переменной длины лопасти (рисунок 1.18) [12]. Проведенные расчеты показали, что за счет изменения длины лопасти поток энергии увеличивается на 30% и такие лопасти эффективно применять при низких скоростях ветра в зоне 2.

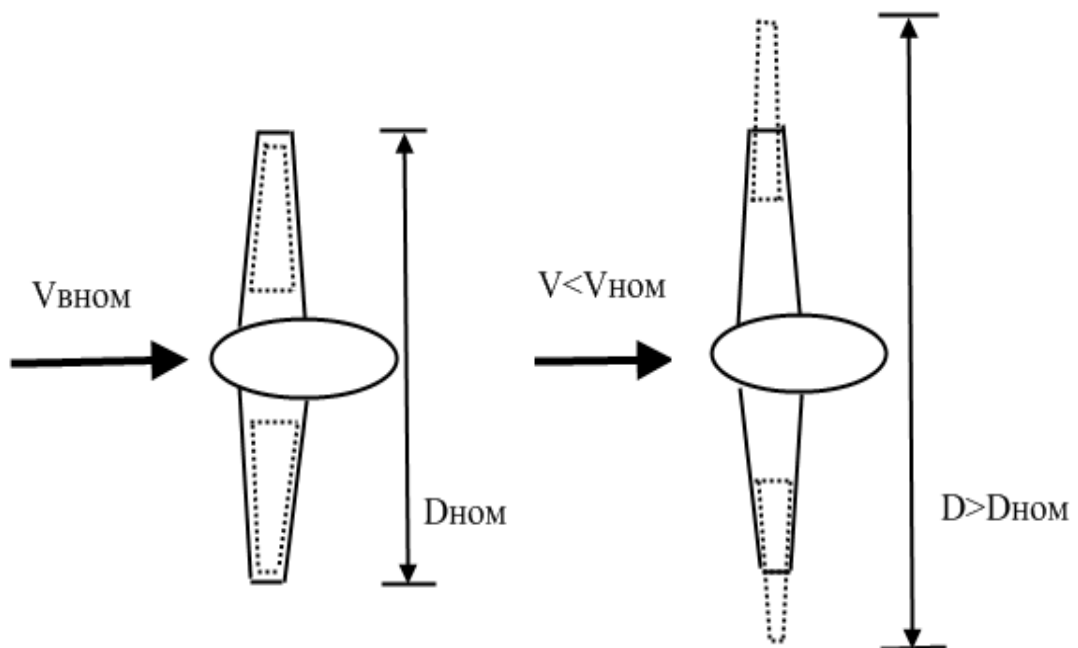


Рисунок 1.18 – Принцип действия раздвижных лопастей

Основываясь на идее раздвижных лопастей, мы предлагаем способ увеличения выработки мощности ВЭУ в зоне 2 для машин с постоянной скоростью вращения. Коэффициент λ варьируется при изменении всех трех величин, от которых он зависит (скорость ветра, угловая скорость вращения турбины и радиус лопасти). Скорость ветра изменяется постоянно и, чтобы поддерживать постоянное значение коэффициента λ , нужно либо изменять скорость вращения ротора, либо изменять радиус лопасти. Первый способ в случае турбины с постоянной скоростью вращения неприменим.

На рисунке 1.19 показано, как изменяется ХОР при изменении длины лопасти (ХОР1 – до регулирования, ХОР2 – после регулирования, соответственно) [13].

Таким образом, используя этот метод при скоростях ветра ниже номинальных, можно поддерживать постоянное значение λ , а значит и c_p , получая тем самым желаемую выработку энергии ВЭУ.

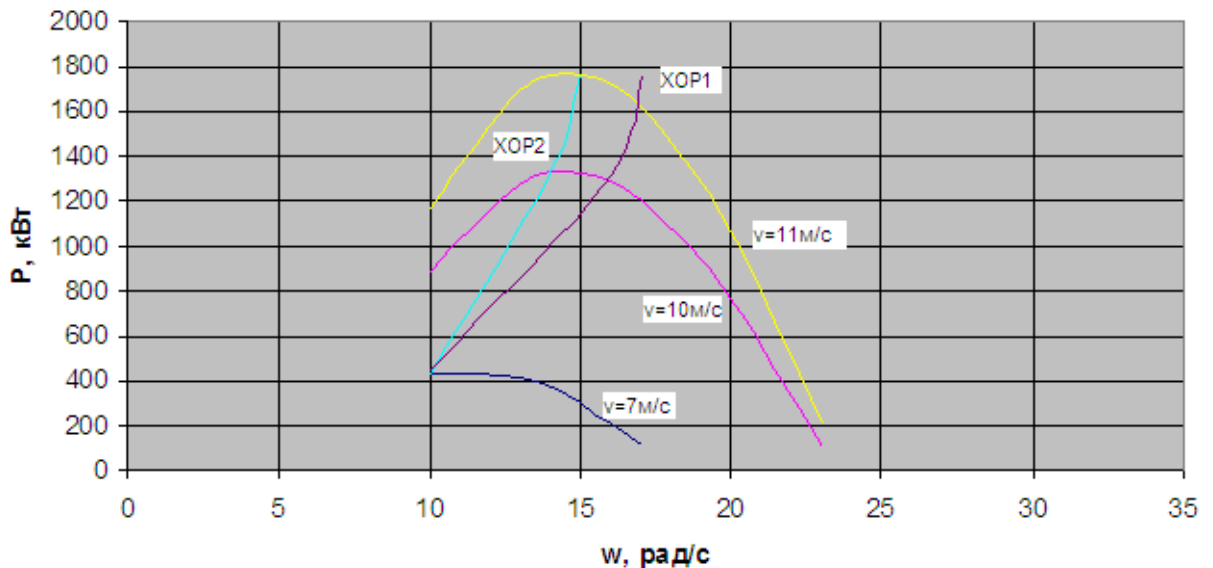


Рисунок 1.19 – Изменение ХОР при изменении длины лопасти ВК

При поддержании постоянного c_p может возникнуть проблема выработки избыточной мощности, которую необходимо сбрасывать, либо уменьшать радиус ветроколеса. Реализовать сам процесс выдвижения и возвращения длины лопастей к исходному состоянию, при достижении скорости ветра номинального значения, удалось с помощью нечеткого контроллера.

1.4. Оптимальное управление по комбинированному критерию: энергетическая эффективность – усталостные нагрузки

Проблема оптимального управления, связанного с системой преобразования ветровой энергии состоит в оптимизации преобразования энергии, а именно в максимизации захватываемой энергии ветра. Это равносильно режиму турбины, когда оптимальному значению быстроходности λ_{opt} соответствует максимальная величина C_p , как изображено на рисунках 1.20,а и 1.21 [9].

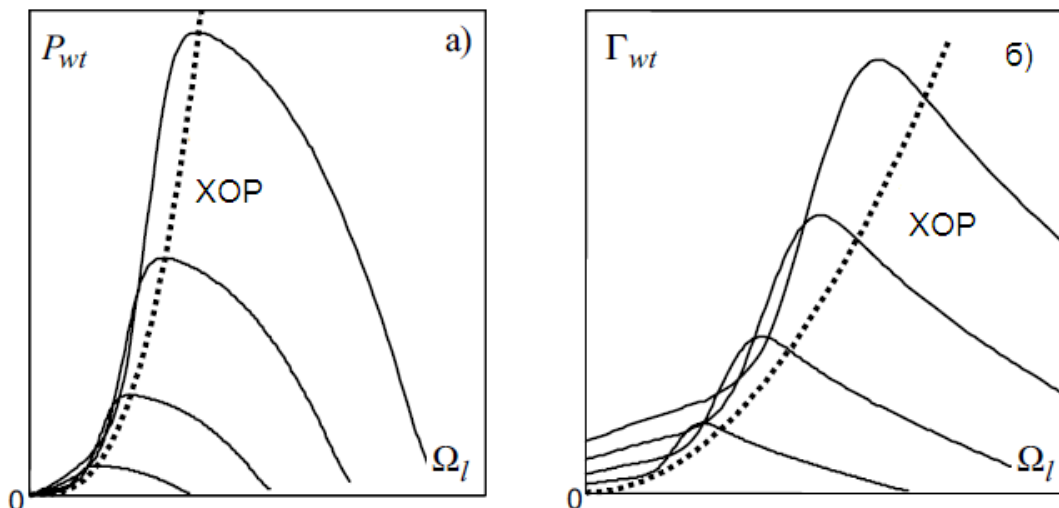


Рисунок 1.20 – XOP: а) в осях $\Omega_l - P_{wt}$; б) в осях $\Omega_l - \Gamma_{wt}$

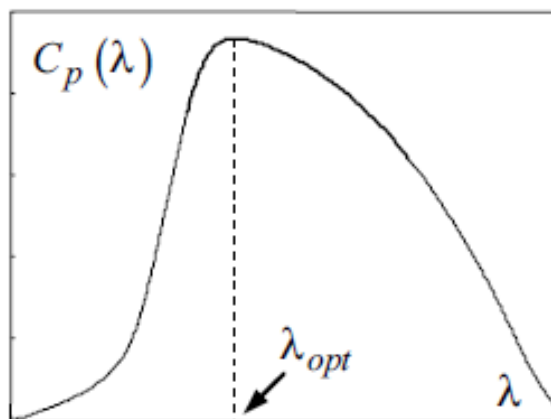


Рисунок 1.21 – Унимодальный график коэффициента мощности, показывающий аэродинамическую эффективность

Если λ_{opt} задаётся производителем ветровой турбины, тогда оптимальное управление может быть осуществлено отслеживанием желаемого значения скорости низкоскоростной оси ВЭУ, $\Omega_l^{ref} = u \cdot \lambda_{opt} / R$. Но в большинстве случаев значение λ_{opt} не известно и методы “точки максимальной мощности” (ТММ), которые будут обоснованы далее, имеют преимущество перед другими. Они основываются на включении - отключении контроллера, использующего минимальную информацию от датчиков ВЭУ. С другой стороны, рабочая точка в значительной степени колеблется около максимума захвата энергии ветра, что вредит качеству электрической энергии и механической надежности ВЭУ.

Вышеупомянутые методы имеют единственную цель - максимизация захвата энергии ветра и игнорируют возможные отрицательные моменты, относящиеся к

надежности ВЭУ и обусловленные возникновением больших механических усилий при реализации управляющих воздействий. В [9, 14, 15] установлено, что сохранение λ_{opt} в условиях турбулентности ветра возможно только при применении генератора, который выдерживает большие изменения вращающего момента. Поэтому, дополнительные механические нагрузки на привод зубчатой передачи редуктора, обусловленные большим размахом изменения момента, могут быть снижены путём минимизации изменений момента вращения генератора $\Delta\Gamma_G(t)$, используемых в качестве управляющего входного параметра. В этом случае комбинированный критерий оптимизации будет иметь следующий вид:

$$I = E \left\{ \alpha \cdot [\lambda(t) - \lambda_{opt}]^2 + E[\Delta\Gamma_G(t)] \right\} \rightarrow \min, \quad (1.14)$$

где $E\{\cdot\}$ символ статического осреднения. Первое слагаемое поясняет эффективность максимизации энергии, тогда как второе слагаемое выражает минимизацию изменений момента вращения. Компромисс между двумя условиями регулируется методом взвешенного коэффициента α . Решением, связанным с зависимостью параметров линеаризованной динамической системы от средней скорости ветра, является адаптивная структура планирования усиления, имеющая так называемого наблюдателя за восстановлением состояния, который использует скорость частоты вращения высокоскоростной оси, Ω_h , в качестве измеряемого выходного сигнала. Использование этой идеи помогло построить структуру адаптивного управления, показанную на рисунке 1.22, которая позволяет сформулировать различные цели управления в зависимости от положения рабочей точки в данный момент времени [15].

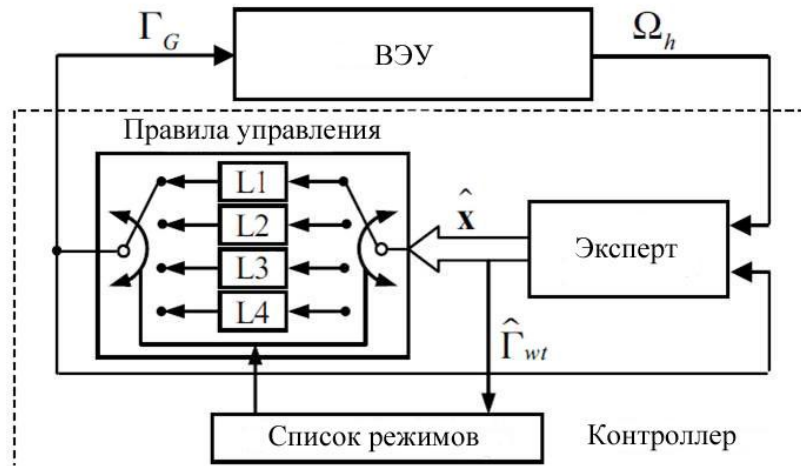


Рисунок 1.22 – Структура адаптивного управления

Помимо своей сложности эта адаптивная структура имеет недостаток в необходимости очень точного знания параметров ротора турбины. Например, для вычисления параметра момента вращения $\gamma(t)$ необходимо для каждой рабочей точки знать зависимость коэффициента мощности $C_p(\lambda)$, которая редко приводится в данных о ВЭУ.

В соответствии с рисунком 1.22, контроллер может принять какое – то решение, основываясь на классическом списке режимов, которые могут быть несовершенно формализованы. Варианты алгоритмов могут изменяться от простого переключения между объединёнными контроллерами до вполне сложных интерполяционных стратегий с разными рабочими точками [16].

В [17] критерий энергонадёжности минимизирован на основе заданной стохастической информации для нормального рабочего режима, целью было – исключить адаптивную структуру и уменьшить требуемую информацию обратной связи. Таким образом, выражением (1.14) представлена оптимизация критерия оптимальной структурой управления без использования структуры адаптации. Этот метод назван принципом разделения частот, в котором скорость ветра представляется в виде двух составляющих низкочастотной и высокочастотной, в соответствии с моделью скорости ветра Van der Hoven [18]. Два компонента – низкочастотный и турбулентный – возбуждают динамическую структуру ВЭУ вибрациями в двух различных спектральных диапазонах.

$$v(t) = v_s(t) + v_t(t),$$

Предложенная структура управления сформирована двумя циклами, оперирующими низкочастотным и турбулентным компонентом. Такая структура уменьшает чувствительность системы при условии установившегося режима ВЭУ.

Облегчение механических нагрузок является проблемой на всем рабочем диапазоне ВЭУ (для случая переменной/постоянной скорости вращения и постоянного/переменного угла заклинения). Оптимальный контроллер устанавливает такое изменение угла заклинения $\Delta\beta$, такой чтобы минимизировать классический коэффициент производительности, который имеет следующий вид:

$$I = E\{x^T Q x + \alpha(\Delta\beta)^2\}, \quad (1.15)$$

где параметр α весовой коэффициент регулируемых усилий. Метод многокритериального управления ВЭУ работает при полной нагрузке, учитывая динамические усилия на башню, и это позволяет достигать одновременного выполнения условий по ограничению мощности и смягчения механических нагрузок [19].

1.5. Методы оптимального управления ВЭУ по критерию энергетической эффективности

Оптимальное преобразование энергии ветра подразумевает извлечение максимальной мощности, доступной в потоке ветра, независимо от скорости ветра, при нахождении рабочей точки ВЭУ в частично-загруженной зоне 2. Поскольку ветротурбины с переменным углом заклинения работают с фиксированным значением β в зоне 2, то энергетическая оптимизация предполагает обеспечение оптимальной величины быстроходности λ_{opt} для переменного и фиксированного β . Это означает отслеживание оптимальной скорости вращения вала (Ω_{opt}), так как ВЭУ работает в режиме переменной скорости вращения. Рассмотрим случай с фиксированным углом заклинения.

Из-за инерции турбины изменения скорости ветра не могут быть отслежены достаточно точно. Поэтому, необходима оптимизация динамических режимов. Далее будут рассмотрены самые важные методы оптимального управления, разделённые на два класса по типу используемой модели.

На сегодняшний день существуют различные методы управления, с использованием контроллеров для ВЭУ, работающих с переменной скоростью вращения и различными типами генераторов (в том числе синхронные генераторы на постоянных магнитах, многополюсные синхронные генераторы, асинхронные генераторы с фазным ротором и т.д.). Это множество подходов управления появилось из-за неустойчивой природы ветра и сокращения срока службы элементов ветроустановок из-за механических напряжений, нелинейного поведения систем преобразования энергии ветра, плохой надежности некоторой измерительной информации, а также наличия неизвестных параметров и особенностей ВЭУ [20].

В основном методы, которые используются в области управления ВЭУ, меняются в зависимости от известных моделей и параметров, измеряемых переменных, используемых способов управления и версии используемой модели ВЭУ [21].

1.5.1. Методы оптимального управления с использованием нелинейной модели

Отслеживание точки максимальной мощности (ОТММ). Цель ОТММ состоит в эксплуатации ВЭУ в условиях максимального захвата мощности (в безопасных пределах), используя информацию из статической характеристики мощности и минимума информации из системы. Характеристика мощности ротора турбины неизвестна, но общие характеристики ветроустановок (такие, как номинальная мощность, номинальная частота вращения, общая инерция вала и т.д.) считаются известными. Частота вращения высокоскоростного вала и

активная мощность генератора P , являются единственными доступными измеряемыми параметрами от системы.

По существу подход основан на вычислении мощности и градиента скорости вращения, используя метод поиска экстремума. Эта информация используется, чтобы определить знак $dP/d\Omega_h$, соответствующий положению статистической рабочей точки (РТ) на графике мощности, относительно максимума этой кривой (ноль соответствует максимуму мощности). Система управления изменением скорости для такого случая, представлена на рисунке 1.23,а.

Логика управления включением-выключением на основе ХОР, направленная на поддержание малых значений $dP/d\Omega_h$, обновляет скорость управляющего векторного блока генератора с постоянными отклонениями $\pm\Delta\Omega_h$ [20,22,23]. Так как отклонение РТ от оптимальной рабочей точки (ОРТ), довольно велико при турбулентном ветре, то можно использовать модификации этого метода, использующие оценку скорости ветра или адаптивное управление, в зависимости от близости РТ к ОРТ и ее отклонениях.

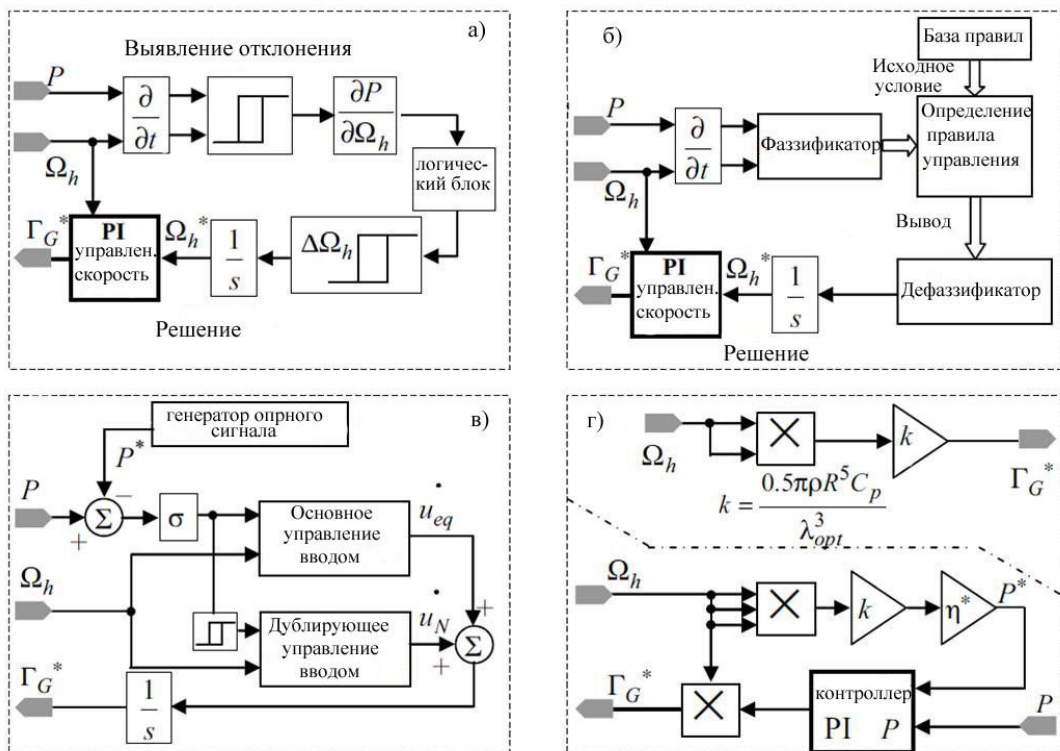


Рисунок 1.23 – Нелинейные подходы управления WECS: а) ОТММ, б) нечеткие, в) МСУ, г)ОРТ контроллеры

Даже при условии его надежности при неопределенности параметров ВЭУ и без необходимости дополнительной информации, этот метод имеет главный недостаток - использование оценок градиента некоторых переменных в динамических условиях.

Управление на основе нечеткой логики. Цель управления в этом случае также направлена на максимизацию энергии, извлекаемой из ветра (при тех же самых условиях моделирования), а закон управления (оценка предпосылок в соответствии с правилами управления) является расширением метода ОТММ в том смысле, что база правил расширяет логику ОТММ-управления. База правил основывается на том, чтобы держать рабочую точку возле оптимального значения (при малом значении $dP/d\Omega_h$). Значение $\Delta\Omega_h$ изменяется для определенной скорости ветра и зависит от расстояния между оптимальной и текущей рабочей точки и от скорости изменения последней [25-27]. Таким образом, при установившемся режиме имеют место малые изменения РТ возле ОРТ. Динамическая устойчивость также улучшается; нечеткий контроллер более гибок, чем ОТММ. Самый важный недостаток этого метода - зависимость от ситуации (особенности ветра, типа турбины, и т.д.), требующей достаточно полных априорных знаний. Соответствующая система управления скоростью вращения, используемая в этом случае, показана на рисунке 1.23,б.

Метод скользящего управления (МСУ). Скользящий способ или переменная структура управления (МСУ/ПСУ) является робастным методом управления, подходящим для нелинейных систем; контроллер – система переменной структуры, которая переключается с высокой частотой между несколькими законами управления. Главной задачей синтеза робастных систем управления является поиск закона управления, который сохранял бы выходные переменные системы и сигналы ошибки в заданных допустимых пределах, несмотря на наличие неопределенностей в контуре управления. Неопределенности могут принимать любые формы, однако наиболее

существенны шумы, нелинейности и неточности в знании передаточной функции объекта управления. Из теории системной переменной структуры хорошо известно, что контроллер реализует нелинейный закон управления (переключения), в целях продвижения и поддержания системной траектории на желаемой гиперповерхности [28]. Его устойчивость к дисбалансам и параметрической неточности делает не обязательным точное знание системы; также, ПСУ может быть осуществлена, используя силовую электронику, уже существующую в системе.

Есть определенная трудность в проектировании ПСУ, касающаяся определения поверхности скольжения с гарантируемыми свойствами привлекательности и стабильности [29, 30]. ПСУ использовалась на различных конфигурациях ВЭУ для регулирования вырабатываемой мощности в соответствии с требованиями потребителя общего назначения [30-32] или для энергетической эффективности и оптимизации динамики [33]. Гибкость подхода скользящего способа может быть повышена внедрением комбинированных переключающихся поверхностей, чтобы обеспечить многокритериальную оптимизацию (то есть, максимизировать мощности и минимизировать электромагнитные изменения вращающего момента). В наиболее общем случае поверхность скольжения явно зависит от состояния системы, входного управляющего сигнала и времени.

Этот метод является эффективным и по своей сути робастным, требует относительно немного информации о системе и нечувствителен к параметрическим изменениям. Вибрация [29], свойственная ПСУ - его главный недостаток; это отрицательно влияет на механическую подсистему, вызывая дополнительные напряжения, и может нарушить динамику (например, колебательные режимы лопастей), производя разрушительные колебания. Поэтому необходимо обеспечение достаточно высокой вибрационной частоты.

Прямое наложение оптимальной рабочей точки (OPT). Со статической точки зрения, улучшение/максимальный захват энергии в зоне частичной

загрузки может быть обеспечен работой турбины с максимальной мощностью, P_{opt} , соответствующей мгновенной скорости ветра. Это означает, что рабочая точка находится в своем оптимальном положении (ОРТ). Также, это означает, что вводится электромагнитный вращающий момент равный вращающему моменту в соответствии со скоростью ветра, который обеспечивает максимально доступную мощность Γ_{wtopt} . Турбина работает с максимальной эффективностью, когда достигается оптимальная быстроходность λ_{opt} , таким образом, максимальная мощность пропорциональна скорости вращения, возведенной в куб, согласно соотношениям (1.8) и (1.9).

На рисунке 1.23, г (верхняя часть) показано, что указанный вращающий момент генератора получен при использовании измерений скорости вращения и уравнения (1.12). Кроме того, если предпочтительнее указанная мощность, то используется ПИ-контроллер для изменения механической характеристики генератора и получения указанного вращающего момента, как изображено в нижней части рисунка 1.23, г.

Поскольку структура управления ВЭУ позволяет отследить скорость ветра в пределах допустимых механических нагрузок, этот метод может использоваться только при медленных изменениях скорости ветра, таким образом, достигая статической оптимизации. Для турбулентных ветров необходима фильтрация переменных наряду с использованием параметров ПИ-контроллера, чтобы обеспечить достаточно медленную динамику с замкнутой связью. Этот метод довольно чувствителен к изменениям параметров.

Управление на основе линейной обратной связи. Поскольку ВЭУ - высоконелинейные системы, но с гладкой нелинейностью, возможным оптимальным решением может стать управление линеаризованной обратной связью [34]. Этот подход используется для электрического управления приводом [35]; в литературе также сообщается о применении этого метода в системах преобразования энергии, основанных на синхронных генераторах [36-39].

Трудность этого метода - вычислительная сложность. В частности, в случае ВЭУ, вращающий момент, соответствующий скорости ветра, изменяющийся быстроходность, должен быть смоделирован полиномом высокого порядка, чтобы охватить все рабочие режимы (включая стартовый). Нужно принять упрощенное выражение для использования линеаризованной обратной связи (например, рассматривать только установившийся режим), иначе методика проектирования будет чрезвычайно трудна.

1.5.2 Методы оптимального управления с использованием линейной модели

Установившаяся оптимизация ВЭУ. Цель управления - поддержание быстроходности в пределах его оптимального значения, λ_{opt} . С этой целью система отслеживает скорость вращения, обозначенную как $\Omega_{hopt}(t)$, которая зависит от мгновенной скорости ветра, $u(t)$. Для ВЭУ с передаточным числом жесткого привода i :

$$\Omega_{hopt}(t) = i \cdot \Omega_{hopt}(t) = i \cdot \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot u(t), \quad (1.19)$$

Система отслеживания основана на классическом ПИ-контроллере. Находится точка пересечения механической характеристики и ХОР; эта точка помещается на падающую зону характеристики вращающего момента. Модель турбины, т.е. выражение вращающего момента, от скорости ветра линеаризуется в окрестности этой точки, позволяя реализовать ПИ-контролер (например, используя процедуру размещения полюса по системе с обратной связью) (рисунок 1.24а). Можно отметить следующее:

- большая инерция ВЭУ не позволяет отследить скорость ветра в пределах допустимых механических нагрузок, это возможно только в установившемся режиме (медленные изменения скорости ветра);

- быстрые изменения скорости ветра могут привести к резкому уменьшению доступной мощности, и даже к изменению баланса мощности в системе, так, что

асинхронная машина начнет работать в режиме двигателя, тогда как турбина станет вентилятором [40];

- параметры линеаризованной модели зависят от скорости ветра, поэтому, выбор ПИ-контроллера основан на его обеспечении устойчивости к параметрическим изменениям.

Линейная квадратичная динамическая оптимизация (ЛКДО).

Отслеживание оптимальной скорости вращения, соответствующей текущей скорости ветра, вызывает изменения электромагнитного вращающего момента, и, следовательно, дополнительное механическое напряжение, которое уменьшает продолжительность жизни механических деталей генератора. Кроме того, надежность турбины также снижается, привлекая дополнительные затраты на обслуживание и уменьшая время использования турбины.

Механический износ привода генератора может быть снижен благодаря электромагнитным изменениям вращающего момента $\Delta\Gamma_G(t)$ [41]. В [42] использован критерий оптимизации в уравнении (1.15) совместно с критерием минимизации изменений вращающего момента генератора, которые ответственны за механический износ двигателя. Работа около оптимума обеспечивается минимизацией только первого компонента уравнения (1.15), причем значительные изменения вращающего момента допустимы. Положительный коэффициент α введен для осуществления обмена между двумя антагонистическими требованиями; это дает гибкость закону управления в следующем случае: если турбулентность ветра не существенна, то акцент может делаться на энергоэффективность ВЭУ, и тогда α будет принимать большие значения. С другой стороны, если турбулентность ветра более весома, тогда, хотя значение α мало, акцент падает на сокращение механического напряжения и увеличение срока службы ВЭУ.

Входное оптимальное управление задается в виде обратной связи, рисунок 1.24,б [29]:

$$u(t) = -K * x(t)$$

Вектор коэффициента усиления K следует из решения гауссовской (стохастической) линейризованной квадратичной задачи оптимизации [43], основанной на линейризованной модели ВЭУ.

Параметры динамической системы зависят от положения рабочей точки на механической характеристике турбины, которая зависит от средней скорости ветра. Поэтому адаптивная структура управления должна быть построена так, чтобы изменять вектор усиления K в зависимости от скорости ветра (рисунок 1.22).

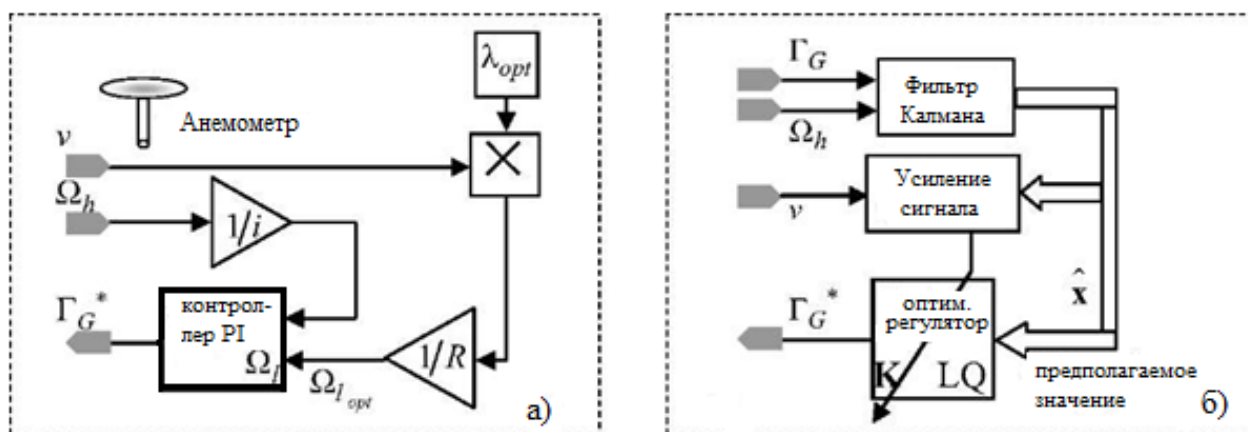


Рисунок 1.24 – Подход линейного управления для СПЭВ: а) установившаяся оптимизация; б) ЛКДО оптимизация

Управление на основе количественной теории обратной связи (КТОС).

Подход для проектирования робастного контроллера может быть основан на количественной теории обратной связи (КТОС) [44]. Такой метод доказывает свою эффективность для нелинейных систем с параметрами неопределенности при использовании и линейризованной, и нелинейной модели. Его основная идея состоит в том, чтобы совместить ряд предписанных повторяющихся действий в одной методике проектирования. Примерами успешной реализации, среди прочих, являются системы управления полетом [45], упругие механические системы позиционирования, биотехнологические процессы [46] и гидравлические системы [47]. Относительно ВЭУ метод КТОС может использоваться для связи с сетью [48], а так же для автономных (гибридных) ветроэнергетических систем [49], когда цель оптимизации четко определена.

1.6. Интеграция ветроэнергетических установок в электрические системы

Электроэнергия, вырабатываемая на электрических станциях в электроэнергетических системах (ЭЭС) в определенный промежуток времени, потребляется нагрузками, а часть теряется при ее передаче. Таким образом, существует одновременность выработки и потребления электроэнергии и в электрических системах соблюдается баланс мощностей, который соответствует определенным значениям частоты и напряжения в ЭЭС. Эти величины не остаются постоянными, так как с течением времени изменяется потребление активной и реактивной мощностей. В ЭЭС общими являются следующие закономерности:

- снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты и напряжения;
- снижение генерируемой реактивной мощности приводит к уменьшению напряжения и незначительному повышению частоты.

Анализируя взаимосвязи параметров системы, можно установить, какие воздействия на режим ЭЭС следует предпринять, чтобы осуществить регулирование частоты и напряжения.

В реальных ЭЭС содержится большое количество параллельно работающих станций. Как правило, турбины этих станций снабжены автоматическими регуляторами скорости (АРС), которые оказывают стабилизирующее действие на частоту в ЭЭС. Процесс изменения частоты под действием этого регулятора – первичное регулирование. В этом случае происходит изменение мощности турбин с помощью регулирования пуска в них энергоносителя. Дополнительное регулирование частоты происходит на стадии вторичного регулирования, которое обеспечивает автоматический регулятор частоты (АРЧ), воздействуя на АРС станции, являющейся ведущей по частоте. Восстановление номинального значения частоты возможно лишь при наличии в ЭЭС достаточного резерва генераторной мощности. В случае, когда регулировочный диапазон турбин

оказывается полностью исчерпанным, так как генераторы выдают предельную мощность, в ЭЭС применяется автоматическая аварийная разгрузка по частоте (ААРЧ). Её цель – восстановить баланс активной мощности, отключив часть потребителей при уменьшении частоты ниже определенной границы. В этом случае вновь достигается возможность осуществлять вторичное и первичное регулирование частоты. Причем, для снижения возможного ущерба от отключения части потребителей, их отключение производят автоматически в несколько этапов.

Следует отметить еще один важный аспект: объединение систем требует обеспечения устойчивости их совместной работы. При объединении систем связями переменного тока и возникновении аварийной ситуации в одной из систем, например короткого замыкания, отключения крупного генерирующего блока или электростанции, устойчивость совместной работы может быть нарушена, что приведет к обесточиванию целых регионов и, как следствие, большому экономическому ущербу.

Вопросы устойчивости электрических систем возникают и при интеграции ветроэлектрической станции (ВЭС) в систему. При работе ВЭС параллельно с сетью степень взаимного влияния ветроэнергетических установок (ВЭУ) друг на друга определяется мощностью системы. В случае электроэнергетической системы (ЭЭС) бесконечной мощности такое влияние отсутствует и каждая ВЭУ функционирует как одиночная установка параллельно с сетью. Когда мощности сети и ВЭС соизмеримы, требуется групповое регулирование, чтобы обеспечить синхронизацию с системой и заданные напряжение и частоту на шинах ВЭС. Схема электрических соединений ветропарка с электроэнергетической системой определяется множеством факторов: количеством ветроэлектрических установок, их расположением на местности, единичной мощностью, типом применяемых генераторов, наличием преобразовательной техники. В зависимости от перечисленных факторов применяют радиальные, магистральные или смешанные схемы соединений. Схемы соединений для небольших ветропарков приведены на рисунках 1.25-1.27. Ветроэлектрические установки с синхронными генераторами

могут быть подключены к системе через синхронизирующие устройства (рисунок 1.25). В этом случае любой из генераторов может подключаться к сети независимо от других. Недостаток такой схемы – необходимость частой синхронизации и недовыработка ЭЭ, обусловленная постоянной частотой вращения ветровой турбины.

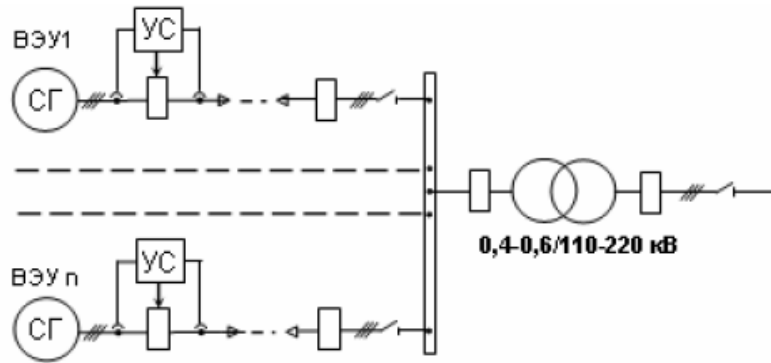


Рисунок 1.25 – ВП небольшой мощности на базе ВЭУ с синхронными генераторами

Применение асинхронных генераторов позволяет исключить из главной схемы ВП синхронизирующие устройства, но тогда схема усложняется компенсирующими устройствами, либо собственник ветропарка должен расплачиваться с сетевой компанией за реактивную мощность, потребляемую из сети. Для «мягкого» подключения ВЭУ к сети по достижению ветроустановок синхронной частоты вращения в таких схемах используются управляемые тиристорные вентили (рисунок 1.26).

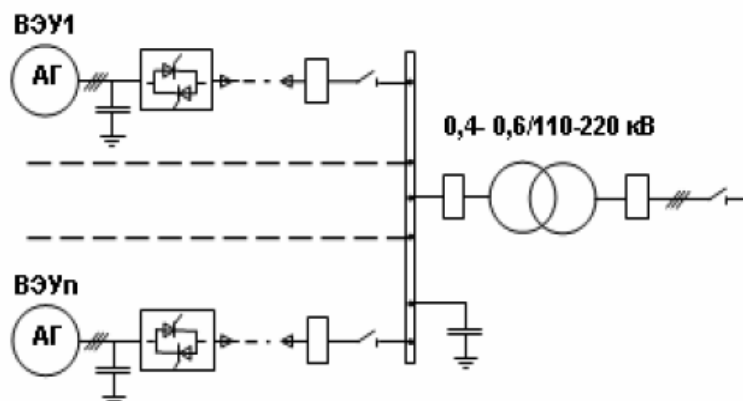


Рисунок 1.26 – ВП небольшой мощности на базе ВЭУ с асинхронными генераторами с КЗ ротором

Если ВЭУ, входящие в состав ВП имеют непостоянную частоту вращения ветровой турбины и оснащены асинхронными генераторами с КЗ ротором или синхронными генераторами (с электромагнитным или магнитоэлектрическим возбуждением) непостоянной частоты вращения, передача всей электрической мощности в сеть осуществляется с помощью статического преобразователя частоты [50-52] (рисунок 1.27).

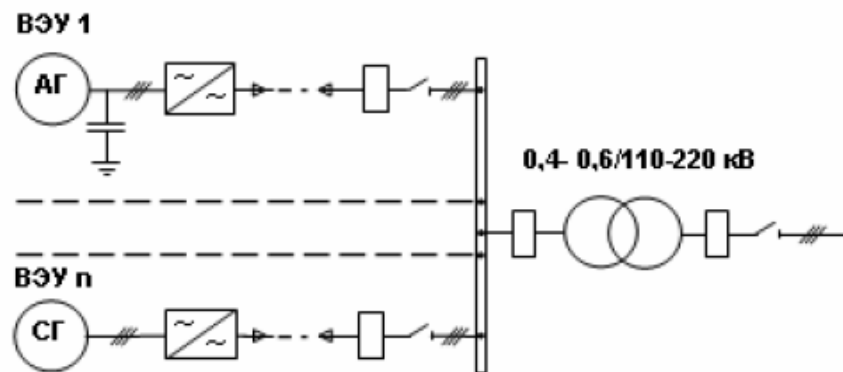


Рисунок 1.27 – ВП небольшой мощности на базе ВЭУ с асинхронными или синхронными генераторами непостоянной частоты вращения и полным преобразованием вырабатываемой энергии

На рисунках 1.28-1.31 приведены схемы подключения ветропарков средней мощности, с использованием повышающих трансформаторов. Общие принципы аналогичны выше указанным.

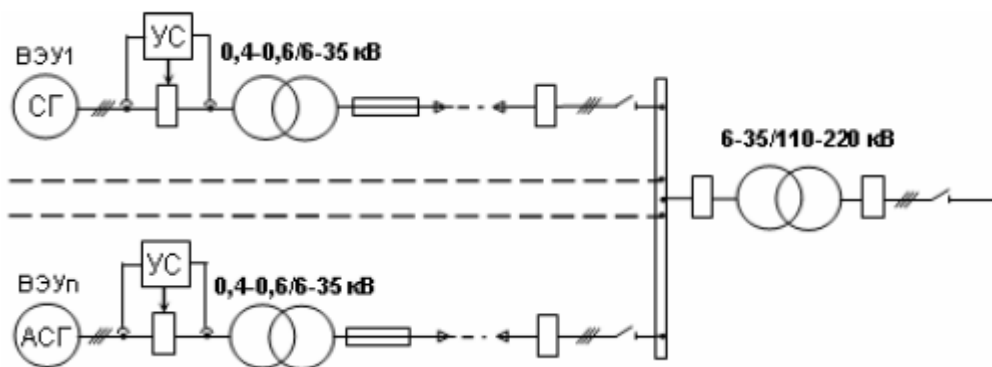


Рисунок 1.28 – Радиальная схема соединений ВП на базе ВЭУ с синхронными генераторами

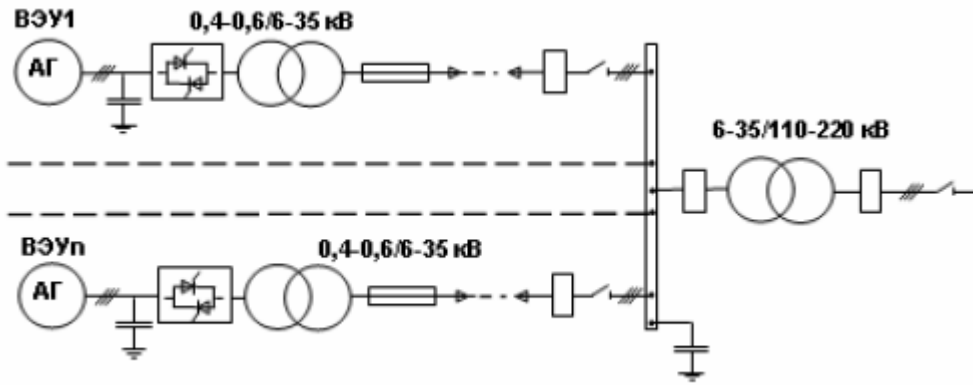


Рисунок 1.29 – Радиальная схема соединений ВП на базе ВЭУ с асинхронными генераторами с КЗ ротором

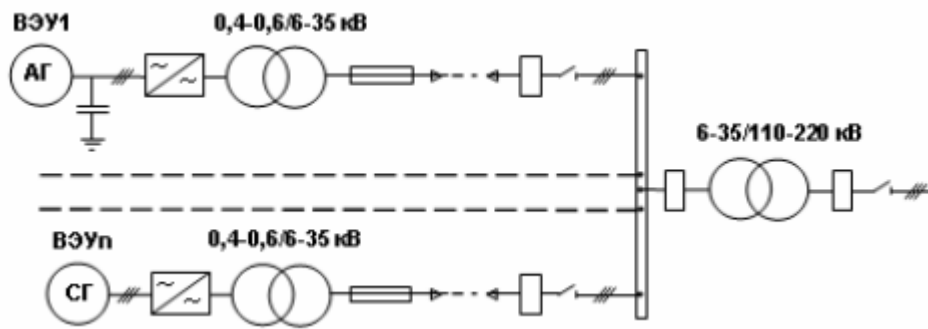


Рисунок 1.30 – Радиальная схема соединений ВП на базе ВЭУ с асинхронными или синхронными генераторами непостоянной частоты вращения и полным преобразованием вырабатываемой энергии

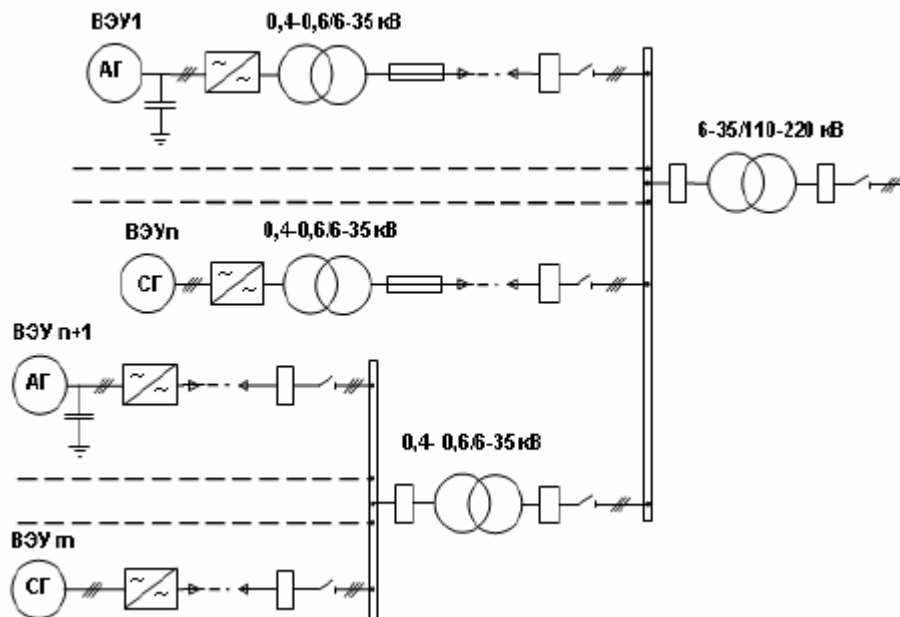


Рисунок 1.31 – Вариант сложно разветвлённой радиальной схемы ВП

На рис. 1.28 – 1.31 различные генераторы показаны как возможные варианты для соответствующих схем электрических соединений. Во вновь создаваемых ВП по эксплуатационным соображениям используются ВЭУ одинаковой конструкции и одного типоразмера [52].

Нестабильность ветрового потока не является ограничивающим фактором в вопросе интеграции ВЭС в систему. Современные методы контроля и резервные мощности позволяют без проблем интегрировать до 20% электроэнергии, получаемой от ветростанций. Свыше этого уровня могут потребоваться некоторые изменения в энергетических системах и в способах их регулирования [53].

Энергосистемам приходится иметь дело с неожиданными колебаниями мощностей крупных электростанций. Крупные электростанции мгновенно отключаются от сети из-за аварии или планового останова, что в системе электроснабжения приводит к немедленным потерям в сети сотен мегаватт. Ветровая энергетика не дает таких неожиданных сбоев, но мероприятия по регулированию колебаний электроэнергии от ВЭС также необходимы, не смотря на то, что они воспринимаются мягче благодаря сотням или тысячам генераторов (что предпочтительнее нескольких крупных электростанций), упрощающих прогнозирование и управление этими колебаниями (рисунок 1.32). Общий эффект от прекращения ветра в одном определенном месте незначителен, так как ветер всегда есть где-то еще.

Современный уровень интеграции ВЭС в электрические сети демонстрирует, что подключение ветровой энергетике к крупным системам реально. ВЭС небольшой мощности не оказывает значительного влияния на работу системы. Относительно интеграции больших объемов электроэнергии от ВЭС в ЭЭС остается еще ряд вопросов, связанных с системой управления, подключением к сети, стабильности ее работы и усовершенствования инфраструктуры.

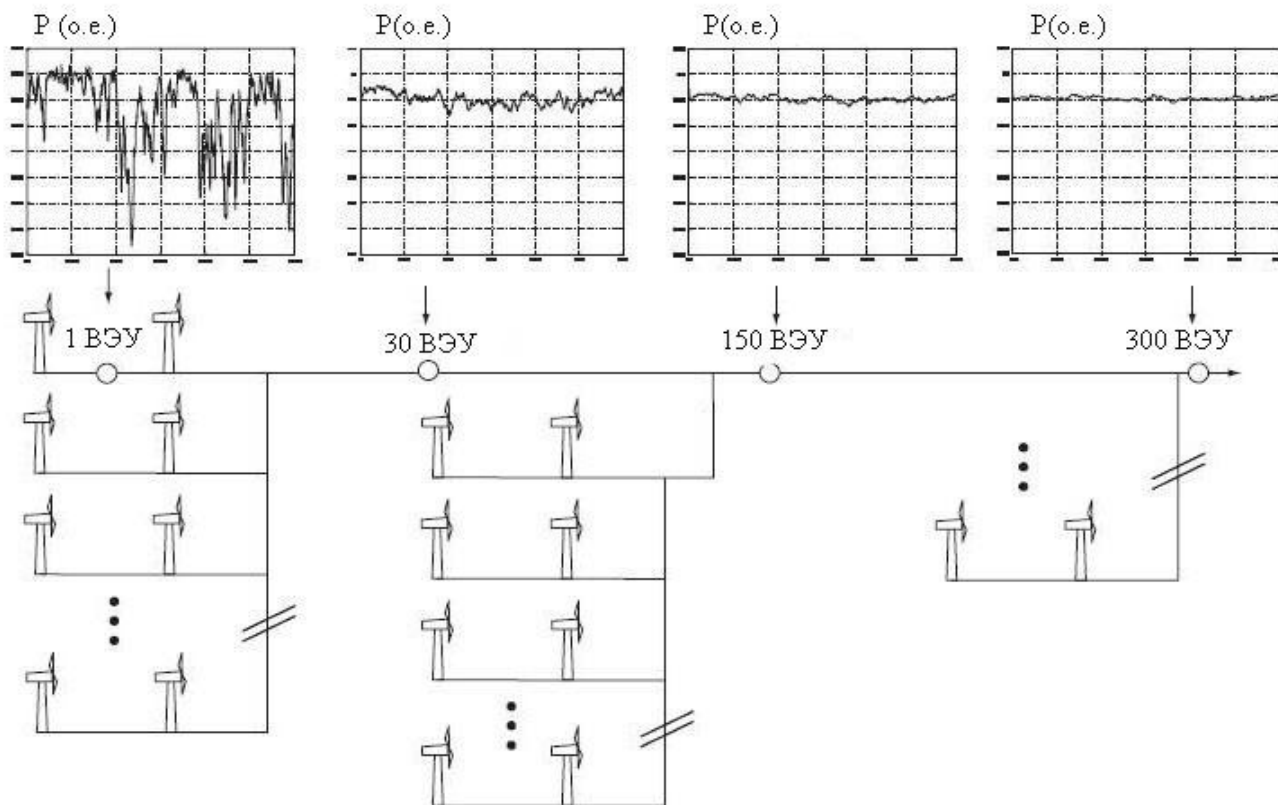


Рисунок 1.32 – Изменение выработки электроэнергии в зависимости от количества ВЭУ (о.е.)

С одной стороны, распространено мнение о необходимости высоких затрат на обслуживание интеграции ветровой энергии и ее поддержки со стороны традиционной энергетики. Однако при этих оценках часто не учитываются следующие ключевые факторы:

- энергосистемы имеют дело с регулярными колебаниями, нестабильностью спроса, а также с непрогнозируемыми сбоями при передаче и генерации энергии;
- ветровая энергетика может внедряться на системном уровне, что создает сглаживающий эффект, возрастающий с расширением площади, занимаемой ветровыми станциями;
- Возможно прогнозирование генерации на ветростанциях, как в почасовом, так и суточном режиме.

Технологии прогнозирования генерации ВЭС постоянно совершенствуются. Опираясь на все более точные прогнозы погоды, анализ статистических данных о работе ВЭУ, можно заранее предсказывать объем производимой энергии на

период от 5 минут до 72 часов, а также оценивать генерацию по сезонам и годовым циклам. При использовании современных средств расчетов погрешность оценки генерации для одной ВЭС составляет 10-20% при прогнозировании на 36 часов [53]. Для группы ветропарков погрешность составляет 10% на одни сутки и 5% на 1-4 часа.

Эффект от расширения площади, занимаемой ВЭУ, также может быть значительным. Мониторинг Германского исследовательского института ISET показал, что в то время как отдельная турбина может испытывать колебания мощности до 60% в течение часа, максимальное колебание группы объединенных ветропарков с установленной мощностью 350 МВт не превышает 20%. На больших пространствах для таких систем, как Nordel, которая расположена на территории 4 стран (Финляндия, Швеция, Норвегия и Дания), наибольшее колебание в течение часа не превышает 10% [54].

Большинство вводимых сегодня в эксплуатацию ВЭУ мегаваттного класса отвечает самым жестким требованиям правил, включая способность справляться со скачкообразными сбоями в сети. Это позволяет им поддерживать стабильность в энергосистеме при крупных авариях.

Быстрые изменения (от секунды до минуты) совокупно полученной мощности от ветрового потока (как следствие турбулентности или переходных процессов), достаточно малы и вряд ли повлияют на систему. Для нее более значимы изменения в течение часа. Тем не менее, они должны быть рассмотрены относительно изменений спроса на электроэнергию [55].

Наиболее существенные колебания в вырабатываемой электроэнергии возникают с приходом штормовых фронтов, когда ветровые турбины достигают своего “штормового предела” (скорости отключения) и быстро отключаются, изменяя выработку электроэнергии от полного до нулевого значения. Тем не менее, за счет эффекта усреднения по ВЭС, требуется несколько минут, чтобы общая выходная мощность достигла нулевого значения. Этот факт значителен в относительно небольших географических районах, а на больших площадях для процесса отключения ВЭС потребуется несколько часов. Так, например, в Дании

– на небольшой территории - 8 января 2005 года, во время одного из самых больших ветров на протяжении десятилетий, потребовалось шесть часов, чтобы снизить установленную энергию на Западе Дании с 2000 до 200 МВт (5 МВт/мин). Прохождение грозного фронта может быть предсказано и существуют технические решения, позволяющие уменьшить крутой градиент снижения мощности, например, такие как оснащение ВЭУ системой управления во время штормов.

Изменения в прогнозируемой и фактически выработанной электроэнергии ВЭУ в течение нескольких часов влияют на планирование энергосистемы. Для работы системы эти изменения сами по себе не являются проблемой, более значительным является то, насколько точно их можно предсказать. Погрешность ветроэнергетических прогнозов всегда следует рассматривать по отношению к ошибкам в прогнозах спроса на электроэнергию.

Более долгосрочные изменения энергии ветрового потока, имеющие значение для интеграции ВЭС в энергосистемы включают сезонные и межгодовые изменения, вызванные изменениями климата. Это не особенно важно для повседневной эксплуатации и управления сетью, но играет важную роль при планировании работы энергосистемы. Так, ежегодная изменчивость среднегодовой многолетней скорости ветра на участках по всей Европе, как правило, похожа, и может быть охарактеризована нормальным распределением со стандартным отклонением в 6 процентов, а межгодовая изменчивость скорости ветра даже меньше изменчивости притока ГЭС [55].

Проведенный в работе [56] анализ основных характеристик ветровой генерации показал:

- секундные колебания скорости ветра из-за естественной инерционности ВЭУ не могут вызвать значительных колебаний графика генерации ВЭУ (стандартное отклонение: 0,1 - 0,5% от номинальной мощности ВЭС);
- минутные колебания графика генерации ВЭУ происходят только при наличии одной ВЭУ, когда ветер отличается значительной порывистостью

(стандартное отклонение: 0,6% - 2,1% от номинальной мощности ВЭС в зависимости от числа ВЭУ в составе ВЭС);

- колебания графика генерации ВЭС при изменениях скорости ветра часовой длительности могут варьироваться от 5% до 35% от установленной мощности ВЭС в зависимости от рассматриваемого региона и сосредоточенности ВЭС; при этом они могут быть скомпенсированы в многоагрегатной системе, а также за счет расширения площади, занимаемой ВЭУ;
- наибольшие колебания графика генерации ВЭУ происходят в тех случаях, когда их нагрузка составляет 25-75%;
- погрешность оценки ветровой генерации (стандартное отклонение от значения номинальной мощности) снижается при комбинации нескольких методов прогнозирования, например, численных методов метеопрогнозирования (на 48 часов вперед) и замеров в реальном времени с помощью SCADA (на несколько часов вперед);
- современные методы прогнозирования позволяют добиться следующей погрешности оценки (среднеквадратическая погрешность (% от номинальной мощности ВЭС)):
 - 10-20% при прогнозировании на сутки вперед для одной ВЭС;
 - 10% при прогнозировании на сутки вперед для группы ВЭС;
 - 5% при прогнозировании на 1-4 часа вперед для группы ВЭС.

Отмеченных выше отрицательных последствий можно избежать, если для объединения систем использовать вставку постоянного тока (ВПТ). ВПТ является станцией, в которой и инверторы, и выпрямители находятся в одном месте, обычно в одном и том же здании. Линия постоянного тока выполняется настолько короткой, насколько возможно. Вставки постоянного тока используются для: соединения магистральных линий различной частоты (как в Японии), соединения двух электрических сетей той же самой номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов.

В схемах, где используется вставка постоянного тока, транспорт энергии на расстояние осуществляется на переменном токе. Причем обычно это расстояние сравнительно невелико, так как ВПТ используется для связи примыкающих друг к другу систем. Постоянный ток здесь играет лишь роль звена, которое полностью развязывает соединенные системы по частоте и, с этой точки зрения, делает их не зависящими друг от друга.

Преобразование электрической энергии осуществляется преобразователями Π_1 и Π_2 , связанными с передающей и приемной системами. Преобразователь, который преобразует энергию переменного тока от передающей системы в энергию постоянного тока, называется выпрямителем. Другой преобразователь, который получает энергию от выпрямителя и преобразует ее в энергию переменного тока, отдавая эту энергию в приемную систему, называется инвертором.

Если линию постоянного тока использовать для объединения нескольких систем, то в этом случае все эти системы могут работать независимо друг от друга, но обмениваться между собой мощностью. В этом случае линия постоянного тока становится как бы сборными шинами для этих систем. При этом аварийные возмущения в одной из систем не будут передаваться в другие в отличие от того, как это было бы при связи на переменном токе. Пример присоединения ВЭС к ЭЭС представлен на рисунках 1.33-1.34.

Системный эффект может проявиться также и в случае, когда звено постоянного тока шунтирует существующие межсистемные связи переменного тока. Здесь за счет его высокой управляемости можно обеспечить перераспределение потоков мощности по этим связям с целью повышения экономичности работы связываемых систем и при необходимости сохранить устойчивость их синхронной работы.

В этом случае полностью снимаются проблемы устойчивости совместной работы и увеличения токов коротких замыканий, а сами связываемые системы будут работать с одинаковыми или несколько различающимися частотами, но асинхронно. Такое решение может дать определенный «системный эффект»,

связанный с повышением экономичности и надежности работы объединяемых систем, как в нормальных, так и в аварийных и послеаварийных режимах, поскольку звено постоянного тока предотвращает развитие каскадных аварий, что подтверждается мировой практикой [57].

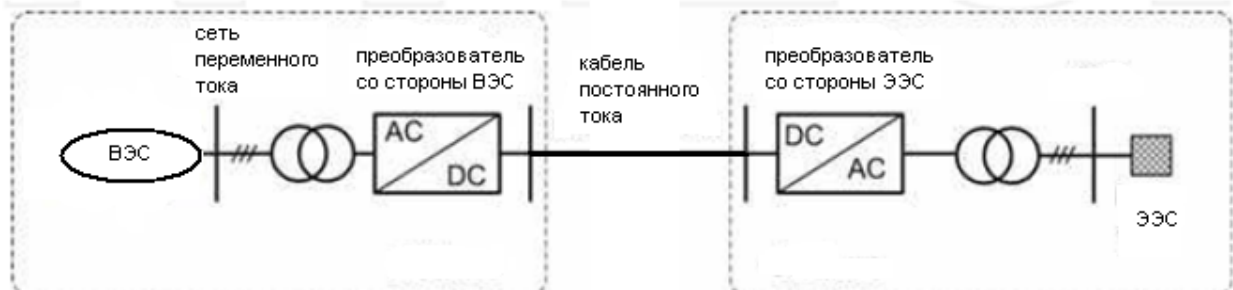


Рисунок 1.33 – Система присоединения ВЭС к ЭЭС с помощью ВПТ

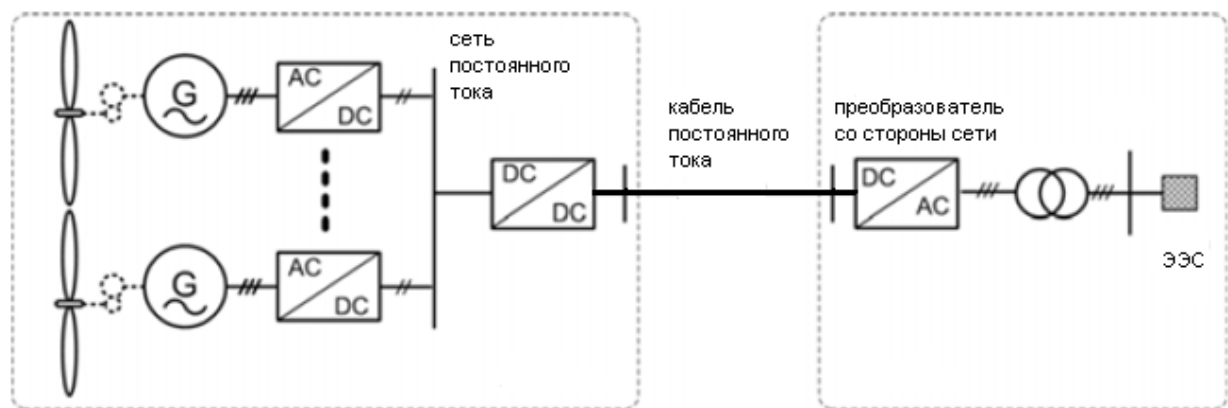


Рисунок 1.34 – Схема присоединения ВЭС к ЭЭС с общими шинами постоянного тока

На основании выше приведенных рассуждений можно сделать вывод о потребности в высокоинтеллектуальных современных системах прогнозирования и управления ветроэнергетическими установками, наиболее подходящим примером которых служат алгоритмы управления на основе нечеткой логики. А применение АУП устройств и использование лопастей переменной длины позволит при работе в зоне 2 выдавать большее количество электроэнергии и оказывать влияние на поддержание оптимального уровня вырабатываемой электроэнергии, который спрогнозирован для энергосистемы и ожидается от ВЭУ (ВЭС).

Выводы:

- 1. Рассмотрены рабочие зоны режимов работы ветроэлектрических установок и станций, проведен анализ способов управления по зонам для ВЭУ с постоянной и переменной скоростью вращения ротора, из которого следует, что требуется исследование новых современных и эффективных способов управления ВЭУ;**
- 2. Резюмированы основные задачи управления ВЭУ, главные из них заключаются в максимизации получаемой электроэнергии, соблюдении качества электрической энергии, обеспечение защиты ВЭУ от механических нагрузок и поддержка электрических систем при авариях;**
- 3. Определены режимные ограничения, которые должны быть учтены при создании систем управления ВЭУ, а именно: поддержание мощности, вырабатываемой ВЭУ на уровне максимально возможного значения (номинального), ограничение скорости вращения ротора во избежание акустических шумов и ограничение механического момента, развиваемого турбиной;**
- 4. Проанализированы основные методы оптимального управления ВЭУ, направленные на энергетическую оптимизацию с помощью получения оптимальной скорости вращения ротора ветроколеса (ВК). Использование какого-либо из них зависит от предусматриваемой цели управления и от доступности информации о системных параметрах и обратной связи. Таким образом, используемый метод будет тем сложнее, чем труднее цель управления и скуднее информация об обратной связи. Некоторые из этих методов потенциально более гибки, и их недостатки могут быть снижены до некоторой степени.**

Метод ОТММ имеет преимущество перед прочими, так как требует немного параметрической информации и информации об обратной связи в конструкции контроллера. ПИ - управление (наложение ОПТ) - самый простой, но робастный метод управления,

который использует линейную модель вблизи установившейся рабочей точки. Скользящее управление и управление линеаризованной обратной связью являются подходящими и эффективными, при использовании нелинейной модели.

Робастность к параметрической неточности можно встретить при использовании частотно-областных методов, таких как КТОС-контроль. ЛКДО управление позволяет облегчить механическое напряжение, предполагая компромисс между захваченной мощностью ветра и надежностью ветряного двигателя. Метод управления на основе нечеткой логики является расширением метода ОТММ, что указывает на его способность к более гибкому управлению режимами работы ВЭУ.

2. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ В КОНТУРЕ УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ

При анализе сложных технических систем всегда есть место неполноте, неопределенности, недетерминированности исходной информации о системе, что не дает возможности точно описать систему в рамках классических математических формализмов, а позволяет только строить рассуждения на своем естественном языке, имеющем, как известно, многозначные интерпретации. В этих условиях требуются расширение всех основных математических понятий и создание соответствующего формального аппарата для моделирования человеческих приемов решения задач.

Такой новый математический аппарат был создан профессором Л.Заде в 1965 году на основе введения так называемых лингвистических переменных, описывающих неточное (нечеткое) задание информации об объекте. Значениями (термами) лингвистической переменной являются уже не числа, а слова и предложения естественного (или формального) языка. Введение лингвистических переменных потребовало расширения такого базового понятия математики, как понятие множества. Была разработана теория нечетких множеств, важных с мировоззренческой точки зрения. Их введение сделало возможным подвергать количественному анализу те явления, которые раньше можно было анализировать только на качественном уровне, либо с помощью весьма грубых моделей [58].

Наиболее значимыми из работ в этой области следует отметить публикации Л.Заде, Д.Дюбуа (D.Dubois) и А.Прада (H.Prade) по теории нечеткой меры возможности, М.Сугено (M.Sugeno) по нечеткому выводу и нечеткому интегралу, Дж.Беждека (J.Bezdeka) по нечеткой кластеризации и распознаванию образов, Р.Ягера (R. R.Yager) по нечеткой логике.

Однако, несмотря на большое количество теоретических работ, прикладное значение нечетких моделей долгое время ставилось под сомнение. Даже сегодня, когда имеется информация о многих десятках успешных применений нечетких

моделей, некоторые ученые все еще скептически относятся к возможностям нечеткого моделирования [59].

2.1. Постановка задачи

В данной главе ставится задача анализа существующих систем управления на основе нечеткой логики в области ветроэнергетики. На основе этого материала необходимо принять существующие или предложить новые алгоритмы для разрабатываемой системы управления ВЭУ. Также в этом разделе предлагается совершенно новый алгоритм на основе нечеткой логики для изменения длины лопасти ветроколеса и приводится его программная реализация в пакете расширения Fuzzy Logic Toolbox/Simulink/Matlab.

2.2. Основные понятия теории нечетких множеств

Рассмотрим ряд понятий, являющихся базовыми для теории нечетких множеств.

Исходным понятием теории множеств является само понятие *множество* – некоторая совокупность объектов, хорошо различимых человеческой мыслью или интуицией. Отдельные объекты, составляющие то или иное множество, называют элементами данного множества.

Нечеткое множество (fuzzy set) представляет собой совокупность элементов произвольной природы, относительно которых нельзя с полной уверенностью сказать – принадлежит ли тот или иной элемент рассматриваемой совокупности данному множеству или нет.

Формально, нечеткое множество A определяется как множество упорядоченных пар вида $\{x, \mu_A(x)\}$, где x является элементом некоторого

универсального множества или универсума X , а $\mu_A(x)$ - функция принадлежности, которая ставит в соответствие каждому из элементов $x \in X$ некоторое действительное число из интервала $[0, 1]$, т.е. данная функция определяется в форме отображения:

$$\mu_A: X \rightarrow [0,1], \quad (2.1)$$

Сопоставление характеристической функции классической теории множеств с функцией принадлежности теории нечетких множеств показывает, что характеристическая функция является частным случаем функции принадлежности [59].

Для нечеткого множества нет ограничения на выбор конкретной функции принадлежности для его представления. Однако на практике принято использовать те из них, которые представляются простой математической функцией. Это значительно облегчает расчеты и избавляет от необходимости хранить отдельные значения этих функций принадлежности. Функции принадлежности типизированы, так как в различных программных средствах существует их реализация.

Основные типы функций принадлежности: кусочно-линейные (треугольная, трапециевидная), Z-образная и S-образная (к ним относятся также сигмоидальная, линейные Z-образная и S-образная), П-образная (кривые, которые напоминают по форме колокол, сглаженную трапецию, букву “П”) (рисунок 2.1).

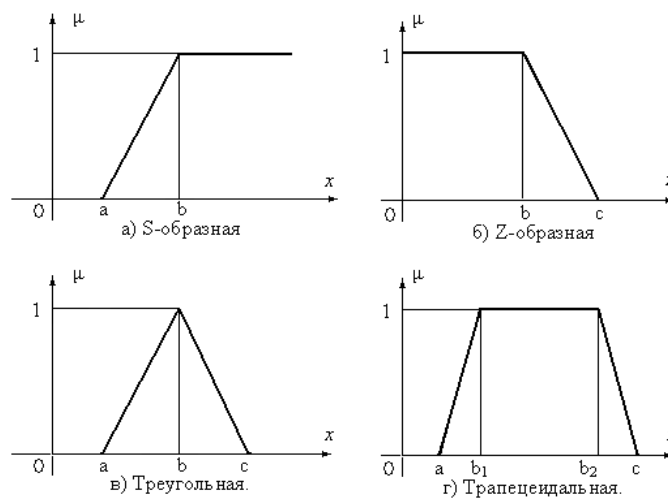


Рисунок 2.1 – Некоторые виды функций принадлежности

Понятие нечеткого множества имеет различные уточнения, которые используются для более адекватного отражения семантики неопределенности при построении нечетких моделей сложных систем. Понятие лингвистической переменной является одним из таких уточнений.

Лингвистической называется переменная, принимающая значения из множества слов или словосочетаний некоторого естественного или искусственного языка. Множество допустимых значений лингвистической переменной называется *терм-множеством*. *Термом* называется любой элемент терм-множества. В теории нечетких множеств терм формализуется нечетким множеством с помощью функции принадлежности.

2.2.1. Свойства нечетких множеств

При проектировании и исследовании работы нечетких систем важную роль играют свойства нечетких множеств, ниже приведены некоторые из них [60]:

1) Высота нечеткого множества (*hgt*). Высота нечеткого множества всегда существует и равна некоторому действительному числу из интервала $[0,1]$, имеющему наибольшее значение:

$$hgtA = \sup \mu_A(x), x \in X, \quad (2.2)$$

Нечеткое множество A с $hgtA=1$ называется нормальным, а при $hgtA<1$ субнормальным.

2) Ядро (*core*) или центр нечеткого множества A есть такое множество, элементы которого удовлетворяют условию:

$$coreA = \{x \in X / \mu_A(x) = 1\}, \quad (2.3)$$

3) Основание (*support*) нечеткого множества A есть множество, для которого выполняется условие:

$$\sup A = \{x \in X / \mu_A(x) > 0\}, \quad (2.4)$$

Если $\sup A < \infty$, то основание называется компактным, т.е. совокупность точек является ограниченной и замкнутой. При $\sup A = \pm\infty$ основание называется некомпактным.

4) Границы нечеткого множества – такие элементы универсума, для которых значения функции принадлежности отличны от 0 и 1. Т.е. границы нечеткого множества включают только те элементы, для которых выполняется условие:

$$0 < \mu_A(x) < 1.$$

5) Точки перехода нечеткого множества – элементы нечеткого множества $x \in A$, для которых выполняется условие: $\mu_A(x) = 0.5$.

6) Уровень α нечеткого множества A , или α – разрез (сечение) нечеткого множества A есть совокупность нечетких пар $\{x/\mu_A(x)\}$, при которых выполняется условие $\mu_A(x) \geq \alpha$:

$$\alpha\text{-cut } A = \{x \in X / \mu_A(x) \geq \alpha\}, \quad (2.5)$$

7) Строгий α – разрез (сечение) нечеткого множества A есть совокупность нечетких пар $\{x/\mu_A(x)\}$, при которых выполняется условие $\mu_A(x) > \alpha$:

$$\underline{\alpha}\text{-cut } A = \{x \in X / \mu_A(x) > \alpha\}, \quad (2.6)$$

8) Выпуклое нечеткое множество, если его функция принадлежности удовлетворяет следующему неравенству:

$$\mu_A(x_2) \geq \min(\mu_A(x_1), \mu_A(x_3)), \quad (2.7)$$

Для любых значений $x, a, b \in X$, при которых $a < x < b$ и $a \neq b$.

9) Частный тип нечеткого множества A называется нечетким числом (рисунок 2.2), если выполняются условия:

- Нечеткое множество A выпуклое;
- Нечеткое множество A нормальное ($\text{hgt}A = 1$);
- Функция принадлежности $\mu_A(x)$ кусочно-непрерывная;
- Ядро $\text{core } A$ имеет одну точку.

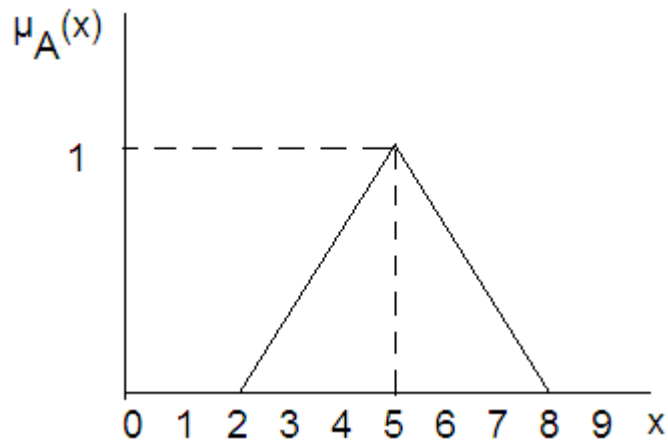


Рисунок 2.2 – Пример нечеткого числа « ≈ 5 »

10) Нечеткое множество есть нечеткий интервал (рисунок 2.3), когда выполняются условия:

- Нечеткое множество A выпуклое;
- Нечеткое множество A нормальное ($\text{hgt } A=1$);
- Функция принадлежности $\mu_A(x)$ кусочно-непрерывная

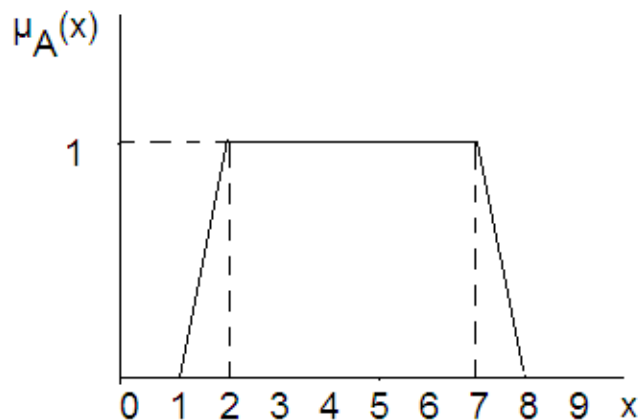


Рисунок 2.3 – Пример нечеткого интервала «от ≈ 2 до ≈ 7 »

2.2.2. Операции над нечеткими множествами

Рассмотрим основные математические операции над нечеткими множествами, которые могут быть использованы в последующей работе [59].

- 1) Пересечение. Пересечением двух нечетких множеств A и B называют некоторое наибольшее нечеткое подмножество C , которое содержится одновременно в A и B .

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)), \quad (2.8)$$

- 2) Объединение. Объединением двух нечетких множеств А и В называют некоторое наименьшее множество D, которое доминирует одновременно в А и В:

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)), \quad (2.9)$$

- 3) Разность. Разностью двух нечетких множеств А и В называется некоторое множество С, функция принадлежности которого определяется по следующей формуле:

$$\mu_c(x) = \max\{\mu_A(x) - \mu_B(x), 0\}, \quad (\forall x \in X), \quad (2.10)$$

где под знаком максимума используется обычная операция арифметической разности двух чисел.

- 4) Дополнение. Данная операция является унарной. Дополнение нечеткого множества А обозначается как \bar{A} и определяется как нечеткое множество $\bar{A} = \{x | \mu_{\bar{A}}(x)\}$, функция принадлежности которого $\mu_{\bar{A}}(x)$ определяется как:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x), \quad (\forall x \in X), \quad (2.11)$$

2.3. Применение теории нечетких множеств в системах регулирования

Теория нечетких множеств применяется в системах автоматического регулирования для различных целей, таких как регулирование параметров режимов в условиях неоднозначности и порой противоречивости входных данных, обеспечения устойчивости системы и пр.

Условно можно выделить две области ее практической реализации:

1. Нечеткие регуляторы, которые работают в прямом контуре и выполняют функции некоторого линейного преобразователя, а также они могут реализовывать линейные функции по типу пропорциональных (П-), пропорционально-интегральных (ПИ-), пропорционально-интегро-дифференциальных (ПИД-) и др. регуляторов;

2. Комбинированные нечеткие регуляторы, у которых в прямом контуре функционируют традиционные регуляторы, а в дополнительном контуре имеются нечеткие системы, адаптирующие коэффициенты усиления регулятора прямого контура, подстраивая их к изменяющимся условиям функционирования объекта управления.

При управлении сложными нелинейными объектами обычно используется два подхода. При первом пытаются описать объект с помощью различных математических моделей, однако в эти модели входит достаточно много эмпирических коэффициентов, которые, как правило, изменяются в широком диапазоне и их достаточно сложно идентифицировать. При таком подходе системы управления не обеспечивают нужного качества управления и, как следствие, не удается получить готовую продукцию с высокими потребительскими свойствами.

Однако с управлением такими сложными объектами человек справляется достаточно уверенно. При этом он использует показания контрольно-измерительных приборов и по эвристическим алгоритмам, основанным на опыте и интуиции, воздействует на дополнительные органы объекта, добиваясь приемлемых конечных результатов.

Возможен второй подход при управлении сложными объектами, когда эвристические алгоритмы управления реализуются с использованием языка нечеткой логики, который по своей структуре близок к естественному языку [60].

2.4. Основы нечеткой логики

Наряду с понятием нечеткого множества, Л. Заде предложил обобщить классическую логику на основе рассмотрения бесконечного множества значений истинности. В нечеткой логике истинностные значения высказываний могут принимать любое значение истинности из интервала действительных чисел $[0,1]$.

Это позволяет построить логическую систему, в которой можно выполнить рассуждения с неопределенностью и оценить степень истинности высказываний.

Важным понятием нечеткой логики является понятие элементарного нечеткого высказывания. Оно представляет собой повествовательное предложение, выражающее законченную мысль, относительно которой мы можем судить об ее истинности или ложности только с некоторой степенью уверенности.

2.4.1. Нечеткие логические операции

Нечеткие высказывания могут быть скомбинированы с помощью нечетких логических операций или связок. Рассмотрим некоторые из них [59].

Логическое отрицание (НЕ). Отрицанием нечеткого высказывания A называется унарная логическая операция, которая определяется отображением:

$$\mu_A(x) \rightarrow \mu_{\bar{A}}(x),$$

для которого выполняются аксиомы:

$$\overline{(\mu_A(x) = 0)} = (\mu_{\bar{A}}(x) = 1), \quad (2.12)$$

$$\overline{(\bar{\mu}_A(x))} = \mu_A(x), \forall \mu_A(x) \in [0,1], \quad (2.13)$$

$$\mu_{A_1}(x) < \mu_{A_2}(x) \rightarrow \overline{(\mu_{A_1}(x))} > \overline{(\mu_{A_2}(x))}, \forall \mu_{A_1}(x), \mu_{A_2}(x) \in [0,1]. \quad (2.14)$$

Тогда множество отображений, которые удовлетворяют (2.12- 2.14) являются нечетким отрицанием.

Существует много различных операций нечеткого “НЕ”. Некоторые из них приведены ниже:

1. Нечеткое “НЕ” по Заде (1973) определяется как вычитание из единицы:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (2.15)$$

2. Нечеткое “НЕ” по Сугэно (1977) или λ - дополнение определяется в следующем виде:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = \frac{1 - \mu_A(x)}{1 + \lambda \cdot \mu_A(x)}, \quad (2.16)$$

где $\lambda = -1$ – вещественный параметр.

3. Нечеткое “НЕ” по Ягеру (1980) определяется как:

$$\mu_{\bar{A}}(x) = \sqrt[p]{1 - \mu_A(x)}, \quad (2.17)$$

где $p > 0$ – параметр нечеткого отрицания.

Логическая конъюнкция (И). Конъюнкцией нечетких высказываний А и В называется бинарная логическая операция, результатом которой является нечеткое высказывание и его истинность определяется по формуле:

$$\mu_C(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)), \quad (2.18)$$

данное выражение является логическим произведением (Заде, 1973 г.) и считается основным, но могут использоваться и другие альтернативные формулы:

1. Алгебраическое произведение (Бандлер и Кохоут, 1980г.):

$$\mu_{A3}(x) = \mu_{A1}(x)(T)\mu_{A2}(x) = \mu_{A1}(x) * \mu_{A2}(x), \quad (2.19)$$

где символ “*” – произведение, принятое в классической алгебре.

2. Граничное произведение (Лукаевич, Гилес, 1976):

$$\begin{aligned} \mu_{A3}(x) = \mu_{A1}(x)(T)\mu_{A2}(x) &= \mu_{A1}(x) \otimes \mu_{A2}(x) = \max(\mu_{A1}(x) + \mu_{A2}(x) - 1, 0) = \\ &= (\mu_{A1}(x) + \mu_{A2}(x) - 1) \cup 0, \end{aligned} \quad (2.20)$$

где символ \otimes - граничное произведение.

3. Сильное произведение (Вебер, 1983):

$$\begin{aligned} \mu_{A3}(x) &= \mu_{A1}(x)(T)\mu_{A2}(x) = \mu_{A1}(x) \Delta \mu_{A2}(x) = \\ &= \begin{cases} \mu_{A1}(x), & \text{если } \mu_{A2}(x) = 1 \\ \mu_{A2}(x), & \text{если } \mu_{A1}(x) = 1 \\ 0, & \text{для всех других} \end{cases}, \end{aligned} \quad (2.21)$$

где символ Δ - сильное произведение.

Геометрическая интерпретация изображена на рисунке 2.4.

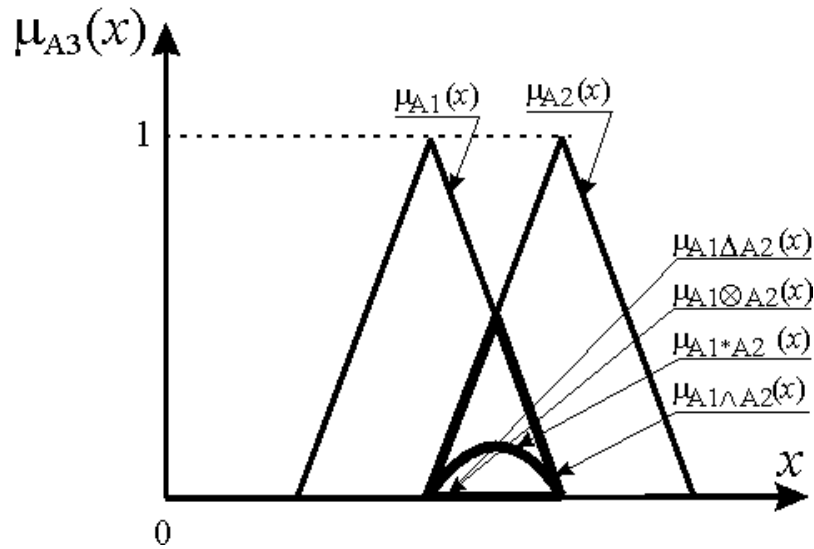


Рисунок 2.4 – Сильное, граничное, алгебраическое и логическое произведение нечетких множеств

Логическая дизъюнкция (ИЛИ). Дизъюнкцией нечетких высказываний А и В является бинарная логическая операция, результатом которой является нечеткое высказывание и его истинность определяется по формуле:

$$\mu_C(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)), \quad (2.22)$$

данное выражение является логической суммой (Заде, 1973 г.) и считается основным, но могут использоваться и другие альтернативные формулы:

1. Алгебраическая сумма (Бандлер и Кохоут, 1980г.):

$$\mu_{A3}(x) = \mu_{A1}(x) + \mu_{A2}(x) - \mu_{A1}(x) * \mu_{A2}(x) \quad (2.23)$$

2. Граничная сумма (Лукасевич, Гилес, 1976):

$$\begin{aligned} \mu_{A3}(x) = \mu_{A1}(x) \oplus \mu_{A2}(x) &= \mu_{A1}(x) \oplus \mu_{A2}(x) = \min(\mu_{A1}(x) + \mu_{A2}(x), 1) = \\ &= (\mu_{A1}(x) + \mu_{A2}(x)) \cap 1, \end{aligned} \quad (2.24)$$

где символ \oplus - граничная сумма.

3. Сильная сумма (Вебер, 1983):

$$\begin{aligned} \mu_{A3}(x) &= \mu_{A1}(x) \nabla \mu_{A2}(x) = \mu_{A1}(x) \nabla \mu_{A2}(x) = \\ &= \begin{cases} \mu_{A1}(x), \text{ если } \mu_{A2}(x) = 0 \\ \mu_{A2}(x), \text{ если } \mu_{A1}(x) = 0 \\ 1, \text{ для всех других} \end{cases}, \end{aligned} \quad (2.25)$$

где символ ∇ - сильная сумма.

Геометрическая интерпретация изображена на рисунке 2.5.

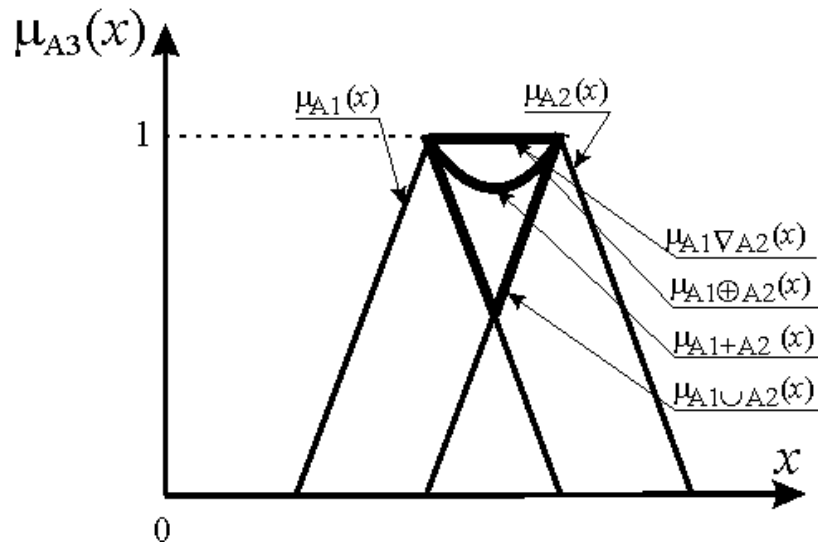


Рисунок 2.5 – Сильная, граничная, алгебраическая и логическая сумма нечетких множеств

2.4.2. Системы нечеткого вывода

Нечеткий вывод занимает центральное место в нечеткой логике и системах нечеткого управления. Этот процесс представляет собой процедуру или алгоритм получения нечетких заключений на основе нечетких условий или предпосылок.

Системы нечеткого вывода являются частным случаем продукционных нечетких систем, в которых условия и заключения отдельных правил формулируются в форме нечетких высказываний относительно значений тех или иных лингвистических переменных.

Разработка и применение систем нечеткого вывода включают в себя несколько этапов, реализация которых выполняется с помощью рассмотренных ранее основных положений нечетких множеств.

Входные переменные, поступающие на вход системы нечеткого вывода, являются информацией, которая замеряется каким-либо образом. Эти переменные есть реальные переменные процесса управления. Управляющие переменные

системы управления формируются на выходе системы нечеткого вывода. Таким образом, системы нечеткого вывода предназначены для преобразования значений входных переменных процесса управления в выходные переменные на основе использования нечетких правил продукций.

Простейший вариант правила нечеткой продукции, который наиболее часто используется в системах нечеткого вывода, записывается в форме:

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ”, ТО “ β_2 есть α_2 ”.

Здесь нечеткое высказывание “ β_1 есть α_1 ” представляет собой условие данного правила нечеткой продукции, а нечеткое высказывание “ β_2 есть α_2 ” – нечеткое заключение данного правила, которые сформулированы в терминах нечетких лингвистических высказываний. При этом считается, что $\beta_1 \neq \beta_2$.

Основные этапы нечеткого вывода и особенности каждого из них более подробно рассмотрены ниже.

1) *Формирование базы правил.* База правил систем нечеткого вывода предназначена для формального представления эмпирических знаний или знаний экспертов в той или иной проблемной области и представляет собой совокупность правил нечетких продукций вида:

ПРАВИЛО_1: ЕСЛИ “Условие_1”, ТО “Заключение_1” (F_1)

ПРАВИЛО_2: ЕСЛИ “Условие_2”, ТО “Заключение_2” (F_2)

...

ПРАВИЛО_n: ЕСЛИ “Условие_n”, ТО “Заключение_n” (F_n)

Здесь F_i (i принадлежит $\{1, 2, \dots, n\}$) есть коэффициенты определенности или весовые коэффициенты соответствующих правил, которые могут принимать значения из интервала $[0, 1]$. Если не указано иначе, то $F_i=1$.

Таким образом, база правил считается заданной, если для нее определено множество правил нечетких продукций, множество входных лингвистических переменных и множество выходных лингвистических переменных.

2) *Фаззификация (введение нечеткости)* является процессом и процедурой нахождения значений функций принадлежности нечетких множеств (термов) на основе обычных (четких) исходных данных. Цель данного этапа.

После завершения этого этапа для всех входных переменных должны быть определены конкретные значения функций принадлежности по каждому из лингвистических термов, которые используются в подусловиях базы правил системы нечеткого вывода.

3) *Агрегирование* представляет собой процедуру определения степени истинности условий по каждому из правил системы нечеткого вывода. Если условие правила имеет простую форму, то степень его истинности равна соответствующему значению принадлежности входной переменной к терму, используемому в данном условии. В том случае, когда условие состоит из нескольких подусловий вида:

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” И “ β_2 есть α_2 ”, ТО “ β_3 есть v ”, или

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” ИЛИ “ β_2 есть α_2 ”, ТО “ β_3 есть v ”,

то определяется степень истинности сложного высказывания на основе известных значений истинности подусловий. При этом используются соответствующие формулы для выполнения нечеткой конъюнкции и нечеткой дизъюнкции (2.18) и (2.22).

4) *Активизация* есть процесс нахождения степени истинности каждого из подзаключений правил нечетких продукций. До начала этого этапа предполагаются известными степень истинности и весовой коэффициент (F_i) для каждого правила. Далее рассматривается каждое из заключений правил системы нечеткого вывода. Если заключение правила представляет собой одно нечеткое высказывание, то степень его истинности равна алгебраическому произведению соответствующей степени истинности условия на весовой коэффициент.

Когда заключение состоит из нескольких подзакключений вида:

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” ТО “ β_2 есть α_2 ” И “ β_3 есть v ”, или

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” ТО “ β_2 есть α_2 ” ИЛИ “ β_3 есть v ”,

то степень истинности каждого из подзакключений равна алгебраическому произведению соответствующего значения степени истинности условия на весовой коэффициент.

После нахождения множества $S = \{c_1, c_2, \dots, c_q\}$ степеней истинности каждого из подзаключений определяются функции принадлежности каждого из них для рассматриваемых выходных лингвистических переменных. Для этого используется один из следующих методов:

- Min-активизация: $\mu'(y) = \min\{c_i, \mu(y)\}$;
- Prod- активизация: $\mu'(y) = c_i * \mu(y)$;
- Average- активизация: $\mu'(y) = 0.5 * (c_i + \mu(y))$,

где $\mu'(y)$ – функция принадлежности терма, который является значением некоторой выходной переменной ω_j , заданной на универсуме Y .

5) *Аккумуляция* является процессом нахождения функции принадлежности для каждой из выходных лингвистических переменных. Цель аккумуляции – объединить все степени истинности заключений (подзаключений) для получения функции принадлежности каждой из выходных переменных. Причина необходимости этого этапа заключается в том, что подзаключения, относящиеся к одной и той же выходной лингвистической переменной, принадлежат различным правилам системы нечеткого вывода. Объединение нечетких множеств S_i производят с помощью формулы (2.29)

6) *Дефаззификация (приведение к четкости)* представляет собой процедуру нахождения обычного (четкого) значения для каждой из выходных лингвистических переменных. Цель заключается в том, чтобы, используя результаты аккумуляции всех выходных лингвистических переменных, получить обычное количественное значение каждой из выходных переменных, которое может быть использовано специальными устройствами, внешними по отношению к системе нечеткого вывода. Для выполнения численных расчетов на данном этапе могут быть использованы следующие методы дефаззификации:

- *Метод центра тяжести (COG, CoG, Centre of Gravity):*

$$y = \frac{\max \int x \cdot \mu(x) dx}{\max \int \mu(x) dx}, \quad (2.26)$$

где y – результат дефаззификации; x – переменная, соответствующая выходной лингвистической переменной; $\mu(x)$ – функция принадлежности нечеткого множества, соответствующего выходной переменной после этапа аккумуляции; \min и \max – левая и правая точки интервала носителя нечеткого множества рассматриваемой выходной переменной.

В данном случае, четкое значение выходной переменной равно абсциссе центра тяжести площади, ограниченной графиком кривой функции принадлежности соответствующей выходной переменной.

- *Метод центра тяжести для одноточечных множеств (COGS, Centre of Gravity for Singletons):*

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot \mu(x_i)}{\sum_{i=1}^n \mu(x_i)}, \quad (2.27)$$

где n – число одноточечных нечетких множеств, каждое из которых характеризует единственное значение выходной лингвистической переменной.

- *Метод центра площади (CoA, COA, Centre of Area, Bisector of Area):*

$$\int_{\min}^u \mu(x) dx = \int_u^{\max} \mu(x) dx, \quad (2.28)$$

Другими словами, центр площади равен абсциссе, которая делит площадь, ограниченную графиком кривой функции принадлежности соответствующей выходной переменной, на две равные части.

- *Метод левого модального значения (LM, Left modal Maximum):*

$$y = \min\{x_m\}, \quad (2.29)$$

где x_m – модальное значение (мода) нечеткого множества, соответствующего выходной переменной после аккумуляции, рассчитываемое по формуле:

$$x_m = \arg \max \{ \mu(x) \}, x \in [a, b].$$

То есть, значение выходной переменной определяется как мода нечеткого множества для соответствующей выходной переменной или наименьшая из мод (самая левая), если нечеткое множество имеет несколько модальных значений.

- *Метод правого модального значения (RM, Right Most Maximum):*

$$y = \max\{x_m\}, \quad (2.30)$$

В этом случае значение выходной переменной определяется как мода нечеткого множества для соответствующей выходной переменной или наибольшая из мод (самая левая), если нечеткое множество имеет несколько модальных значений.

2.4.3. Основные алгоритмы нечеткого вывода

Рассмотренные выше этапы нечеткого вывода могут реализовываться неоднозначным образом. К настоящему времени предложено несколько алгоритмов нечеткого вывода. Рассмотрим ниже те, которые получили наибольшее распространение. Стоит отметить, что особенности первых трех этапов (формирование базы правил, фаззификация и агрегирование) совпадают с выше перечисленными и одинаковы для всех ниже указанных алгоритмов, поэтому рассматриваться не будут.

Алгоритм Мамдани:

- 1) Активизация осуществляется по методу min-активизации;
- 2) Аккумуляция производится по формуле (2.9) для объединения нечетких множеств, соответствующих термам подзаключений, относящихся к одним и тем же выходным лингвистическим переменным;
- 3) Дефаззификация выходных переменных производится по методу центра тяжести или центра площади.

Алгоритм Цукамото:

Перед применением этого алгоритма необходимо убедиться в монотонности функций принадлежности выходных переменных.

- 1) Активизация осуществляется по методу min-активизации;
- 2) Находятся обычные (не нечеткие) значения всех выходных лингвистических переменных в каждом из подзаключений активных правил нечетких продукций:

$$c_i = \mu(w_j);$$

- 3) Аккумуляция фактически отсутствует, так как расчеты проводятся над обычными действительными числами w_j ;
- 4) Дефаззификация выходных переменных производится по модифицированному методу центра тяжести для одноточечных множеств:

$$y = \frac{\sum_{i=1}^n c_i \cdot w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}, \quad (2.31)$$

Алгоритм Ларсена:

- 1) Активизация осуществляется по методу prod-активизации (операция алгебраического умножения);
- 2) Аккумуляция заключений нечетких правил продукций осуществляется по формуле (2.9) для объединения нечетких множеств, соответствующих термам подзаключений, относящихся к одним и тем же выходным лингвистическим переменным;
- 3) Дефаззификация осуществляется по любому из рассмотренных выше методов дефаззификации.

Алгоритм Ягера:

- 1) Активизация осуществляется с помощью нечеткой логической операции возведения в степень:

$$\mu_{c_i}(z) = \mu_{c_i}(z)^{1/a_i}, \quad (2.32)$$

- 2) Аккумуляция заключений нечетких правил продукций осуществляется по формуле (2.9) для объединения нечетких множеств, соответствующих термам подзаключений, относящихся к одним и тем же выходным лингвистическим переменным;
- 3) Дефаззификация осуществляется, например, методом центра тяжести.

Алгоритм Сугено1 порядка:

Для этого алгоритма в базе правил используются только правила нечетких продукций в форме:

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” И “ β_2 есть α_2 ” ТО “ $w = \varepsilon_1 * a_1 + \varepsilon_2 * a_2$ ”,

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – некоторые весовые коэффициенты и значение выходной переменной w в заключении определяется как некоторое действительное число.

- 1) Активизация проводится по методу min-активизации;
- 2) Находятся обычные (не нечеткие) значения всех выходных лингвистических переменных каждого правила по формуле:

$$w' = \varepsilon_1 * a_1 + \varepsilon_2 * a_2, \quad (2.33)$$

где вместо a_1 и a_2 подставляются значения входных переменных до этапа фаззификации;

- 3) Аккумуляция фактически отсутствует, так как расчеты проводятся над обычными действительными числами w_i ;
- 4) Дефаззификация выходных переменных производится по модифицированному методу центра тяжести для одноточечных множеств [59].

Алгоритм Сугено нулевого порядка:

Для этого алгоритма в базе правил используются только правила нечетких продукций в форме:

ПРАВИЛО<#>: ЕСЛИ “ β_1 есть α_1 ” И “ β_2 есть α_2 ” ТО “ $w = \varepsilon$ ”,

где ε - некоторое действительное число.

- 1) Активизация проводится по методу min-активизации;
- 2) Аккумуляция фактически отсутствует, так как расчеты проводятся над обычными действительными числами w_i ;
- 3) Дефаззификация выходных переменных производится по модифицированному методу центра тяжести для одноточечных множеств [59].

2.5. Практическое применение теории нечетких множеств к задачам регулирования режимов работы ВЭУ

Аппарат нечеткой логики в настоящее время широко используется для решения задачи повышения энергоэффективности режимов работы ВЭУ.

Н. Karimi-Davijani, A. Sheikholeslami, H. Livani and M. Karimi-Davijani в своей работе [61] рассматривали управление ветровой турбиной с асинхронным генератором двойного питания с помощью аппарата нечеткой логики. Алгоритм на основе нечеткой логики показал отличную способность к поддержанию стабильности параметров сети и улучшил качество вырабатываемой энергии.

Raymond B. Gavino, John Christopher Y. Ng, Richmond L. Ng, Bryan L. Tan и Alvin Y. Chua занимались разработкой автоматизированной ветровой турбины с использованием нечеткой логики [62]. Все проведенные расчеты, созданные микроконтроллеры, смоделированная турбина (аналог существующей в действительности) и полученные результаты моделирования показали успешность проделанных исследований и научных разработок.

Hussein F. Soliman, Abdel-Fattah Attia, S. M. Mokhymar, M. A. L. Badr [63] исследовали возможность регулирования частоты и напряжения самовозбуждающегося асинхронного генератора, входящего в состав ВЭУ при использовании нечетких алгоритмов. Предложенные в их работе алгоритмы управления оказывали регулирующее воздействие на частоту и напряжение системы, чтобы улучшить её динамические характеристики. Алгоритм управления на основе нечеткой логики использовался для рабочего цикла включения конденсаторной батареи, которая регулировала конечное напряжение асинхронной машины. Также нечеткий вывод применялся для изменения угла атаки лопасти ВЭУ, чтобы таким образом влиять на частоту всей системы. По сравнению с регулированием, основанном на пропорциональном и интегральном управлении, результаты моделирования с использованием алгоритма на основе нечеткой логики оказались наиболее эффективными [63].

Piao Haiguo, Wang Zhixin [64] провели исследование системы рысканья (отклонения от направления ветра) ВЭУ, основанной на синтезе регулятора на основе нечеткой логики и ПИД-регулятора. По результатам сравнения работы двух регуляторов – обычного пропорционально-интегрального и нечеткого - пропорционально-интегрального - были сделаны выводы, что последний регулятор наиболее эффективен в достижении стабильности и робастности (надежности) системы рысканья, а это, в свою очередь, повышает коэффициент надежности всей системы.

В United States Environmental Protection Agency, National Risk Management Research Laboratory Bimal K. Bose и Marcelo G. Simoes выпустили работу, посвященную управлению машиной с короткозамкнутым ротором и переменной скоростью, которая входит в состав ветрогенерирующей системы на основе нечеткой логики [65]. В этом отчете даются результаты успешного применения аппарата нечеткой логики для повышения эффективности и регулирования работы ВЭУ с переменной скоростью. Достижение максимальной энергетической выработки осуществляется с помощью трех регуляторов, с заложенными в них алгоритмами нечеткого вывода. По первому алгоритму отслеживается скорость генератора во время работы, чтобы обеспечить аэродинамическую эффективность ВЭУ. Второй алгоритм построен относительно магнитного потока машины таким образом, чтобы оптимизировать эффективность системы преобразования. Третий алгоритм производит робастное регулирование скорости в зависимости от колебаний момента турбины и ветра. По результатам исследований сделаны выводы об успешном разрешении всех поставленных целей данной работы.

В Индии также занимаются разработкой и исследованием систем на основе нечеткой логики. Успешно проделали работу Vinod Kumar и R. R. Joshi [66] по применению алгоритмов на основе нечеткого логического вывода во внутренних циклах управления и для изменения частоты вращения ветроколеса в зависимости от скорости ветра. Данное регулирование позволило повысить эффективность выработки мощности ВЭУ за счет ее работы на максимуме при любой скорости ветра.

Исследования Paulo Costa, Antonio Martins и Adriano Carvalho [67, 68] также были направлены на повышение вырабатываемой мощности ВЭУ. В этих работах поставлена одна цель – максимизировать и оптимизировать производительность системы, осуществляя только контроль над скоростью ветра. В очередной раз исследования показали состоятельность нечеткой логики для управления системами с высокой степенью сложности и нелинейности.

Andrea Dadone and Lorenzo Dambrosio в своей работе [69] предложили использовать регулирующее устройство с оценочным модулем на основе адаптивной нечеткой логики для ВЭУ с асинхронным генератором. Представленные результаты показали достоверность и надежность предлагаемого метода.

Jahmeerbacus and C. Bhurtun также занимались разработкой алгоритмов на основе нечеткой логики для извлечения максимальной мощности из ВЭУ с переменной скоростью вращения ветроколеса [70]. По результатам исследований установлено, что по алгоритму, в основу которого заложен нечеткий логический вывод, изменяется угловая частота таким образом, что коэффициент мощности достигает своего максимального значения при установившемся режиме.

Особый интерес представляют работы Evgenije Adzic, Zoran Ivanovic, Milan Adzic, Vladimir Katic [71] и Kung Chris Wu, Rony K. Joseph, and Nagendra K. Thupili [72]. Остановимся на них более подробно.

2.5.1. Алгоритм управления на основе нечеткой логики для регулирования скорости вращения ветроколеса

Evgenije Adzic, Zoran Ivanovic, Milan Adzic, Vladimir Katic в своей работе [71] предлагают использовать алгоритм на основе нечеткой логики для регулирования скорости вращения ветроколеса. На рисунке 2.6 показано множество энергетических характеристик ВЭУ в зависимости от скорости вращения ветроколеса и скорости ветра.

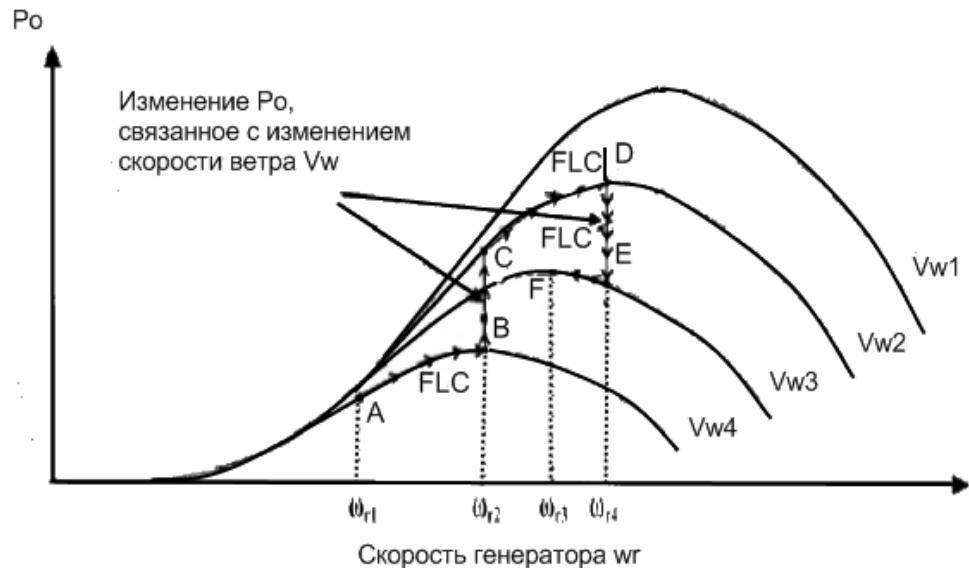


Рисунок 2.6 – Зависимость выходной мощности от скорости генератора при разных скоростях ветра

Следует отметить, что рабочая точка, при которой вырабатываемая мощность максимальна, для каждой скорости ветра имеет свое положение. Основная цель регулирования – привести генератор ветровой турбины в эту рабочую точку. Алгоритм на основе нечеткой логики в данном случае используется для достижения максимально возможной мощности при каждой скорости ветра.

Для определенных значений скорости ветра, по алгоритму отыскивается оптимальная скорость генератора, пока система не придет в точку максимальной выработки энергии. Например, при скорости ветра V_{w4} выходная мощность будет находиться в точке А, если скорость генератора ω_{r1} . На основе нечеткого логического вывода будет изменяться скорость генератора, пока не достигнет скорости ω_{r2} , где выходная мощность максимальна (точка В). Если скорость ветра увеличится до V_{w2} , выходная мощность переместится в точку С и тогда по алгоритму будет перемещаться рабочая точка в положение D, изменяя скорость генератора до ω_{r4} . Стратегия для снижения скорости ветра подобна. Если скорость ветра снижается до V_{w3} , выходная мощность изменяется и устанавливается в рабочей точке Е. Скорость генератора будет снижаться до оптимального значения ω_{r3} (точка F), где выходная мощность максимальна.

Следовательно, принцип работы алгоритма на основе нечеткой логики заключается в увеличении или понижении скорости генератора в соответствии с увеличением или снижением предполагаемой выходной мощности P_0 . Если изменение ΔP_0 положительно при последнем положительном изменении $\Delta \omega_r$, поиск продолжается в том же самом направлении. Если, с другой стороны, положительное изменение $\Delta \omega_r$ приводит к отрицательному изменению ΔP_0 , направление поиска изменяется. Таким образом, во время этих пошаговых изменений скорости генератора, контроллер отслеживает изменения в выходной мощности турбины и сохраняет постоянной скорость генератора, для которой эти изменения выходной мощности равны нулю. Если значение ω_{r1} сильно отличается от ω_{r2} , то по алгоритму будет задаваться большее значение шага $\Delta \omega_r$ для ускорения достижения максимальной мощности. Аналогично, если текущая скорость генератора близка к ω_{r2} , то регулятор должен задавать меньшее значение шага $\Delta \omega_r$, чтобы избежать колебаний и обеспечить стабильность системы. Такая система регулирования является универсальной системой нечеткого регулирования, блок-схема которой представлена на рисунке 2.7.

Входные переменные, изменение выходной мощности ΔP_0 и последующее изменение скорости генератора $L\omega_r$, сначала преобразуются в соответствующие нечеткие множества с человеческими описательными и интуитивными значениями, такими как термы большой, средний, малый и нулевой. Это происходит в “блоке фаззификации”, где переменные $\Delta P_0(k)$ (изменение выходной мощности), $\Delta \omega_r$ (изменение скорости генератора) и $L\Delta \omega_r$ (дальнейшее изменение скорости генератора) описываются функциями принадлежности, заданными на рисунке 2.8 [71]. Впоследствии, можно применить наглядные правила логического вывода: “если последнее изменение выходной мощности ΔP_0 во время поиска максимальной мощности было положительным и большим и последнее изменение желаемой скорости генератора $L\Delta \omega_r$ было положительным, тогда сохраняем отслеживание максимальной мощности в том же самом положительном направлении с большим увеличением $\Delta \omega_r$ ”. Правила, подобные этим, включены в блок “таблица правил” и они даны в таблице 2.1. В конечном

итоге, выходные нечеткие множества, указывающие изменение скорости генератора $\Delta\omega_r$ поступают в “дефаззификатор”, где преобразуются в действительные значения. Это значит, что выходные значения, такие как БОЛЬШОЙ, СРЕДНИЙ, МАЛЫЙ переводятся в числа, которые указывают измеримые (нормированные) значения скорости генератора. Следует отметить, что на рисунке 2.7 KWR и KPO - масштабные коэффициенты. Они являются функциями скорости генератора, так что управление, так или иначе, становится нечувствительно к изменениям скорости ветра. Значения этих коэффициентов генерируются эмпирически, принимая во внимание зависимость мощности ветровой турбины от скорости ветра при различных скоростях генератора.

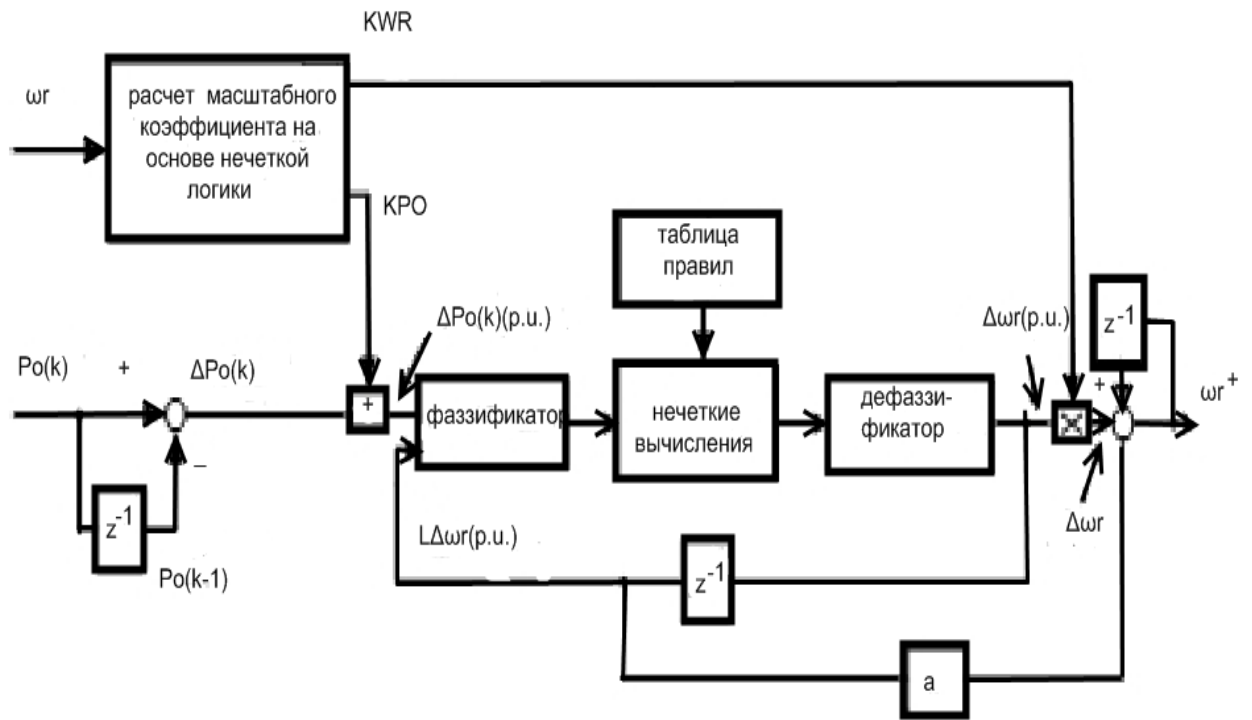


Рисунок 2.7 – Блок-схема реализации алгоритма на основе нечеткого вывода для регулирования скорости генератора ($P_0(k)$ – текущее значение вырабатываемой мощности, $P_0(k-1)$ - значение мощности в предыдущий период времени)

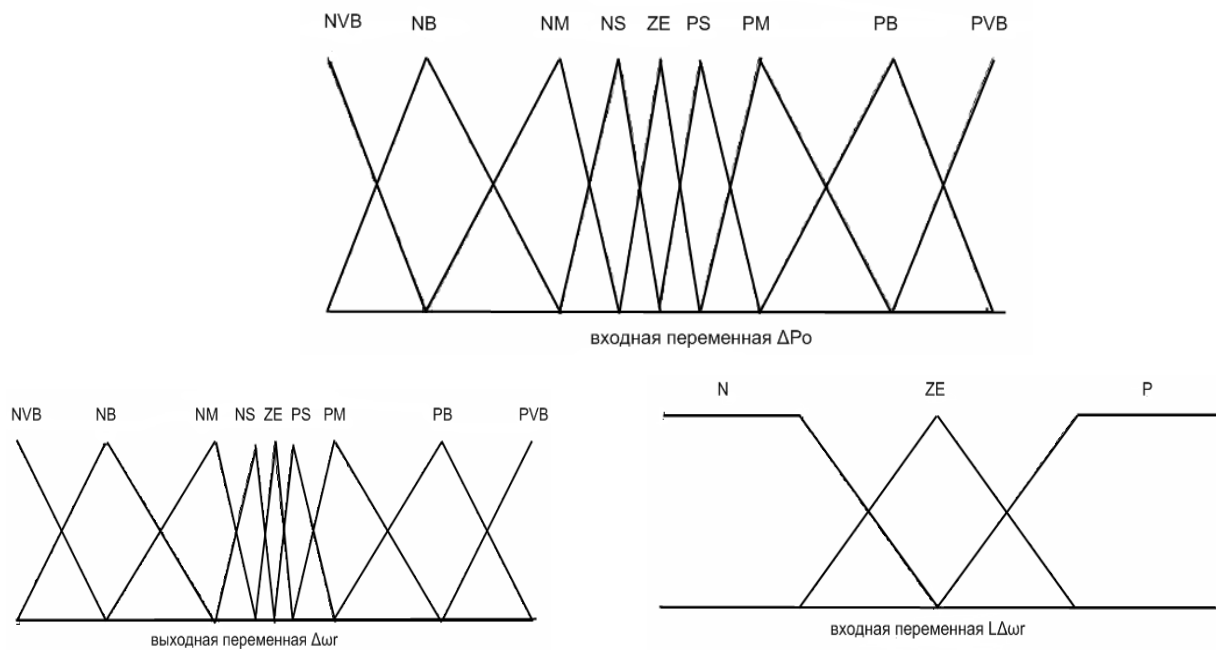


Рисунок 2.8 – Функции принадлежности для нечеткого вывода (ΔP_o , $\Delta \omega_r$ и $L\Delta \omega_r$)

Таблица 2.1 – Правила для алгоритма на основе нечеткой логики

$\Delta \omega_r$ \ ΔP_o	P	ZE	N
PVB	PVB	PVB	NVB
PBIG	PBIG	PVB	NBIG
PMED	PMED	PBIG	NMED
PSMA	PSMA	PMED	NSMA
ZE	ZE	ZE	ZE
NSMA	NSMA	NMED	PSMA
NMED	NMED	NBIG	PMED
NBIG	NBIG	NVB	PBIG
NVB	NVB	NVB	PVB

Достоинства нечеткого регулирования очевидны. Оно обеспечивает необходимый размер шага при поиске, что обеспечивает быструю сходимость, также регулятор может принимать неточные и искаженные сигналы. При работе регулятора, с заложенным в него алгоритмом на основе нечеткой логики, нет необходимости в какой-либо информации о скорости ветра и он нечувствителен к изменениям системных параметров, что полезно при его установке в ветровых турбинах разных мощностей [71].

2.5.2. Алгоритм управления на основе нечеткой логики для коррекции положения гондолы

Kung Chris Wu, Rony K. Joseph, and Nagendra K. Thupili [72] разработали и исследовали работу алгоритма на основе нечеткого логического вывода для изменения ориентации гондолы относительно направления ветра.

Блок-схема для реализации регулятора, с заложенным в него алгоритмом нечеткого логического вывода, изображена на рисунке 2.9. Он состоит из трех модулей: фаззификатора, механизма логического вывода нечеткой логики и дефаззификатора. Четкие выходные сигналы, соответствующие позиции и скорости ошибки привода поворота гондолы, нормализуются умножением на нечеткие коэффициенты $K1$ и $K2$. Нормализованные выходные сигналы затем поступают к фаззификатору. Он оценивает четкие входные сигналы относительно каждой лингвистической переменной. Каждая лингвистическая переменная характеризуется функцией принадлежности. В системе управления поворотом используются две установленных переменных, ошибка положения (PE) и ошибка скорости (VE). Для каждой переменной определены пять функций принадлежности, т.е. пять лингвистических переменных. Функции принадлежности определяются в нормализованном универсальном множестве, как показано на рисунке 2.10. Количество нечетких множеств для заданных переменных влияет на выходной сигнал регулятора. Большое количество множеств обеспечивает лучшее действие алгоритма. Однако, это увеличивает количество правил и время расчета. После того как переменные фаззифицированы, они поступают к механизму логических выводов нечеткого множества.

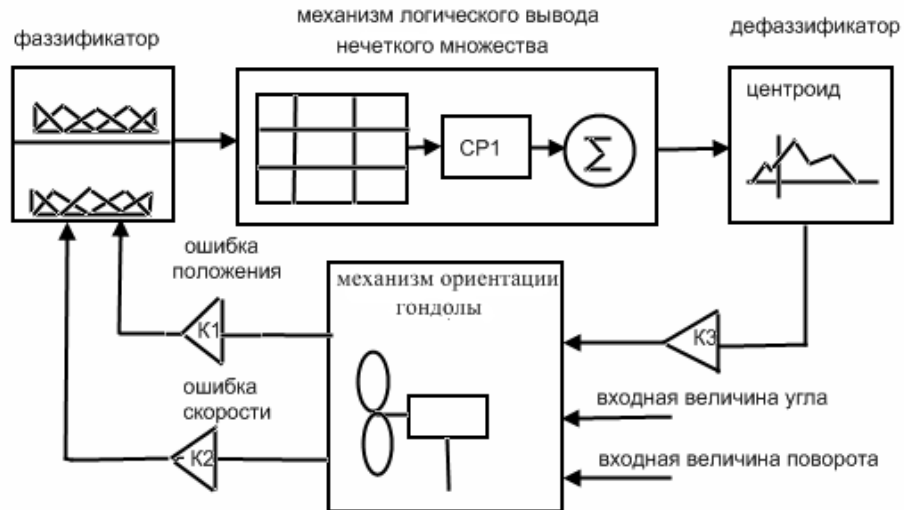


Рисунок 2.9 – Блок-диаграмма регулятора, с заложенным в него алгоритмом на основе нечеткой логики, для ориентации гондолы

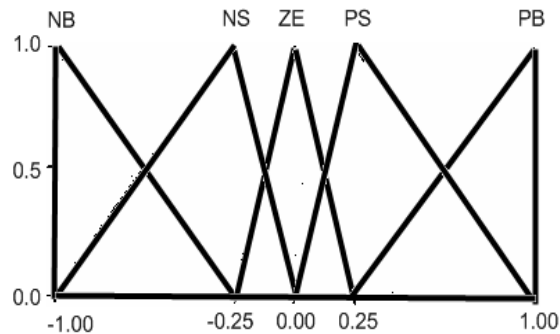


Рисунок 2.10 – Функции принадлежности переменных PE и VE

Множество правил нечеткого логического вывода, запасенных в нечеткой ассоциативной памяти (НАП банк), оценивают нечеткие входные сигналы и в результате генерируют соответствующие нечеткие выходные сигналы. Выходные нормализованные функции принадлежности, определяются подобно входящим переменным. Нижеследующие символы представляют лингвистические нечеткие множества, используемые для входных и выходных переменных:

- NB: отрицательно большое;
- NS: отрицательно малое;
- ZE: ноль;
- PS: положительно малое;
- PB: положительно большое.

Синтаксис правил задается в форме:

“ЕСЛИ ошибка положения РВ и ошибка скорости РВ, ТО коррекция скорости РВ”.

Правила кодируются в тройном нечетком соединении (таблица 2.2) [72].

Таблица 2.2 – Правила для алгоритма на основе нечеткого логического вывода

№ правила	Ошибка положения	Ошибка скорости	Коррекция скорости
Правило 1	PВ	PВ	PВ
Правило 2	PВ	PS	PS
Правило 3	PВ	ZE	ZE
Правило 4	PВ	NS	NS
Правило 5	PВ	NB	NB
Правило 6	PS	PВ	PS
Правило 7	PS	PS	PS
Правило 8	PS	ZE	ZE
Правило 9	PS	NS	NS
Правило 10	PS	NB	NB
Правило 11	ZE	PВ	ZE
Правило 12	ZE	PS	NS
Правило 13	ZE	ZE	NB
Правило 14	ZE	NS	NB
Правило 15	ZE	NB	NB
Правило 16	NS	PВ	NS
Правило 17	NS	PS	NB
Правило 18	NS	ZE	NB
Правило 19	NS	NS	NB
Правило 20	NS	NB	NB
Правило 21	NB	PВ	NB
Правило 22	NB	PS	NB
Правило 23	NB	ZE	NB
Правило 24	NB	NS	NB
Правило 25	NB	NB	NB

2.5.3. Алгоритм управления на основе нечеткой логики для изменения угла заклинения лопасти

В последние годы наиболее популярными становятся турбины с переменной скоростью вращения и возможностью изменения угла заклинения лопасти. Об алгоритме на основе нечеткой логики для изменения скорости вращения ротора

сказано выше. Это управление актуально в зоне 2, когда скорости ветра и выработка мощности не достигают номинальных значений. В зоне 3 скорость вращения ротора сохраняется постоянной. Что касается изменения угла заклинения, то в данном случае процесс имеет обратный характер – в зоне 2 угол заклинения находится в его оптимальном положении ($\beta=0^\circ$), а в зоне 3 происходит его изменение (рисунок 2.11). Так, на рисунке 2.12 показан пример изменения угла заклинения лопасти при изменении скорости ветра. Можно выделить следующие цели управления углом заклинения лопасти:

- Оптимизация выходной мощности ветровой турбины. В области ветров ниже номинального значения (зона 2), угол должен сохранять постоянную оптимальную величину (как правило, $\beta=0^\circ$), чтобы турбина выдавала максимально возможную мощность;
- Ограничение выходной мощности турбины. При ветрах выше номинального значения (зона 3) угол заклинения изменяется по определенному закону, регулируя аэродинамическую мощность и нагрузку ротора;
- Минимизация разрушающих нагрузок на компоненты турбины. Очевидно, что действие системы управления может сильно влиять на нагрузки, испытываемые турбиной. При проектировании регуляторов нужно принимать во внимание влияние на нагрузку, которую будет испытывать турбина и при действии контроллера нужно быть уверенным, что его действия не приведут к чрезмерным нагрузкам.

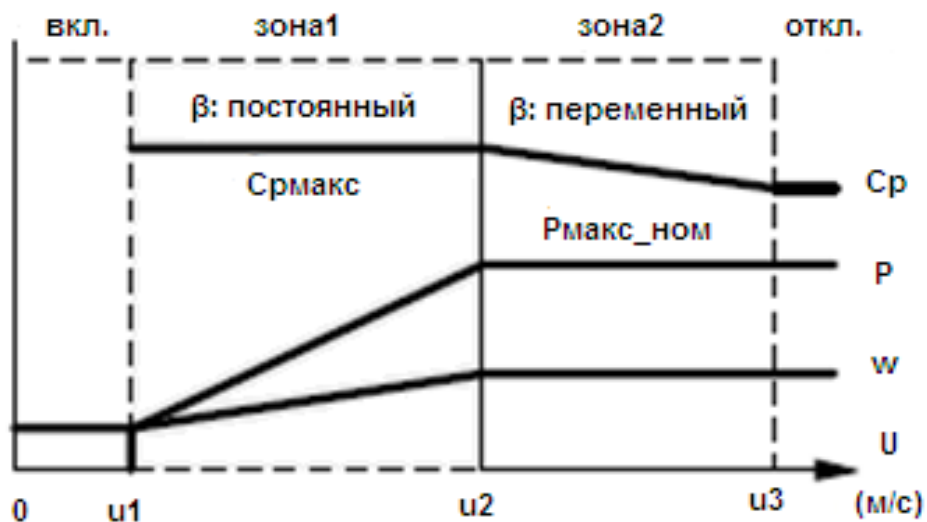


Рисунок 2.11 – Графики изменения угла заклинения, коэффициента мощности и угловой скорости вращения ротора в рабочих зонах

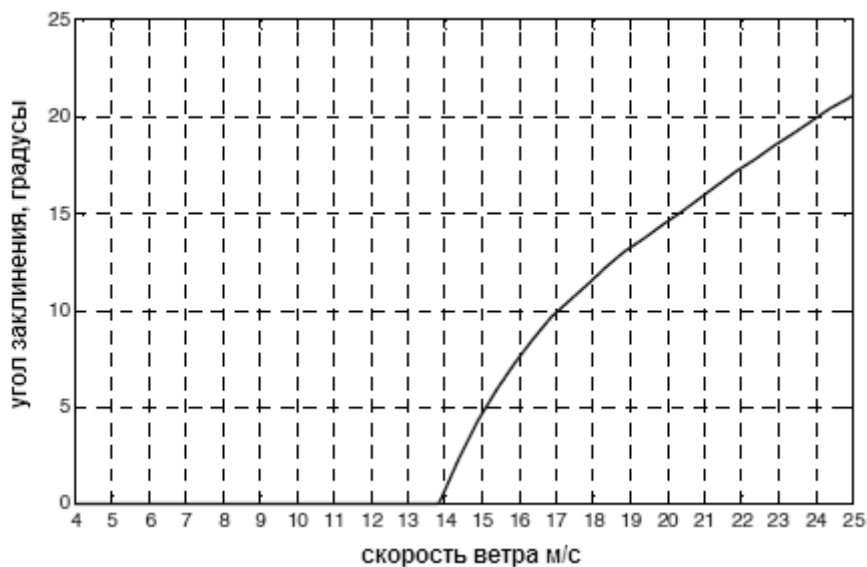


Рисунок 2.12 – Зависимость угла заклинения лопасти от скорости ветра

Обычно для изменения угла заклинения пользуются стандартными PI-контроллерами, но они требуют знания динамики системы. Регулятор с заложенным в него алгоритмом на основе нечеткой логики не требует знаний о системе и может быть применен в условиях нелинейности параметров.

Алгоритм для изменения угла заклинения лопасти был предложен в работе [73]. Процесс осуществления нечеткого управления отражен на рисунке 2.13.

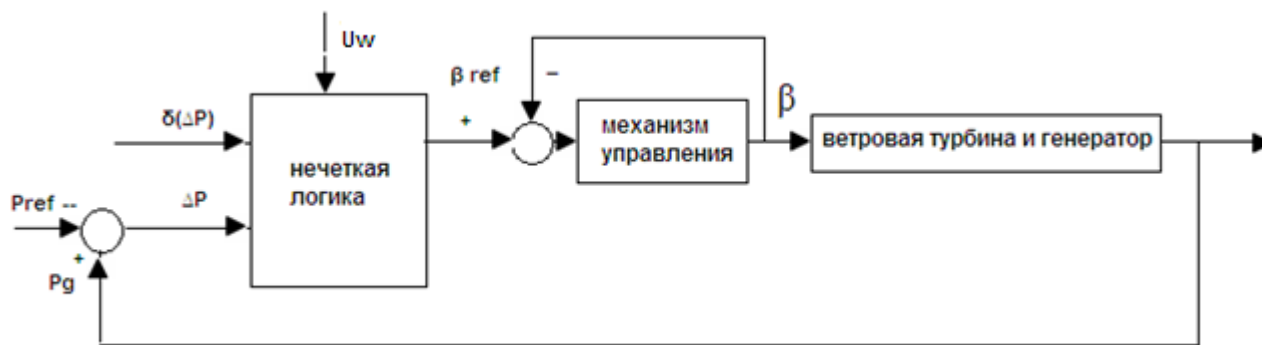


Рисунок 2.13 – Блок-схема контроллера с алгоритмом на основе нечеткой логики для изменения угла заклинения лопасти ВЭУ

Входные и выходные функции принадлежности показаны на рисунке 2.14. Из рисунка 2.13 видно, что предлагаемый алгоритм основывается на отклонении мощности от номинального значения ΔP :

$$\Delta P = P_{\text{ref}} - P_g,$$

$$\delta(\Delta P) = \Delta P_n - \Delta P_{n-1},$$

где P_{ref} – номинальное значение мощности, P_g – измеренное значение мощности генератора.

В таблице 2.3 представлены правила для входных и выходных переменных. В предлагаемой нечеткой системе используются девять нечетких множеств:

NL - отрицательное очень большое;

NML - отрицательное большое;

NM - отрицательное среднее;

NS - отрицательное малое;

ZE – ноль;

PS - положительное малое;

PM - положительное среднее;

PML - положительное большое;

PL - положительное очень большое.

Таблица 2.3 – Правила нечеткого вывода

u_m	PS					PM					PL				
ΔP	NL	NS	ZE	PS	PL	NL	NS	ZE	PS	PL	NL	NS	ZE	PS	PL
$\delta \Delta P$															
NL	NL	NML	NM	NM	PS	NL	NM	NM	NS	PS	NML	NM	NS	NS	PS
NS	NL	NM	NS	PS	PM	NML	NM	NS	PS	PM	NML	NM	NS	ZE	PS
ZE	NML	NS	ZE	PS	PML	NM	NS	ZE	PS	PM	NM	NS	ZE	PS	PM
PS	NM	NS	PS	PM	PL	NM	NS	PS	PM	PML	NS	ZE	PS	PM	PML
PL	NS	PM	PM	PML	PL	NS	PS	PM	PM	PL	NS	PS	PS	PM	PML

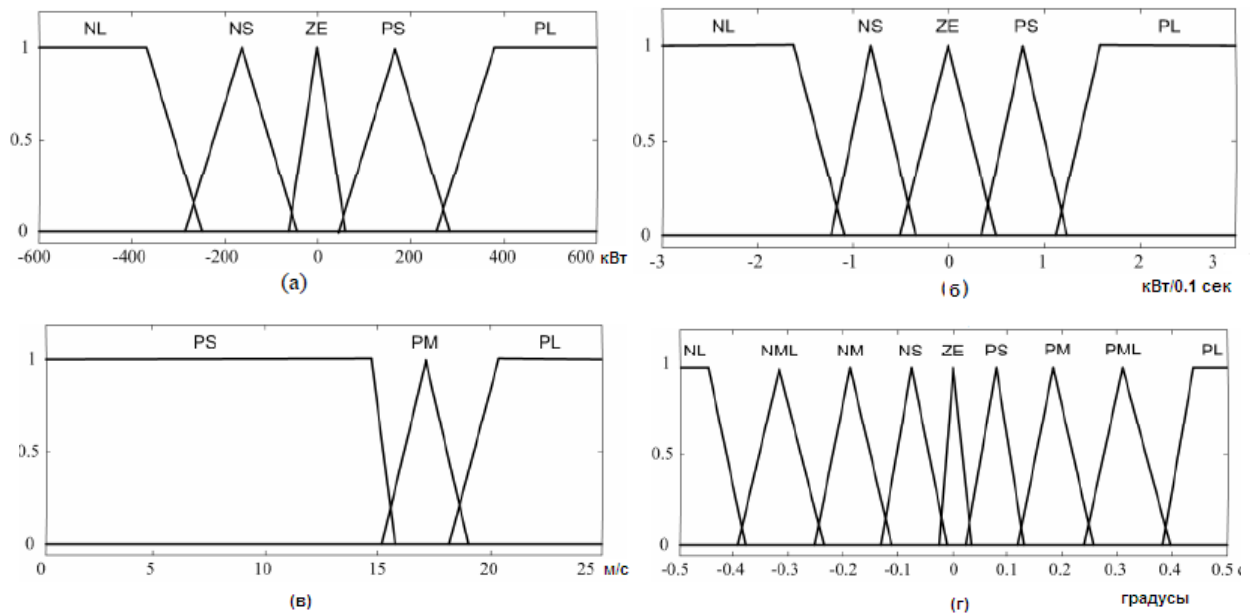


Рисунок 2.14 – Функции принадлежности для переменных: а) входной сигнал ошибки мощности; б) входной сигнал градиента мощности; в) входной сигнал скорости ветра; г) выходной сигнал изменения угла заклинения лопасти

Для более точного понимания правил прокомментируем некоторые из них (без учета скорости ветра):

- 1) Если ΔP и $\delta(\Delta P)$ отрицательные очень большие, следовательно выходная мощность больше номинального значения и амплитуда изменения мощности увеличивается, следовательно нужно уменьшить угол заклинения;

- 2) Если ΔP отрицательное очень большое и $\delta(\Delta P)$ положительное очень большое, то выходная мощность выше номинала, но амплитуда ее изменения уменьшается, поэтому изменение угла заклинения будет малым.

Исследования предложенного алгоритма показали, что его использование при больших скоростях ветра снижает нагрузку на компоненты турбины.

2.5.4. Алгоритм управления на основе нечеткой логики для изменения длины лопасти ветроколеса

Основываясь на новых технических разработках (глава 1), в данной работе предложен еще один алгоритм на основе нечеткого логического вывода, позволяющий повышать эффективность работы ВЭУ.

Схема регулятора, с заложенным в него нечетким логическим выводом, представлена на рисунке 2.15. Данный алгоритм управления применим к ВЭУ, работающим как с постоянной, так и с переменной скоростью вращения ротора.

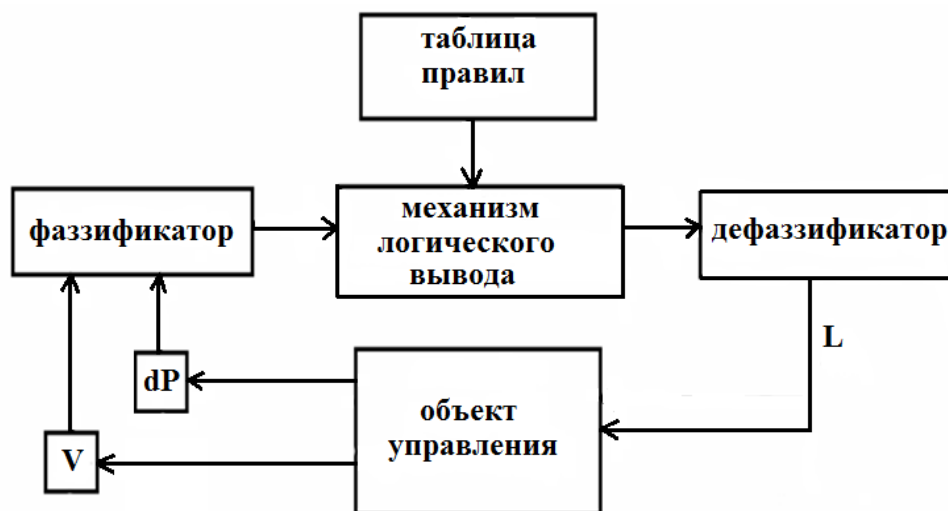


Рисунок 2.15 – Блок-схема регулятора, с заложенным в него алгоритмом на основе нечеткой логики, для изменения длины лопасти ВК

Для каждой ВЭУ заводом-изготовителем определяется энергетическая характеристика и соответствующие значения коэффициента мощности при различных скоростях ветра. Как указывалось выше, достижение наибольшего

значения коэффициента мощности желаемо для получения максимальной выработки мощности ВЭУ. Выбрав наибольшее c_p из диапазона установленных значений, можно определить длину лопасти, которая желаемо для работы ВЭУ с номинальной мощностью и постоянной скоростью вращения ротора генератора. Таким образом, при работе ВЭУ необходим постоянный контроль за c_p и выдаваемой мощностью, чтобы своевременно увеличивать, либо уменьшать длину лопасти. Свод правил для нечеткого контроллера представлен в таблице 2.4. Значения c_p принимаются равными оптимальному значению.

В качестве входных переменных алгоритма служат значения скорости ветра ($Vв$) и вырабатываемой мощности (P) ВЭУ. Нечеткий вывод осуществляется по алгоритму Ларсена, для процесса дефаззификации используется метод среднего максимума, который определяется как среднее арифметическое левого и правого модальных значений. На выходе получаем конкретное значение изменения длины лопасти ΔL для максимизации выработки энергии.

Нижеследующие символы представляют лингвистические нечеткие множества, используемые для входных и выходных переменных:

- N – номинальное значение;
- NS – меньше номинального значения/отрицательное малое значение;
- B – большое отклонение;
- VB - очень большое отклонение;
- PB – положительное большое отклонение;
- PVB – очень большое положительное отклонение;
- Z – нет отклонения;
- M – среднее отклонение.

Для предложенного алгоритма на основе нечеткой логики сформированы функции принадлежности (рисунки 2.16-2.18) и правила, по которым осуществляется его управляющее действие (таблица 2.4).

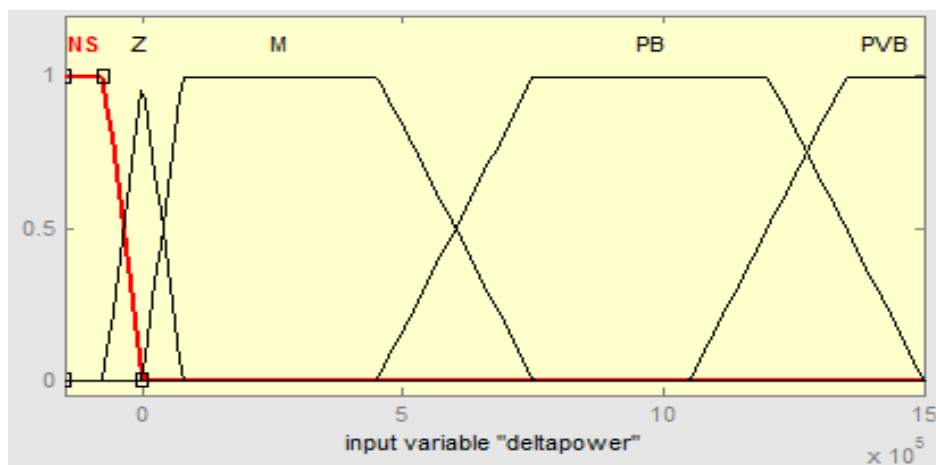


Рисунок 2.16 – Функция принадлежности для входной переменной P

Таблица 2.4 – Правила для нечеткого вывода

№ правила	Значение P	Скорость ветра, V _в	Коррекция длины лопасти, ΔL
Правило 1	NS	слабый 3,6 – 9,85 м/с	NS
Правило 2	PB		VB
Правило 3	PVB		VB
Правило 4	Z		N
Правило 5	M		B
Правило 6	NS	свежий 7,25 – 12,25 м/с	NS
Правило 7	PB		VB
Правило 8	PVB		VB
Правило 9	Z		N
Правило 10	M		B
Правило 11	NS	сильный 9,5 – 15,5 м/с	NS
Правило 12	PB		B
Правило 13	PVB		VB
Правило 14	Z		N
Правило 15	M		M
Правило 16	NS	крепкий 12,5 – 18,5 м/с	NS
Правило 17	PB		B
Правило 18	PVB		VB
Правило 19	Z		N
Правило 20	M		M
Правило 21	NS	очень крепкий 15 – 25 м/с	NS
Правило 22	PB		B
Правило 23	PVB		B
Правило 24	Z		N
Правило 25	M		M

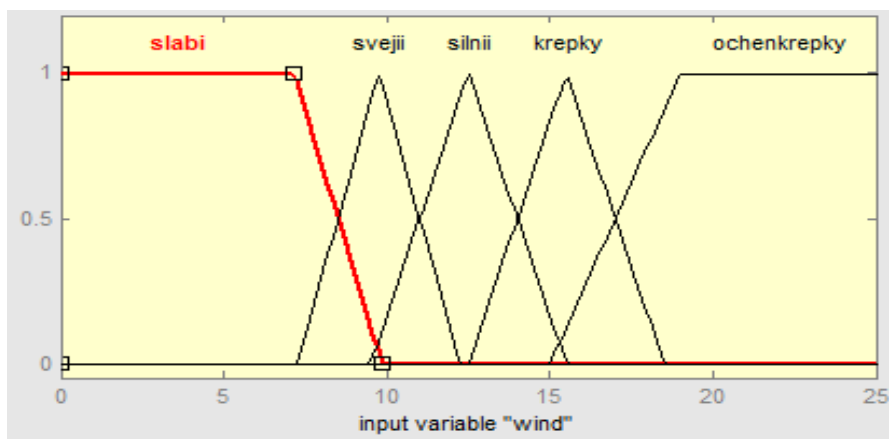


Рисунок 2.17 – Функция принадлежности для входной переменной V_b

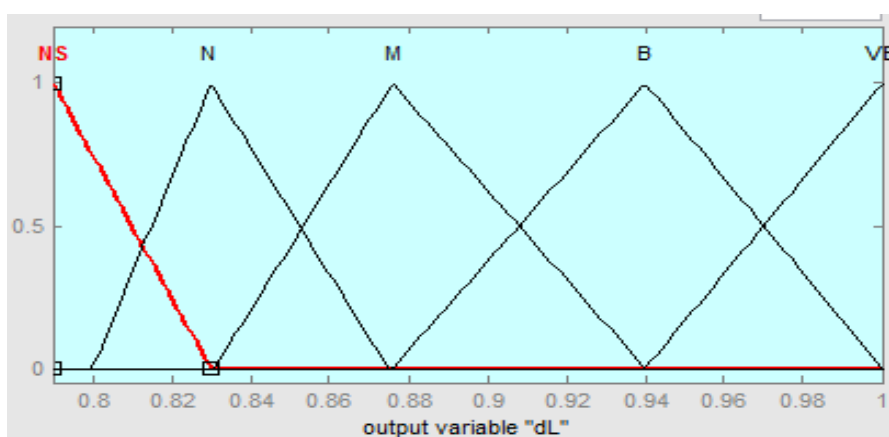


Рисунок 2.18 – Функция принадлежности для выходной переменной ΔL

Модель регулятора с заложенным в него алгоритмом на основе нечеткой логики реализована в программе Matlab. Возможности этого программного обеспечения позволяют не только воплотить алгоритм в жизнь, но и проанализировать его адекватность, оценить влияние изменения значений входных переменных на значение выходной переменной.

После введения исходных данных можно графически оценить действие алгоритма - произвольно изменяя значения входных переменных получать соответствующее им значение на выходе после осуществления процесса дефазификации (рисунок 2.19).

Предложенный алгоритм вполне может найти применение в промышленной сфере на ряду с уже существующими [74-77].

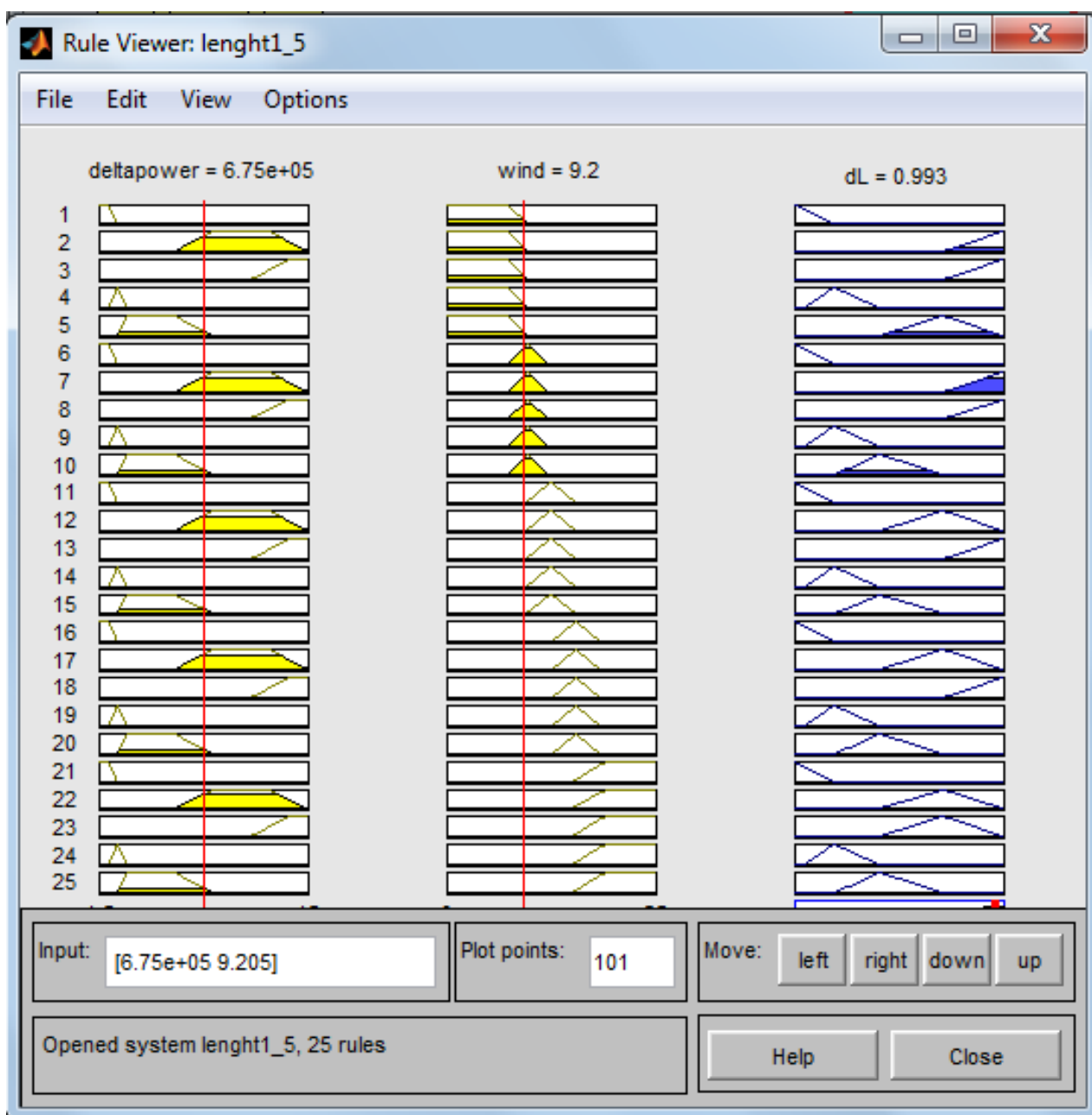


Рисунок 2.19 – Программа просмотра правил алгоритма на основе нечеткого логического вывода в Matlab

Выводы:

1. Рассмотрены основные понятия теории нечетких множеств, свойства и операции над нечеткими множествами;
2. Проанализированы основные алгоритмы нечеткого вывода и опыт разработки и использования регуляторов на основе нечеткой логики для нужд ветроэнергетики;
3. Предложены алгоритмы на основе нечеткой логики для управления различными контурами ВЭУ;

- 4. Впервые предложен и разработан новый алгоритм на основе систем нечеткого логического вывода для изменения длины лопасти ветроколеса.**

3. ЛОПАСТЬ С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

В современных конструкциях ветровых турбин используются лопасти фиксированной длины. С целью увеличения количества захватываемой энергии и снижения системных нагрузок применяются такие методы, как: изменение угла заклинения лопасти, изменение скорости вращения ротора, использование гибких лопастей.

3.1. Постановка задачи

В этой главе дается общее представление об идее переменной длины лопасти и технике, которая потенциально может быть использована для целей управления ветровыми турбинами. Методы и принципы, описываемые здесь, часто называют интеллектуальными структурами или интеллектуальным управлением ротором. Эта область быстро развивается, некоторые концепции уже ориентированы на индустрию ветроэнергетики, а другие предназначены для использования в других областях, но имеют возможность применения к ветровым турбинам.

Устройства активного управления потоком (УАУП) могут быть разделены на три категории: регуляторы и сенсоры, приводы и приборы, поточные явления.

Основные цели устройств регулирования потока подавлять/усиливать турбулентность, предотвращать/повышать сепарацию. Дополнительные эффекты включают снижение тормозящей силы, повышение подъемной силы, увеличение смещения слоев воздуха и шумоподавление. Достижение одной цели может оказывать неблагоприятный эффект на другие. Поэтому важно выбрать такую схему регулирования потока, чтобы достичь общей выгодной задачи с минимальным компромиссом.

Первоначальной целью систем активного регулирования потока на ветровых турбинах является уменьшение чрезвычайных нагрузок (максимальных,

усталостных, циклических и т.д.), вызванных изменениями ветрового потока. Однако, в рамках данной работы, нам более интересны вторичные преимущества этих устройств, о которых будет сказано ниже.

Прежде, чем рассматривать влияние тех или иных устройств на изменение аэродинамических характеристик лопасти, стоит обратиться к теории крыла и рассмотреть силы, возникающие при взаимодействии воздушного потока и ветроколеса.

3.2. Аэродинамические характеристики лопасти

Крыльчатые ветроколеса работают за счет косо́го удара при движении лопастей перпендикулярно к направлению скорости ветра. Устройство такого колеса показано на рисунке 3.1. На горизонтальном валу закреплены крылья, число которых у современных ветродвигателей бывает 2 и более. Крыло ветроколеса состоит из маха (а) и лопасти (б), закрепляемой на махе так, что она образует с плоскостью вращения некоторый угол φ . Этот угол называют углом заклинения лопасти (рисунок 3.1).

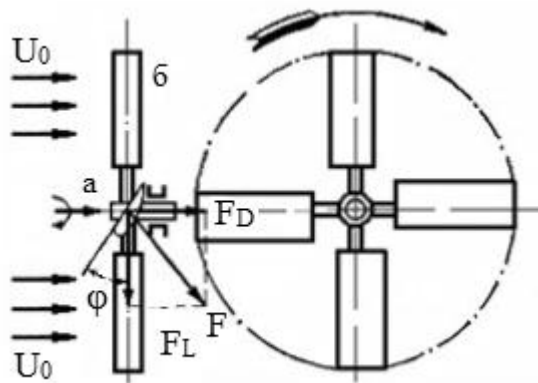


Рисунок 3.1 – Конструкция крыльчатого ветроколеса

Под воздействием возникшего воздушного потока, набегающего со скоростью V_r под углом α , который называют углом атаки, на наветренной стороне аэродинамического профиля возникает повышенное давление, а на подветренной стороне – пониженное давление и из-за разницы давлений

создается сила F . Углы φ и α в значительной мере определяют эффективность крыльев. Силу F раскладывают на силы F_D и F_L (рисунок 3.2). Сила F_D производит давление в направлении ветра, которое называется лобовым давлением. Сила F_L направлена перпендикулярно направлению результирующей силе (результирующей скорости ветра), возникающей как векторное сложение направления скорости дующего на лопасть турбины ветра и направления вращения лопасти турбины и создает крутящий момент.

Максимальные силы, приводящие колесо во вращение, получаются при некотором значении угла атаки α , т.е. угла наклона относительного потока к поверхности лопасти. Ввиду того, что окружная скорость по длине крыла не одинакова, а возрастает по мере удаления его элементов от оси вращения ветроколеса, относительная скорость V_r набегающего потока на лопасть также возрастает. Вместе с этим убывает угол атаки α , и при некоторой окружной скорости ωR , где ω угловая скорость, этот угол станет отрицательным (рисунок 3.2).

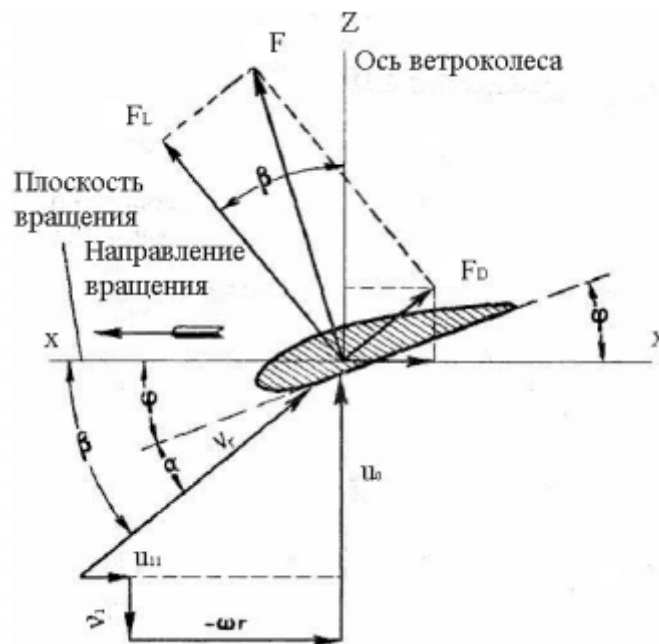


Рисунок 3.2 – Сечение аэродинамического профиля лопасти

Так как подъемная сила прямо-пропорционально связана с крутящим моментом ВЭУ, а, следовательно, и с мощностью, вырабатываемой ВЭУ, то

логично предположить, что повышение и понижение ее может стать дополнительным способом регулирования работы ВЭУ.

3.3. Лопасть переменной длины

Данная концепция (рисунок 1.20) появилась в 1997 году и к 2002 году первые лопасти переменной длины уже были введены в работу на турбине Bonus120 кВт (рисунок 3.3) [78]. Лопасть увеличивалась от 8 до 11 метров и была сделана в качестве альтернативы лопасти длиной 9 метров. В течение 34 месяцев происходило испытание предложенной конструкции, представляющей собой комбинацию лопастей Kenetech 56-100 и Aerostar 9. Впоследствии они были заменены лопастями, изготовленными специально для этого проекта [79].



Рисунок 3.3 – ВЭУ с переменной длиной лопасти – испытательные установки

Основной идеей лопастей переменной длины было увеличение площади, ометаемой ротором, при низких скоростях ветра. Так как ветер увеличивается, то достигается их номинальное значение и, соответственно, поддерживается высокая выходная мощность, если же ветер продолжает увеличиваться, то лопасти задвигаются. Задвижение лопастей, соответственно, уменьшает площадь, ометаемую ротором, что снижает нагрузку на турбину и сохраняет

установленную мощность ВЭУ. В штормовых условиях лопасти могут быть укорочены по отношению к номинальной длине лопасти, которую они замещают.

В 2005 году был сделан патент на это изобретение. Концепция переменной длины лопасти представлялась на конвенциях AWEA с 2003 по 2005 года включительно. В июне 2005 года презентация к IEEE была проведена в Сан-Франциско, где были представлены все первоначально полученные результаты. Также презентация была сделана на форуме NREL в ноябре 2005 года.

Раздвижные лопасти состоят из нескольких секций, которые выдвигаются наружу, когда скорость ветра становится ниже номинальной. Упрощенно такую конструкцию можно представить в виде двух секций, которые, раздвигаясь, увеличивают радиус ротора почти в два раза (рисунок 3.4). Диаметр или радиус лопастей регулируется согласно уровню скорости ветра.

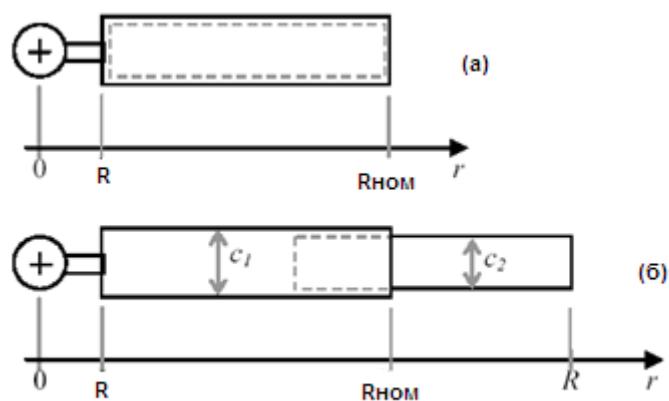


Рисунок 3.4 – Упрощенная схема реализации раздвижных лопастей

Лопастей, которые были протестированы, обладали меньшим весом, с учетом механизма выдвижения-задвигания лопасти, который располагается в ее корневой части, чем стандартные 9-метровые лопасти. Кроме того были проведены статические испытания как в лаборатории, так и непосредственно в месте установки турбины.

Проведенные расчеты показали, что за счет изменения длины лопасти поток энергии увеличивается на 30% и такие лопасти эффективно применять при низких скоростях ветра в зоне 2 (рисунок 3.5).

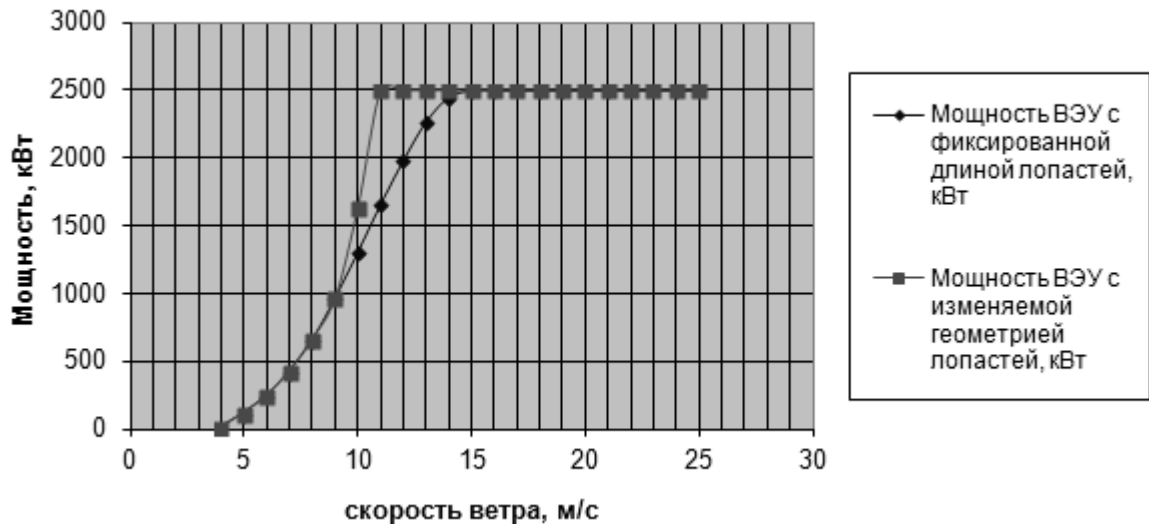


Рисунок 3.5 – Сравнение энергетических характеристик турбин с раздвижными лопастями и с лопастями фиксированной длины

Данные, полученные экспериментальным путем, доказали теоретические предположения и расчеты. На рисунке 3.6 показаны измеренные энергетические характеристики для турбины с раздвижными лопастями в трех положениях.

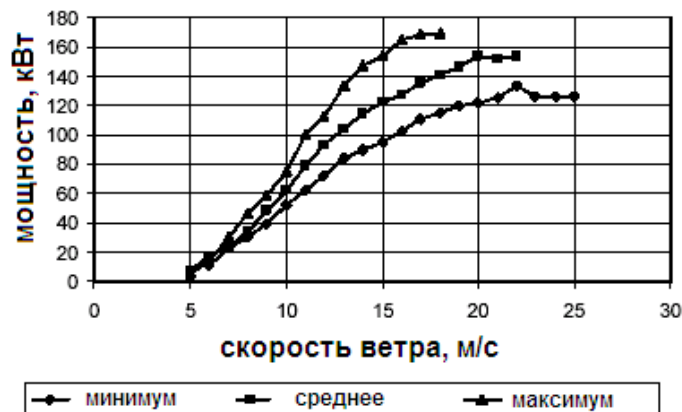


Рисунок 3.6 – Экспериментальные энергетические характеристики ВЭУ с изменяемой геометрией лопасти

Резюмируя вышеизложенное, выделим преимущества лопасти переменной длины:

- Улучшение производительности при низких скоростях ветра;
- Позволяет турбине работать при больших скоростях ветра дольше, чем со стандартной длиной лопасти;
- Снижает необходимость различных размеров лопастей при разных ветровых режимах;

- Уменьшает необходимость наличия разных форм для изготовления лопастей у производителя;
- Позволяет контролировать пик мощности;
- Снижает потери;
- Снижение стоимости энергии;
- Делает доставку и установку лопасти более простой (при укороченной позиции);
- Позволяет лопасти самоочищаться от грязи и наледи;
- Ограничивает повреждения за счет уменьшения размеров лопасти при необходимости и т.д.

Разработка таких систем находится еще на стадии исследования, но, вероятно, что в ближайшем будущем они составят конкуренцию лопастям фиксированной длины, так как имеют очевидную эффективность.

3.4. Устройства регулирования потока

Одним из предсказуемых путей облегчения чрезмерных нагрузок является добавка УАУП к системе управления углом заклинения. Изменение угла заклинения используется для оптимизации энергетического выхода и регулирования аэродинамического момента, тогда как УАУП, быстро реагируя, снижают колебания и высокочастотные нагрузки, вызванные турбулентностью ветра. Применение УАУП также дает некоторые возможные вторичные плюсы:

1) Устройства могут быть использованы для увеличения подъемной силы лопасти при низких скоростях ветра, позволяя турбине включаться раньше и захватывать дополнительную энергию.

2) УАУП могут способствовать захвату энергии и снижению нагрузок на турбинах.

3) УАУП могут быть использованы, чтобы предотвратить ударные нагрузки на башню, что позволяет использовать роторы с большим диаметром и таким образом увеличить захват энергии.

4) С их помощью может быть реализована модернизация аэродинамической характеристики и снижен шум, за счет поддержания ламинарного потока вдоль лопасти.

5) С УАУП, защищающим лопасть от потери скорости, характеристика подъемной силы сдвигается вверх относительно оси абсцисс.

На сегодняшний день существует около 15 устройств, которые перспективны для управления ветровыми турбинами и заслуживают дальнейших исследований, но ни одно из них не готово для тестирования на полномасштабной турбине. Также, некоторые устройства еще не были изучены для управления ветровыми турбинами. Многие исследования сфокусированы в других областях, таких как вертолеты или автоматические воздушные транспортные средства. Все устройства функционально различны, и механически, и аэродинамически, и различаются по степени развитости, поэтому сложно сделать их сравнения. Все устройства представлены в таблице 3.1 и классифицированы по четырем основным аспектам.

Во-первых, техника идентифицируется как геометрическое устройство (G) или струйное (F). Геометрические устройства изменяют наружную поверхность, таким образом, изменяя профиль и воздействуя на воздушный поток около крыла. Струйные устройства активно изменяют поток, добавляя воздух или извлекая воздух из воздушного внешнего течения. Только два устройства не попадают ни в одну из этих категорий: искусственные форсунки (струи), которые классифицируются как комбинация геометрического и поточного устройств; плазменный привод (P), который использует электрическое поле для изменения свойств окружающей среды.

Во-вторых, оценивается положение устройства: на передней кромке лопасти (LE), на задней кромке лопасти (TE), или на середине хорды (MC).

Таблица 3.1 – Классификация УАУП

Устройства		Геометрическое (G) Плазменное (P) Поточное (F)	Передняя кромка (LE) Задняя кромка (TE) Середина хорды (MC)	Увеличивает подъемную силу (I) Уменьшает подъемную силу (D) Задерживает срыв потока (DS)	Устойчивое (S) Неустойчивое (U)
1	Традиционные закрылки задней кромки	G	TE	I/D	S/U
2	Нетрадиционные закрылки задней кромки	G	TE	I/D	S/U
3	Микровыступы	G	TE	I/D	S/U
4	Миниатюрные эффекторы задней кромки	G	TE	I/D	S/U
5	Микроклапаны	G	TE	I/D	S/U
6	Активные полосы срыва потока	G	TE	D	S
7	Вихревые генераторы	G	TE	DS	S
8	Устройства обдува и всасывания	F	LE /TE	DS	S/U
9	Управление циркуляцией	F	TE	I/D	S
10	Плазменные приводы	P	LE	DS	S
11	Струйные вихревые генераторы	F	LE	DS	S/U
12	Высокочастотные генераторы микро-вихрей	G	LE	DS	U
13	Искусственный пускатель струй	G/F	LE	DS	U
14	Активная гибкая стена	G	LE	DS	U
15	Профиль, меняющий форму	G	MC	I	S/U

В-третьих, описывается, как устройство корректирует кривую подъемной силы. Исследования УАУП показали, что кривая подъемной силы аэродинамической поверхности лопасти может быть изменена в одном из двух направлений. УАУП смещают всю кривую вниз или вверх, что достигается путем

изменения изгиба крыла. Это приводит к увеличению подъемной силы (I) или ее уменьшению (D). Многие устройства способны сдвигать кривую подъемной силы как вверх, так и вниз и обозначены как (I/D). Также устройства могут увеличивать кривую подъемной силы аэродинамической поверхности при более высоких углах атаки и называются устройствами задержки срыва потока (DS). На рисунке 3.7 показаны два различных пути корректировки подъемной силы.

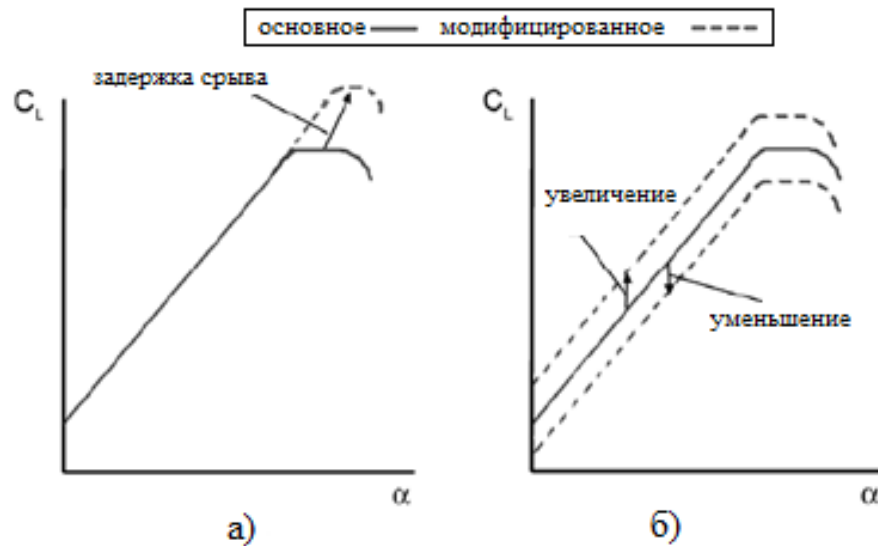


Рисунок 3.7 – Корректировка кривой подъемной силы с помощью устройств управления потоком, а) устройства DS, б) I/D устройства

В-четвертых, устройства делятся на установившиеся (S) и неустановившиеся (U) устройства (т.е. устройства, которые изменяют положение в течение времени от начальной установки и не изменяют, соответственно). Например, система клапанов на задней кромке, хотя она может быть в постоянном движении, также рассматривается как устройство с неизменным положением. То есть, движение само по себе не используется для создания аэродинамической управляющей силы, как в случае, например, импульсных струй вихревой генерации. Большинство устройств могут работать в двух указанных режимах, тогда они обозначаются, как (S/U). Однако исследования по этим устройствам показали, что неустановившаяся или импульсная работа для них обычно более эффективна.

Цель и возможные преимущества применения УАУП уже объяснены, но как они работают - нет. Хотя каждое устройство работает различным образом, для

них определены общие характеристики, которые необходимы для успешного применения устройств:

- они должны быть маленького размера, такого, что количество устройств могло бы быть распределено по всей поверхности, чтобы обеспечить секционное управление потоком в разных местах лопасти турбины. Также это означает, что устройства должны быть масштабированы, то есть они могут применяться при разных длинах хорд.

- устройство должно иметь быструю скорость действия (активации). Это необходимо, чтобы бороться с высокочастотными нагрузками и обеспечить надлежащее аэроупругое управление.

- сила активизации и потребляемая мощность должны быть небольшими, такими, что энергия для работы УАУП была меньше или равна дополнительной энергии, извлекаемой из работы турбины. Это дает вторичную выгоду от дополнительного захвата энергии.

- УАУП должны быть надежными и проверенными (безотказными). Турбина должна быть способной поддерживать работу, если одно или несколько устройств вышло из строя.

- необходимо, чтобы устройства были прочными и надежными, чтобы выдерживать суровые условия, в которых работает турбина. В принципе, дополнительные системы управления потоком не должны значительно увеличивать расходы на техническое обслуживание. А срок службы должен быть таким же, как и срок службы турбины и ее компонентов.

- при внедрении устройств в лопасти турбины нужно учитывать как их производство, так и техническое обслуживание. Должны быть использованы современные технологии производства лопасти; если же устройство вышло из строя, то оно должно быть заменено простым и доступным способом.

- движущим фактором для успеха или провала УАУП является экономика. Успешная система должна быть способна снизить стоимость энергии, получаемой от ветровых турбин.

Внедрение всех УАУП имеет определенные сложности, которые нужно преодолеть, сюда же относится и их недостаточное исследование. Поскольку подавляющее большинство приводов и датчиков должны быть размещены на поверхности или внутри лопасти турбины, то потребуются значительные изменения лопастей. Это добавит сложностей к внедрению систем и потребует более сложных систем управления, которые будут способны обеспечить работу УАУП. Исследования некоторых устройств показали, что неправильное управление устройствами может оказать отрицательный эффект на производительность и безопасность ветровых турбин [80-84].

Для целей ветроэнергетики активно исследуются лишь некоторые из представленных устройств. Рассмотрим их более подробно ниже. В рамках данной работы предполагается совместить наиболее перспективные устройства с идеей лопасти переменной длины и получить коэффициенты изменения подъемной силы при применении этих устройств с помощью моделирования в программе ElCut.

3.4.1. Микровыступы

Активный поступательный микровыступ был предложен как достаточно эффективное устройство для управления нагрузкой ВЭУ. Идея включает в себя маленькие выступы, расположенные возле заднего края аэродинамического профиля, подобно клапанам Гурни. Выступы выдвигаются почти перпендикулярно к аэродинамическому профилю на высоту равную приблизительно толщине пограничного слоя (1-2% хорды). Это незначительное перемещение влияет на аэродинамическую характеристику профиля, меняя точку разделения потока (условия Кутта), что, в свою очередь, оказывает влияние на воздушный поток заднего фронта лопасти и, фактически, изменяет ее изгиб. Это явление изображено на рисунке 3.8 с использованием компьютерного моделирования. Увеличение подъемной силы достигается выдвиганием выступа

к нижней поверхности (поверхности давления) и уменьшение - выдвиганием выступа к всасывающей (верхней) поверхности лопасти.

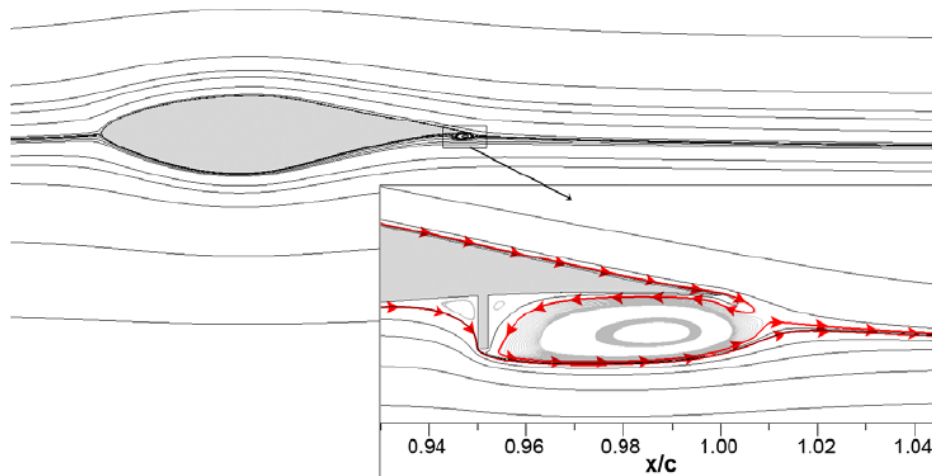


Рисунок 3.8 – Мгновенные линии потока профиля S809 с выступами, расположенными на расстоянии $95\%c$ и размером $1.1\%c$. Область выступа с критическими мгновенными линиями потока отмечена стрелками-указателями ($Ma = 0.25$, $Re = 1 \times 10^6$, $\alpha = 0^\circ$)

Первые исследования микровыступов были проведены в Дэвисе в 90-х годах. Как расчетные, так и экспериментальные исследования микровыступов, расположенных на нижней стороне аэродинамической поверхности GU25-5(11)8, были представлены в 2-D и 3-D режиме. Влияние высоты микровыступов, их положения и промежутков между ними – все было исследовано в 3-D приложении. Эти результаты показали, что микровыступ высотой $1\%c$, расположенный в $x/c=95\%$ на нижней поверхности обеспечивает наилучшее соотношение для подъемной силы, тормозящей силы и уровня напряженности. При расчетных и экспериментальных тестированиях было отмечено увеличение коэффициента подъемной силы на 30-50% в линейной области подъемной силы при выступках размером $1\%c$.

Standish, van Dam и Baker [85,86] руководили многими комплексными 2-D расчетными экспериментами, экспериментируя с высотой выступов и их положении как на нижней, так и на верхней стороне S809 и GU25-5(11)8 аэродинамических поверхностей. Расположение выступов на поверхности

давления продемонстрировало увеличение подъемной силы при всех углах атаки, тогда как положение выступов на всасывающей поверхности только уменьшало подъемную силу. Выступы на всасывающей поверхности теряли свою эффективность при высоких углах атаки, так как поток срывался перед расположенными выступами. Оптимальное положение на нижней стороне лопасти для микровыступа на основе подъемной и тормозящей сил было соответствует 95%с с высотой самого выступа приблизительно равной толщине пограничного слоя, или 1%с. Аналитические исследования были подтверждены в аэродинамической трубе на профиле S809. Результаты показаны на рисунке 3.9, из которого видно соответствие численным расчетам, особенно в линейной области.

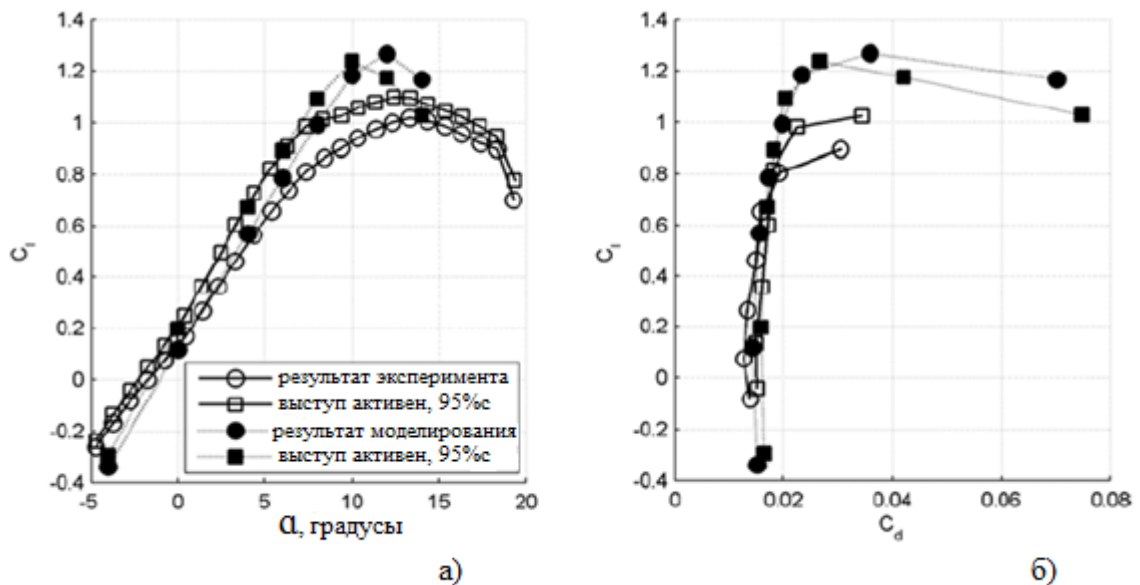


Рисунок 3.9 – Сравнение между экспериментальными и расчетными результатами для выступов, расположенных на нижней поверхности профиля S809

Хотя из ранних исследований установлено, что сплошные выступы дают лучший прирост подъемной силы, все же расстояния между ними могут быть необходимы для целей приведения устройств в действие, а также для тангажа и более эффективного уменьшения тормозящей силы. Mayda, van Dam, и Yen-Nakafuji [87] представили более детальные расчетные исследования при 3-D моделировании выступов конечной ширины на полубесконечных крыльях. Исследования показали, что эффективность выступов снижается при увеличении

зазора между ними. Количество зазоров может быть установлено коэффициентом заполнения, SR , определяемым как:

$$SR=L_{\text{tab}}/S, \quad (3.1)$$

где L_{tab} - расстояние покрытое выступами; S - общая поверхность модели.

Расчеты показали, что коэффициент заполнения должен находиться в пределах 85% или выше для достижения эффективности. Коэффициент заполнения ниже, чем 75% позволяет потоку повторно присоединиться на задней поверхности, таким образом, значительно снижая эффективность выступов.

Система микровыступов способна создавать изменения в подъемной силе, сравнимые с изменением, создаваемым более крупными закрылками. Их привлекательными свойствами являются небольшой размер, быстроедействие, механическая простота исполнения, требуемая низкая мощность и небольшая область действия. Перпендикулярное движение выступа относительно потока требует значительно меньше сил для данного изменения в секционной подъемной силе по сравнению с традиционными закрылками задней кромки лопасти. Главное препятствие перед этой идеей – минимизация утечки воздуха между выступом и лопастью. Значительная утечка будет генерировать аэроакустический шум и негативно влиять на характеристики турбины. Дальнее расположение выступов, в кормовой части, побуждает устанавливать приводы возле них, что создает дополнительные трудности для их реализации и исследований.

3.4.2. Миниатюрные эффекторы заднего края (MiTEs)

Миниатюрные эффекторы заднего края (MiTEs) – это небольшие поступательные клапаны, достигающие в высоту примерно 1-5% хорды и располагающиеся в хвостовой части лопасти. Идея MiTEs была взята от клапана Гурни и во многом эти устройства подобны микровыступам. Разница между MiTEs и микровыступами в расположении. MiTEs располагаются в хвостовой части, поэтому затупленная хвостовая часть должна иметь толщину равную

высоте закрылка, чтобы обеспечить пространство для его полного задвижения (рисунок 3.10). Клапан имеет три возможные позиции: верхнюю, нижнюю и нейтральную. Увеличение подъемной силы достигается в нижней позиции, а уменьшение – в верхней, соответственно.



Рисунок 3.10 – Геометрия устройств: а) закрылок Гурни; б) MiTE

Идея MiTE рассматривается с 1998 года в Стэнфордском университете, где были проведены многочисленные вычислительные и экспериментальные исследования. Модель CAD крыла, оснащенная системой MiTE показана на рисунке 3.11. В одном из исследований, представленных Lee и Kroo [88], проведен анализ трех пространственных положений MiTEs. Исследование показало влияние коэффициента пропорциональности закрылка, A_f , на распределение подъемной силы и общую производительность. Коэффициент пропорциональности клапана определяется как:

$$A_f = \frac{L_f}{L_g}, \quad (3.2)$$

где L_f - длина клапана; L_g - длина зазора между двумя клапанами.



Рисунок 3.11 – Лопать с MiTEs

Высота клапана сохранялась постоянной, равной 1%с и L_f было равно L_g , это означает, что во всех случаях 50% крыла было покрыто выступами. Результаты установили линейную связь между C_L и длиной клапана вдоль размаха крыла, L_f . Знание этой взаимосвязи может обеспечить проектировщиков большей свободой при выборе длины клапана вдоль размаха крыла, чтобы приспособить их под свои специфические нужды.

В других аналитических исследованиях, проведенных Lee и Kroo, исследовалась установившаяся и неуставившаяся аэродинамика MiTEs. Внимание было уделено изменению подъемной силы. Моделирование установившегося режима было сделано при различной толщине хвостовой части, размерах клапанов, числах Рейнольдса и углах атаки. Один из результатов показал, что большее ΔC_L происходит при больших высотах закрылка. Высота клапана 3%с дает максимум ΔC_L равный приблизительно 0.45 как для острого, так и для тупого хвостового края. Некоторые результаты показаны на рисунке 3.12. Многие другие результаты по установившимся режимам могут быть найдены в публикациях. Влияния неуставившегося режима были проанализированы, используя точные временные расчеты.

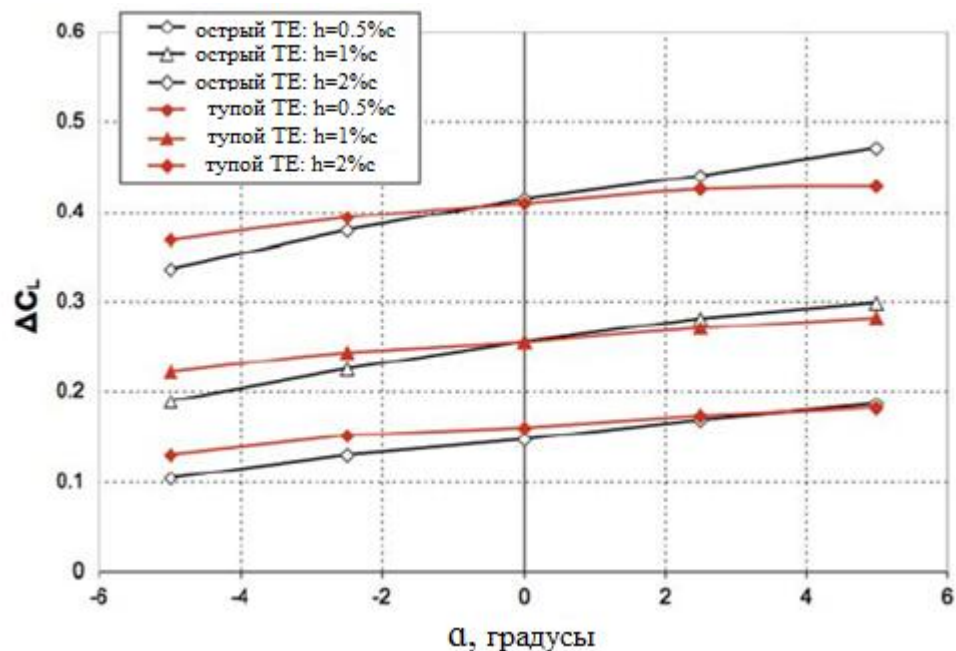


Рисунок 3.12 – Изменения подъемной силы при соответствующих углах атаки для различной высоты клапана

Положительные характеристики этих устройств те же, что и у микровыступов: они маленькие, требуют небольшую мощность активации и могут срабатывать быстро. Преимущество этого типа клапанов в том, что крайнее положение обеспечивает более эффективное регулирование подъемной силы, и нет необходимости делать отверстия в конструкции лопасти, которые уменьшают её трансформацию. Однако, в качестве недостатка, можно отметить обязательное наличие тупого конца лопасти, что снижает эффективность турбины, когда устройство не активно. Также исследования показали, что тупая задняя кромка генерирует шум в области конца лопасти.

3.4.3. Микроклапан

Микроклапан также берет начало от клапана Гурни и подобен идеям микровыступа и MiTE. В отличие от микровыступов и MiTE, микроклапан - поворотное устройство. Оно принимает положение заднего края и может вращаться в обоих направлениях на 90 градусов. Оптимальная высота равна примерно толщине пограничного слоя (1-2% хорды). Модель микроклапана показана на рисунке 3.13. Вращение клапана вверх по направлению к всасывающей поверхности снижает подъемную силу и вращение вниз по направлению к давящей поверхности увеличивает подъемную силу.

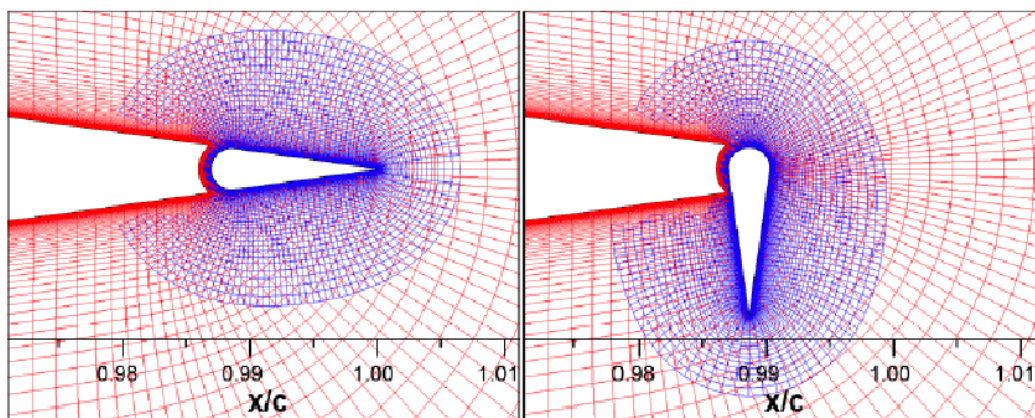


Рисунок 3.13 – Модель микроклапана в двух положениях

В исследованиях, проведенных Dam, Chow, Zayas, и Berg использовалось модифицированное крыло NASA 0012 с полукруглым сводом усеченного заднего края. Клапан имел полукруглый линейно направленный конец диаметром 0.33%с и имел длину 1.495%с. Целью этих расчетов было проанализировать влияние клапана на подъемную силу, силу торможения и момент тангажа и его эффективность в смягчении высокочастотных нагрузок на ветровую турбину.

Общие характеристики микроклапанов аналогичны характеристикам микровыступов. Клапаны имеют незначительно большее первоначальное время срабатывания и более эффективно влияют на подъемную силу из-за их расположения в хвостовой части.

Эти устройства достаточно привлекательны, поскольку расположение в хвостовой части обеспечивает эффективное увеличение подъемной силы, чем при микровыступах и конструкция не требует тупой хвостовой части, как это необходимо для MiTEs. По микроклапанам было проведено мало исследований, что не дает выявить все их преимущества и недостатки. Некоторые ожидаемые сложности их реализации - минимизация утечки воздуха и проектирование простой, эффективной системы управления, которая способна вращать клапан в двух направлениях под углом в 90° [80].

3.5. Результаты моделирования микроклапана в программах ElCut и Comsol

На основе выше изложенного можно сделать вывод о том, что микроклапаны наиболее привлекательны для использования в области ветроэнергетики. Поэтому в данной работе актуально предоставить некоторые результаты, полученные при моделировании этих устройств в программных пакетах ElCut и Comsol. В качестве исследуемого был выбран профиль S830, представленный на рисунке 3.14.

Основные допущения и предложения:

1. Движение воздуха – ламинарное;
2. Пренебрегаем переходными процессами в аэродинамике лопасти;
3. При расчёте упругих напряжений пренебрегаем деформацией;
4. Шаг дискретизации поворота угла ω – 5 градусов.

В результате моделирования были получены характеристики распределения давления воздушного потока, действующего на лопасть (рисунок 3.15), распределение поля скоростей ветрового потока в пограничном слое воздуха, окружающего лопасть (рисунок 3.16) и, в качестве конечного результата, была получена зависимость изменения подъемной силы от угла наклона микроклапана к поверхности лопасти (рисунок 3.17).

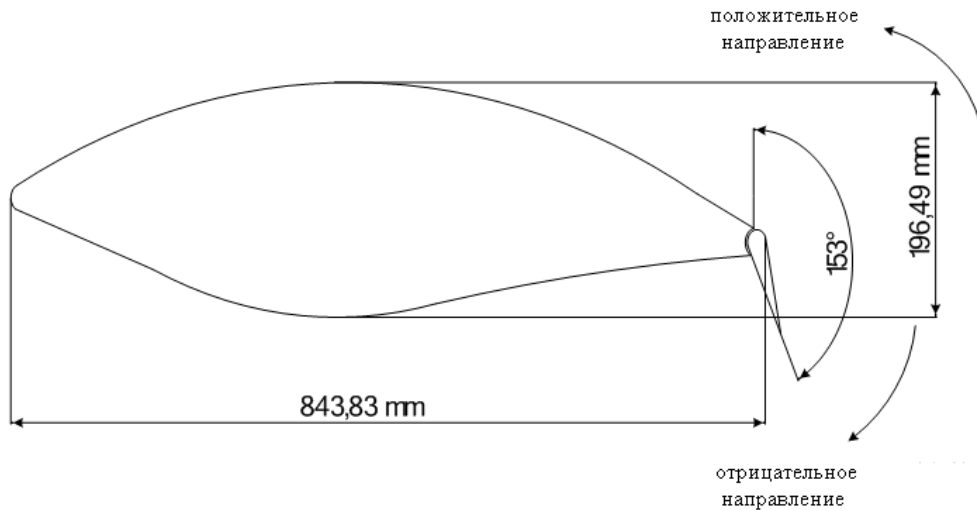


Рисунок 3.14 – Профиль лопасти S830

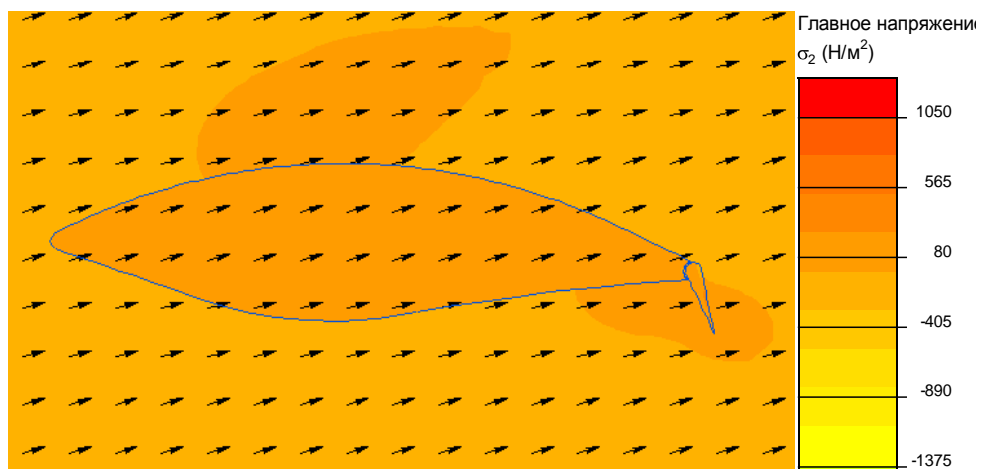


Рисунок 3.15 – Распределение давления воздушного потока, действующего на лопасть

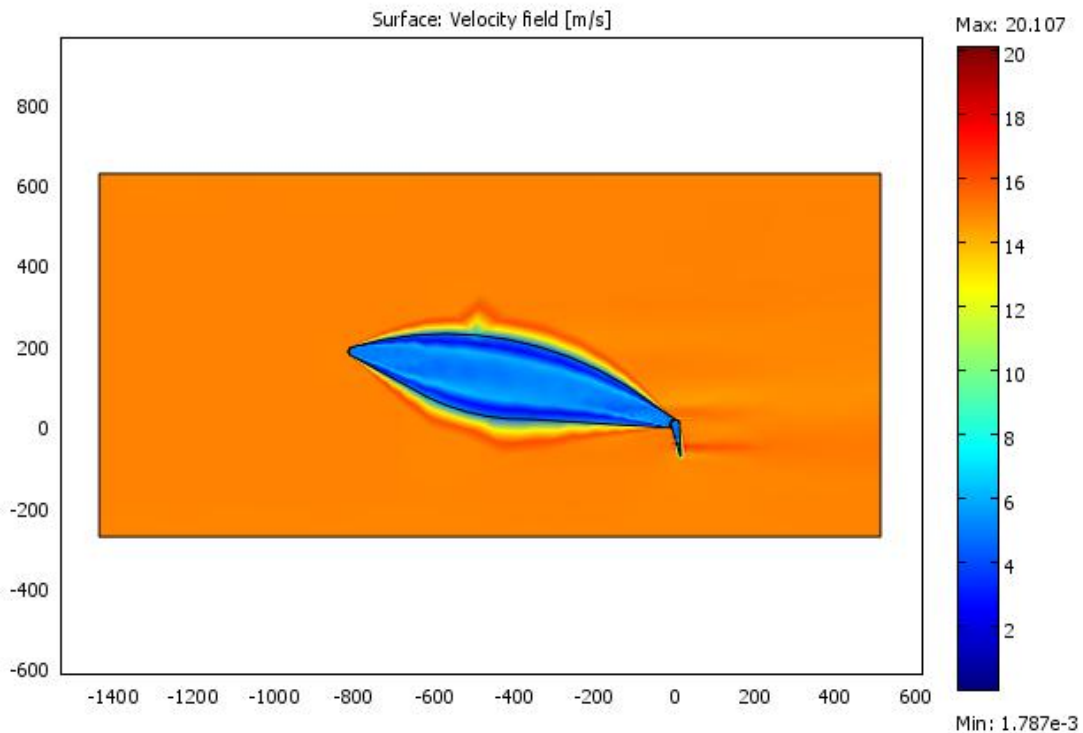


Рисунок 3.16 – Распределение поля скоростей ветрового потока в пограничном слое воздуха, окружающего лопасть

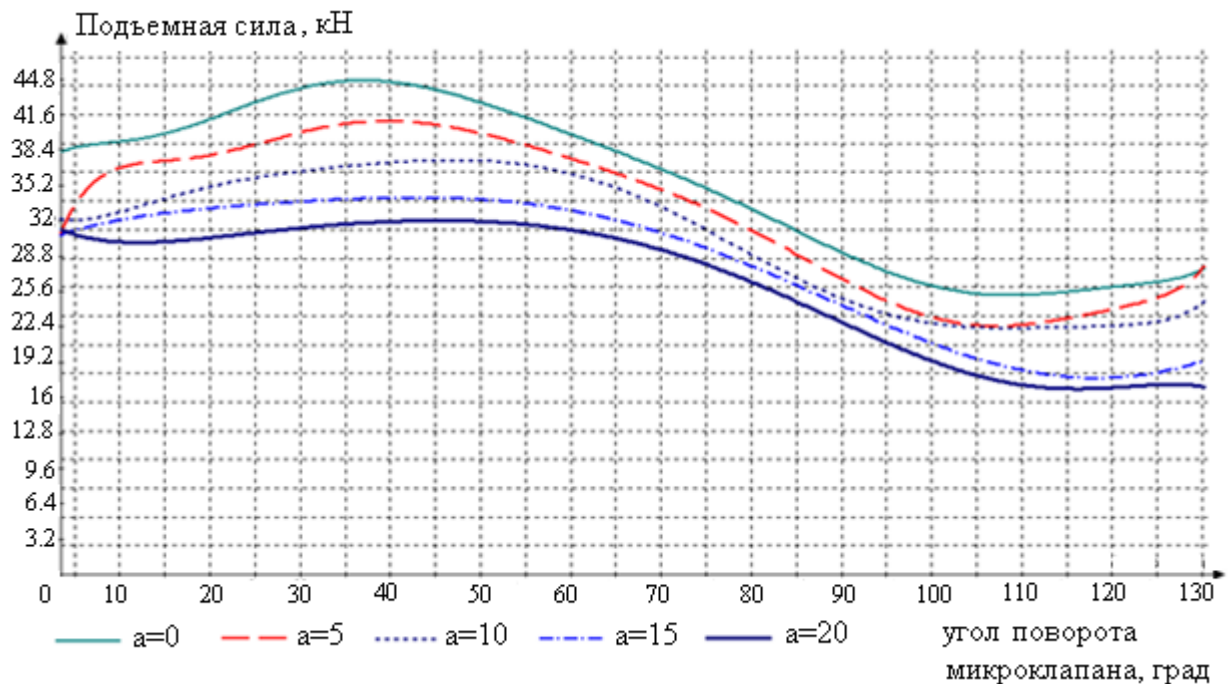


Рисунок 3.17 – Зависимость подъемной силы от угла микроклапана при различном направлении ветра относительно хорды профиля лопасти

По полученным результатам видно, что при изменении геометрии лопасти посредством технологии микроклапана достигается 5-10% диапазон регулирования, что дает в период набора мощности достигнуть более быстрого

выхода ветроэнергетической установки на номинальную мощность, а в режиме ограничения мощности обеспечивается запас регулирования по углу атаки лопасти.

После моделирования микроустройств и лопасти с изменяемой длиной, было решено совместить эти два способа повышения эффективности работы ВЭУ и оценить преимущества лопасти с изменяемой геометрией в комплексе. Моделирование также было произведено с помощью программы ElCut. Длина лопасти изменяется от 8 до 12 метров, скорость ветра от 5 до 14 м/с (зона 2 работы ВЭУ), угол поворота микроклапанов ± 40 градусов. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.18.

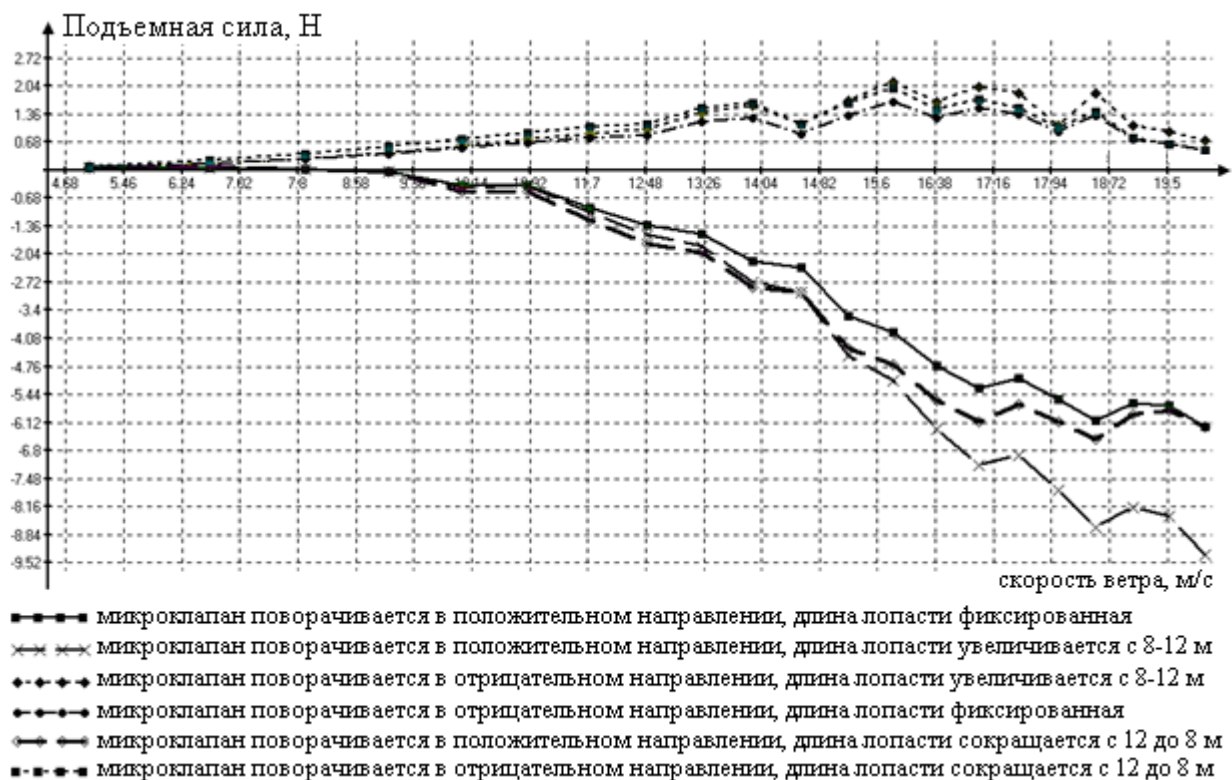


Рисунок 3.18 – Изменение подъемной силы при функционировании лопасти с изменяемой геометрией

Из полученных результатов видно, что теоретические предположения подтверждаются – при повороте клапанов в отрицательном направлении происходит увеличение подъемной силы и наоборот [89].

Выводы:

- 1. Даны общие характеристики для 15 устройств активного управления потоком потенциально возможных для применения на ВЭУ с целью повышения режимной управляемости;**
- 2. Классифицированы устройства активного управления потоком;**
- 3. Представлена работа трех наиболее перспективных устройств активного управления потоком - аэродинамически и механически, описаны их преимущества и недостатки;**
- 4. Смоделированы микроклапаны в программных пакетах ElCut и Comsol и получена характеристика изменения подъемной силы при их действии;**
- 5. Смоделировано совместное применение микроклапанов и выдвижной лопасти с целью повышения энергетической выработки ВЭУ, представлены результаты моделирования в программных пакетах ElCut и Comsol.**

4. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ

4.1. Постановка задачи

Система управления ветроэнергетической установкой, на основе всего вышеизложенного состоит главным образом из следующих задач:

- запуск ВЭУ;
- максимизация вырабатываемой мощности в зоне 2 (при скоростях ветра ниже номинальной);
- ограничение мощности в зоне 3 работы ВЭУ, чтобы не выйти за пределы допустимых нагрузок;
- выключение ВЭУ при критической скорости ветра.

Запуск и выключение ВЭУ производится по общепринятой схеме [1] и не требует дополнительных исследований и нововведений. Тогда как работа в зоне 2 и 3 может быть оптимизирована с помощью современных интеллектуальных средств управления, о которых уже было написано. Для этого необходимы дополнительные знания, своего рода экспертные оценки специалистов (экспертов), которые позволят правильно организовать работу контроллеров, упорядочить их действие в совокупности, чтобы создать адекватную систему управления, способную воздействовать на все рабочие контуры ВЭУ.

Человеку свойственно оперировать лингвистическими определениями, которые могут быть переведены в числовые значения, если это требуется в дальнейшем, при условии наличия шкалы соответствия между лингвистической информацией и цифровой. Так, например, специалист не может четко определить, как изменилась скорость ветра в единицах измерения. Он может сказать, что изменение скорости ветра “малое”, либо “есть небольшое отклонение ветра от направления оси ВЭУ”. Так, возникает важный вопрос, а именно: каким образом

определить, какой из контуров управления требуется запустить в данный момент при данных условиях работы ВЭУ.

О лингвистических переменных, равно как и о нечетких множествах уже написано в предыдущих главах. Поэтому не будем заострять внимание на этом. Но следует отметить, что разобраться в выше поставленном вопросе поможет совокупность метода парных сравнений, опыт и знания экспертов, а также лингвистическая информация о текущих условиях работы ветроэнергетической установки.

4.2. Анализ структуры управления методом иерархии

Анализируя интересующую структуру, зачастую приходится рассматривать большое количество взаимосвязей, что затрудняет способность исследователя воспринимать информацию в полном объеме. В таких случаях система делится на подсистемы.

Иерархия - определенный тип системы, который основывается на предположении, что элементы системы могут группироваться в несвязанные множества. Элементы каждой группы находятся под влиянием других элементов некоторой определенной группы и, в свою очередь, сами оказывают влияние на элементы другой группы. Примем, что элементы в каждой группе иерархии независимы.

Основной задачей в иерархии является оценка высших уровней исходя из взаимодействия различных уровней иерархии, а не из непосредственной зависимости от элементов на этих уровнях. Точные методы построения систем в виде иерархий постепенно появляются в естественных и общественных науках, и особенно в задачах общей теории систем, связанных с планированием и построением социальных систем. Путем иерархической композиции, по существу, уклоняются от непосредственного сопоставления большого и малого [90-92]. Концептуально, наиболее простая иерархия – линейная, восходящая от одного

уровня элементов к соседнему уровню. В нелинейной иерархии верхний уровень может быть как в доминирующем положении по отношению к нижнему уровню, так и в доминируемом (например, в случае потока информации). Каждый элемент иерархии функционально может принадлежать к нескольким другим различным иерархиям. Элемент может являться управляющей компонентой на некотором уровне одной иерархии или может просто быть элементом, раскрывающим функции нижнего или высшего порядка в другой иерархии.

Иерархии имеют следующие преимущества:

1. Показывают, как влияют изменения приоритетов на верхних уровнях на приоритеты элементов нижних уровней.
2. Предоставляют более подробную информацию о структуре и функции системы на нижних уровнях и обеспечивают рассмотрение акторов и их целей на высших уровнях.
3. Естественные системы, составленные иерархически, строятся намного эффективнее, чем системы, собранные в целом.
4. Иерархии устойчивы - малые изменения вызывают малый эффект, и гибкие - добавления к хорошо структурированной иерархии не разрушают ее характеристик.

На практике не существует установленной процедуры создания иерархий. Это зависит от тех целей, которые мы выбираем для декомпозиции сложной системы.

Следует помнить, что основные цели устанавливаются в верхней части иерархии; их подцели – ниже; силы, ограничивающие акторов – еще ниже. Задачей для создания иерархий является отождествление различных классов проблем, возникающих в реальных системах. Исследователю необходимо знание идей и концепций, которыми оперируют специалисты. Это требует интеллекта, терпения и способности взаимодействовать с другими людьми, чтобы извлечь выгоду из их опыта и знаний.

При рассмотрении вопроса управления ветроэнергетической установкой можно составить простую иерархию, которая отображена на рисунке 4.1.

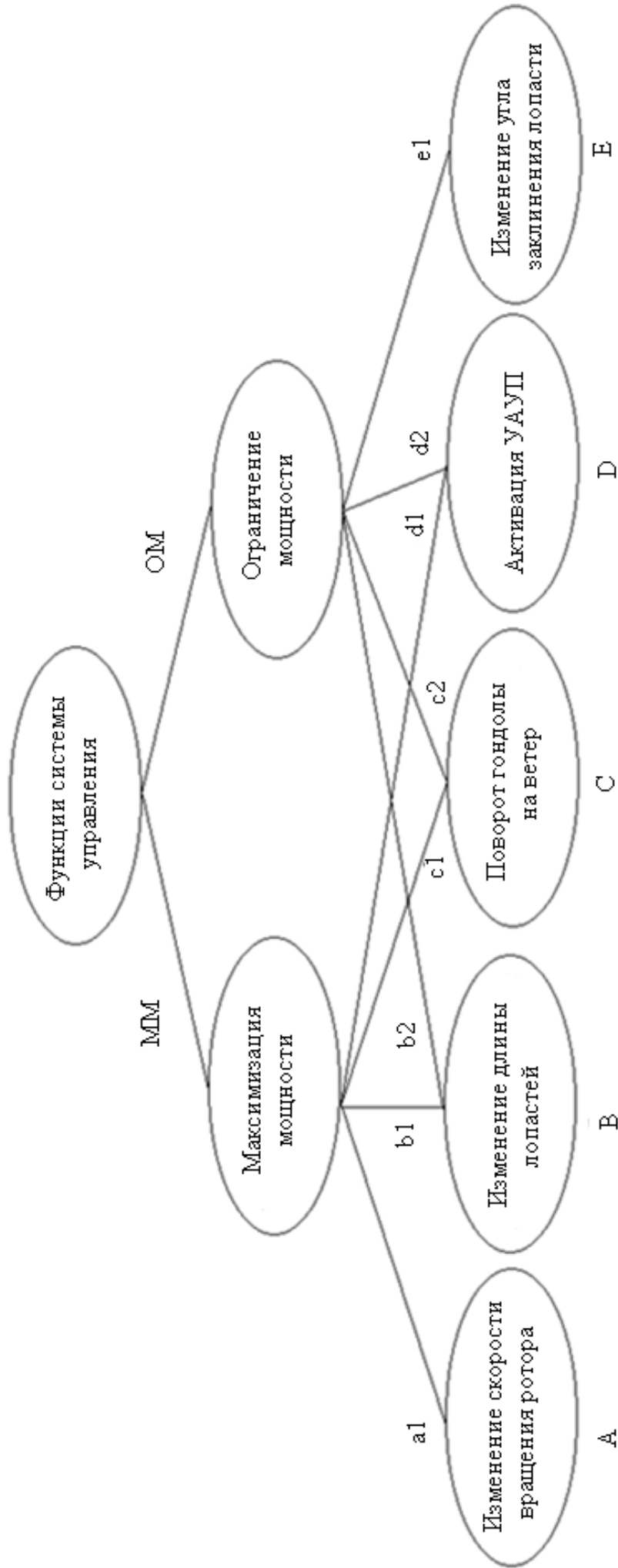


Рисунок 4.1 – Иерархия функций системы управления ВЭУ

Иерархия отражает проведенный анализ наиболее важных элементов и их взаимоотношений, однако она не является достаточно мощным средством в процессе принятия решений или планирования. Поэтому требуется метод определения силы, с которой различные элементы одного уровня влияют на элементы предшествующего уровня, чтобы можно было вычислять величину воздействий элементов самого низкого уровня на общую цель.

Определим «степень влияния», или приоритеты, элементов одного уровня относительно их важности для элемента следующего уровня. Предлагаемый метод в [93] описан следующим образом. Заданы элементы одного, к примеру, четвертого уровня иерархии и один элемент следующего более высокого уровня. Нужно сравнить элементы четвертого уровня *попарно* по силе их влияния на элемент следующего уровня, поместить числа, отражающие достигнутое при сравнении согласие во мнениях, в матрицу и найти собственный вектор с наибольшим собственным значением. Собственный вектор обеспечивает упорядочение приоритетов, а собственное значение является мерой согласованности суждений. Пусть A, B, C и D элементы матрицы, которые подлежат сравнению относительно влияния на некоторый параметр. Результат сравнения в виде числового значения заносится в матрицу, в клетку пересечения соответствующих элементов. По соглашению сравнение силы всегда производится для действия или объекта, стоящего в левом столбце, по отношению к действию или объекту, стоящему в верхней строке. Таким образом, получаем матрицу попарных сравнений для четырех строк и четырех столбцов.

	A	B	C	D
A				
B				
C				
D				

Условимся, что это следующие числа. Пусть заданы элементы A и B; если:

- A и B одинаково важны, заносим 1;

- A незначительно важнее, чем B , заносим 3;
- A значительно важнее B , заносим 5;
- A явно важнее B , заносим 7;
- A по своей значительности абсолютно превосходит B , заносим 9 в позицию (A, B) , где пересекаются строка A и столбец B .

При сравнении элемента с самим собой имеем равную значительность, так что на пересечении строки A со столбцом A в позиции (A, A) заносим 1. Поэтому главная диагональ матрицы должна состоять из единиц. Заносим соответствующие обратные величины: 1, $1/3$, ..., или $1/9$ на пересечениях столбца A и строки B , т. е. в позицию (B, A) для обратного сравнения B с A . Числа 2, 4, 6, 8 и их обратные величины используются для облегчения компромиссов между слегка отличающимися от основных чисел суждениями.

Более подробное описание шкалы представлено в таблице 4.1.

Использование шкалы парных сравнений в диапазоне от 0 до ∞ может оказаться бесполезным, так как предполагает, что человеческое суждение каким-то образом способно оценить относительное превосходство любых двух объектов, что совсем не так. Способность человека различать находится в весьма ограниченном диапазоне и если имеется значительная несоразмерность между сравниваемыми объектами или действиями, то предположения тяготеют к тому, чтобы быть произвольными, и обычно оказываются далекими от действительности. Поэтому шкалы должны иметь конечный диапазон, то есть пределы должны быть довольно близкими в диапазоне, который отражает нашу действительную возможность производить относительные сравнения.

Таблица 4.1 – Степени сравнения по Саати

Степень важности	Определение	Объяснение
1	Одинаковая значимость	Два действия вносят одинаковый вклад в достижение цели
3	Некоторое преобладание значимости одного действия перед другим (слабая значимость)	Опыт и суждение дают легкое предпочтение одному действию перед другим
5	Существенная или сильная значимость	Опыт и суждение дают сильное предпочтение одному действию перед другим
7	Очень сильная или очевидная значимость	Предпочтение одного действия перед другим очень сильно. Его превосходство практически явно
9	Абсолютная значимость	Свидетельство в пользу предпочтения одного действия другому в высшей степени предпочтительны
2, 4, 6, 8	Промежуточные значения между соседними значениями шкалы	Ситуация, когда необходимо компромиссное решение
Обратные величины выше чисел	Если действию i при сравнении с действием j приписывается одно из приведенных выше чисел, то действию j при сравнении с i приписывается обратное значение	Обоснованное предположение

Следующий шаг состоит в вычислении вектора приоритетов по данной матрице. В математических терминах это – вычисление главного собственного вектора, который после нормализации становится вектором приоритетов. Грубые оценки этого вектора можно получить следующими четырьмя способами, которые представлены ниже в порядке увеличения точности оценок:

1. Суммировать элементы каждой строки и нормализовать делением каждой суммы на сумму всех элементов; сумма полученных результатов будет равна

единице. Первый элемент результирующего вектора будет приоритетом первого объекта, второй – второго объекта и т. д.

2. Суммировать элементы каждого столбца и получить обратные величины этих сумм. Нормализовать их так, чтобы их сумма равнялась единице, разделить каждую обратную величину на сумму всех обратных величин.

3. Разделить элементы каждого столбца на сумму элементов этого столбца (т. е. нормализовать столбец), затем сложить элементы каждой полученной строки и разделить эту сумму на число элементов строки. Это – процесс усреднения по нормализованным столбцам.

4. Умножить n элементов каждой строки и извлечь корень n -й степени. Нормализовать полученные числа.

Следует отметить, когда матрица не согласована, эти методы дают различные результаты. Если матрица согласована, то во всех четырех случаях векторы приоритетов будут одинаковыми. В случае несогласованности очень хорошее приближение можно получить только с помощью метода 4.

Существует также метод грубой оценки согласованности. Умножив справа матрицу сравнений на полученную оценку вектора решения, получим новый вектор. Разделив первую компоненту этого вектора на первую компоненту оценки вектора решения, вторую компоненту нового вектора на вторую компоненту оценки вектора решения и т. д., определим еще один вектор. Разделив сумму компонент этого вектора на число компонент, найдем приближение к числу λ_{\max} (называемому максимальным или главным собственным значением), используемому для оценки согласованности, отражающей пропорциональность предпочтений. Чем ближе λ_{\max} к n (числу объектов или видов действия в матрице), тем более согласован результат. Отклонение от согласованности может быть выражено величиной $(\lambda_{\max} - n) / (n - 1)$, которую называется *индексом согласованности* (ИС).

Индекс согласованности сгенерированной случайным образом по шкале от 1 до 9 обратно-симметричной матрицы с соответствующими обратными

величинами элементов, назовем *случайным индексом* (СИ). В таблице 4.2 представлены порядок матрицы (первая строка) и средние СИ (вторая строка)

Таблица 4.2 – Случайны индексы для матриц разного порядка

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0,00	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,51	1,48	1,56	1,57	1,59

Отношение ИС к среднему СИ для матрицы того же порядка называется *отношением согласованности* (ОС). Значение ОС, меньшее или равное 0,1, принято считать приемлемым.

Проиллюстрируем на примере приближенные вычисления ИС. Для нахождения λ_{\max} используем матрицу, где K_{ij} – степени сравнения соответствующих предпосылок А, В,С и D:

	A	B	C	D
A	K_{11}	K_{12}	K_{13}	K_{14}
B	K_{21}	K_{22}	K_{23}	K_{24}
C	K_{31}	K_{32}	K_{33}	K_{34}
D	K_{41}	K_{42}	K_{43}	K_{44}

С помощью метода 4 вычислим собственный главный вектор:

$$\vec{\lambda}(G_1) = \begin{bmatrix} \sqrt[4]{K_{11} * K_{12} * K_{13} * K_{14}} \\ \sqrt[4]{K_{21} * K_{22} * K_{23} * K_{24}} \\ \sqrt[4]{K_{31} * K_{32} * K_{33} * K_{34}} \\ \sqrt[4]{K_{41} * K_{42} * K_{43} * K_{44}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_{11} \\ E_{21} \\ E_{31} \\ E_{41} \end{bmatrix},$$

Нормализуем его. Для этого сначала найдем сумму всех его составляющих, затем каждую составляющую разделим на полученное значение суммы:

$$\sum = E_{11} + E_{21} + E_{31} + E_{41} = Q; \quad \vec{\lambda}_H(G_1) = \begin{bmatrix} E_{11}/Q \\ E_{21}/Q \\ E_{31}/Q \\ E_{41}/Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} \\ L_{21} \\ L_{31} \\ L_{41} \end{bmatrix}.$$

Далее находим максимальное собственное значение, которое в идеале должно быть равно размерности матрицы - n . Для этого умножим исходную матрицу на нормализованный вектор-столбец:

$$\begin{bmatrix} K_{11} & K_{12} & K_{13} & K_{14} \\ K_{21} & K_{22} & K_{23} & K_{24} \\ K_{31} & K_{32} & K_{33} & K_{34} \\ K_{41} & K_{42} & K_{43} & K_{44} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} L_{11} \\ L_{21} \\ L_{31} \\ L_{41} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_{11} \\ M_{21} \\ M_{31} \\ M_{41} \end{bmatrix}.$$

Разделим элементы полученного вектор-столбца на соответствующие элементы нормализованного вектора приоритетов и усредним их, это и будет максимальное собственное значение:

$$\lambda_{maxG1} = \frac{M_{11}/L_{11} + M_{21}/L_{21} + M_{31}/L_{31} + M_{41}/L_{41}}{4}.$$

И, наконец, вычислим индекс согласованности и отношение согласованности:

$$ИС_{G1} = \frac{(\lambda_{maxG1} - n)}{(n - 1)} \approx n;$$

$$ОС_{G1} = \frac{ИС_{G1}}{q} \leq 0,1;$$

где q находим из таблицы 4.2.

Эти сравнения и вычисления устанавливают приоритеты элементов некоторого уровня иерархии относительно одного элемента следующего уровня. Если уровней больше, чем два, то различные векторы приоритетов могут быть объединены в матрицы приоритетов, из которых определяется один окончательный вектор приоритетов для нижнего уровня.

Таким образом, подход к парным сравнениям, основанный на решении задачи о собственном значении, обеспечивает способ шкалирования, особенно в тех сферах, где не существует измерений и количественных сравнений. Мера согласованности позволяет возвратиться к суждениям, модифицируя их для улучшения общей согласованности.

4.3. Анализ приоритетности систем управления ВЭУ

По вышеизложенной методике при определенном сочетании условий работы ВЭУ формируем матрицы на основе экспертных оценок парных сравнений, в которых представлены степени предпочтения одних контуров управления над другими и проводим их анализ.

Способы управления работой ВЭУ в зоне 2 представляем следующими переменными:

- А. Изменение скорости вращения ротора;
- В. Изменение длины лопастей;
- С. Поворот гондолы на ветер;
- Д. Активация УАУП.

Способы управления работой ВЭУ в зоне 3 представляем следующими переменными:

- В. Изменение длины лопастей;
- С. Поворот гондолы против ветра;
- Д. Активация УАУП;
- Е. Изменение угла заклинения лопасти.

Условия, по которым будут сравниваться способы управления, могут иметь зависимость, как от скорости ветра, так и от вырабатываемой мощности. Примем, что на предпочтение того или иного способа управления будет оказывать влияние мощность, так как именно эта величина интересует нас в рамках данного исследования. Тогда входными параметрами для ВЭУ при работе в зоне 2 являются:

G_1 – большое отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_2 – среднее отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_3 – малое отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_4 – большое отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра;

G_5 – среднее отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра;

G_6 – малое отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра.

Следует отметить, что изменение мощности задается нечеткими величинами – малое, среднее, сильное. Функция принадлежности представлена на рисунке 4.2. При отклонении ветра от плоскости вращения ветроколеса не представляется возможным смоделировать работу микроустройств, так как это является достаточно сложной задачей аэродинамики. Поэтому из матриц можно исключить условие действия УАУП - D, за недостаточностью необходимой информации при отклонении ветра от оси вращения ветроколеса. Это действие повлечет за собой более адекватное значение согласованности матрицы и отношения согласованности.

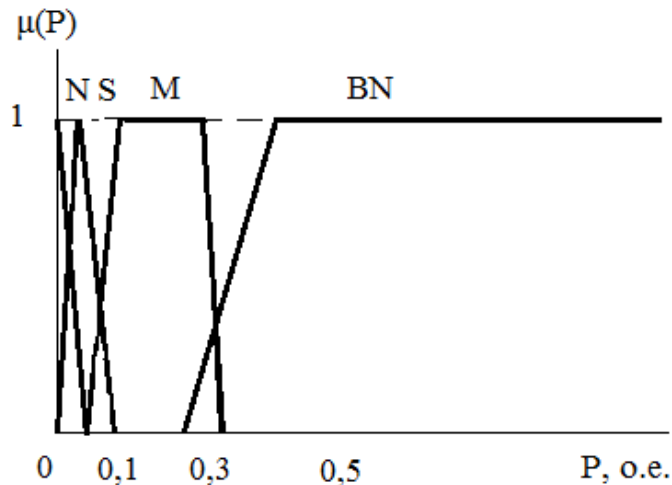


Рисунок 4.2 – Функции принадлежности для переменной “Отклонение мощности от номинального значения”, где N – номинальное значение, S - малое отклонение, M – среднее отклонение, BN – большое отклонение

Фундаментальная шкала Саати [93], состоящая из девяти степеней предпочтения более подробно может быть представлена как:

1 степень – равная предпочтительность;

2 степень – слабая степень предпочтения;

- 3 степень – средняя степень предпочтения;
 4 степень – предпочтение выше среднего;
 5 степень – умеренно сильное предпочтение;
 6 степень – сильное предпочтение;
 7 степень – очень сильное (очевидное) предпочтение;
 8 степень – очень, очень сильное предпочтение;
 9 степень – абсолютное предпочтение.

Для зоны 2 работы ВЭУ приведен один пример расчета вектора приоритетов и получено, соответственно, шесть матриц парных сравнений и соответствующие нормализованные вектора по аналогичной методике, изложенной ранее:

$$A(G_1) = \begin{bmatrix} 1 & 1/5 & 9 & 1/3 \\ 5 & 1 & 9 & 1 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 3 & 1 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_1) = \begin{bmatrix} \sqrt[4]{1 * 1/5 * 9 * 1/3} \\ \sqrt[4]{5 * 1 * 9 * 1} \\ \sqrt[4]{1/9 * 1/9 * 1 * 1/9} \\ \sqrt[4]{3 * 1 * 9 * 1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,88 \\ 2,59 \\ 0,19 \\ 2,28 \end{bmatrix},$$

$$\sum = 0,88 + 2,59 + 0,19 + 2,28 = 5,942 ;$$

$$\vec{\lambda}_H(G_1) = \begin{bmatrix} 0,88/5,942 \\ 2,59/5,942 \\ 0,19/5,942 \\ 2,28/5,942 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,148 \\ 0,436 \\ 0,032 \\ 0,384 \end{bmatrix};$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1/5 & 9 & 1/3 \\ 5 & 1 & 9 & 1 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 3 & 1 & 9 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0,148 \\ 0,436 \\ 0,032 \\ 0,384 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,655 \\ 1,852 \\ 0,14 \\ 1,555 \end{bmatrix};$$

$$\lambda_{maxG1} = \frac{0,655/0,148 + 1,852/0,436 + 0,14/0,032 + 1,555/0,384}{4} = 4,274;$$

$$ИС_{G1} = \frac{(\lambda_{maxG1} - n)}{(n - 1)} = \frac{(4,274 - 4)}{3} = 0,091;$$

$$ОС_{G1} = \frac{ИС_{G1}}{0,9} = \frac{0,091}{0,9} = 0,1.$$

$$A(G_2) = \begin{bmatrix} 1 & 1/5 & 9 & 1/3 \\ 5 & 1 & 9 & 1 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 3 & 1 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_2) = \begin{bmatrix} 0,88 \\ 2,59 \\ 0,19 \\ 2,28 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_2) = \begin{bmatrix} 0,148 \\ 0,436 \\ 0,032 \\ 0,384 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG2} = 4.274;$$

$$ИC_{G2} = 0.091;$$

$$OC_{G2} = 0.1.$$

$$A(G_3) = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 9 & 1 \\ 1/5 & 1 & 9 & 1/3 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 1 & 3 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_3) = \begin{bmatrix} 2,59 \\ 0,88 \\ 0,19 \\ 2,28 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_3) = \begin{bmatrix} 0,436 \\ 0,148 \\ 0,032 \\ 0,384 \end{bmatrix};$$

$$\lambda_{maxG3} = 4.274;$$

$$ИC_{G3} = 0.091;$$

$$OC_{G3} = 0.1.$$

$$A(G_4) = \begin{bmatrix} 1 & 1/3 & 1/5 & 9 \\ 3 & 1 & 1 & 9 \\ 5 & 1 & 1 & 9 \\ 1/9 & 1/9 & 1/9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_4) = \begin{bmatrix} 0,88 \\ 2,28 \\ 2,59 \\ 0,192 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_4) = \begin{bmatrix} 0,148 \\ 0,384 \\ 0,436 \\ 0,032 \end{bmatrix};$$

$$\lambda_{maxG4} = 4.274;$$

$$ИC_{G4} = 0.091;$$

$$OC_{G4} = 0.1.$$

$$A(G_5) = \begin{bmatrix} 1 & 1/3 & 1/5 & 9 \\ 3 & 1 & 1 & 9 \\ 5 & 1 & 1 & 9 \\ 1/9 & 1/9 & 1/9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_5) = \begin{bmatrix} 0,88 \\ 2,28 \\ 2,59 \\ 0,192 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_5) = \begin{bmatrix} 0,148 \\ 0,384 \\ 0,436 \\ 0,032 \end{bmatrix};$$

$$\lambda_{maxG5} = 4.274;$$

$$ИC_{G5} = 0.091;$$

$$OC_{G5} = 0.1.$$

$$A(G_6) = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 1/3 & 9 \\ 1/3 & 1 & 1/5 & 9 \\ 3 & 5 & 1 & 9 \\ 1/9 & 1/9 & 1/9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_6) = \begin{bmatrix} 1,732 \\ 0,88 \\ 3,409 \\ 0,192 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_6) = \begin{bmatrix} 0,279 \\ 0,142 \\ 0,549 \\ 0,031 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG6} = 4.342;$$

$$ИС_{G6} = 0.114;$$

$$ОС_{G6} = 0.127.$$

Входными параметрами для ВЭУ при работе в зоне 3 являются:

G_7 – небольшое отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_8 – среднее отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_9 – сильное отклонение мощности от ее номинального значения при отсутствии отклонения направления ветра;

G_{10} - небольшое отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра;

G_{11} - среднее отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра;

G_{12} - большое отклонение мощности от ее номинального значения при наличии отклонения направления ветра.

При этом функция принадлежности для переменной “отклонение мощности от номинала” будет задана так, как показано на рисунке 4.3.

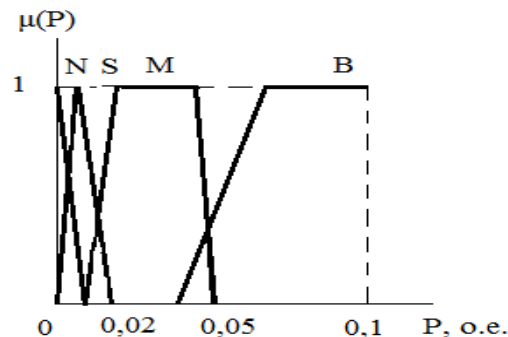


Рисунок 4.3 – Функции принадлежности для переменной “Отклонение мощности от номинального значения”, где N – номинальное значение, S - малое отклонение, M – среднее отклонение, B – большое отклонение

В случае, когда в зоне 3 работы ВЭУ лопасть может быть задвинута только до номинального значения и не принимает участия в управлении работой ВЭУ, имеет место рассмотреть квадратные матрицы третьего порядка, исключив из них параметр B - изменение длины лопасти. Также как и при рассмотрении матриц при условии наличия отклонения ветра от оси вращения ветроколеса, из матриц можно исключить параметр D – активацию УАУП.

Рассмотрим матрицы парных сравнений для случая, когда лопасть может быть задвинута до значения меньшего, чем номинальная длина, что дает преимущество управления работой ВЭУ.

$$A(G_7) = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 1/3 & 3 \\ 1/5 & 1 & 1/5 & 1/5 \\ 5 & 5 & 1 & 5 \\ 3 & 5 & 1/5 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_7) = \begin{bmatrix} 1,495 \\ 0,299 \\ 2,943 \\ 0,76 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_7) = \begin{bmatrix} 0,272 \\ 0,054 \\ 0,535 \\ 0,138 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG7} = 4,358;$$

$$IC_{G7} = 0,119;$$

$$OC_{G7} = 0,133.$$

$$A(G_8) = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1 & 1/5 & 1/5 \\ 1 & 5 & 1 & 5 \\ 1/3 & 5 & 1/5 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_8) = \begin{bmatrix} 1,968 \\ 0,299 \\ 2,236 \\ 0,76 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_8) = \begin{bmatrix} 0,374 \\ 0,057 \\ 0,425 \\ 0,144 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG8} = 4.257;$$

$$ИC_{G8} = 0.086;$$

$$OC_{G8} = 0.095.$$

$$A(G_9) = \begin{bmatrix} 1 & 7 & 1 & 5 \\ 1/7 & 1 & 1/6 & 1/7 \\ 1 & 6 & 1 & 3 \\ 1/5 & 7 & 1/3 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_9) = \begin{bmatrix} 2,432 \\ 0,241 \\ 2,06 \\ 0,827 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_9) = \begin{bmatrix} 0,437 \\ 0,043 \\ 0,37 \\ 0,149 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG9} = 4.297;$$

$$ИC_{G9} = 0.099;$$

$$OC_{G9} = 0.11.$$

$$A(G_{10}) = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 9 & 3 \\ 1/5 & 1 & 9 & 1/5 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 1/3 & 5 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_{10}) = \begin{bmatrix} 3,409 \\ 0,775 \\ 0,192 \\ 1,968 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_{10}) = \begin{bmatrix} 0,537 \\ 0,122 \\ 0,03 \\ 0,31 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG10} = 4,5;$$

$$ИC_{G10} = 0,17;$$

$$OC_{G10} = 0,189.$$

$$A(G_{11}) = \begin{bmatrix} 1 & 7 & 9 & 1 \\ 1/7 & 1 & 9 & 1/5 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 1 & 5 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_{11}) = \begin{bmatrix} 2,817 \\ 0,712 \\ 0,192 \\ 2,59 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_{11}) = \begin{bmatrix} 0,446 \\ 0,113 \\ 0,03 \\ 0,41 \end{bmatrix}$$

$$\lambda_{maxG11} = 4,44;$$

$$ИС_{G11} = 0,147;$$

$$ОС_{G11} = 0,163.$$

$$A(G_{12}) = \begin{bmatrix} 1 & 7 & 9 & 1 \\ 1/7 & 1 & 9 & 1/5 \\ 1/9 & 1/9 & 1 & 1/9 \\ 1 & 5 & 9 & 1 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}(G_{12}) = \begin{bmatrix} 2,817 \\ 0,712 \\ 0,192 \\ 2,59 \end{bmatrix},$$

$$\vec{\lambda}_H(G_{12}) = \begin{bmatrix} 0,446 \\ 0,113 \\ 0,03 \\ 0,41 \end{bmatrix};$$

$$\lambda_{maxG12} = 4,44;$$

$$ИС_{G12} = 0,147;$$

$$ОС_{G12} = 0,163.$$

В матрицах G_{10} , G_{11} , G_{12} отношение согласованности несколько превышает нормируемое значение. Это можно объяснить наличием предпосылки, приоритетность которой всегда предельно мала. При исключении такого условия показатель согласованности матрицы улучшается.

Таким образом, полученные векторы приоритетов позволяют определить лучшее решение по регулированию работы ВЭУ для получения максимальной выработки или для ограничения мощности. Выбор такого решения осуществляется по принципу простейшего неравенства. Приоритетным является тот способ управления, которому соответствует наибольшая по численному

значению составляющая в нормализованном главном собственном векторе. Следующим становится способ регулирования с последующей меньшей составляющей и так далее.

Выводы:

- 1. Рассмотрена возможность применения метода иерархий для управления выработкой мощности ветроэнергетической установки;**
- 2. Составлена иерархия систем управления ВЭУ;**
- 3. Созданы матрицы парных сравнений для второй и третьей зон работы ВЭУ, для которых произведен расчет максимальных собственных чисел, индекса согласованности и отношения согласованности. По результатам расчетов видно, что матрицы имеют удовлетворительную сходимость;**
- 4. Найдены вектора приоритетов для полученных матриц, показывающие, какой из контуров управления наиболее оптимален при тех или иных входных параметрах;**
- 5. Метод парных сравнений позволяет оперировать лингвистическими переменными, для которых связь с четкой цифровой информацией может быть установлена через принятую единую шкалу измерений, что особенно актуально в условиях неопределенности параметров и исходной информации.**

ГЛАВА 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВЭУ С ИЗМЕНЯЕМОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ ЛОПАСТИ

5.1. Постановка задачи

В данной главе ставится задача получения результатов функционирования системы управления ВЭУ с изменяемой геометрией лопасти с помощью контроллеров, основанных на теории нечетких множеств. Модель ВЭУ, контроллеры и сама система управления смоделированы в Matlab/Simulink.

Для наглядности повышения эффективности работы ВЭУ результаты представлены как с применением устройств изменения геометрии лопасти и соответствующих им контроллеров, так и без них.

5.2. Моделирование ветрового потока в Simulink/Matlab

Ветер, в макрометеорологическом смысле, есть передвижение воздушных масс в атмосфере. Эти широкомасштабные передвижения генерируются первоначально разницей температур, которая происходит из-за неравномерного нагревания поверхности земли солнцем: экваториальные регионы получают больше солнечной энергии, чем полярные регионы [94]. С другой стороны, изменения скорости и направления ветра происходят за счет атмосферной турбулентности, формы микрометеорологического диапазона. Следовательно, поведение и структура ветра будет варьироваться от места к месту в зависимости от общей обстановки в регионе, физической географии местности, состояния поверхности местности вокруг участка, а также различных других факторов.

Метеорологи установили, что около 1% приходящей солнечной радиации преобразуется в ветровую энергию (примерно $1,2 \cdot 10^{15}$ Вт). В соответствии с Мировой метеорологической ассоциацией можно извлечь около $2 \cdot 10^{13}$ Вт из

атмосферы из-за ограничений в высоте и доступности, по сравнению с мировым электрическим потреблением $12,8 * 10^{12}$ кВт [95].

Важное значение имеет возможность прогнозирования выработки ветровых турбин с большой точностью при любой скорости ветра. Эти знания также необходимы, чтобы разработать турбины, которые смогут противостоять нагрузкам, а также с целью безопасности и чтобы по стоимости были конкурентоспособными с обычной выработкой энергии (ископаемого или ядерного топлива) и других возобновляемых источников энергии (в том числе биомассы, солнечной энергии, гидроэнергии). Сочетание обоих результатов приводит к выводу, что моделирование ветра должно быть неотъемлемой частью проектирования и анализа ветровых турбин.

В рамках данной работы ветер может быть представлен любой моделью ветра из рассмотренных в работах [96, 77]. Также в работе [61] предлагаются альтернативные модели ветра. В конечном итоге, для представления результатов, принята модель ветра, состоящая из четырех компонент (рисунки 5.1-5.3):

$$V_{wind} = V_{bw} + V_{gw} + V_{rw} + V_{nw},$$

где V_{bw} – базовая компонента ветра (м/с); V_{gw} – компонента порывов ветра (м/с); V_{rw} – компонента возрастания ветра (м/с); V_{nw} – компонента шума ветра (м/с).

Базовая компонента может быть представлена постоянным значением скорости; компонента порывов ветра может быть выражена волновой функцией синуса или косинуса, или их комбинацией [97]; обычная возрастающая функция используется для представления компоненты возрастания скорости ветра и треугольная волна для функции шума ветра, для которой частота и амплитуда будут соответственно скорректированы (рисунок 5.2).

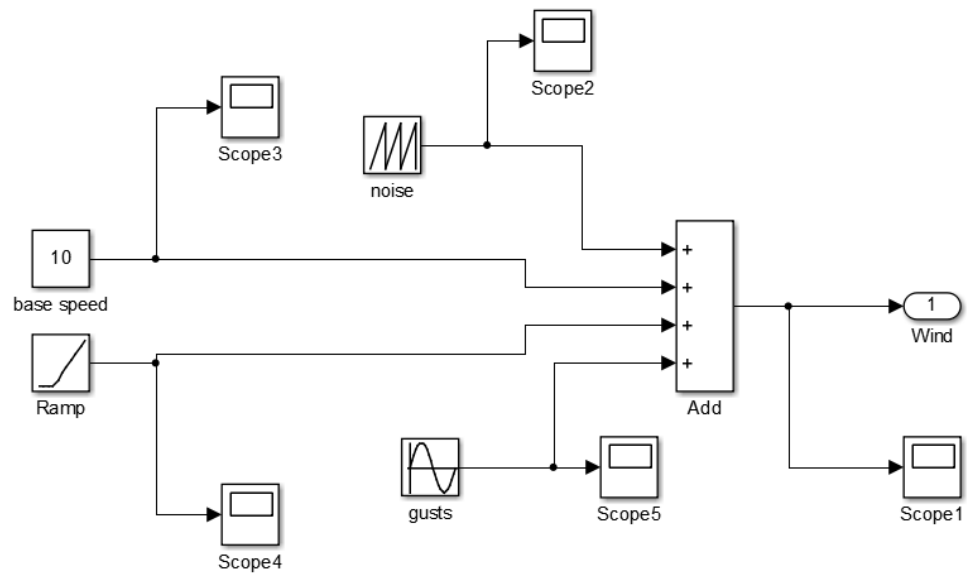


Рисунок 5.1 – Модель ветра в Simulink/Matlab

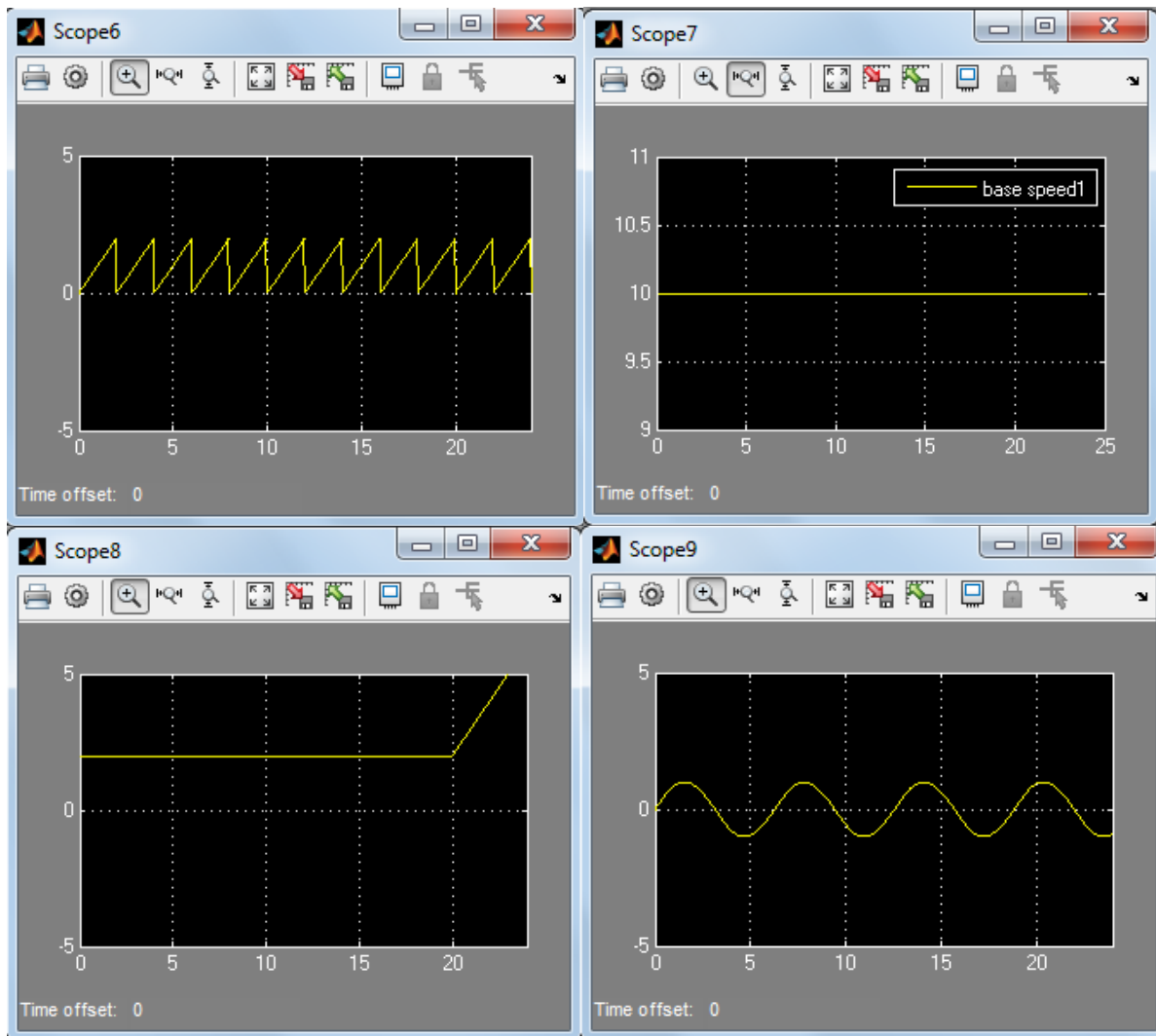


Рисунок 5.2 – Графическое представление четырех компонент ветра

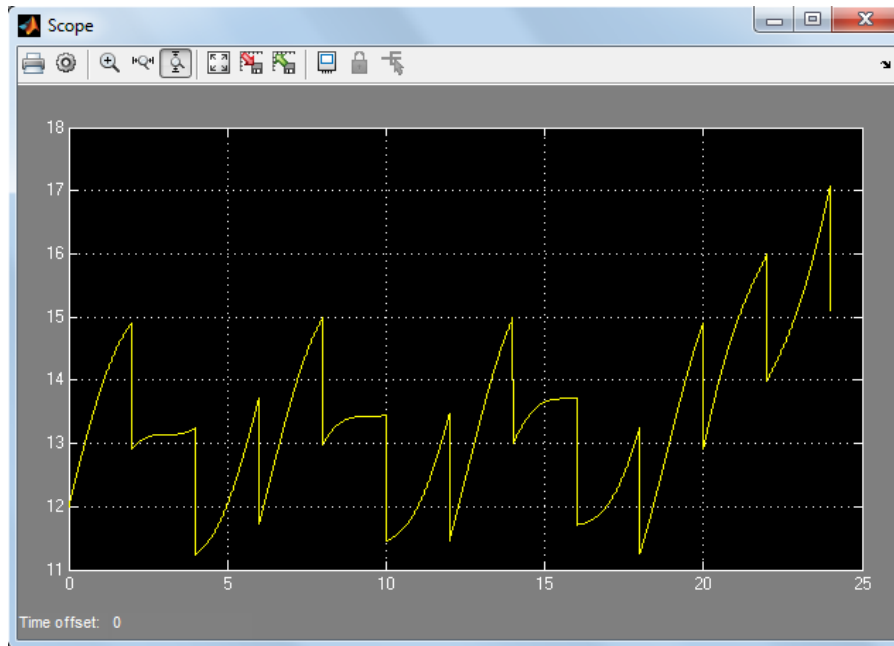


Рисунок 5.3 – Суммарный график модели скорости ветра

5.3. Моделирование аэродинамической части ветроэнергетической установки в Simulink/Matlab

Механический модуль представлен встроенной моделью ветровой турбины, изображенной на рисунке 5.4.

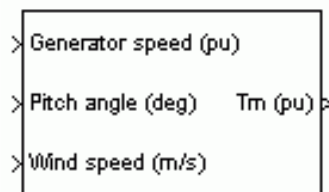


Рисунок 5.4 – Блок-схема ветровой турбины

Выходная мощность турбины задается следующим выражением:

$$P_m = c_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot A}{2} V_{wind}^3,$$

В этом уравнении используется зависимость $c_p(\lambda, \beta)$. Это значение основывается на моделировании характеристик турбины и может быть рассчитано по формулам 1.2 – 1.3, где коэффициенты c_1 - c_6 принимают значения: $c_1=0.5176$,

$c_2=116$, $c_3=0.4$, $c_4=5$, $c_5=21$ и $c_6=0.0068$. Характеристика c_p - λ для различных углов β приведена на рисунке 5.5. Максимальное значение $c_p=0.48$ достигается при $\beta=0$ градусов и для $\lambda=8.1$. Это особое значение λ определяется как номинальное значение быстроходности.

Выражение для выходной мощности турбины можно нормализовать. Тогда в о.е. получим:

$$P_{m_pu} = k_p c_{p_pu} V_{wind_pu}^3$$

где P_{m_pu} - мощность в о.е. от номинальной мощности для конкретных значений ρ и A ; c_{p_pu} – коэффициент мощности в о.е. от максимального значения c_p ; V_{wind_pu} – скорость ветра в о.е. от базовой скорости ветра, базовая скорость ветра означает среднее значение ожидаемой скорости ветра в м/с; k_p – коэффициент усиления по мощности для $c_{p_pu}=1$ о.е и $V_{wind_pu}=1$ о.е. k_p меньше или равен 1.

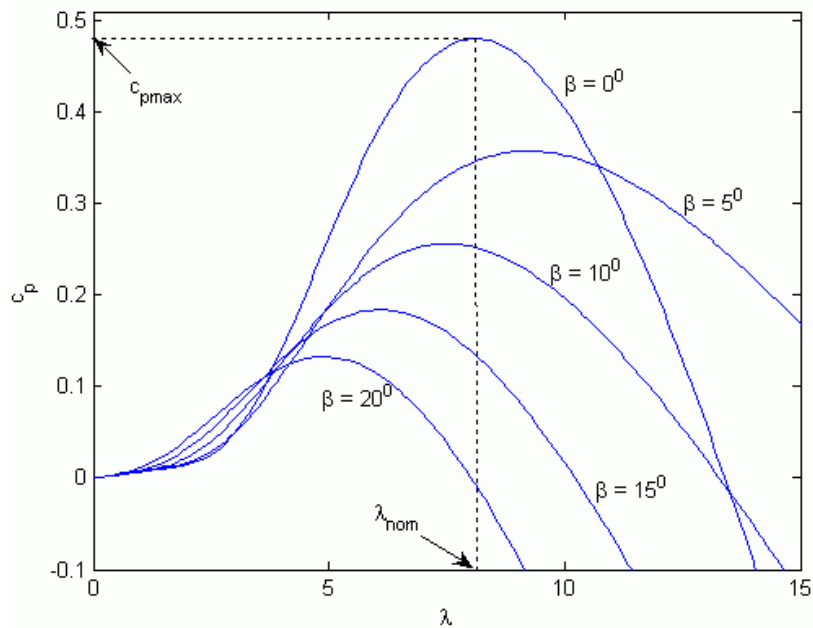


Рисунок 5.5 – Зависимость c_p - λ

Модель ветровой турбины реализованная в Simulink, представлена на рисунке 5.6.

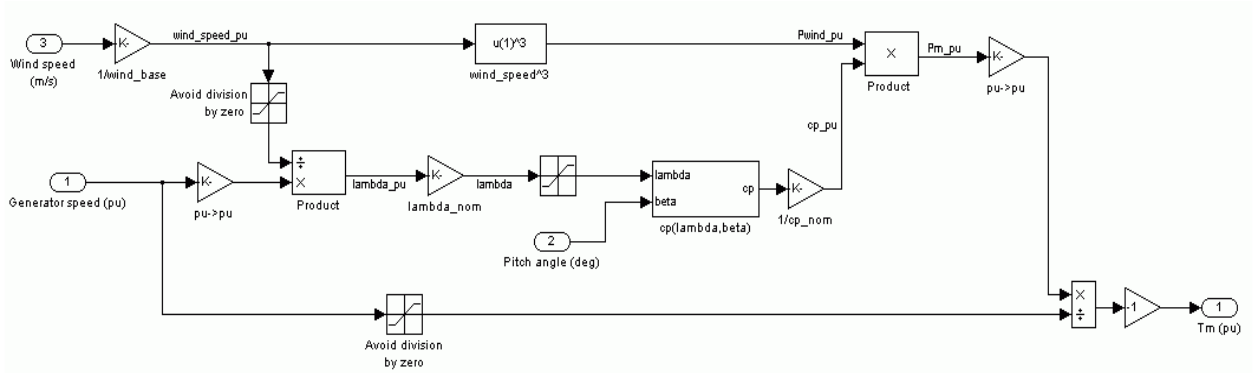


Рисунок 5.6 – Модель ветровой турбины в Simulink/Matlab

Также, как и на блок-схеме, здесь имеется три входных переменных: скорость ветра (м/с), скорость вращения ротора в о.е. от номинальной скорости ротора и угол заклинения лопасти (градусы). Коэффициент быстроходности λ в о.е. $\lambda_{\text{ном}}$ получается делением скорости вращения в о.е. от базовой скорости вращения на скорость ветра в о.е. от базовой скорости ветра. Выходная переменная – момент, прикладываемый к валу генератора.

5.4. Моделирование электрической части ветроэнергетической установки в Simulink/Matlab

Ветровая турбина и асинхронный генератор двойного питания с фазным ротором, представленные на рисунке 5.7, в данной работе представлены как генерирующая система.

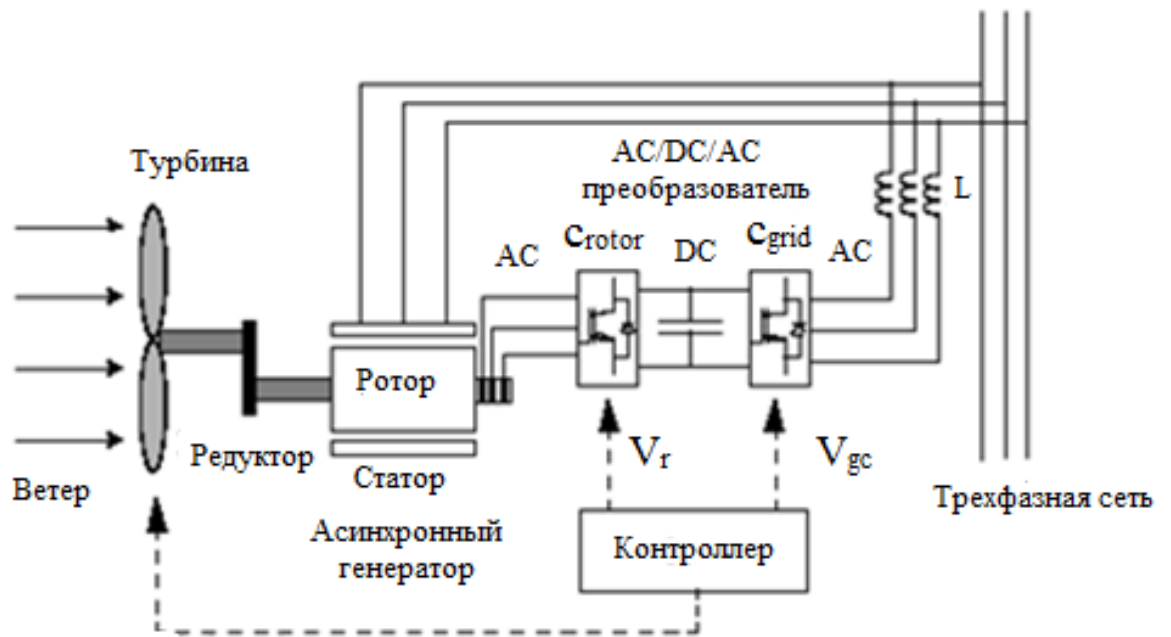


Рисунок 5.7 – Генерирующая система ветровая турбина – асинхронный генератор двойного питания с фазным ротором

AC/DC/AC конвертор разделен на две составляющие: конвертор со стороны ротора (C_{rotor}) и конвертор со стороны сети (C_{grid}). C_{rotor} и C_{grid} преобразователи источников напряжения, которые используют принудительно коммутируемые силовые электронные устройства (IGBTs), чтобы конвертировать ток и напряжение из переменного в постоянный. Конденсатор, подключенный в зоне постоянного тока, действует как источник постоянного напряжения. Связующая индуктивность L используется для соединения C_{grid} с сетью. Трехфазная обмотка ротора соединяется с C_{rotor} через контактные кольца и щетки, а трехфазная обмотка статора напрямую соединяется с сетью. Мощность, захватываемая ветровой турбиной преобразуется в электрическую мощность с помощью асинхронного генератора и передается в сеть с помощью обмоток ротора и статора. Система управления генерирует сигнал для изменения угла заклинения лопасти и команды сигналов напряжения V_r и V_{gc} для C_{rotor} и C_{grid} , соответственно, для того, чтобы управлять мощностью ветровой турбины, напряжением на шинах постоянного тока и реактивной мощностью/напряжением в сети.

На рисунке 5.8 показана схема потоков мощности в системе ветровая турбина – асинхронный генератор. По ней можно просмотреть принцип работы указанной системы. На рисунке 5.8 используются следующие параметры:

P_m – механическая мощность, захватываемая ветровой турбиной и передаваемая в ротор;

P_s – выходная электрическая мощность статора;

P_r – выходная электрическая мощность ротора;

P_{gc} – выходная электрическая мощность C_{grid} ;

Q_s – выходная реактивная мощность статора;

Q_r – выходная реактивная мощность ротора;

Q_{gc} – выходная электрическая мощность C_{grid} ;

T_m – механический момент, прикладываемый к ротору;

T_{em} – электромагнитный момент прикладываемый к ротору генератором;

ω_r – скорость вращения ротора;

ω_s – скорость вращения магнитного поля в воздушном зазор генератора, эта скорость называется синхронной скоростью. Она пропорциональна частоте напряжения сети и количеству пар полюсов генератора;

J – коэффициент инерции ротора и ветровой турбины.

Механическая мощность и электрическая мощность статора рассчитывается следующим образом:

$$P_m = T_m \cdot \omega_r$$

$$P_s = T_{em} \cdot \omega_s$$

Потери в генераторе:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_{em}$$

В установившемся режиме при фиксированной скорости для потерь в генераторе можно записать:

$$T_m = T_{em}$$

$$P_m = P_s + P_r$$

Следовательно:

$$P_r = P_m - P_s = T_m \cdot \omega_r - T_{em} \cdot \omega_s = -T_m \cdot \omega_s \cdot \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} = -s \cdot T_m \cdot \omega_s = -s \cdot P_s,$$

где s определяется как скольжение генератора: $s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s}$.

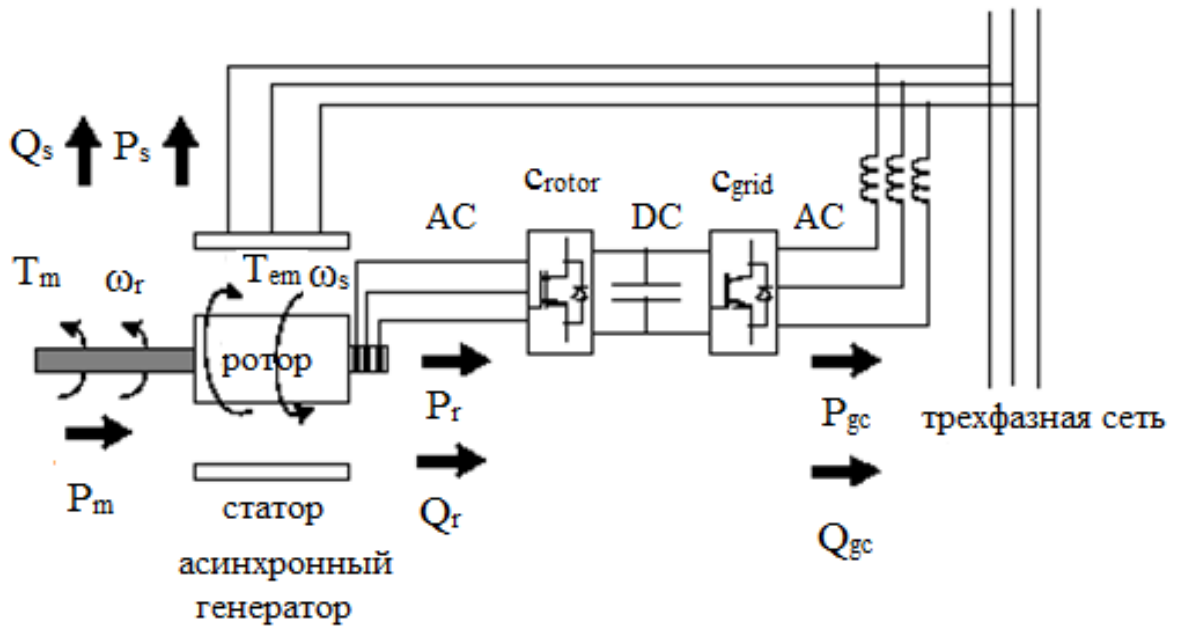


Рисунок 5.8 – Поток мощности в системе ветровая турбина – асинхронный генератор двойного питания

Обычно абсолютное значение скольжения ниже единицы и, следовательно, P_r является только частью P_s . Поскольку T_m положительно для вырабатываемой энергии и ω_s положительно и постоянно для постоянной частоты напряжения сети, знак P_r является функцией знака скольжения. P_r положительна для отрицательного скольжения (скорость ротора больше, чем синхронная скорость) и отрицательна для положительного значения скольжения (скорость ротора ниже, чем синхронная скорость). При работе с сверхсинхронной скоростью P_r передается к конденсатору на шинах постоянного тока и повышает напряжение постоянного тока. При работе с подсинхронной скоростью P_r берется из конденсатора на шинах постоянного тока и снижает напряжение. C_{grid} используется для генерации или абсорбции мощности P_{gc} , чтобы сохранить постоянным значение напряжения постоянного тока. В установившемся режиме для AC/DC/AC преобразователя P_{gc} равно P_r и скорость ветровой турбины определяется мощностью P_r абсорбируемой или генерируемой C_{rotor} .

C_{rotor} и C_{grid} имеют способность генерирования или абсорбции реактивной мощности и могут быть использованы для управления реактивной мощностью или напряжением в сети.

В программе используется генератор номинальной мощностью 1,5 МВт с основными параметрами, указанными на рисунке 5.9 и энергетической характеристикой представленной на рисунке 5.10.

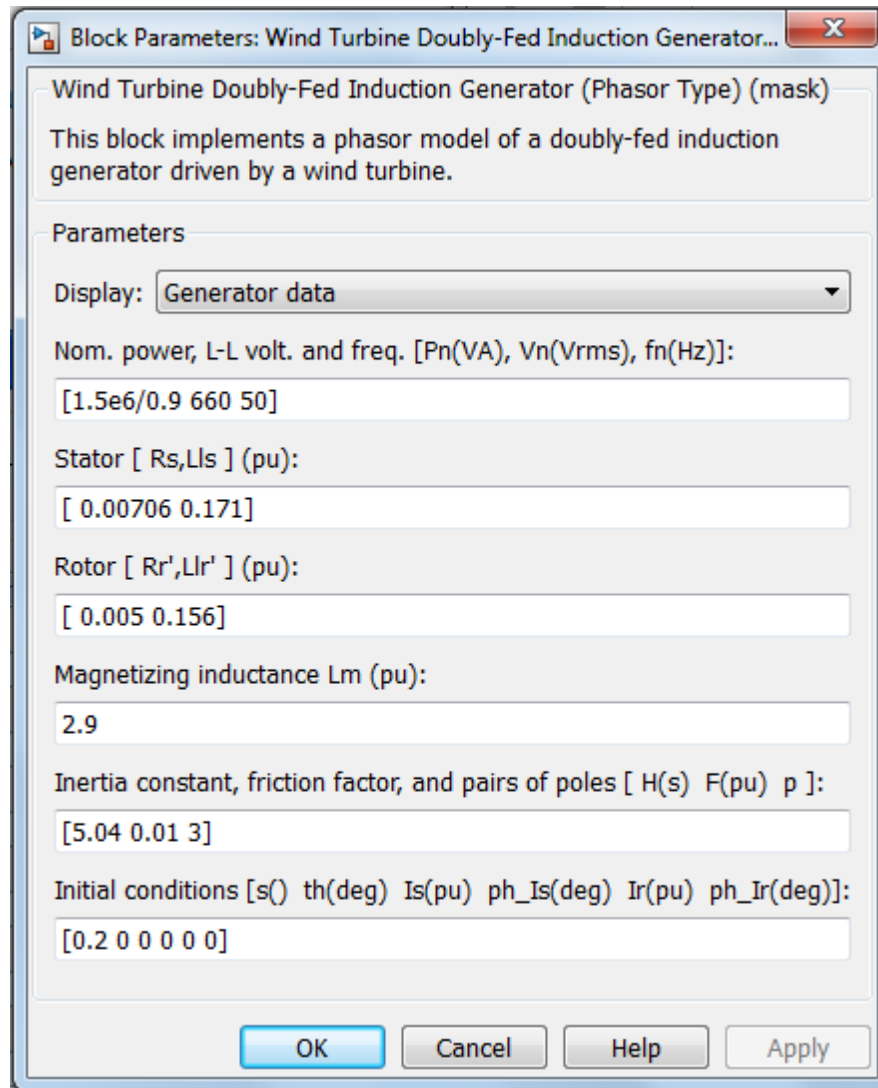


Рисунок 5.9 – Блок параметров асинхронного генератора с двойным питанием

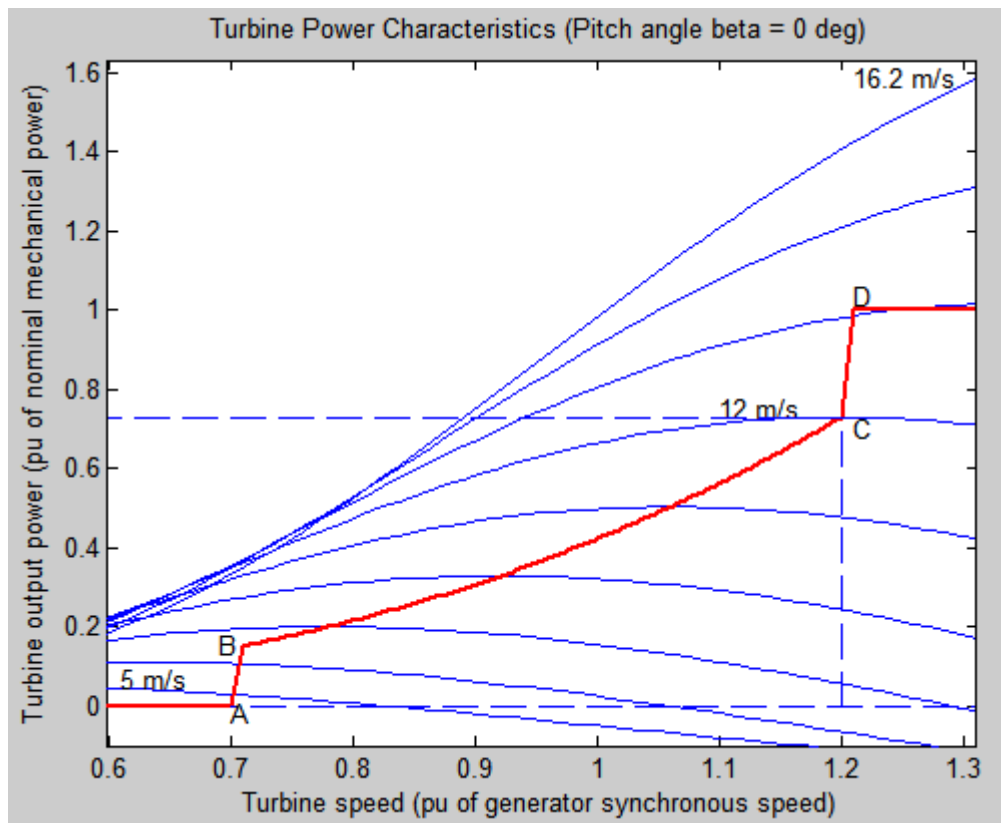


Рисунок 5.10 – Энергетическая характеристика турбины

5.5. Система управления ВЭУ на основе алгоритмов нечеткого вывода

Управление выработкой ВЭУ реализовано по логической схеме, основанной на результатах, полученных по методу парных сравнений. В контуре управления присутствуют регуляторы на основе нечеткой логики, рассмотренные выше.

Стоит отметить, что все результаты моделирования представлены для случая, когда в зонах 2 и 3 работы ВЭУ работают все возможные контуры управления.

Общий вид модели ВЭУ в Simulink/Matlab представлен на рисунке 5.11.

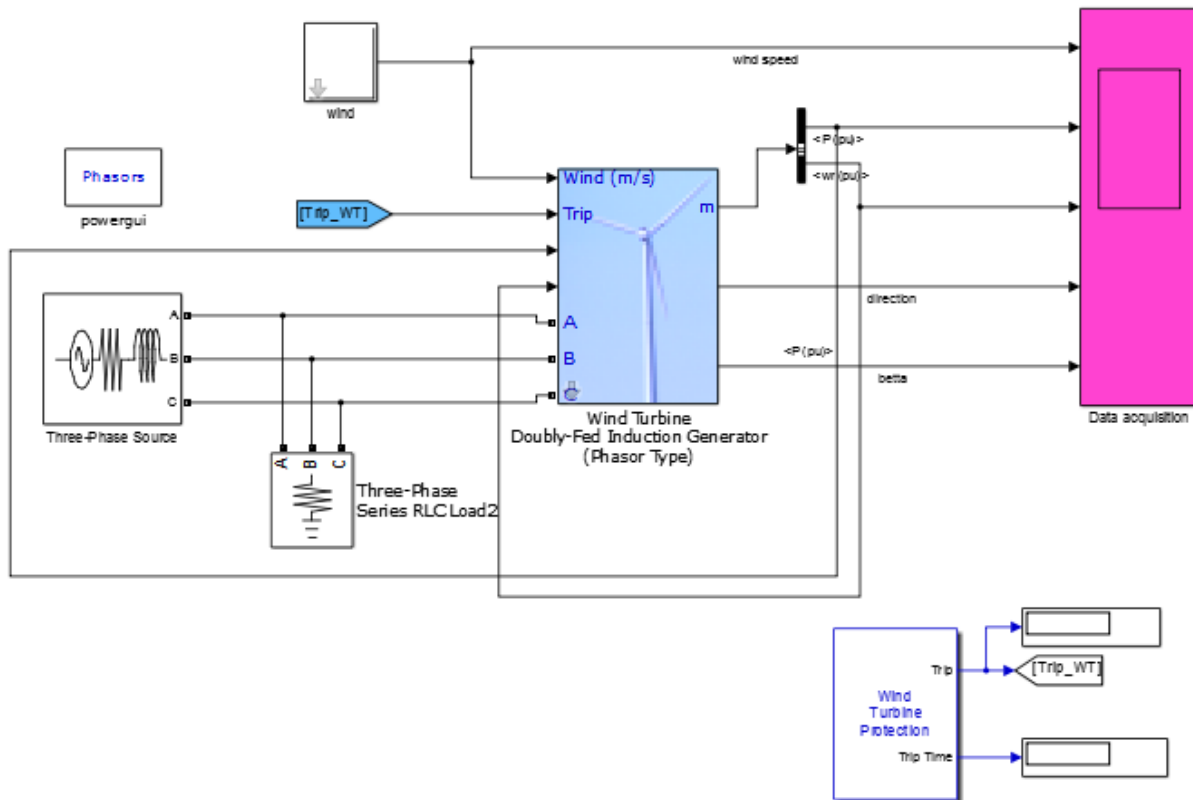


Рисунок 5.11 – Общий вид модели в Simulink/Matlab

Начало работы программы задается активацией блока скорости ветра. В зависимости от того, какая скорость ветра, система управления подает сигнал на активацию первого, второго или третьего порта, соответствующих первой, второй и третьей зоне работы ВЭУ (рисунок 5.12). Определение зоны работы происходит по принципу простого сравнения со скоростями ветра, регламентированными для конкретной ВЭУ – скорость включения, номинальная скорость и предельно допустимая скорость. Результаты сравнения текущей скорости ветра с границами рабочих диапазонов подаются на логический блок. Где, с помощью оператора AND – логическое умножение, делается вывод об активации того или иного порта.

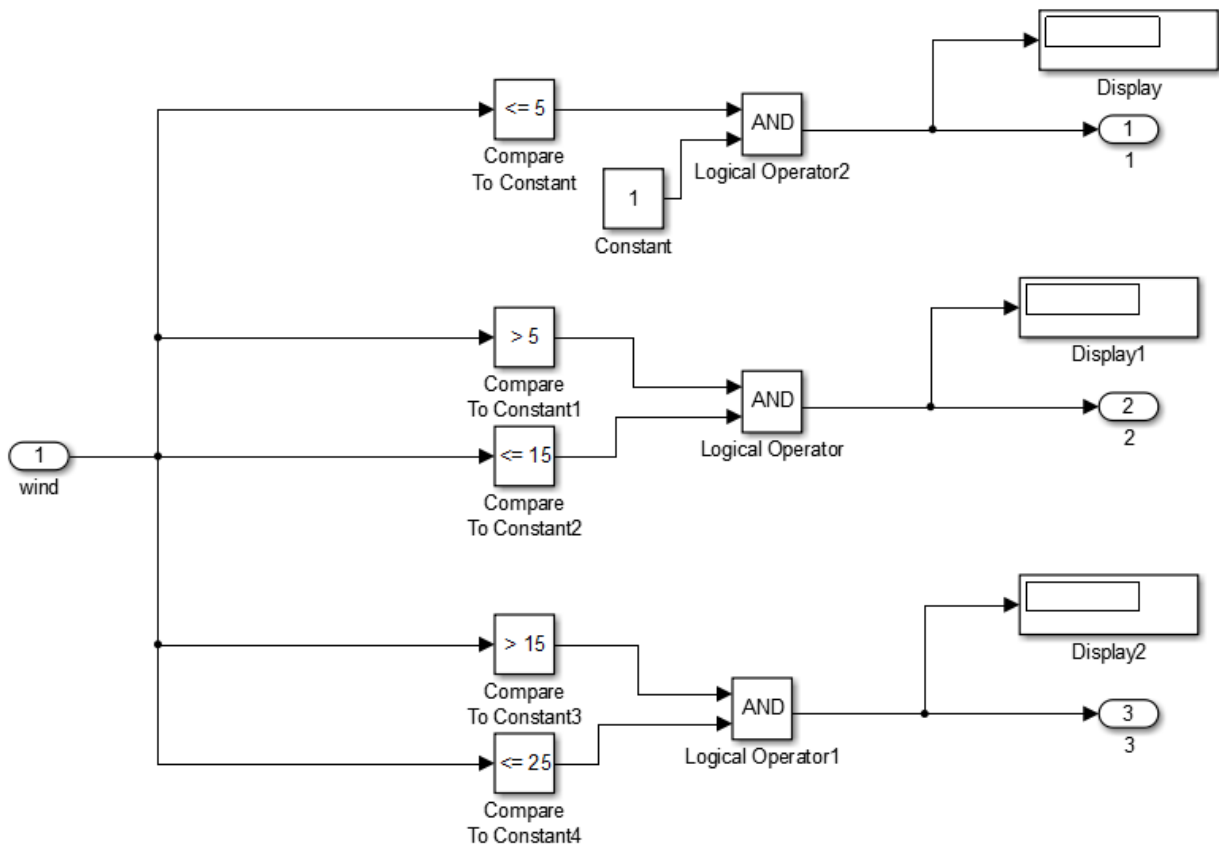


Рисунок 5.12 – Блок определения зоны работы ВЭУ

Сигналы с выхода блока определения зоны работы ВЭУ поступают к соответствующим блокам *Zone2*, *Zone3* (рисунки 5.13-5.14). В них реализована приоритетность того или иного контура управления согласно матрицам парных сравнений. Активация каждого из контуров управления реализована с помощью умножения – когда на выходе из блока “product” имеется единица, то данный контур вступает в действие. И так поочередно до последнего возможного контура управления. Один множитель является постоянным – 1 и подается на вход “product” всех контуров. А вторая единица получается в результате окончания действия предыдущего контура управления.

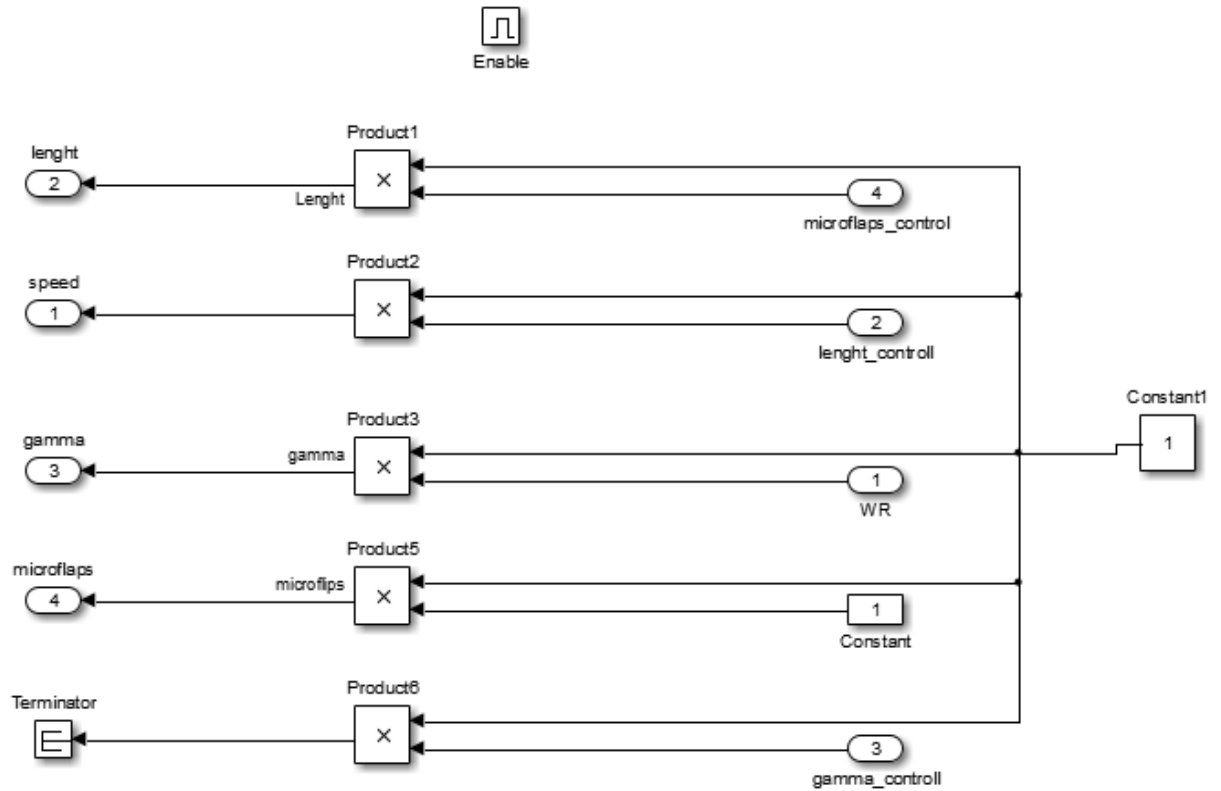


Рисунок 5.13 – Блок управления ВЭУ в зоне 2

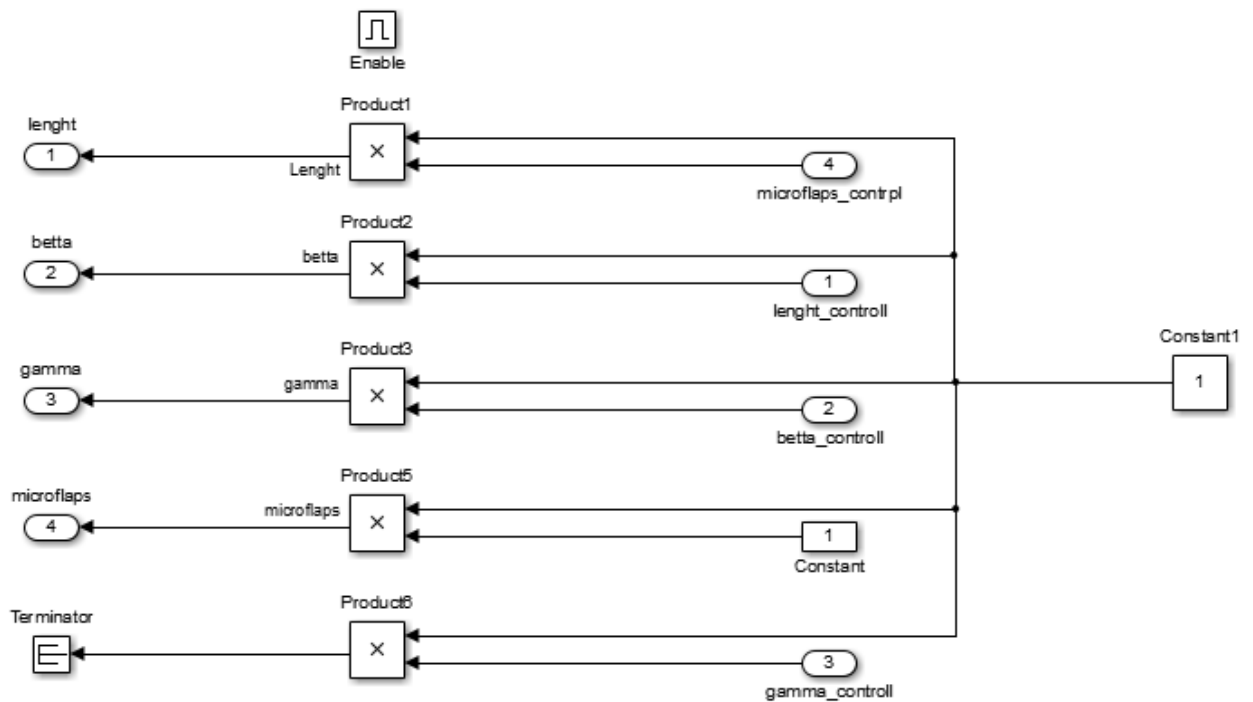


Рисунок 5.14 – Блок управления ВЭУ в зоне 3

Ниже приведены блоки каждого из контуров управления более подробно (рисунки 5.15-5.18). На рисунке 5.15 представлен блок изменения длины лопасти. На контроллер “Fuzzy logic controller dL” подаются входные параметры – значение ветра и отклонение мощности от номинальной величины. Выходной

сигнал подаётся на блоки сравнения выходных величин, если условие выполняется хотя бы по одной из зон, то данный контур управления достиг своего предела регулирования и подаётся сигнал на активацию следующего контура, если нет, то контроллер продолжает свою работу по управлению. К блоку регулятора подключен *fis*-файл, в котором содержится информация о разработанном алгоритме, представленном в главе 2, п.2.5.4.

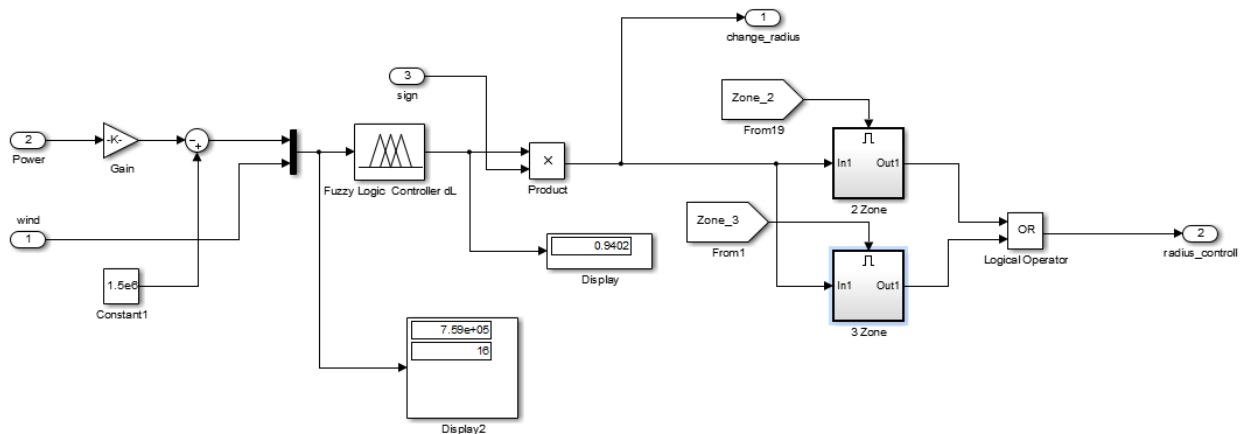


Рисунок 5.15 – Блок изменения длины лопасти

Блок изменения скорости вращения ротора с применением алгоритма на основе нечеткого логического вывода представлен на рисунке 5.16. По аналогии с предыдущим блоком – на вход контроллера подаются входные величины: последнее изменение мощности и последнее изменение скорости вращения ротора генератора. В соответствии с характеристикой изменения мощности от скорости вращения ротора при различных скоростях ветра, очевидно, что на выходе при увеличении скорости ветра должно наблюдаться увеличение скорости вращения ротора для достижения точки максимума вырабатываемой мощности и с уменьшением скорости ветра ротор должен тормозиться, чтобы достичь максимальной выработки мощности. На выходе переменная после дефазификации сравнивается с пределом по регулированию скорости вращения ротора и если это условие выполняется, то подаётся сигнал на активацию следующего контура управления.

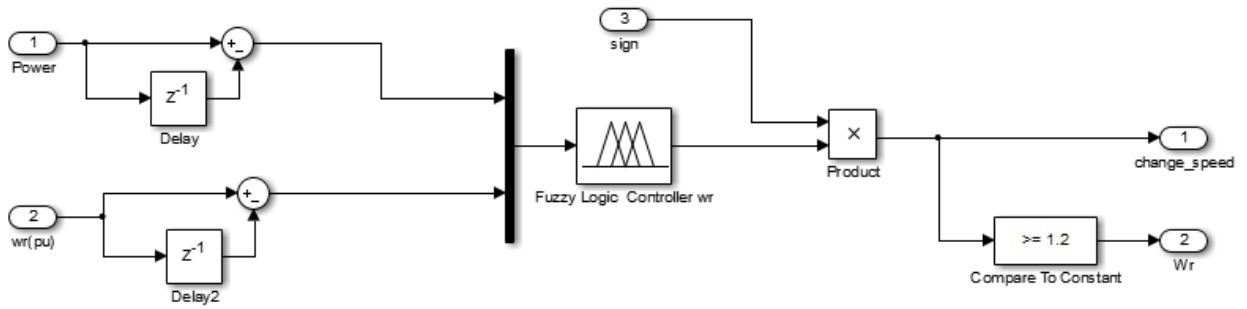


Рисунок 5.16 – Блок изменения скорости вращения ротора

К блоку “Fuzzy logic controller wr” подключен fis-файл, в котором содержится информация о соответствующем управляющем воздействии. Для реализации данного алгоритма управления используется алгоритм Ларсена, как более подходящего для малоинерционных контуров. Функции принадлежности для входных и выходной величин, база правил, результат дефазификации и поверхность зависимости выходной величины от входных приведены на рисунках 5.17-5.20.

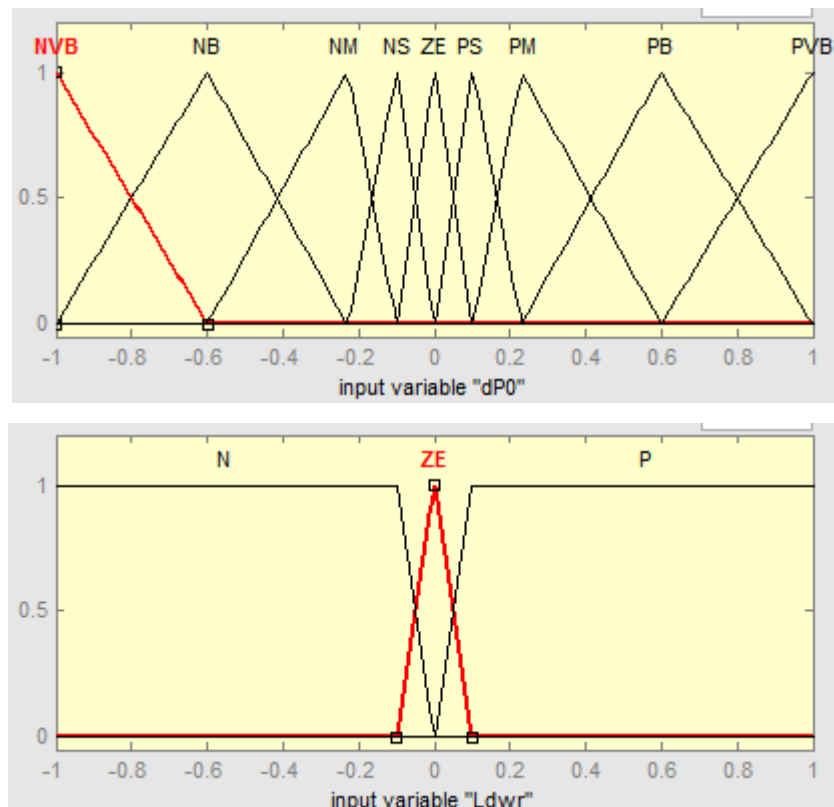


Рисунок 5.17 – Функции принадлежности входных величин dP_0 , Ld_{w_r} для алгоритма на основе нечеткой логики, управляющего изменением скорости вращения ротора

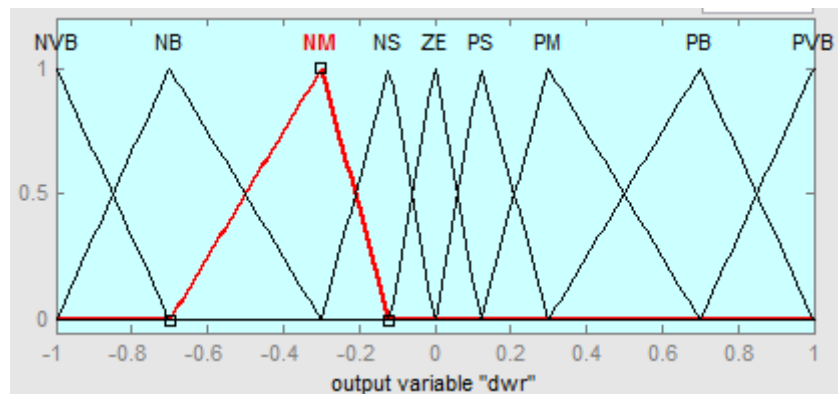


Рисунок 5.18 – Функция принадлежности выходной величины dwr для алгоритма на основе нечеткой логики, управляющего изменением скорости вращения ротора

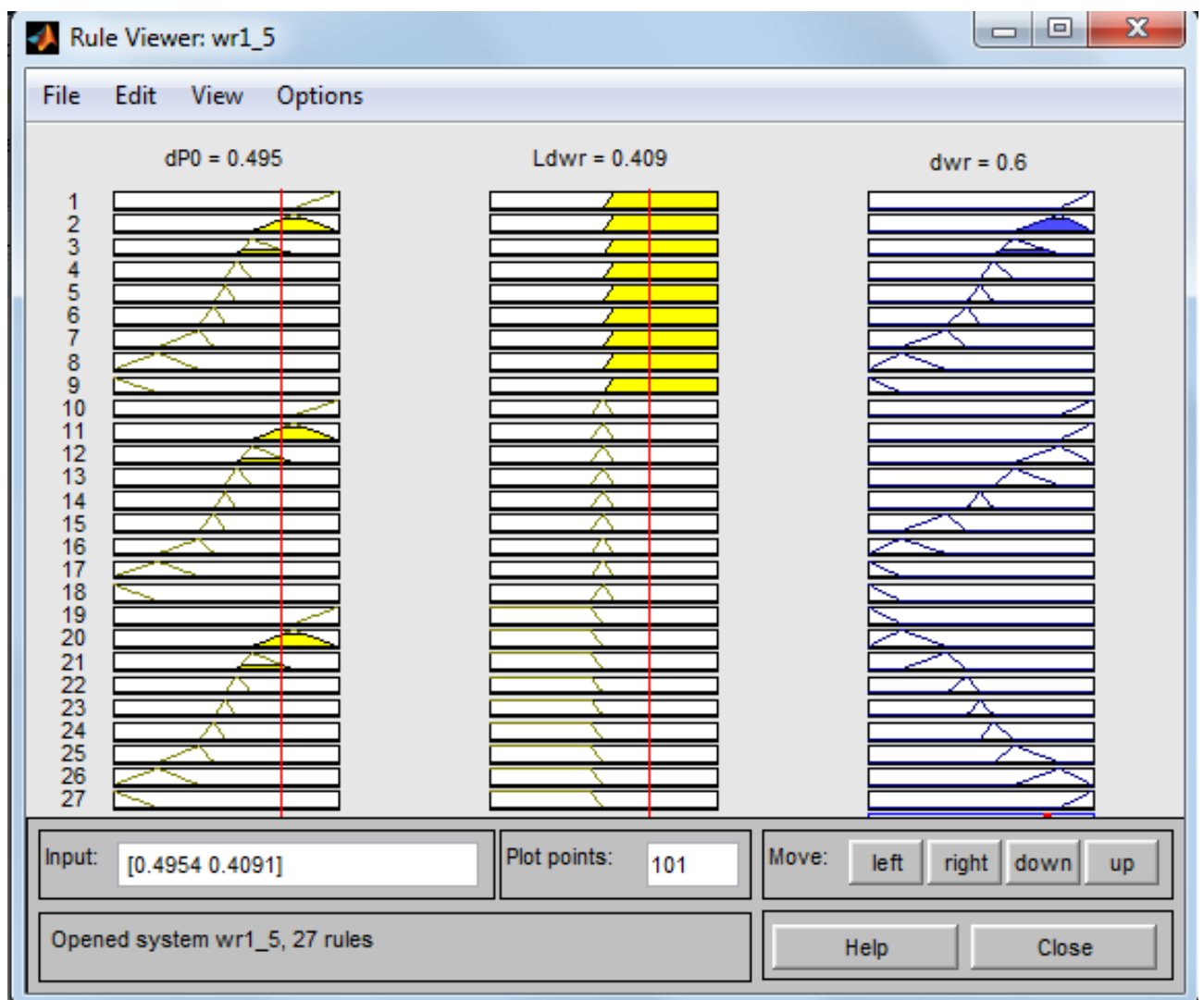


Рисунок 5.19 – Визуализация базы правил и результата дефаззификации для алгоритма, управляющего скоростью вращения ротора

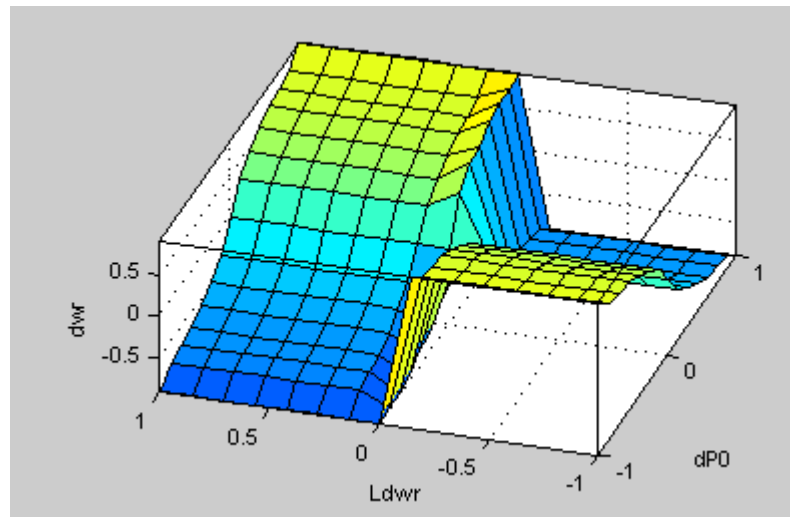


Рисунок 5.20 – Поверхность результатов дефазификации управляющих воздействий алгоритма

Блок изменения угла заклинения с применением регулятора на основе нечёткой логики приведён на рисунке 5.21. В качестве входных переменных используются значения отклонения мощности от номинальной величины, скорость ветра и последнее приращение мощности. Так же, как и в предыдущих случаях, выходная величина сравнивается с пределом регулирования и при положительном решении неравенства подаётся сигнал на активацию следующего блока управления.

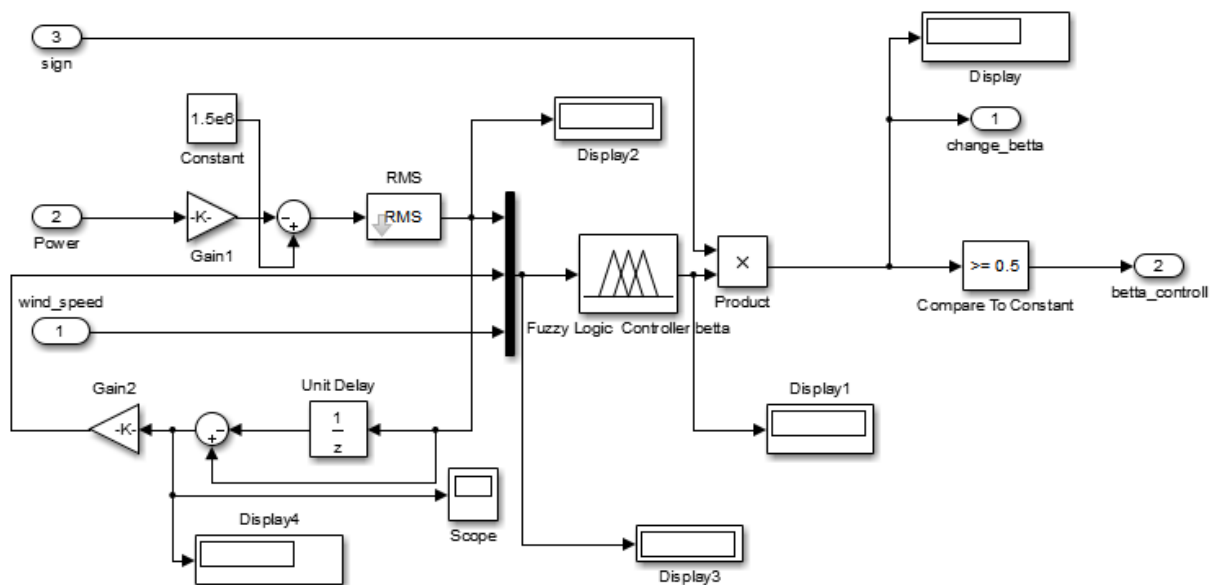


Рисунок 5.21 – Блок изменения угла заклинения с применением алгоритма на основе нечёткой логики

Блок “Fuzzy logic controller beta” содержит fis-файл, в котором заложена информация о соответствующем управляющем воздействии. Для его реализации, также как и в предыдущем случае, используется алгоритм Ларсена. Функции принадлежности для входных и выходной величин, база правил, результат дефазификации и поверхность зависимости выходной величины от входных приведены на рисунках 5.22-5.25.

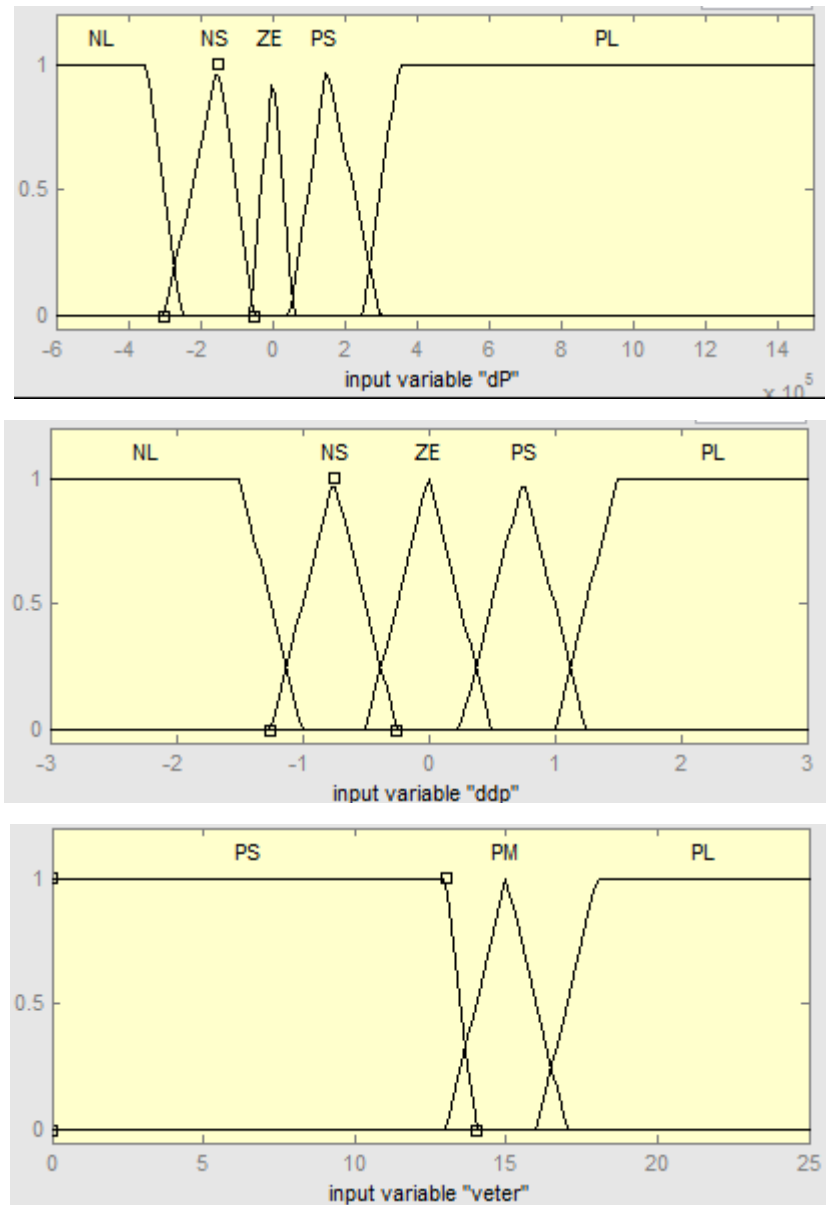


Рисунок 5.22 – Функции принадлежности входных величин dP, ddP и скорости ветра для алгоритма на базе нечеткого логического вывода, управляющего изменением угла заклинения лопасти

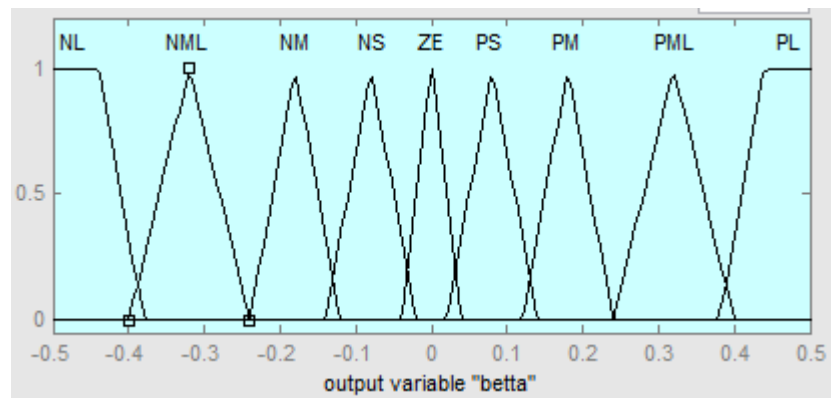


Рисунок 5.23 – Функция принадлежности выходной величины угла заклинения лопасти “beta” для алгоритма на основе нечеткой логики

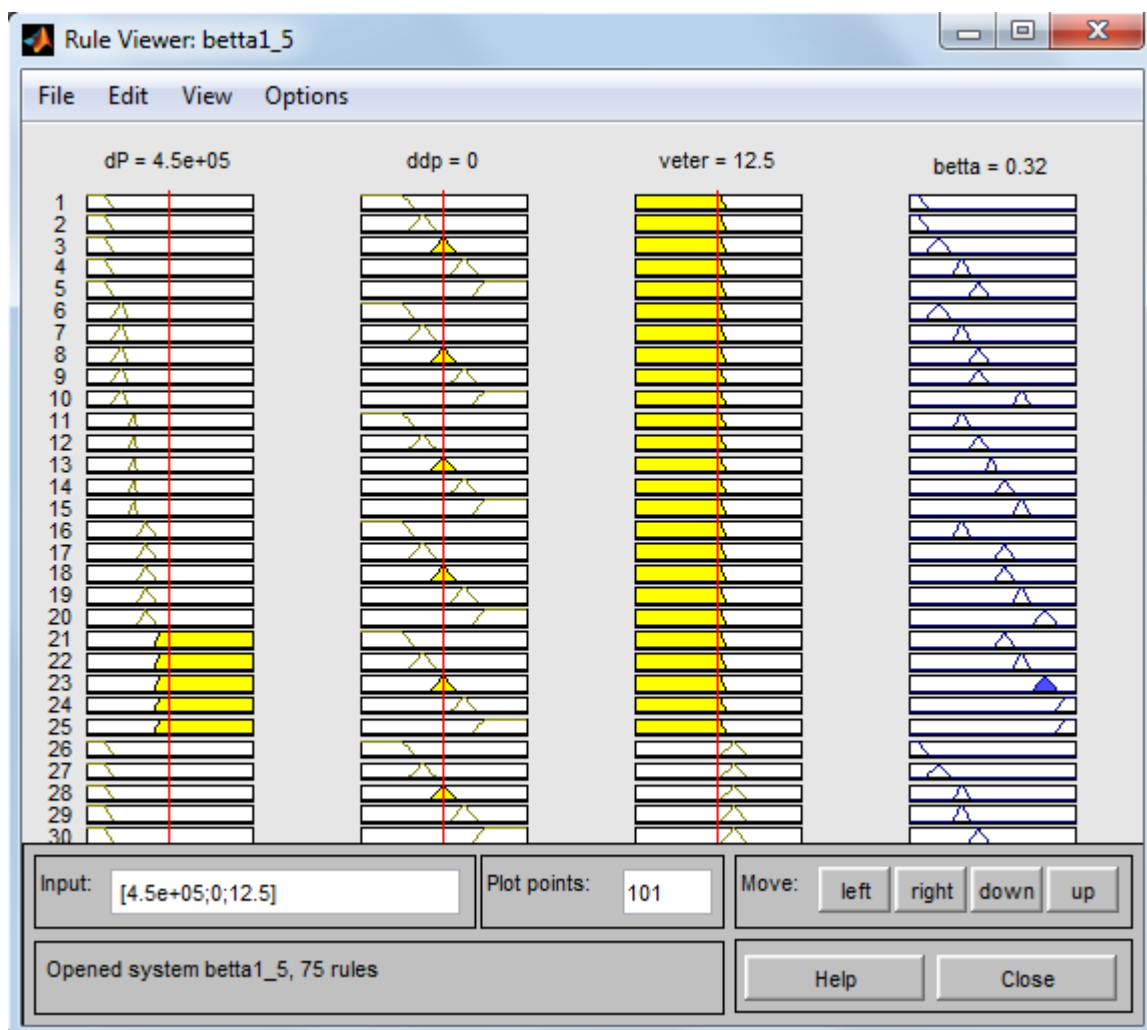


Рисунок 5.24 – Визуализация базы правил и результата дефаззификации для алгоритма, управляющего углом заклинения

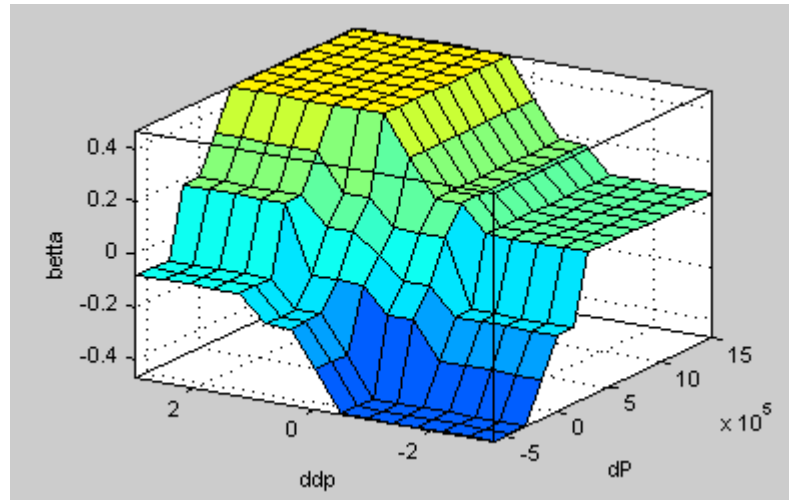


Рисунок 5.25 – Поверхность результатов дефаззификации алгоритма, изменяющего угол заклинения

Блок изменения ориентации гондолы с применением алгоритма на основе нечёткой логики представлен на рисунке 5.26. Принцип его действия аналогичен рассмотренным ранее.

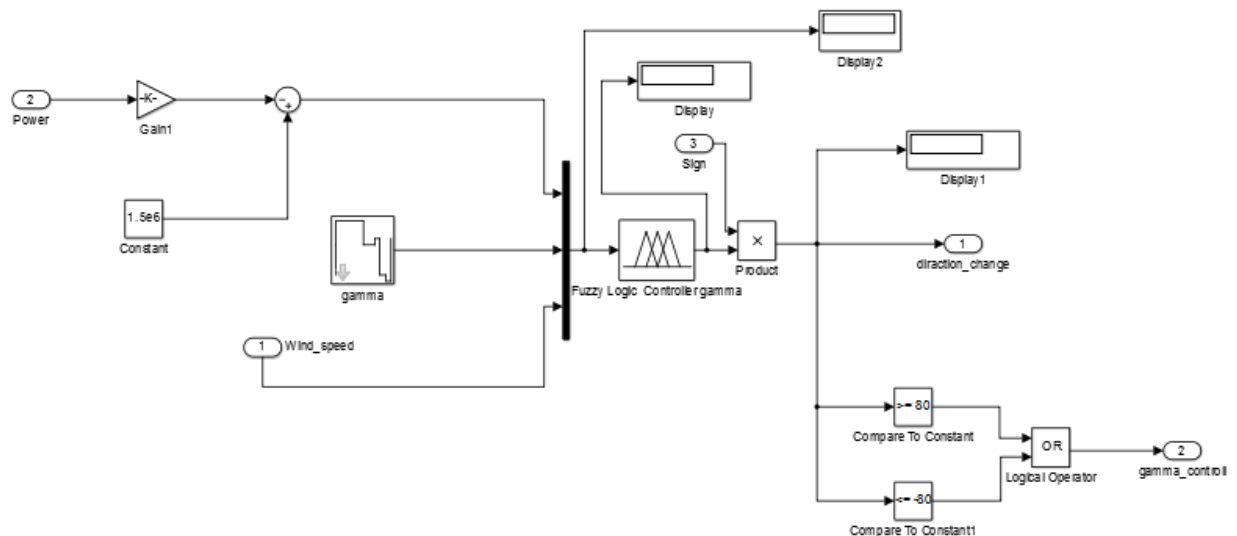


Рисунок 5.26 – Блок изменения ориентации гондолы с применением алгоритма на основе нечёткой логики

Блок “Fuzzy logic controller gamma” содержит fis-файл, в котором заложена информация об алгоритме. Для его реализации, используется алгоритм Мамдани [98]. Функции принадлежности для входных и выходной величин, база правил, результат дефаззификации и поверхность зависимости выходной величины от входных приведены на рисунках 5.27-5.30.

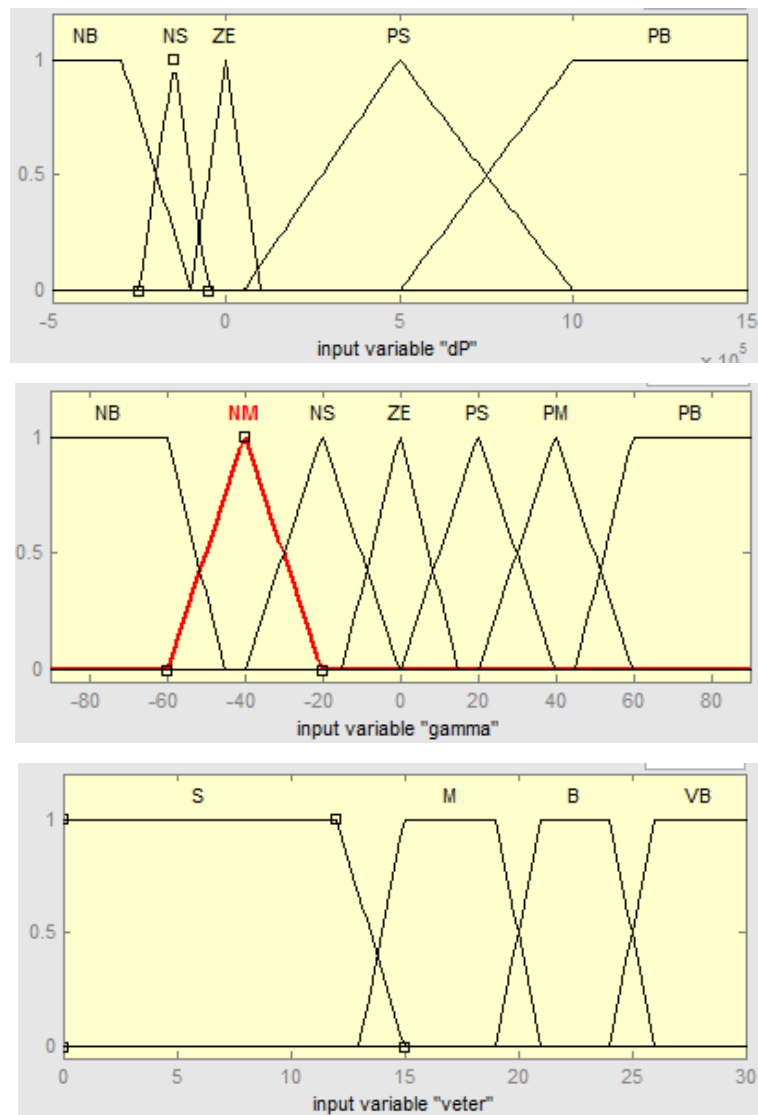


Рисунок 5.27 – Функции принадлежности входных величин dP, gamma и скорости ветра для алгоритма, управляющего ориентацией гондолы на ветер

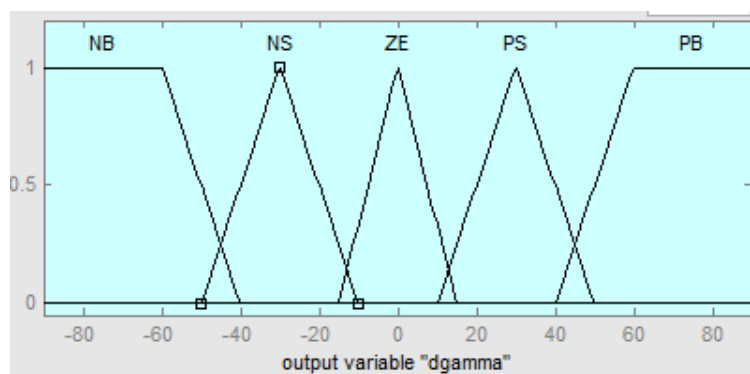


Рисунок 5.28 – Функция принадлежности выходной величины изменения угла поворота гондолы для алгоритма на основе нечеткого логического вывода

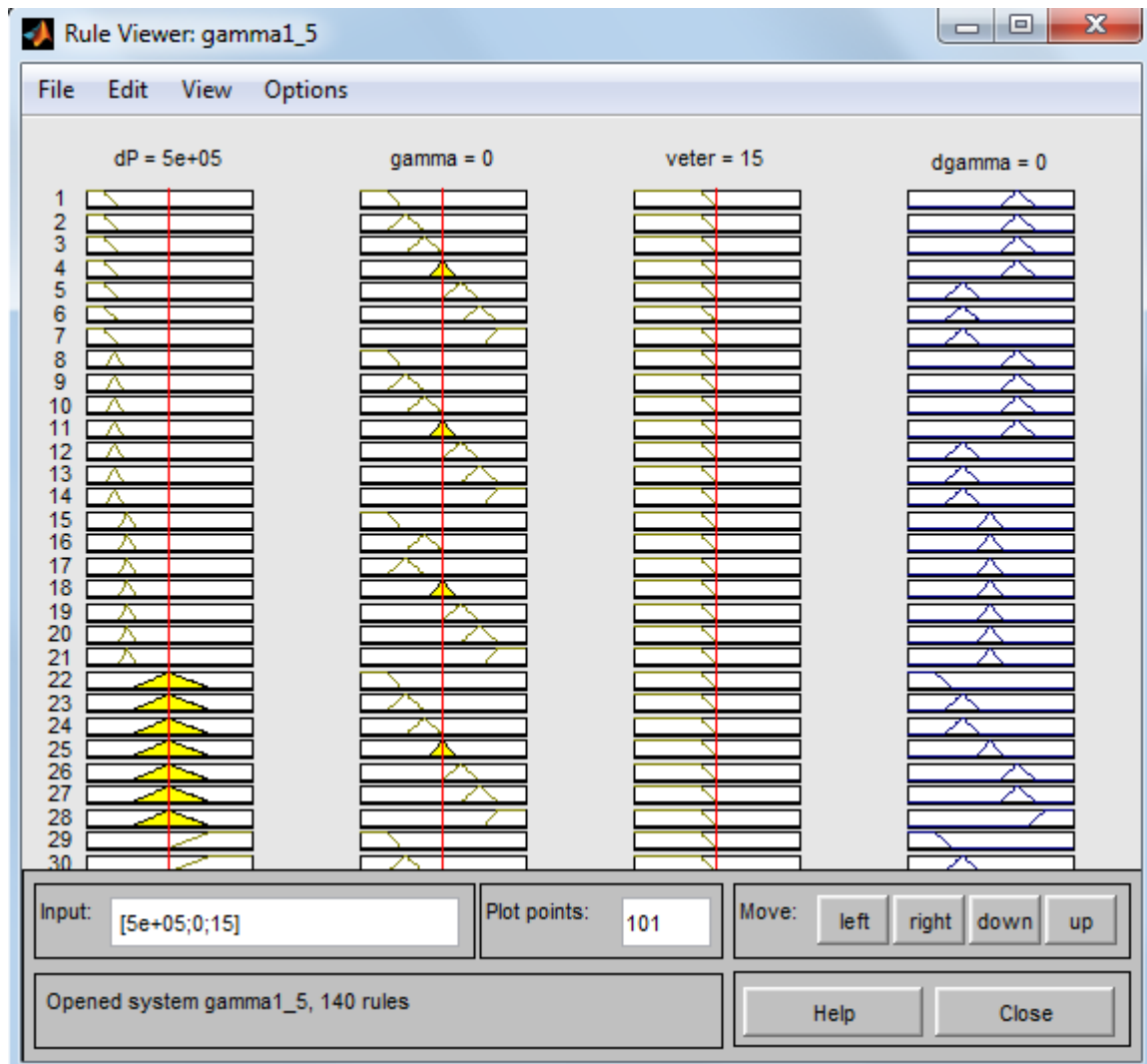


Рисунок 5.29 – Визуализация базы правил и результата дефаззификации для алгоритма, управляющего ориентацией гондолы на ветер

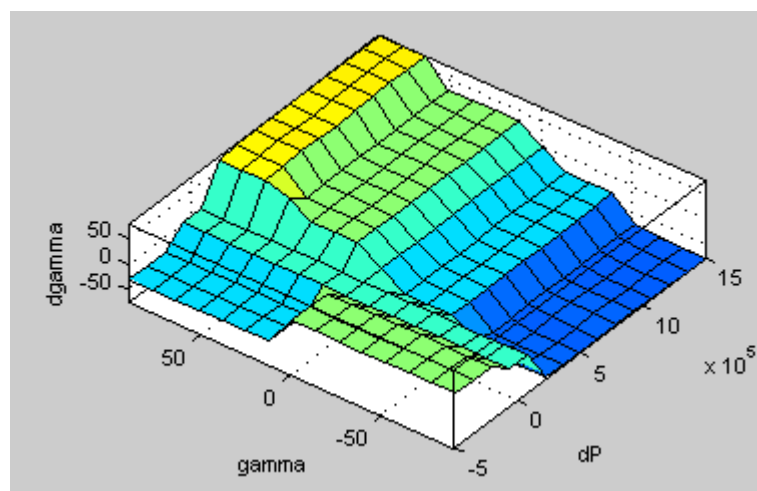


Рисунок 5.30 – Поверхность результатов дефаззификации нечеткого алгоритма, управляющего ориентацией гондолы на ветер

5.6. Результаты моделирования системы повышения энергоэффективности ветроэнергетической установки

В данном разделе представлены характеристики, полученные при моделировании режимов работы ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей. Для сравнения приведены характеристики работы как с применением алгоритма изменения длины лопастей, так и без него [99].

На рисунке 5.31 представлен график мощности, вырабатываемой ВЭУ, при стандартной системе управления без лопастей с изменяемой геометрией. На рисунке 5.32 приведен график мощности, вырабатываемой ВЭУ с применением лопастей изменяемой длины и соответствующего регулятора для реализации этой идеи. При сравнении результатов моделирования при прочих равных условиях, очевидно, что применение лопастей переменной длины и регулятора на основе нечеткой логики для управления ими дает преимущество в вырабатываемой мощности до 30-40%.

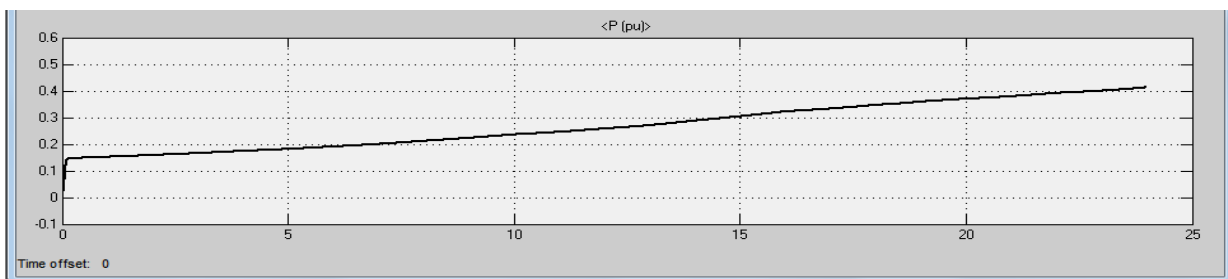


Рисунок 5.31 – График выработки мощности ВЭУ при стандартной системе управления и лопастях фиксированной длины

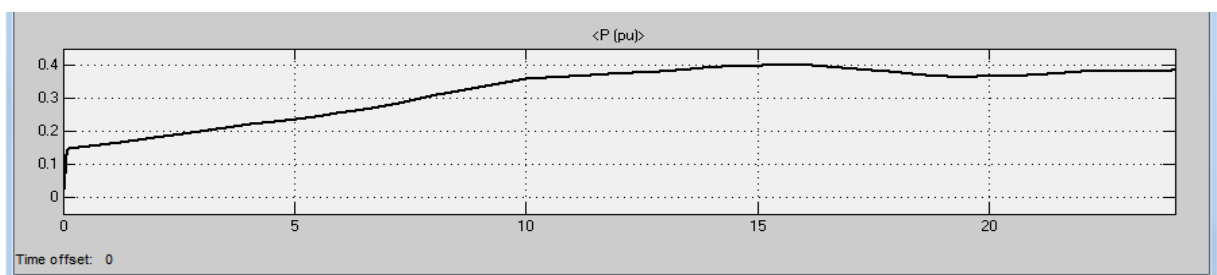


Рисунок 5.32 – График выработки мощности ВЭУ при системе управления на основе нечеткой логики и лопастях переменной длины

На рисунке 5.33 представлен график изменения длины лопасти в относительных единицах от максимально возможной величины.

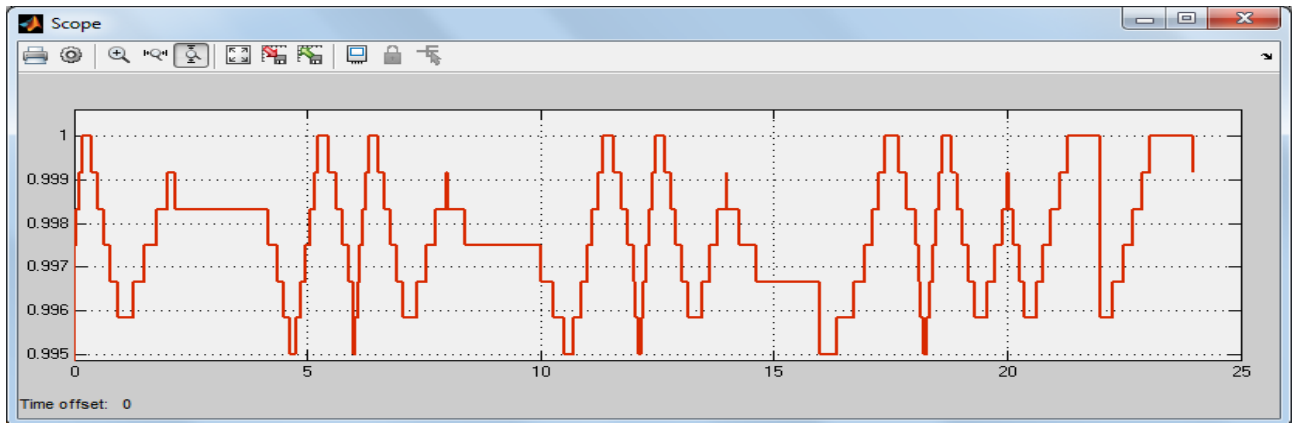


Рисунок 5.33 – График изменения длины лопасти при действии системы управления на основе нечеткого логического вывода

На рисунке 5.34 приведены результаты моделирования работы ВЭУ со стандартной системой управления при изменении скорости ветра с 12 до 16 м/с.

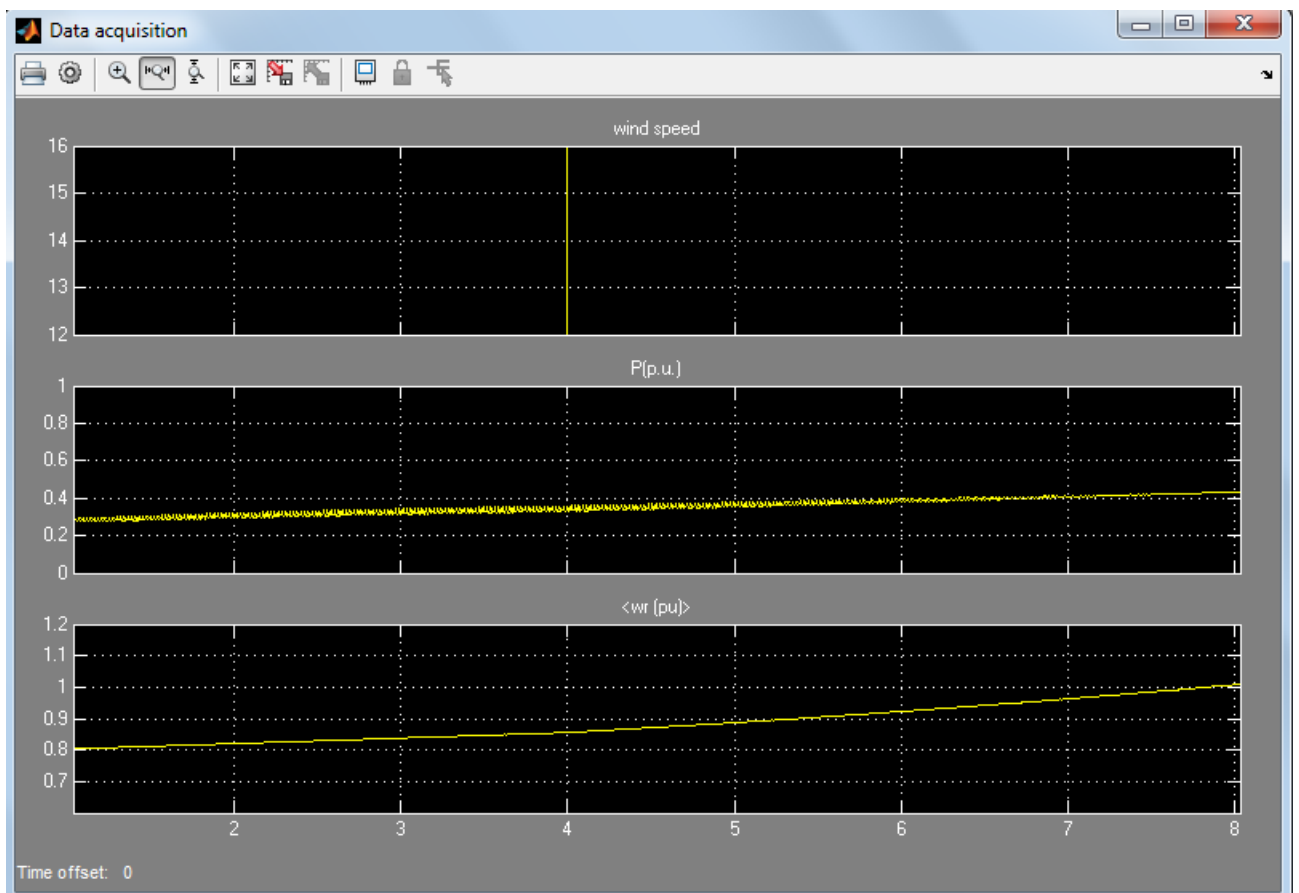


Рисунок 5.34 – Результаты моделирования работы ВЭУ со стандартной системой управления

На рисунке 5.35 представлены результаты моделирования работы ВЭУ при системе управления, основанной на приоритетности действия регуляторов, в основе которых заложены алгоритмы нечеткого вывода. Из графиков видно, что при увеличении скорости ветра происходит набор мощности ВЭУ, при этом контур управления углом заклинения начинает воздействовать на поворот лопасти, чтобы ограничить возможный выход за пределы выдаваемой мощности, длина лопасти начинает уменьшаться, что является вполне логичным результатом действия регуляторов и адекватности работы системы в целом. Блок ориентации гондолы на ветер не активируется из-за небольшого периода моделирования. При сравнении результатов выдаваемой мощности ВЭУ при прочих равных условиях наблюдается повышение вырабатываемой мощности.

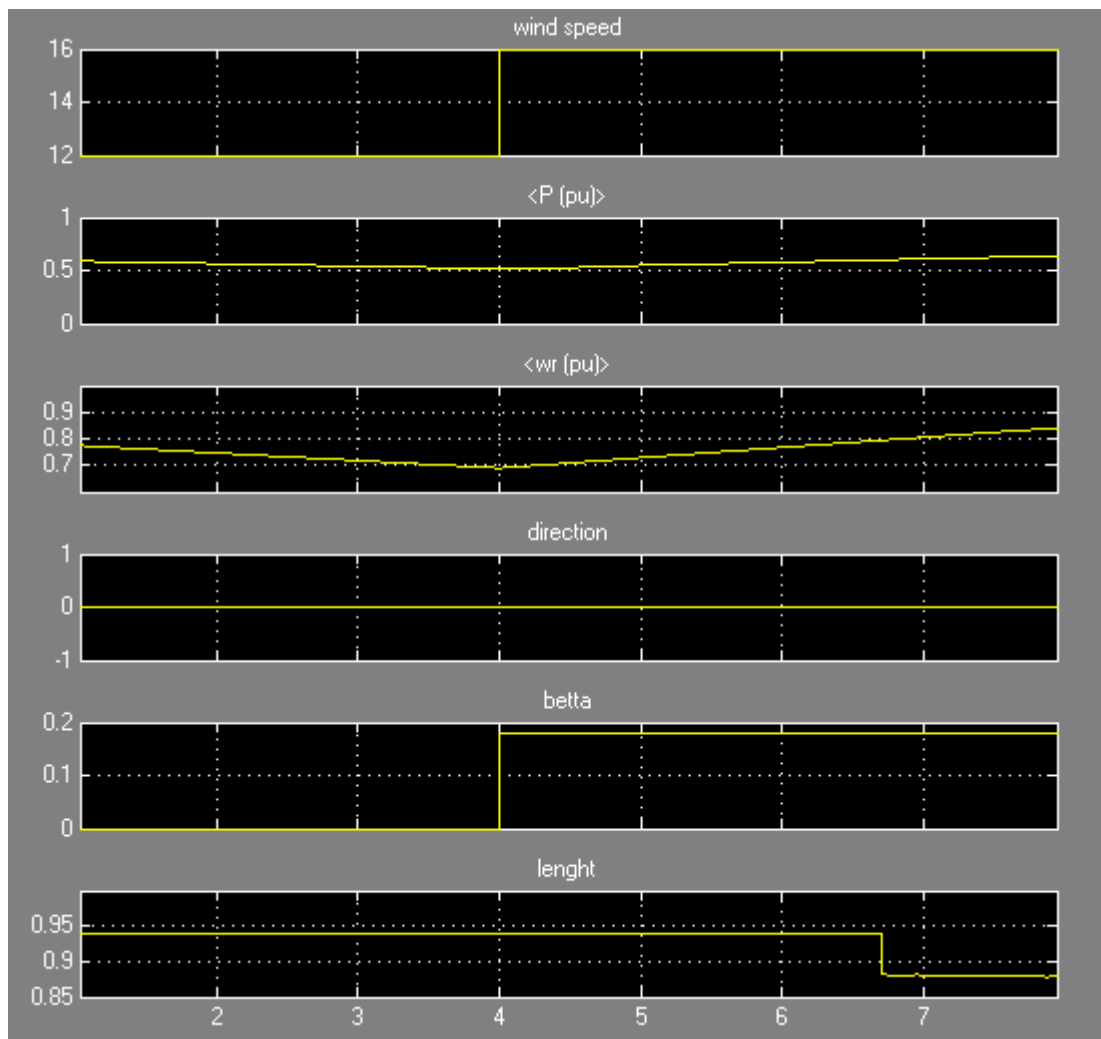


Рисунок 5.35 – Результаты моделирования работы ВЭУ с системой управления на основе алгоритмов нечеткого вывода

5.7. Увеличение выработки электроэнергии при нечетком управлении и применении лопастей переменной длины

Выдвижные лопасти имеют преимущество перед лопастями стандартной длины из-за возможности повышения выработки электроэнергии. Это, конечно, не единственный их плюс и имеются отрицательные моменты использования лопастей переменной длины. Но именно этот факт, а также способность их самоочищаться от наледи и грязи делает такие лопасти перспективными для использования в северных областях. Так, на сегодняшний день существует международный проект «Северный морской коридор» по созданию на базе Северного морского пути (СМП) единой транспортной системы портов и инфраструктуры в северной части Европы. Из-за глобального потепления, по мере сокращения морского льда, холодные моря у Северного полюса привлекают к себе пристальные взгляды. Особенно большую активность среди стран побережья проявляет Россия, которая стремится разрабатывать залежи полезных ископаемых, улучшить Северный морской путь, гарантировать свое военное присутствие и обеспечить себе власть над регионом. Арктика, где находится 13% неразработанной мировой нефти и 30% природного газа, — это «неосвоенный рубеж», полный возможностей.

В 2012 году принят федеральный закон № 132-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части государственного регулирования торгового мореплавания в акватории Северного морского пути», которым предусмотрен ряд мер по развитию СМП, в том числе создание администрации Северного морского пути в форме федерального государственного казенного учреждения (ФГКУ). ФГКУ, подведомственное Росморречфлоту, создано распоряжением Правительства РФ от 15 марта 2013 г. № 358-р.

Актуально в рамках данной работы рассмотреть экономическую эффективность использования ВЭУ разных мощностей и с использованием идеи переменной длины лопасти и нечеткого регулирования. Ветроэнергетические

расчеты проведены для Мыса Челюскин. Скорости ветра на высоте флюгера в данной местности представлены в таблице 5.1. Этот район очень перспективен для получения электрической энергии из ветровой, так как преобладают в течение года скорости ветра не менее 5 м/с. Рассмотрены два варианта выработки электроэнергии для ВЭУ 120 кВт и 2МВт. Количество вырабатываемой ВЭУ электроэнергии в год вычисляется по формуле:

$$W_{\text{ВЭУ}} = \sum P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

Где P_i – мощность, выдаваемая ВЭУ при определенной скорости ветра (кВт), t_i – время существования соответствующей скорости ветра в год (ч). Результаты вычислений приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Скорости ветра на высоте флюгера (h=10 м)

месяц	м/с
январь	7
февраль	6,8
март	6,7
апрель	6,2
май	6,3
июнь	6,3
июль	6,3
август	6,5
сентябрь	6,9
октябрь	7,4
ноябрь	6,8
декабрь	7,6
Среднегодовая скорость ветра на высоте флюгера	7,6

Таблица 5.2 – Количество вырабатываемой энергии в год ВЭУ разной мощности

Тип ВЭУ	ВЭУ 120 кВт	ВЭУ 120 кВт с переменной длиной лопастей	ВЭУ 2,5 МВт	ВЭУ 2,5 МВт с переменной длиной лопастей
Годовая выработка электроэнергии, кВт*ч	555205	760062	12166355	13491676

Таким образом, увеличение выработки электроэнергии происходит за счет изменения длины лопастей и нечеткого регулирования в зоне II:

$$dW_{120} = W_{ВЭУ}^{ИЗМ} - W_{ВЭУ}^{СТАНД} = 760062 \text{ кВт}\cdot\text{ч} - 555205 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 205 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$dW_{2,5} = W_{ВЭУ}^{ИЗМ} - W_{ВЭУ}^{СТАНД} = 13491676 \text{ кВт}\cdot\text{ч} - 12166355 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 1325 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Прибыль от ВЭУ с изменяемой длиной лопасти и с учетом тарифа на электроэнергию ОАО «Красноярскэнергообл» равна:

$$d\Pi_{120} = dW_{120} \cdot T = 205 \text{ МВт}\cdot\text{ч} * 1,83 \text{ руб. / (кВт}\cdot\text{ч)} = 375,15 \text{ тыс. руб.}$$

$$d\Pi_{2,5} = dW_{2,5} \cdot T = 1325 \text{ МВт}\cdot\text{ч} * 1,83 \text{ руб. / (кВт}\cdot\text{ч)} = 2424,75 \text{ тыс. руб.}$$

Оценим рентабельность использования ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей и управлением на основе нечеткой логики. Капиталовложения в установку ВЭУ складываются из пунктов, представленных в таблице 5.3, рассмотрено только оборудование, которое вносит отличие в стоимость комплекта ВЭУ.

Таблица 5.3 – Затраты на оборудование ВЭУ разной мощности

Наименование	ВЭУ-120 со стандартной длиной лопастей	ВЭУ-120 с переменной длиной лопастей	ВЭУ-2,5 со стандартной длиной лопастей	ВЭУ-2,5 с переменной длиной лопастей
Лопасты	24 т.р.*3 шт. =72 т.р.	32 т.р.*3 шт. =96 т.р.	107 т.р.*3 шт. =321 т.р.	128 т.р.*3 шт. =384 т.р.
Башня	74 т.р.	78 т.р.	173 т.р.	190 т.р.
микроконтроллер	-	21 т.р.	-	21 т.р.
Механизм выдвигания/возврата лопасти	-	110 т.р.	-	110 т.р.
Итого	146 т.р.	305 т.р.	494 т.р.	705 т.р.

Таким образом, сравнивая прибыль, полученную от разных ВЭУ в год и соотнося с затратами на их сооружение, можно сделать вывод о том, что ВЭУ с

изменяемой длиной лопастей и управлением на нечеткой логике окупятся на год-два позже, но затем будут приносить существенную прибыль.

Выводы:

1. С системной точки зрения скорость ветра представляет собой главный внешний параметр в отношении ВЭУ и определяет её режим работы. Непредсказуемое изменение скорости ветра на территории, которое зависит от атмосферных условий и рельефа подстилающей поверхности, представляет трудную задачу по моделированию ветрового потока. Спектральная модель скорости ветра наиболее точна и учитывает аэродинамические параметры ВЭУ, порывы ветра. К ней обращаются, как правило, при решении задач управления ВЭУ. В главе представлена модель ветрового потока в Simulink/Matlab, которая наиболее близка к спектральной модели и может быть использована в рамках данной работы для исследований;

2. В главе представлены алгоритмы на основе нечеткого логического вывода для разных контуров управления ВЭУ и их программная реализация в пакете приложения Fuzzy Logic Toolbox/Simulink/Matlab. Данное программное обеспечение позволяет верифицировать алгоритмы и оценить адекватность их действия.

3. Приведены результаты моделирования работы ВЭУ при стандартной системе управления и системе на основе иерархичности действия регуляторов, в основе которых заложен алгоритм нечеткого вывода. Полученные графики подтверждают теоретические предположения об эффективности действия системы на основе нечеткой логики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основная цель диссертационной работы состояла в разработке эффективной системы управления работой ВЭУ для повышения режимной управляемости и увеличения выработки выходной мощности в условиях изменения параметров ветра по стохастическому закону и наличия неточности и неопределенности входной информации.

На основе проведенных в диссертации теоретических и экспериментальных исследований получены следующие результаты:

1. Проведен анализ существующих систем и контуров управления ветроэнергетическими установками. На основании этого приняты алгоритмы нечеткого логического вывода, которые включены в регуляторы для реализации системы управления ВЭУ;

2. Разработан алгоритм на основе нечеткого логического вывода, позволяющий эффективно управлять изменением длины лопастей и вырабатывать до 30% больше электроэнергии при работе ВЭУ в диапазоне ветров от слабого до сильного, и обеспечивающий защиту генератора от перегрузки при скоростях ветра выше номинальной;

3. Получены результаты по изменению подъемной силы при активации микроустройств и изменении длины лопастей, показывающие целесообразность изменения геометрии аэродинамического профиля для цели повышения режимной управляемости ВЭУ;

4. Разработана модель системы управления ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей при применении регуляторов на основе нечеткой логики, позволяющая повысить выработку электроэнергии в зоне рабочих ветров и снизить колебания мощности в режиме ограничения при работе ВЭУ в составе электрической сети. В модели используется приоритетность контуров, предварительно оцененная по методу парных сравнений для разных условий эксплуатации ВЭУ. Данная модель позволяет экспериментально проверить

правильность теоретических положений по повышению эффективности регулирования мощности.

5. Дана экономическая оценка целесообразности использования ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей и системой управления на основе нечеткой логики в электроэнергетических системах с учетом современных и прогнозируемых цен на электроэнергию и оборудование. Срок окупаемости ВЭУ с изменяемой геометрией лопастей увеличивается на 1-2 года в зависимости от их мощности, но при этом дает значительный экономический эффект от их внедрения в электрические сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Удалов С.Н.** Возобновляемые источники энергии: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.
2. **Rui Melicio** Doubly fed induction generator systems for variable speed wind turbine systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/296-MELICIO.pdf> .
3. **Anca D. Hansen** et al. Overall control strategy of variable speed doubly-fed induction generator wind turbine: Nordic wind power conference – Chalmers university of technology, march 1– 2, 2004. – p.1– 7.
4. **M. Maureen** Hand Mitigation of Wind Turbine/Vortex Interaction Using Disturbance Accommodating Control: Technical report. – National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP– 500– 35172, 2003. – p.1 – 106.
5. **Burton T.** Wind energy handbook/ Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E.// John Wiley & Sons, New–York, 2001.
6. **Akhmatov V.** Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power/ Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Denmark, 2003.
7. **Ackerman T.** Wind power in power systems/ John Wiley & Sons, Chicester, U.K., 2005.
8. **Sorensen P.** Wind farm models and control strategies/ P. Sorensen, A.D.Hansen, F. Iov, F. Blaabjerg, M.H. Donovan // Technical Report RISO– R– 1464(EN), RISO National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2005.
9. **Munteanu I.** Optimal control of wind energy systems: Advances in Industrial Control/ I. Munteanu, A. I. Bratcu, N-A. Cutululis, E. Ceanga// series ISSN 1430-9491– Springer-Verlag London Limited, 2008. – p.284.
10. **Штерцер В.А.** Системы генерации электроэнергии для ветроэнергетических установок/ В.А. Штерцер, С.Д. Саленко// Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология», Научно-технический центр «ТАТА», 2010. –№ 5 (85).

11. **Hansen M.H.** Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine/ M.H. Hansen, A. Hansen, T.J. Larsen, S. Oye, P. Sorensen, P. Fuglsang// Technical Report RISO–R–1500, RISO National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2005.
12. **Sharma R.N.** The Concept of a Smart Wind Turbine System/ R.N. Sharma, U. Madawala // 16th Australasian Fluid Mechanics Conference, Crown Plaza, Gold Coast, Australia, December 2–7, 2007. – p. 481–486.
13. **Зубова Н. В.** Основные принципы управления ветроэнергетической установкой / С. Н. Удалов, Н. В. Зубова // Научный вестник НГТУ.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, №3(48), 2012 г. – с.153–161.
14. **Hansen M.H.** Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine: Technical Report RISO–R–1500/ M.H.Hansen [et al.]// RISO National Laboratory. – Denmark, Roskilde, 2005. – p.156.
15. **Ekelund T.** Modeling and linear quadratic optimal control of wind turbines: Ph.D, Thesis/ T. Ekelund// Chalmers University of Göteborg. – Göteborg, Sweden, 1997. – p.38.
16. **Shamma J.S.** Linearization and gain-scheduling/ J.S. Shamma// The control handbook/ ed. W.S. Levine. – CRC Press, IEEE Press, 1996. – p.388-398.
17. **I. Munteanu** Optimization of variable speed wind power systems based on a LQG approach/ I. Munteanu, N.A. Cutululis, A. I. Bratcu, E. Ceanga// Control Engineering Practice. – 2005. - №13(7). – p.903–912.
18. **C. Nichita** Large band simulation of the wind speed for real time wind turbine simulators/ C. Nichita, D.Luca, B. Dakyo, E. Ceang // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2002. – №17(4). – p. 523–529.
19. **Lescher F.** Multiobjective H_2/H_∞ control of a pitch regulated wind turbine for mechanical load reduction/ F. Lescher, J.Y. Zhao, A. Martinez// International Conference on Renewable Energies and Power Quality– ICREPQ' 06. – Zaragoza, 2006. – p.115–117.

20. **Carlin P.W.** The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology/ P.W. Carlin, S. Laxson, E.B. Muljadi // Technical Report NREL/TP-500-28607, National Renewable Energy Laboratory, U.S.A. –2001.
21. **Зубова Н. В.** Методы оптимального управления ветроэнергетической установкой по критерию энергетической эффективности / Н. В. Зубова, С. Н. Удалов, В. З. Манусов // Материалы 5 Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». – Томск: Изд-во ТПУ, 17–18 мая 2012 г., с.16–19.
22. **Schiemenz I.** Maximum power point tracker of a wind energy system with a permanent-magnet synchronous generator/ I. Schiemenz, M. Stiebler // Proceedings of ICEM. – 2000. – p.1083–1086.
23. **Datta R.** A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system/ R. Datta, V.T. Ranganathan // IEEE Transactions on Energy Conversion.– 2003. – № 18(1). – p. 163–168.
24. **Bhowmik S.** Wind speed estimation based variable speed wind power generation/ S. Bhowmik, R. Spoe // Proceedings of the Annual IEEE Conference of the Industrial Electronics Society – IECON'98. – 1998. – p. 596–601.
25. **Abo-Khalil A.G.** Variable speed wind power generation system based on fuzzy logic control for maximum output power tracking/ A.G. Abo-Khalil, D.C. Lee, J.K. Seok // Proceedings of IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference – PESC 04. – 2004. –vol. 3. – p. 2039–2043.
26. **Zhang X.F.** Adaptive optimal fuzzy control for variable speed fixed pitch wind turbines/ X.F. Zhang, D.P. Xu, Y.B. Liu// Proceedings of the Fifth World Congress on Intelligent Control and Automation – WCICA 2004.– vol. 3. – p.2481– 2485.
27. **Simoes M.G.** Fuzzy logic based intelligent control of a variable speed cage machine wind generation system/ M.G. Simoes, B.K. Bose, Spiegel R.J.// IEEE Transactions on Power Electronics. – 1997. – № 12(1). – p. 87– 95.

28. **Utkin V.A.** Equations of sliding mode in discontinuous systems/ V.A. Utkin //Automation and Remote Control. – 1971. – №1(12). – p.1897–1907.
29. **DeCarlo R.A.** Variable structure, sliding-mode controller design/ R.A. DeCarlo, S.H. Zak, S.V. Drakunov, W.S. Levine // The Control Handbook, CRC Press, IEEE Press. – 1996. – p. 941– 951.
30. **Long Y.** Sliding mode controller design via H theory for windmill power systems/ Y. Long, S. Hanba, K. Yamashita, H. Miyagi // Proceedings of the IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. – 1999. – vol. I. – p. 56–61.
31. **De Battista H.** Dynamical sliding mode power control of wind driven induction generators/ H. De Battista, R.J. Mantz, C.F. Christiansen // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2006. - №15(4). – p. 451– 457.
32. **De Battista H.** Dynamical variable structure controller for power regulation of wind energy conversion systems/ De Battista H., R.J .Mantz // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2004. – №19(4). – p. 756–763.
33. **De Battista H.** Sliding mode control of wind systems with DOIG – Power efficiency and torsional dynamics optimization/ De Battista H., P.F. Puleston, R.J. Mantz, C.F. Christiansen // IEEE Transactions on Power Systems. –2000. – №15(2).– p.728–734.
34. **Isidori A.** Nonlinear control systems/ A. Isidori //Springer-Verlag, Berlin, 1989.
35. **Lee D.C.** DC-bus voltage control of three-phase AC/DC PWM converters using feedback linearization/ D.C. Lee, G.M. Lee, K.D. Lee // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2000. – №36(3). – p.826 – 833.
36. **Chapman J.A.** Stabilizing a multimachine power system via decentralized feedback linearizing excitation control/ J.A. Chapman, M.D.Ilic, C.A. King, L. Eng , H.Kaufman // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – 8(3). – p.830–838.
37. **Akhrif O.** Application of a multivariable feedback linearization scheme for rotor angle stability and voltage regulation of power systems/ O. Akhrif, F.A. Okou,

- F.A. Dessaint, R. Champagne// IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. – №14(2). – p. 620–628.
38. **Savaresi S.M.** Exact feedback linearization of a fifth-order-model of synchronous generators/ S.M. Savaresi // IEE Proceedings of Control, Theory and Applications. – 1999. – №146(1). –p.53–57.
 39. **Wang Y.** Transient stability enhancement and voltage regulation of power systems/ Y. Wang, D.J. Hill, R.H. Middleton, L . Gao// IEEE Transactions on Power Systems –1993. – № 8(2). – p. 620–626.
 40. **Leithead W.E.** Dependence of performance of variable speed wind turbines on the turbulence, dynamics and control/ W.E. Leithead // IEE Proceedings 137(6). – 1990. – p.403–413.
 41. **Novak P.** Modelling, identification and control of a variable speed HAWT/ P. Novak, T. Ekelund // In Proceedings of the European Wind Energy Conference – EWEC '94. – 1994. – p. 441–446.
 42. **Ekelund T.** Modeling and linear quadratic optimal control of wind turbines/ T. Ekelund //Ph.D. Thesis, Chalmers University of Goteborg, Sweden. – 1997.
 43. **Athans M.** Optimal control/ M. Athans, P. Falb // McGraw–Hill, New–York. – 1996.
 44. **Horowitz I.M.** Quantitative feedback design theory/ I.M. Horowitz // QFT Publications, Boulder, Colorado, U.S.A. – 1993. – vol. 1.
 45. **Wu S.F.** Introduction to quantitative feedback theory for lateral flight control systems design/ S.F. Wu, M.J. Grimble, S.G. Breslin// Control Engineering Practice 6. – 1998. – p. 805–828.
 46. **Skogestad S.** Robust control of ill conditioned plants; high purity distillation/ S. Skogestad, M. Morari, J.C. Doyle // IEEE Transactions on Automatic Control 33. – 1989. – p.1092–1105.
 47. **Niksefat N.** Design and experimental evaluation of a robust force controller for an electro-hydraulic actuator via quantitative feedback theory/ N. Niksefat, N. Sepehri// Control Engineering Practice 8. – 2000. – p.1335–1345.

48. **Torres E.** Experimental results of the variable speed, direct drive multipole synchronous wind turbine/ E.Torres, M.Garcia-Sanz // TWT1650, Wind Energy 7. – 2004. – p.109–118.
49. **Cutululis N.A.** Robust multi-model control of an autonomous wind power system/ N.A. Cutululis, E.Ceang, A.D. Hansen, P. Sorensen// Wind Energy 9(5). – 2006. – p.399–419.
50. Официальный сайт компании «ENERCON GmbH» (Германия). – Режим доступа: http://www.enercon.de/fr/_home.htm
51. Официальный сайт компании «Multibrid» (Германия). – Режим доступа: <http://www.multibrid.com>
52. **Беляков П.Ю.** Анализ структур и применяемости главных схем электрических соединений современных сетевых ветропарков / П.Ю. Беляков, Р.М. Панов// ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ, Электротехнические комплексы и системы управления. –2009. – № 4 – с.39–43.
53. Перспективы мировой энергетики [Электронный ресурс], сентябрь 2006. – Режим доступа: <http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/2006/12/768786.pdf> . – Загл. с экрана.
54. Wind Integration In Electricity Grids: International Practice and Experience [Электронный ресурс], АЕМО. – 2011. – Режим доступа: <http://www.aemo.com.au/planning/0400-0049.pdf>
55. Wind Energy [Электронный ресурс]. – The Facts, March 2009. – Режим доступа: <http://www.wind-energy-the-facts.org/> .
56. **Милованова К. А.** Интеграция ветровой генерации в работу энергосистемы/ К.А. Милованова// Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М.: Типография МЭИ. – 2011. – 20 с.
57. **Бурман А.П.** Современная электроэнергетика / А.П. Бурман, В.А. Строев // Электронная библиотека по энергетике [Электронный ресурс]. – 2004. – 130 с. – Режим доступа: <http://lib.rosenergосervis.ru/sovremennaya-elektroenergetika.html?start=81> .

58. **Зиновьев Г.С.** Основы силовой электроники: Учеб. Пособие. – Изд. 4-е испр. и доп. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – 672 с.
59. **Леоненков А.В.** Нечеткое моделирование в среде MatLab и fuzzyTECH. – СПб.:БХВ – Петербург, 2005. – 736 с.: ил.
60. **Егупов Н.Д.** Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления: Учебник/Под ред. Н.Д. Егупова; издание 2-ое, стереотипное. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2002. – 744 с., ил.
61. **Karimi-Davijani H.** Fuzzy Logic Control of Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine/ H. Karimi-Davijani, A. Sheikholeslami, H. Livani and M. Karimi-Davijani// World Applied Sciences Journal 6 (4). – 2009. – p. 499–508.
62. **Gavino R.B.** et al. Development of an Automated Wind Turbine Using Fuzzy Logic/ Raymond B. Gavino, John Christopher Y. Ng, Richmond L. Ng, Bryan L. Tan// DLSU Engineering e-Journal, Vol. 1 No. 1, March 2007. – p.28 – 42.
63. **Hussein F. Soliman** Fuzzy Algorithm for Supervisory Voltage/Frequency Control of a Self Excited Induction Generator/ Hussein F. Soliman, Abdel-Fattah Attia, S. M. Mokhymar, M. A. L. Badr// Acta Polytechnica Vol. 46, No. 6. – 2006. – p.36–48.
64. **Piao Haiguo** Simulation Research of Fuzzy-PID Synthesis Yaw Vector Control System of Wind Turbine/ Piao Haiguo, Wang Zhixin// Manuscript received June 27, 2007. – p.469 – 476.
65. **Bimal K. Bose** Fuzzy Logic Based Intelligent Control of a Variable Speed Cage Machine Wind Generation System/ Bimal K. Bose, Marcelo G. Simoes// United States Environmental Protection Agency, National Risk Management Research Laboratory, EPA/600/SR – 97/010, March 1997. – p.6.
66. **Vinod Kumar** FUZZY LOGIC BASED LIGHT LOAD EFFICIENCY IMPROVEMENT OF MATRIX CONVERTER BASED WIND GENERATION SYSTEM/ Vinod Kumar, Joshi R. R.// Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2007. – p.79 – 89.

67. **Paulo Costa** Wind energy extraction and conversion: optimization through variable speed generators and non linear fuzzy control/ Paulo Costa, Antonio Martins, Adriano Carvalho// EWEC 2006. – p.8.
68. **Paulo Costa** Optimization of energy generation in wind farm through fuzzy control [Электронный ресурс]. – 2004. – Режим доступа: http://www.researchgate.net/publication/37649647_Optimization_of_energy_generation_in_wind_farm_through_fuzzy_control .
69. **Andrea Dadone** et al. Estimator– Based Adaptive Fuzzy Logic Control Technique for a Wind Turbine-Induction Generator System/ Andrea Dadone and Lorenzo Dambrosio// Proceedings of the 7th Mediterranean Conference on Control and Automation Haifa, Israel – June 28–30, 1999. – p. 210–221.
70. **Jahmeerbacus I.** FUZZY CONTROL OF A VARIABLE-SPEED WIND POWER GENERATING SYSTEM/ Jahmeerbacus I., Bhurtun C.: Energize – August 2008 – p. 41– 45.
71. **Evgenije Adzic** et al. Maximum Power Search in Wind Turbine Based on Fuzzy Logic Control/ Evgenije Adzic, Zoran Ivanovic, Milan Adzic, Vladimir Katic //Acta Polytechnica Hungarica, Vol. 6, No. 1. – 2009. – p.131– 149.
72. **Kung Chris Wu** et al. Evaluation of classical and fuzzy logic controllers for wind turbine yaw control/ Kung Chris Wu, Rony K. Joseph, Nagendra K. Thupili// Mechanical and Industrial Engineering Department The University of Texas at El Paso, El Paso, TX 79968-0521, IEEE, March 11, 2009. – p.254– 258.
73. **Jianzhong Z.** Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines/ Jianzhong Zhang, Ming Cheng, Zhe Chen, Xiaofan Fu: DRPT2008, 6–9 April, 2008.
74. **Зубова Н. В.** Optimization Of Energy Generation Of Wind Turbine In Region 2 Through Fuzzy Control / Н. В. Зубова, С. Н. Удалов, В. З. Манусов // INTERNATIONAL FORUM ON STRATEGIC TECHNOLOGIES (IFOST 2009), October 21 – 23, HoChiMinh City, Vietnam, 2009. – Session 4. – p. 110 – 114.
75. **Зубова Н. В.** Управление ветроэнергетической установкой с изменяемой геометрией лопасти на основе нечеткого контроллера / В. З. Манусов, Н. В.

- Зубова, С. Н. Удалов // Научный вестник НГТУ, Новосибирск, Издательство НГТУ, 2010. – №1(38). – с. 159 – 163.
76. **Зубова Н. В.** Разработка и проверка адекватности нечеткого контроллера для ВЭУ с изменяемым радиусом ветроколеса / Н. В. Зубова // Наука. Технологии. Инновации : материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых, 2–4 дек. 2011 г. : в 6 ч. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2011. – Ч. 2. – с. 204–206.
77. **Zubova N. V.** Simulation of wind speed in the problems of wind power / S. N. Udalov, N. V. Zubova // Журнал Сибирского федерального университета. – Серия: Техника и технологии. – 2013. – № 2. – р. 150–165.
78. **Pasupulati S.V.** Variable Length Blades Wind Turbine/ S.V. Pasupulati, J. Wallace, M. Dawson// Energy Unlimited Inc. [Электронный ресурс] – 2005.– Режим доступа: <http://www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/841190-OF8Frc/841190.PDF/> .
79. **Dawson M. H.** Variable Length Wind Turbine Blade/ Dawson M. H., Lisa Barnet, Gibson Asuquo, Deborah Weems, Michael Schledorn, Marcus Farmer: Final Report DE-FG36-03GO13171. – 2006. – р.47.
80. **Scott J. Johnson** Active Load Control Techniques for Wind Turbines/ Scott J. Johnson, C.P. Case van Dam, Dale E. Berg// Sandia report, Sandia National Laboratories, Sandia Contract No. 360473, August 2008. – р. 1 – 124.
81. **Зубова Н. В.** Регулирование воздушного потока, окружающего лопасть ветроколеса, при изменении профиля лопасти / Н. В. Зубова, С. Н. Удалов, В. З. Манусов // Энергетика в глобальном мире: сборник тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. - Красноярск: ООО "Версо", 16–18 июня 2010 г. – с. 331–332.
82. **Зубова Н. В.** Active Control Techniques for Wind Turbines / Н. В. Зубова, В. З. Манусов, С. Н. Удалов // Energy Industry development and ecology, Улан-Батор, Монголия, Монгольский университет науки и технологии, 25 мая 2010. – том 1. – с.185–212.
83. **Зубова Н. В.** Устройства быстрого регулирования подъемной силы ветровой турбины / Н. В. Зубова, В. З. Манусов, С. Н. Удалов // Научные проблемы

- транспорта Сибири и Дальнего Востока , Новосибирск, Издательство ФГОУ ВПО "НГавт", 2010. – №2 – с.349 – 352.
84. **Зубова Н. В.** Нечеткое управление ветротурбинами с изменяемой геометрией лопасти [Электронный ресурс] / С. Н. Удалов, В. З. Манусов, Н. В. Зубова, А. А. Ачитаев // Новые нетрадиционные и возобновляемые источники энергии : тез. докл. Всерос. конф. молодых ученых, Новосибирск, 3 –4 окт. 2013 г. – Новосибирск : Ин-т теплофизики СО РАН, 2013.– с.49-50.
 85. **Baker J.P.** Experimental Analysis of Thick Blunt Trailing-Edge Wind Turbine Airfoils/ J.P. Baker, E.A. Mayda, C.P. van Dam// Journal of Solar Energy Engineering, Nov. 2006.
 86. **Standish K.J.** Computational Analysis of a Microtab-Based Aerodynamic Load Control System for Rotor Blades/ K.J.Standish, C.P. van Dam// American Helicopter Society. – July 2005. – Vol. 50. – No. 3. – p. 249–258.
 87. **Mayda E.A.** Computational Investigation of Finite With Microtabs for Aerodynamic Load Control/ E.A. Mayda, C.P.van Dam, D.T. Yen–Nakafuji// AIAA Paper 2005–1185, January 2005.
 88. **Lee H.** Computational Investigations of Wings with Miniature Trailing Edge Control Surfaces/ H. Lee, I.M. Kroo // AIAA Paper 2004–2693, 2004.
 89. **Zubova N. V.** Development and research of the control system for wind turbine with variable length blade / N. V. Zubova, S. N. Udalov , V. Z. Manusov, A. A. Achitaev // The 8 international forum on strategic technologies (IFOST 2013) : proc., Mongolia, Ulaanbaatar, 28 June – 1 July 2013. – Ulaanbaatar, 2013. – Vol. 2. – p. 600–604.
 90. **Weyl H.** Chemical Valence and the Hierarchy of Structures, Appendix D in "Philosophy of Mathematics and Natural Science", Princeton University Press, N.J., 1949.
 91. **Vargas.L.** Sensitivity Analysis of Reciprocal Matrices/ Vargas.L.: Chapter 3 in Ph.D. dissertation. – The Wharton School, University of Pennsylvania, 1979.
 92. **Whyte L. L.** Hierarchical Structures/ L. L. Whyte, A. G. Wilson, and D. Wilson: American Elsevier, New York, 1969.

93. **Саати Т.** Принятие решений, Метод анализа иерархий/ Т. Саати. – М.: «Радио и связь», 1993.
94. **Freris L.L.** Wind energy conversion systems/ Prentice Hall International (U.K.) Ltd, University Press, Cambridge. –1990. – p.388.
95. Energy Information Administration (EIA), International Energy Annual 1999, DOE/EIA–0219(99), Washington, DC, January 2001.
96. **Зубова Н.В.** Нечеткое управление ветроэнергетической установкой с изменяемой геометрией лопасти”/ Зубова Н.В., Удалов С.Н., Манусов В.З. // LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, Saarbrücken, Germany, 2012 г. – 86 с., илл..
97. **Обухов С.Г.** Моделирование продольной составляющей скорости ветра/ С.Г.Обухов, Е.Ж. Саркисеев // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: Материалы V Всероссийской научно-технической конференции. – Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – с. 74–75.
98. **Манусов В. З.** Анализ функционирования нечеткого регулятора мощности ВЭУ на границе II и III зон работы / В. З. Манусов, Э. Г. Ядагаев // Сборник трудов XVIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Современные техника и технологии», Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – с.141–142.
99. **Зубова Н. В.** Нечеткое управление ветротурбинами с изменяемой геометрией лопасти / С. Н. Удалов, В. З. Манусов, Н. В. Зубова, А. А. Ачитаев // Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности, (REENFOR-2013): материалы 1 междунар. форума, Москва, 22 – 23 окт. 2013 г. – Москва: Рос. академия наук, 2013. – с.364 – 368.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- АГДП – асинхронный генератор двойного питания;
- АРС – автоматический регулятор скорости;
- ААРЧ – автоматическая аварийная разгрузка по частоте;
- АРЧ – автоматический регулятор частоты;
- ВК – ветроколесо;
- ВПТ – вставка постоянного тока;
- ВЭС – ветроэлектрическая станция;
- ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИС – индекс согласованности;
- КТОС – количественная теория обратной связи;
- ЛКДО – линейная квадратичная динамическая оптимизация;
- ММ – максимизация мощности;
- МСУ – метод скользящего управления;
- НК – нечеткий контроллер;
- ОМ – ограничение мощности;
- ОРТ – оптимальная рабочая точка;
- ОС – отношение согласованности.
- ОТММ – отслеживание точки максимальной мощности;
- П- – пропорциональный регулятор;
- ПИ- – пропорционально-интегральный регулятор;
- ПИД- – пропорционально-интегро-дифференциальный регулятор;
- ПСУ – переменная структура управления;
- РТ – рабочая точка;
- СГПМ – синхронный генератор на постоянных магнитах;
- СИ – случайный индекс;
- СПЭВ – система преобразования энергии ветра;
- ТММ – точка максимальной мощности;

УАУП – устройства активного управления потоком;

ХОР – характеристика оптимального режима;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

АКТ
О ВНЕДРЕНИИ В УЧЕБНЫЙ ПРОЦЕСС НОВОСИБИРСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Проректор по учебной работе НГТУ
д.т.н., профессор

А.А. Батаев
« 17 » _____ 2014г.



АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета результатов диссертационной работы
Н.В. Зубовой

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Н.В. Зубовой на тему «Повышение режимной управляемости ветроэнергетических установок с изменяемой геометрией лопастей регуляторами на нечеткой логике» в учебный процесс кафедры «Системы электрообеспечения предприятий» Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертации алгоритмы управления ветроэнергетическими установками (ВЭУ), основанные на теории нечетких множеств, а также система повышения энергоэффективности режимов ВЭУ, базирующаяся на приоритетности действия управляющих воздействий при различных входных параметрах, представляют собой весьма современные подходы к управлению ветроэнергетическими установками.

Предложенные принципы управления и модели позволяют студентам познакомиться с новейшими способами и средствами управления как отдельными ВЭУ, так ветроэнергетическими станциями в целом.

Основные положения и результаты диссертации включены в следующие дисциплины – «Проектирование и эксплуатация установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики», «Теория нечетких множеств». Материалы диссертационной работы успешно используются в бакалаврском и дипломном проектировании, а также при написании магистерских диссертаций.

Заведующий кафедрой СЭСП
к.т.н., доцент


Д.А. Павлюченко