

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Разживин Игорь Андреевич

**ВСЕРЕЖИМНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
УСТАНОВКИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Гусев Александр Сергеевич

Томск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ МЕХАНИЧЕСКИЙ МОМЕНТ ВЭУ 4 ТИПА	11
1.1 Аэродинамическое преобразование	11
1.2 Выводы по первой главе	23
ГЛАВА 2 КОНЦЕПЦИЯ ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС, ПРИНЦИПЫ И СРЕДСТВА ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ.....	25
2.1 Проблематика существующих средств моделирования ЭЭС.....	25
2.2 Концепция и средства всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС.....	26
2.3 Программно-аппаратная структура СГП ВЭУ 4 типа	29
2.4 Гибридный сопроцессор синхронного генератора ВЭУ 4 типа	30
2.5 Структурная схема СГП ВПТ	34
2.6 Гибридный сопроцессор фазного реактора	34
2.7 Цифроуправляемая физическая модель выпрямителя	35
2.8 Гибридный сопроцессор цепи постоянного тока	37
2.9 Цифроуправляемая физическая модель инвертора	39
2.10 Гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник.....	40
2.11 Структура СГП трансформатора	41
2.12 Выводы по второй главе	43
ГЛАВА 3 ТЕСТОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СГП ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС	44
3.1 Тестирование модели ветра	44
3.2 Тестирование модели аэродинамического преобразования ВЭУ	45
3.3 Тестирование модели аэродинамического преобразования ВЭУ с системой управления углом поворота лопастей.....	46
3.4 Тестовые исследования нагрузочных режимов	48
3.4.1 Номинальная мощность ВЭУ	49
3.4.2 Мощность ВЭУ 3,2 МВт	53
3.4.3 Мощность ВЭУ 1,5 МВт	57
3.5 Аварийные режимы работы ВЭУ	61

3.5.1 Осциллограммы при трехфазном коротком замыкании	63
3.5.2 Осциллограммы при однофазном коротком замыкании	65
3.5.3 Осциллограммы при междуфазном коротком замыкании	68
3.6 Выводы по третьей главе	72
ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС	73
4.1 Мощность ВЭУ $P_{ном} = 2$ МВт	74
4.2 Увеличение мощности ВЭУ	76
4.2 Аварийные режимы в ЭЭС	79
4.3.1 Режим трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ	80
4.3.2 Режим однофазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ	83
4.3.4 Режим междуфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ	85
4.4 Выводы по четвертой главе	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	91
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	93
Приложение А. Параметры ВЭУ	103
Приложение Б. Аварийные режимы в ЭЭС	106
Приложение В. Патент на изобретение и свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	113

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

Страны, подписавшие Киотский протокол, в их числе Россия, и особенно страны с весьма ограниченными или отсутствующими углеводородными и урановыми ресурсами, с различной интенсивностью развивают возобновляемую электроэнергетику, преимущественно путём использования ветроэнергостановок (ВЭУ). При ощутимой для электроэнергетической системы (ЭЭС) мощности, как минимум несколько мегаватт, ВЭУ могут присоединяться к ЭЭС. В последнем случае, среди разных видов ВЭУ наиболее применимой для работы в составе ЭЭС является ВЭУ 4 типа, представляющая собой ветротурбину (ВТ) с синхронным генератором, возбуждаемым постоянными магнитами (СГПМ), присоединенным через вставку постоянного тока (ВПТ) и трансформатор присоединения (ТП) к узлу электрической сети ЭЭС.

Для решения большинства задач исследования, проектирования и эксплуатации ЭЭС, в том числе ЭЭС с ВЭУ необходима полная и достоверная информация о едином непрерывном спектре нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессах в оборудовании и ЭЭС в целом. Ввиду недопустимости натуральных экспериментов в реальных ЭЭС, тем более аварийных, и невозможности из-за их сложности адекватного физического моделирования единственным путем получения всей необходимой информации становится преимущественно математическое моделирование.

При этом для всех видов и типов силового оборудования, систем автоматического регулирования, средств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), могут быть синтезированы бездекомпозиционные всережимные математические модели, теоретическая и практическая достоверность которых достаточно строго и всесторонне обоснована, экспериментально проверена и подтверждена опытом эксплуатации.

Однако получаемая в результате совокупная математическая модель любой реальной ЭЭС, в том числе с ВЭУ, даже с учетом приемлемого частичного эквивалентирования, неизбежно содержит жесткую, нелинейную

систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой, по математическим меркам, размерности, плохо обусловленную на ограничительных условиях применимости теории методов численного интегрирования и соответственно не подлежащую удовлетворительному решению. Единственный путь улучшения обусловленности – снижение жесткости и размерности совокупной системы дифференциальных уравнений, которые могут быть осуществлены только за счет радикального ее упрощения и применения декомпозиции, в соответствии с которой выделяются и отдельно рассчитываются нормальные и аварийные установившиеся режимы, а также различные стадии переходных процессов на ограниченном интервале их воспроизведения. В результате существенно утрачивается полнота и достоверность получаемой таким образом информации. Кроме этого, независимо от этих упрощений и ограничений всегда неизвестной остается, принципиально присущая численному интегрированию дифференциальных уравнений методическая ошибка.

Поскольку всю данную проблематику неизбежно наследуют многочисленные программно-вычислительные комплексы (ПВК) расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС, достоверность таких расчетов нередко оказывается низкой или неудовлетворительной, что подтверждается результатами их верификаций [1-5].

Радикальным путем решения данной проблемы, может быть только комплексный подход, представляющий, в широком смысле, гибридное моделирование, позволяющий для каждого аспекта обозначенной сложной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства агрегирования которых обеспечивает успешное решение проблемы в целом.

В связи с вышеизложенным, в диссертации в соответствии с указанным комплексным подходом разработана концепция всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени и на неограниченном интервале и средства ее реализации, а их свойства и возможности подтверждены комплексом тестовых и экспериментальных исследований.

Степень разработанности темы исследования. Исследованиям аэродинамического преобразования посвящено множество трудов известных ученых: Н.Е. Жуковский, А. Бетц, Ю. Прандтль и др. Вопросы использования возобновляемых источников энергии рассматриваются в работах: В.Н. Андриянова, П.П. Безруких, Б.В. Валова, В.В. Елистратова, Н.В. Красовского, Б.В. Лукутина, В.М. Лятхера, В.З. Манусова, С.Г. Обухова, Г.Х. Сабинина, С.Н. Удалова, В.Я. Ушакова, Е.М. Фатеева, Ю.Г. Шакарьяна, G. Michalke, M. Poller, P. Anderson V. Akhmatov, T. Ackerman, S. Heier, B. Wu, A. Hansen, E. Muljadi, P. Sorensen и др. и других.

Проблемам адекватного моделирования ЭЭС посвящены труды В.А. Веникова, Н.И. Воропая, П.И. Бартоломея, А.С. Гусева, и др.

Однако, несмотря на достаточно глубокое изучение ВЭУ и ЭЭС, комплекс вопросов, связанных с получением достаточно полной и достоверной информации о работе ВЭУ 4 типа в ЭЭС по-прежнему актуален, исследованию и решению которых посвящена данная работа.

Цели и задачи работы. Целью работы является достаточно полное и достоверное всережимное моделирование ВЭУ 4 типа в ЭЭС на основе комплексного подхода.

Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

- 1) исследование факторов, определяющих механический момент ВТ;
- 2) разработка концепции всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени и на неограниченном интервале;
- 3) разработка средств реализации данной концепции;
- 4) проведение комплекса тестовых и экспериментальных исследований средств реализации всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

Предметом исследования являются нормальные и аномальные, квазиустановившиеся и переходные процессы ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

Объектом исследования являются средства всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени и на неограниченном интервале.

Научная новизна работы:

- 1) проведен анализ технологий в области ветроэнергетики, на основе которого синтезирована математическая модель ветра, примененная для создания специализированного гибридного процессора (СПП) ВЭУ 4 типа;
- 2) предложена концепция на основе комплексного подхода, позволяющая для каждого аспекта решаемой сложной проблемы всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивают успешное решение проблемы в целом;
- 3) в соответствии с предложенной концепцией разработан и реализован СПП ВЭУ 4 типа.

Теоретическая значимость работы:

- 1) обоснованы причины существования проблемы всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, а также ее принципиальная неразрешимость в рамках существующего одностороннего сугубо численного подхода и направление ее радикального решения;
- 2) обоснована и синтезирована математическая модель ветра учитывающая турбулентную и среднюю составляющие.
- 3) сформулирована в соответствии с комплексным подходом концепция непрерывного всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, а также структура и принципы ее реализации.

Практическая значимость работы. Разработаны средства непрерывного всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени на неограниченном интервале, позволяющие получить достаточно полную и достоверную информацию о едином непрерывном спектре квазиустановившихся и переходных процессах в ВЭУ указанного типа в ЭЭС при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы, необходимую для решения задач проектирования, исследования и эксплуатации ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

Методы исследования:

Теория дифференциального и интегрального исчисления, теория методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений, метод

непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений, теория автоматического регулирования и управления, теория линейных и нелинейных электрических цепей, методы теории точности и чувствительности вычислительных устройств, методы математического и физического моделирования, схемотехника на интегральных микросхемах, тестовые и экспериментальные методы исследования процессов в ПВК Real Time Digital Simulator (RTDS) и на прошедшем всесторонние лабораторные испытания и опытную эксплуатацию экспериментальном образце многопроцессорного программно-технического комплекса гибридного типа – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС).

Основные положения, выносимые на защиту:

- 1) обоснование положений концепции всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени и на неограниченном интервале;
- 2) всережимная математическая модель ВЭУ 4 типа;
- 3) структура и принципы реализации экспериментального образца СГП ВЭУ 4 типа;
- 4) результаты тестовых и экспериментальных исследований, подтверждающие свойства и возможности разработанных средств всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени и на неограниченном интервале.

Достоверность результатов исследования подтверждается использованием:

- 1) классических положений и законов теоретической электротехники, математики, теории дифференциального и интегрального исчисления;
- 2) теории методов дискретизации для обыкновенных дифференциальных уравнений;
- 3) метода непрерывного неявного методически точного интегрирования дифференциальных уравнений;
- 4) теоретически обоснованных и апробированных независимыми исследованиями применяемых математических моделей;

5) подтверждается соответствием результатов тестовых и экспериментальных исследований.

Апробация результатов исследований.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на 8 международных и всероссийских научно-технических конференциях и выставках, в частности: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Europe (Румыния, г. Бухарест, 2019г.), IEEE PES ISGT, Europe (Босния и Герцеговина, г. Сараево, 2018г.); All-Russian Forum of Young Scientists «Towards the World Festival of Youth and Students» (Россия, г. Екатеринбург, 2017 г.); IV и V Международный молодежный форум «Интеллектуальные энергосистемы», (Россия, г. Томск, 2016, 2017 гг.); Science Week 2017 (Россия, г. Томск 2017г.), XXXIX сессия семинара «Кибернетика энергетических систем» (Россия, г. Новочеркасск, 2017 г.); Международная специализированная выставка «Электрические сети России» (Россия, г. Москва, 2016г.).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 2 статьи в журналах, рекомендованных ВАК, 2 статьи в журналах, индексируемых в базах данных Web of Science/Scopus, получен патент РФ.

Реализация результатов работы.

Результаты диссертационной работы реализованы и используются:

- в рамках Гранта Российского научного фонда №18-79-10006 от 02.08.2018 г. «Исследование проблемы достоверности расчетов режимов и процессов в электроэнергетических системах с активно-адаптивными сетями и распределенной генерацией и разработка методики их всережимной верификации»,

- в рамках гранта Министерства науки и высшего образования РФ Соглашение №075-02-2018-271 от 17.01.2018 г. «Исследование влияния спектра процессов в электроэнергетических системах со значительной долей распределённой генерации и возобновляемыми источниками энергии на функционирование устройств релейной защиты и разработка методики её адекватной настройки»

- в рамках государственного контракта: Гос. задание «Наука» №13.5852.2017/БЧ от 01.02.2017 г. «Разработка концепции всережимной верификации расчётов режимов и процессов в электроэнергетических системах и средств её реализации».

Структура и объем диссертации.

Диссертационная работа содержит 115 страниц, в том числе 94 рисунка, 2 таблицы, список цитируемой литературы из 88 наименований и состоит из введения, 4-х глав, заключения и 3 приложений.

ГЛАВА 1 ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ МЕХАНИЧЕСКИЙ МОМЕНТ ВЭУ 4 ТИПА

Уравнением, содержащим механический момент (M_{MEX}) является уравнение движения ротора ВЭУ:

$$T_j \frac{d\omega}{dt} = M_{MEX} - M_{ЭМ}, \quad (1.1)$$

где T_j – совокупная постоянная инерции ВЭУ 4 типа; ω – угловая частота вращения ротора; M_{MEX} – механический момент ВЭУ 4 типа; $M_{ЭМ}$ – электромагнитный момент, обусловленный электрической нагрузкой генератора и отражающий взаимодействие между магнитными системами статора и ротора [6].

1.1 Аэродинамическое преобразование

Математическая переменная механического момента ВЭУ 4 типа в дифференциальном уравнении движения ротора генератора формируется с учетом аэродинамического преобразования энергии ветра и зависит от ряда факторов:

1. Ветер, проходя через ветроколесо (ВК) совершает работу, преобразуя силу ветра в мощность P_{MEX} . Следовательно, механическая мощность P_{MEX} ВК, представляет собой мощность энергии ветра $P_{ВЕТРА}$, преобразованную с учетом аэродинамических потерь. Эти потери принято обозначать коэффициентом использования энергии ветра C_p .

$$P_{MEX} = P_{ВЕТРА} \cdot C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p, \quad (1.2)$$

где: C_p – коэффициент использования энергии ветра, ρ – плотность воздуха, πR^2 – площадь, ометаемая ветроколесом, R – радиус ветроколеса, V – скорость ветра, $P_{ВЕТРА} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_0^3$ – кинетическая энергия воздушного потока в цилиндре радиусом R , движущегося со скоростью ветра V_0 в зоне вращения ротора ВЭУ.

2. Исследованиями аэродинамического преобразования доказано максимально возможное значение C_p , определяемое скоростью воздушного потока за ВК в три раза меньшей скорости воздушного потока перед ВК [7-9].

Аналитически C_p представляет собой работу элементарных лопастей ветроколеса разделенную на мощность ветра [9]:

$$C_p = \frac{dA}{dA_0} = \frac{4a}{a+1} \frac{1-\mu z_v}{z_v + \mu} Z, \quad (1.3)$$

где dA_0 – мощность ветра перед ветроколесом, dA – работа элементарных лопастей, $z_v = \frac{\omega r + V_{11}}{V_1}$ – число относительных модулей, $V_1 = V_0 - v_1$ – скорость

ветра в плоскости ветроколеса, V_0 – средняя скорость ветра, $v_1 = \frac{1}{3}V_1$ –

приращение скорости в плоскости ветроколеса, $V_{11} = \frac{V_2}{2}$ – скорость реакции от

крутящего момента, развиваемого лопастями, $V_2 = \frac{2V_0}{3}$ – скорость ветра за

ветроколесом, ω – угловая скорость вращения ВК, r – радиус элементарных лопастей (расстояние до элемента лопасти от оси вращения ветроколеса),

$a = \frac{v_1}{V_0}$ – коэффициент торможения воздушного потока, $\mu = \frac{C_x}{C_y}$ – обратное

качество лопасти ветроколеса, C_x – коэффициент подъемной силы, C_y –

коэффициент лобового сопротивления, $Z = \frac{\omega R}{V_0}$ – быстроходность ВК, R –

радиус ВК.

С учетом вышеизложенного коэффициент использования энергии ветра:

$$C_p = \frac{4a(a-1)}{(a+1)} \left[\left(1 - \frac{r^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{z_v}{3} + \frac{1 - \frac{r^2}{R^2}}{z_v} - \frac{1 - \frac{r^2}{R^2}}{2} \right) \right], \quad (1.4)$$

При этом механическая мощность P_{MECH} ВК:

$$P_{MEX} = \frac{4a(a-1)}{(a+1)} \left[\left(1 - \frac{r^2}{R^2} \right) - 2\mu \left(\frac{z_v}{3} + \frac{1 - \frac{r^2}{R}}{z_v} - \frac{1 - \frac{r^2}{R^2}}{2} \right) \right] \pi R^2 \rho \frac{V^3}{2} \quad (1.5)$$

3. Однако (1.3) – (1.5) не нашли широкого применения в электроэнергетике ввиду большого количества необходимых данных, получение которых не всегда представляется возможным. Более применимым для определения P_{MEX} служит выражение [10-13, 44, 45]:

$$P_{MEX} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p(Z, \beta), \quad (1.6)$$

где: β – угол атаки лопастей ветроколеса (угол тангажа)

P_{MEX} ВК, зависит от скорости его вращения, определяемой скоростью ветра, масса-габаритных параметров ВК, характеризующего площадь лопастей, создающих сопротивление ветру.

Преимущество зависимости C_p , от β и Z , состоит в универсальности и применимости к любым ВЭУ.

4. Семейство кривых C_p определяется экспериментально и предоставляется заводом-изготовителем для каждой конкретной ВЭУ. Зависимость $C_p(\beta, Z)$ необходима, если в модели реализуется контроль угла атаки лопастей, который для современных видов ветротурбин является обязательным.

Существует два основных способа задания зависимости $C_p(\beta, Z)$:

4.1. Табличное использование кривых C_p , и при наличии достаточного количества данных можно использовать линейную интерполяцию для получения промежуточных значений коэффициента мощности. Однако данный способ требует значительного количества данных – не менее 15 точек для одной зависимости и не менее 20 кривых C_p при разных углах β .

4.2. Аппроксимация зависимости $C_p(\beta, Z)$ аналитической нелинейной функцией. Анализ показывает, что эти зависимости различных ВЭУ схожи, и определяющие их натурные данные аппроксимируются методом наименьших квадратов. Для ВЭУ переменной скоростью вращения [10-12]:

$$C_p(Z, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{Z_i} - C_3 \beta - C_4 \beta^{C_5} - C_6 \right) e^{-\frac{C_7}{Z_i}}, \quad (1.7)$$

где

$$Z_i = \frac{(\beta^3 + 1)(Z + C_8 \beta)}{(\beta^3 + 1) - [C_9(Z + C_8 \beta)]}. \quad (1.8)$$

Коэффициенты $C_1 - C_9$ для ВТ приведены в таблице [10-13]:

Таблица 1.1

		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	C_7	C_8	C_9
ВЭУ	с	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003
переменной										
скоростью										
вращения	4									
типа [10]										

5. Согласно (1.6) наибольшее значение в определении мощности ветроколеса P_{MEX} оказывают скорость ветра V_0 и параметры R , Z и β . Параметры R и β определяются паспортными значениями ВЭУ и настройкой системы управления углом тангажа. Изменение плотности воздуха ρ существенно не влияет на P_{MEX} , т.к. носит сезонный характер и обычно учитывается средним значением $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$.

С учетом вышеизложенного, функциональная схема математической модели преобразования энергии ветра ВЭУ имеет вид:

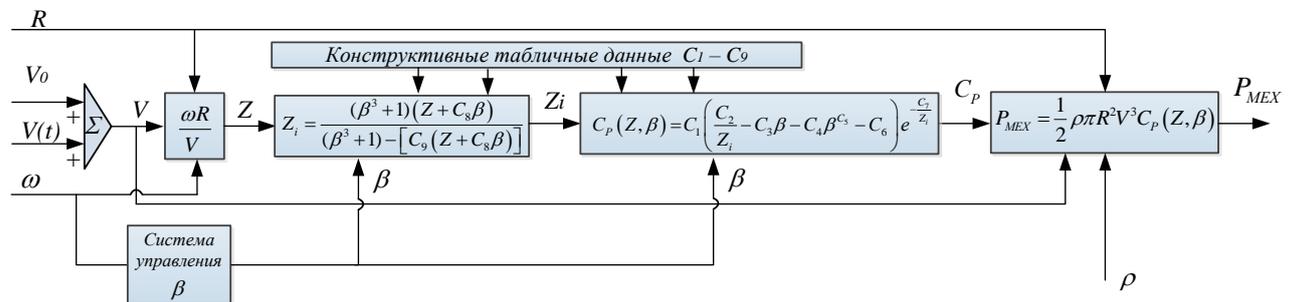


Рисунок 1.1 – Функциональная схема математической модели

аэродинамического преобразования ВЭУ,

где: $V(t)$ – турбулентная составляющая скорости ветра.

Ветер на различных высотах в атмосфере Земли для каждой конкретной ее поверхности характеризуется скоростью (V), которая является случайной переменной в пространстве и времени. Поэтому все процессы, связанные с использованием текущего значения скорости ветра имеют сложный случайный характер, характеризующийся статистическим разбросом и неопределенностью средних ожидаемых значений [14]. В ветроэнергетических расчетах отмеченные обстоятельства учитывают следующим образом:

$$V = V_0 + V(t) \quad (1.9)$$

6.1. Средняя скорость ветра V_0 определяется данными многолетних замеров на метеорологических станциях, фиксируемых в ветроэнергетических кадастрах и справочниках по климату для различных географических условий.

Под ветроэнергетическим кадастром понимают совокупность сведений, характеризующих ветер как источник энергии и позволяющих оценить его энергетическую значимость на основе численных характеристик режима ветра в различных зонах, в соответствии с которыми делаются выводы о режимах и длительности работы ВЭУ с той или иной мощностью [15-16].

Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра, для электроэнергетики являются: V_i , [м/с] – мгновенная скорость ветра, V_0 , [м/с] – средняя скорость ветра, определяющие выражение:

$$V_0 = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} \quad (1.10)$$

где n – число замеров.

По которому вычисляется среднесуточная, среднемесячная, среднегодовая скорости ветра.

Поскольку скорость ветра весьма изменчива, ее характеризуют порывистостью, определяемой в кадастре коэффициентом порывистости:

$$k_{пор} = \frac{V_{макс}}{V_0} \quad (1.11)$$

где $V_{\text{макс}}$ – максимально зафиксированная мгновенная скорость ветра на заданном интервале времени.

При прогнозировании в ветроэнергетике ветропотенциал для различных отрезков времени (сутки, месяц, год и т.д.) оценивается вероятностью скорости ветра по градациям: интегральная и дифференциальная повторяемости ветра.

Параметры скорости ветра, фиксируемые в кадастре относятся к определенным географическим условиям, на конкретных метеостанциях. Поэтому, при установке ВЭУ в иных местах, для V_0 применяются корректировочные коэффициенты: по высоте и открытости местности

$$\bar{V}_{\text{пр}} = k_m k_h V_0, \quad (1.12)$$

где: $\bar{V}_{\text{пр}}$ – средняя скорость ветра, с учетом конкретных условий; k_m – поправочный коэффициент учитывающий открытость местности; k_h – поправочный коэффициент по высоте.

Необходимость приведения средних скоростей ветра к одной высоте определяется различием расположения приборов, регистрирующих скорость ветра, относительно поверхности земли, и относительно высоты оси установки ветроколеса.

На метеостанциях России регистрирующие приборы располагаются на высотах от 9 до 20 метров [15]. Поэтому для приведения скоростей ветра к конкретной высоте, используют сведения о закономерности изменения скорости ветра с высотой и о вертикальном профиле ветра, определяемые экспоненциальным законом Хелмана:

$$\frac{\bar{V}_z}{\bar{V}_h} = \left(\frac{z}{h}\right)^m \quad \text{и} \quad \frac{\bar{V}_z}{\bar{V}_h} = \left(\frac{\ln z - \ln z_0}{\ln h - \ln z_0}\right) \quad (1.13)$$

где \bar{V}_z , [м/с] – средняя скорость ветра на высоте z ВК; \bar{V}_h , [м/с] – средняя скорость ветра на высоте h (регистрирующего прибора); z_0 – параметр шероховатости, m – безразмерный параметр.

С учетом этого:

$$k_h = \left(\frac{z}{h}\right)^m \quad \text{или} \quad k_h = \overline{V}_h \left(\frac{\ln z - \ln z_0}{\ln h - \ln z_0}\right) \quad (1.14)$$

Параметры z_0 и m в общем случае зависят от турбулентности, стратификации атмосферы и местных физико-географических условий. На практике принимают $m = 1/7$ [16-18], а значения параметра z_0 для различных типов поверхности определяются согласно таблице [19-20]:

Таблица 1.2 – Значения параметра шероховатости поверхности.

Тип поверхности	z_0 , м
Песок	0,0001-0,001
Побережье	0,05-0,001
Снежный покров	0,001-0,006
Скошенная трава	0,001-0,01
Низкая трава (степь)	0,01-0,04
Высокая трава	0,04-0,1
Карликовые растенья	0,1-0,3
Мелколесье	0,9-1
Открытая местность	0,03-0,1
Пригороды с редкой застройкой	0,2-0,4
Города, пригороды со сплошной застройкой	0,8-1,2
Центры крупных городов	2-3

Корректировка параметра средней скорости ветра, учитывающей открытость местности k_m связана с различиями ландшафта и рельефа местностей, в которых происходят натурные измерения ветра и с местами установки ВЭУ

$$k_m = \frac{k_0}{k_\phi}, \quad (1.15)$$

где: k_0 – коэффициент открытости по классификации Милевского [19-20]; k_ϕ – класс открытости на метеостанции, который для каждой метеостанции определяется из справочников по климату или рассчитывается:

$$k_\phi = \sum_{i=1}^8 K_i \tau_i, \quad (1.16)$$

где: K_i – класс открытости по i -ому румбу; τ_i – повторяемость направлений ветра i -го румба в долях.

6.2. Турбулентная составляющая $V(t)$ имеет более сложный характер. Под турбулентным движением ветра понимается такое движение воздуха, когда каждая частица перемещается нерегулярно и аperiodически в пространстве и во времени. Турбулентность проявляется в виде пульсаций скорости и направления ветра не только в горизонтальной, но и вертикальной плоскостях. Период или частота пульсаций вектора скорости ветра может меняться в весьма широких пределах – от долей герца до нескольких тысяч герц [21-22].

Основной характеристикой турбулентного состояния воздушного потока являются пульсации скорости ветра (порывистость). Важной характеристикой порывистости ветра является период пульсаций τ [сек]. Периоды пульсаций могут быть выражены через частоту пульсаций в герцах $\frac{1}{\tau} = f$ [Гц/сек].

Описание турбулентности заключается в создании сложной системы дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих все процессы, происходящие в атмосфере. Более того, любая конечная подсистема уравнений всегда не замкнута, т.е. содержит большое количество неизвестных, больше чем имеется уравнений в системе.

Учеными были разработаны сложные модели для пространственной многомерной турбулентности ветра, представленные дифференциальными уравнениями Навье-Стокса, Эйлера, Бернулли [23]. Однако такие модели не имеют практического применения в ветроэнергетике. Параметры турбулентности сложно определимы и требуют большого количества данных для расчета, получение которых практически невозможно [24].

Представление турбулентной составляющей ветра в ветроэнергетике основывается на спектральном методе [21, 23-25]. Применяя гармонический анализ обозначим $V(t)$ через сумму составляющих спектральных компонент [23-27]:

$$V(t) = S_1(f) \pm S_2(f) \pm S_3(f) \quad (1.17)$$

где: $S_1(f)$ – спектральная плотность энергии продольной составляющей турбулентности (по направлению средней скорости ветра); $S_2(f)$ – спектральная плотность энергии поперечной составляющей скорости, (перпендикулярно к продольной составляющей); $S_3(f)$ – спектральная плотность энергии вертикальной составляющей скорости ветра.

Знак \pm , показывает, что составляющие величины имеют амплитуду колебаний около среднего значения. Поперечные и вертикальные составляющие $V(t)$ в электроэнергетике и моделировании рабочих режимов ВЭУ не используются, т.к. их периоды изменяются за доли секунд с малыми масштабными отклонениями до нескольких сантиметров в секунду. Колебания ветра такого рода не оказывают существенного влияния на момент ветроколеса при аэродинамическом преобразовании энергии ветра, т.к. ВТ обладают высокими масса-габаритными параметрами.

Эмпирические модели спектральной плотности $S(f)$ описаны аппроксимирующими выражениями Давенпорта, Кармана и Каймала [28-31]. Функции Давенпорта, Кармана аппроксимируют турбулентную составляющую с меньшей точностью [30-31]. В ветроэнергетике рекомендуется использовать спектральную модель Каймала [30, 33, 34]

$$\frac{S(f) \cdot f}{\sigma^2} = \frac{4f \cdot \frac{L}{\bar{V}_{np}}}{\left(1 + 6 \cdot f \cdot \frac{L}{\bar{V}_{np}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (1.18)$$

где f – частота пульсаций (Гц), $S(f)$ – спектральная плотность энергии продольной составляющей турбулентности, $\sigma = I_{ref} \left(0,75\bar{V}_{np} + b\right)$ –

среднеквадратичное отклонение продольной составляющей вектора скорости,
 $L = 8,1 \cdot \Lambda$ – интегральный масштабный параметр турбулентности,

$$\Lambda = \begin{cases} 0,7 \cdot z, & z \leq 60 \text{ м} \\ 42 \text{ м}, & z > 60 \text{ м} \end{cases} \quad \text{– продольный масштаб турбулентности воздушного}$$

потока на высоте z оси ветроколеса (мера наибольшего расстояния связанности или расстояния корреляции между скоростями поля ветра в двух точках), $b = 5,6$ [м/с] – постоянный коэффициент [33-34], I_{ref} – расчетное значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости 15 [м/с], определенной на 10-минутном интервале, на высоте оси ветроколеса: А - подкласс ВЭУ для повышенной турбулентности $I_{ref} = 0,16$, В - подкласс ВЭУ для умеренной турбулентности $I_{ref} = 0,14$, С - подкласс ВЭУ для низкого уровня турбулентности $I_{ref} = 0,12$.

В гармоническом анализе наиболее удобна комплексная форма разложения ряда Фурье (по функциям $e^{i\omega t}$). Поэтому применимо к функции зависимости скорости ветра от времени $V(t)$ удобно считать комплексной:

$$f(t) = A_0 + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \text{Cos}(\omega_k + \varphi_k), \quad (1.19)$$

где A_k - амплитуда k -го гармонического колебания, ω_k - круговая частота гармонического колебания, φ_k - начальная фаза k -го колебания, A_0 – математическое ожидание функции на интервале π .

Преобразуя уравнение (1.10 и 1.19) применительно к модели ветра с заданным числом частот N , получаем уравнение для продольной составляющей скорости ветра на временном интервале t :

$$V(t) = \bar{V}_{np} + \sum_{k=1}^N A_k \text{Cos}(\omega_k + \varphi_k), \quad (1.20)$$

6. В современных ВЭУ 4 типа применяется активное управление углом поворота лопасти β в соответствии со скоростью ветра – «Pitch»-регулирование. Такое управление позволяет плавно пускать и аварийно останавливать ВК, что позволяет работать ВЭУ на близкой к номинальной

мощности при разных скоростях ветра. Управление осуществляется по 3 основным зонам [35-37]

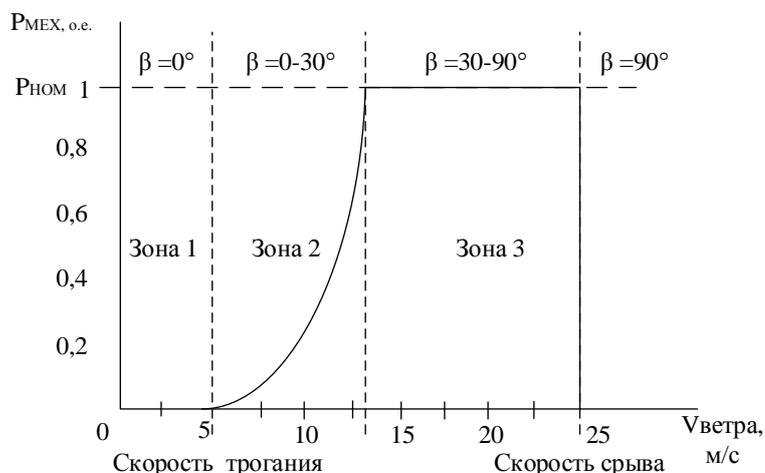


Рисунок 1.2 – Зависимость мощности P_{MEX} от β

где: Зона 1 – Включает режим от бездействия ВЭУ до ее 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 задачей системы управления является выработка максимальной мощности. В зоне 2, могут быть использованы два принципа регулирования работы ВЭУ: поворот гондолы в горизонтальной плоскости и изменение вращающего момента генератора. Целью в этой области является извлечение максимального C_p .

Зона 3 – ВЭУ должна ограничивать C_p так, чтобы не выйти за пределы электрических и механических расчетных нагрузок генератора. В этой зоне, поддерживают постоянное значение скорости вращения ВТ, номинальную мощность за счет изменения угла тангажа лопастей.

Значение угла установки лопастей ВК устанавливается согласно паспортных значений ВЭУ или по кривым $C_p(Z, \beta)$. Система управления углом тангажа представляет собой сервопривод, регулирование происходит по

заданным законам управления. Преимущественное использование получили системы управления на основе контроля частоты вращения вала ротора и мощности генератора, а также комбинированные [37].

Система управления реализуется по ПИ- и ПИД-законам регулирования. Для ВЭУ в основном применяются ПИ-регуляторы. Системы с ПИ-регулятором имеют более плавный переходный процесс по сравнению с ПИД регулятором. Наличие шумов в канале измерения в системе с ПИД-регулятором приводит к значительным случайным колебаниям управляющего сигнала регулятора, что увеличивает дисперсию ошибки регулирования.

Модель сервопривода системы ПИ-управления углом поворота лопасти:

$$\frac{d\beta}{dt} = -\frac{1}{T} \cdot \beta + \frac{1}{T} \beta_{уст}, \quad (1.21)$$

$$\left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{min} \leq \frac{d\beta}{dt} \leq \left(\frac{d\beta}{dt}\right)_{max},$$

где β – угол поворота лопасти ($\beta_{min} \leq \beta \leq \beta_{max}$), T – постоянная времени сервопривода.

Структурная схема управления углом поворота лопасти, имеет вид:

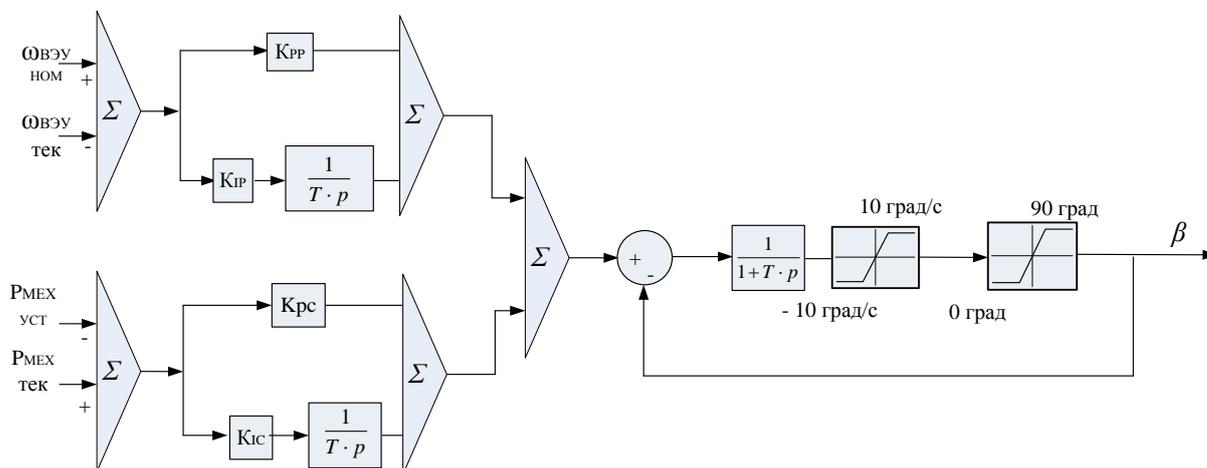


Рисунок 1.3 – Структурная схема управления углом поворота лопасти β

Ошибка между значениями измеренной $P_{МЕХтек}$, $\omega_{ВЭУтек}$ и заданными $P_{МЕХуст}$ и $\omega_{ВЭУуст}$ передается в ПИ-регулятор скорости. Выход ПИ-регулятора используется для исполнительного механизма (сервопривода).

7. В ВЭУ 4 типа распространённым решением является применение многополюсных СГПМ. В такой концепции конструкция ВЭУ является безредукторной и вал ВТ соединен с ротором генератора

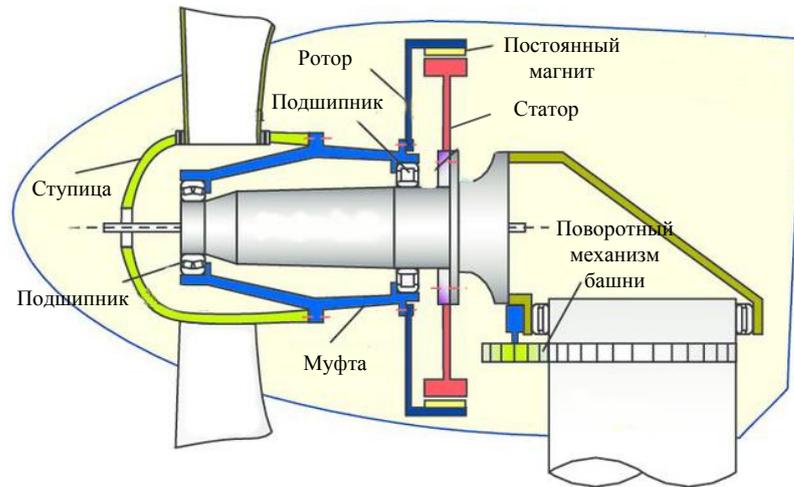


Рисунок 1.4 – Структура трансмиссии ВЭУ

Вращающиеся части ВТ обладают массой и инерцией, которые учитываются в уравнении движения ротора ВЭУ.

Исследования [38-47] характеристик математических моделей ВТ показывают, что для достаточно полного и достоверного моделирования механической части ВТ применяют трех-, четырех- шести массные модели, однако в связи со сложностью получения реальных данных от производителей конкретных ВЭУ, использование таких моделей не нашли распространённого применения для решения широкого спектра задач электроэнергетики. Поэтому, для безредукторной ВЭУ 4 типа, используется выражение (1.1).

1.2 Выводы по первой главе

Факторами преимущественно определяющими механический момент ВЭУ являются параметры ветра, радиус ветроколеса, угол атаки лопастей и модель аэродинамического преобразования. Радиус ветроколеса определяется паспортными значениями конкретной ВЭУ, для модели ветра и определения угла атаки лопастей, входящих в модель аэродинамического преобразования безусловно, важным являются модель их представления. На основе анализа этих факторов была разработана математическая модель аэродинамического

преобразования ВЭУ и функциональная схема ее реализации наиболее полно и достоверно описывающая преобразование энергии ветра.

Для моделирования динамической составляющей ветра преимущественно используется модель Каймала, рекомендованная международными стандартами и ГОСТом, представляющая собой разложение скорости ветра на спектральные составляющие.

Для задач моделирования ВЭУ в ЭЭС широко применяется модель (1.6), отражающая физический смысл преобразования энергии ветра.

Моделирование системы управления углом поворота лопасти сводится к определению точки на кривой мощности ВЭУ, с целью максимально возможного извлечения энергии ветра, а также в ограничении выходной мощности турбины до номинальной при пиковых значениях ветра.

Учитывая вышеизложенное, наиболее точное представление математической модели, описывающей механически момент ВЭУ является

$$M_{ВЭУ} = \frac{P_{МЭХ}}{\omega} = \frac{\rho \pi R^2 V^3 C_p(Z, \beta)}{2\omega} \quad (1.22)$$

Анализ характеристик математических моделей ВТ показывает, что для достаточно полного и достоверного моделирования механической части ВЭУ и оценки влияния работы ВЭУ на ЭЭС необходимо и достаточно применять модель 1.1, при этом механическая инерционная постоянная T_j ВЭУ – уравнении движения ротора должна быть представлена с учетом постоянных инерции составляющих механической части ВТ и генератора.

ГЛАВА 2 КОНЦЕПЦИЯ ВСЕРЕЖИМНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС, ПРИНЦИПЫ И СРЕДСТВА ЕЕ РЕАЛИЗАЦИИ

2.1 Проблематика существующих средств моделирования ЭЭС

Совокупная математическая модель любой реальной ЭЭС, в том числе с ВЭУ, неизбежно содержит жесткую, нелинейную систему дифференциальных уравнений чрезвычайно большой, по математическим меркам, размерности, плохо обусловленную на ограничительных условиях применимости теории методов численного интегрирования и соответственно не подлежащую удовлетворительному решению. Единственный путь улучшения обусловленности – снижение жесткости и размерности совокупной системы дифференциальных уравнений, которые могут быть осуществлены только за счет радикального упрощения совокупной математической модели ЭЭС, в том числе с ВЭУ, и ограничения интервала воспроизводимых процессов, соответственно, существенной утраты достоверности результатов ее решения [48, 49]. Кроме этого, независимо от упрощений и ограничений всегда неизвестной остается, принципиально присущая численному интегрированию дифференциальных уравнений методическая ошибка.

Поскольку всю данную проблематику неизбежно наследуют многочисленные программно-вычислительные комплексы (ПВК) расчета режимов и процессов в реальных ЭЭС, достоверность таких расчетов нередко оказывается неудовлетворительной, что подтверждается результатом их верификаций [1-5, 50-51].

Радикальным путем решения данной проблемы, может быть только комплексный подход, представляющий в широком смысле, гибридное моделирование ЭЭС, позволяющий для каждого аспекта обозначенной сложной проблемы разрабатывать и применять наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивает успешное решение проблемы в целом.

2.2 Концепция и средства всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС

Данная концепция основана на комплексном подходе, в соответствии с которым для каждого аспекта обозначенной проблемы моделирования ЭЭС разрабатываются и применяются наиболее эффективные методы, способы и средства, агрегирование которых обеспечивает решение проблемы в целом.

Положения концепции основаны на анализе структуры и специфики функционирования ВЭУ 4 типа, представляющей собой ветроколесо, соединенное с валом ротора многополюсного синхронного генератора с системой возбуждения от постоянных магнитов, подключение которого к сети осуществляется через вставку постоянного тока (ВПТ) и трансформатор:

1) для бездекомпозиционного полного и достоверного воспроизведения единого непрерывного спектра нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов оборудования ВЭУ 4 типа, синтезируется и применяется гибридная всережимная математическая модель;

2) для решения систем дифференциальных уравнений математически моделируемого оборудования используется способ методически точного непрерывного неявного интегрирования в реальном времени и на неограниченном интервале;

3) для осуществления указанного способа разрабатываются и применяются специализированные параллельные цифро-аналоговые структуры – гибридные сопроцессоры (ГСП);

4) адекватное воспроизведение спектра всевозможных коммутационных процессов оборудования ВЭУ, связанных с различными короткими замыканиями, работой выключателей и силовых полупроводниковых элементов ВПТ, обеспечивается с помощью цифруправляемых физических моделей на базе цифруправляемых аналоговых ключей (ЦУАК);

5) естественное трехфазное взаимодействие ГСП осуществляется на модельном физическом уровне, путем преобразования представленных напряжениями входных-выходных математических переменных фазных токов в соответствующие им модельные физические токи, с помощью преобразователей напряжение-ток (ПНТ), а формирующиеся в узлах

взаимодействия напряжения, заводятся посредством повторителей напряжения (ПН) в ГСП;

б) управление коэффициентами и параметрами математически моделируемого оборудования ВЭУ, состоянием ЦУАК, отображением и преобразованием информации, моделированием автоматики и релейной защиты, осуществляется применением цифро-аналогового и аналого-цифрового преобразования, IT – технологий и специальных программно-технических средств, образующих информационно-управляющую систему (ИУС);

7) достижение высоких эксплуатационных и метрологических характеристик, необходимого уровня информационно-управляющих возможностей обеспечивается применением современной интегральной микроэлектроники, микропроцессорной техники и IT-технологий.

Данная концепция всережимного моделирования реализована согласно комплексному подходу, в соответствии с которым и аналогичным образом в Томском политехническом университете разработан Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [48-50, 53] для использования в котором предназначен, разработанный специализированный гибридный процессор (СГП) ВЭУ 4 типа.

ВМК РВ ЭЭС всесторонне исследован и испытан в научно-исследовательской лаборатории «Моделирование электроэнергетических систем» Томского политехнического университета и в условиях опытной эксплуатации в ОАО «Тюменьэнерго» и Томском филиале «ФСК ЕЭС», отмечен дипломами и золотыми медалями международных выставок [53].

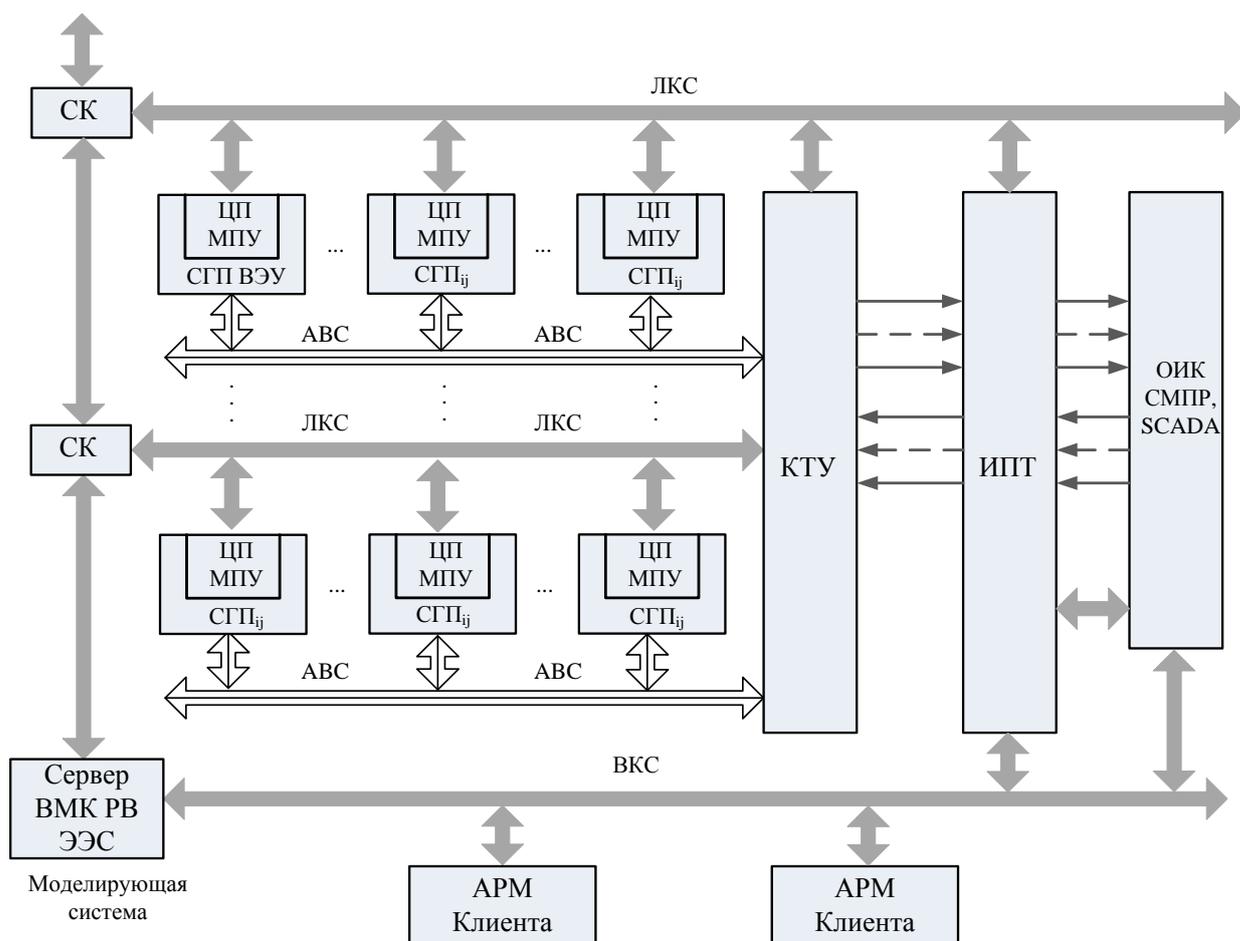


Рисунок 2.1 – Структурная схема ВМК РВ ЭЭС

где: СГП_{ij} – специализированные гибридные процессоры оборудования ЭЭС в том числе СГП ВЭУ, МПУ – микропроцессорный узел, ЦП – центральный процессор, АРМ Клиента – автоматизированное рабочее место клиента, размещаемое на компьютерах во внешней компьютерной сети (ВКС) и предназначенное, в том числе, для удаленной работы пользователей ВМК РВ ЭЭС, ИПТ – интерфейсные программные и программно-технические средства, подключение внешних различных устройств, в том числе реальных РЗА, КТУ – коммутатор трехфазных узлов, СК – сетевой коммутатор, ЛКС – локальная компьютерная сеть, ОИК, СМПП, SCADA – системы мониторинга, сбора и архивирования данных ЭЭС.

Установленное на сервере ВМК РВ ЭЭС и АРМ клиента специализированное программное обеспечение (СПО), ВКС, СК, ЛКС, ЦП МПУ образуют информационно-управляющую систему (ИУС) ВМК РВ ЭЭС.

ВМК РВ ЭЭС исключает:

- декомпозицию режимов и процессов в ВЭУ и ЭЭС;
- упрощения математических моделей оборудования ВЭУ и ЭЭС;
- методическую ошибку решения математических моделей оборудования ВЭУ и ЭЭС в целом;

- ограничение интервала воспроизведения процессов, и позволяет воспроизводить единый непрерывный спектр нормальных и аномальных квазиустановившихся и переходных процессов в ВЭУ 4 типа и ЭЭС в целом в реальном времени, в том числе с любым масштабом времени, с гарантированной приемлемой инструментальной точностью.

2.3 Программно-аппаратная структура СГП ВЭУ 4 типа

Принципы построения СГП ВЭУ 4 типа определяет приведенная на рисунке структура.

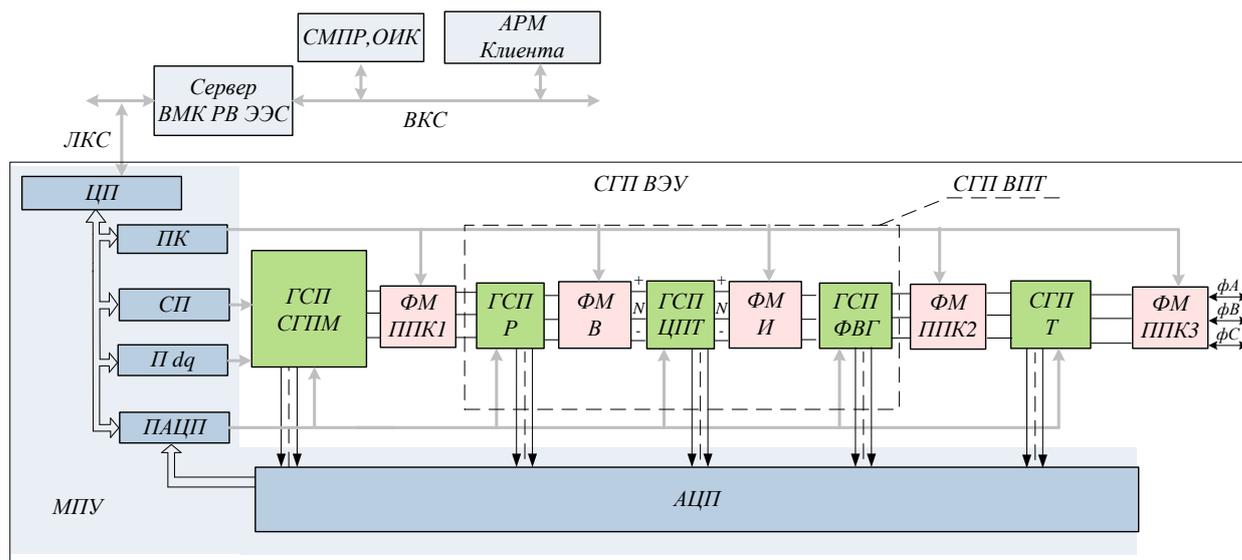


Рисунок 2.2 – Структурная схема СГП ВЭУ 4 типа

где: ГСП СГПМ – гибридный сопроцессор математической модели СГПМ, МПУ – микропроцессорный узел, обеспечивающий все информационно-управляющие функции СГП ВЭУ 4 типа и состоящий из периферийных микропроцессоров: СП – сопроцессор математической модели ветра, его аэродинамического преобразования и управления углом поворота лопастей ВТ, согласно рис. 1.1, реализации алгоритмов релейной защиты и автоматики; ПК – процессор коммутации, обеспечивающий управление ЦУАК физических моделей (ФМ): ФМ ППК 1 (осуществление всевозможных продольно-

поперечных коммутаций) и идентичных ФМ ППК 2, ФМ ППК 3, а также ФМ В – выпрямителя и ФМ И – инвертора; П dq– процессор d, q , обеспечивает координатное преобразование $d, q \rightleftharpoons A, B, C$; ПАЦП – процессор аналого-цифрового преобразования (АЦП), обеспечивает посредством АЦП оцифровку результатов моделирования, а также всевозможные функциональные преобразования информации; ЦП – центральный процессор, осуществляет информационно-управляющее взаимодействие по локальной компьютерной сети (ЛКС) между сервером ВМК РВ ЭЭС и периферийными процессорами, а также обеспечивает ввод данных в цифро-аналоговые преобразователи (ЦАП) ГСП и предварительную функциональную обработку результатов моделирования при необходимости; ГСП Р – гибридный сопроцессор реактора; ГСП ЦПТ – гибридный сопроцессор цепи постоянного тока; ГСП ФВГ – гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник; ГСП Т – гибридный сопроцессор трансформатора присоединения.

2.4 Гибридный сопроцессор синхронного генератора ВЭУ 4 типа

Адаптированная для СГПМ всережимная математическая модель с взаимным преобразованием переменных $d, q \leftrightarrow a, b, c$, образуют систему уравнений [54-56]:

- уравнение движения ротора

$$T_j \frac{d\omega}{dt} + K_{III} \omega = \frac{P_{MEX}}{\omega} - (\Psi_{d i_q} - \Psi_{q i_d}), \quad (2.1)$$

- потокосцепление в воздушном зазоре по оси q :

$$\Psi_{\delta q} = x_{aq} i_q, \quad (2.2)$$

- потокосцепление в воздушном зазоре по оси d :

$$\Psi_{\delta d} = x_{ad} i_d, \quad (2.3)$$

- внутренняя ЭДС в воздушном зазоре по оси q :

$$E_{iq} = x_{aq} i_q, \quad (2.4)$$

- внутренняя ЭДС в воздушном зазоре по оси d :

$$(2.5)$$

$$E_{id} = x_{ad}i_d + E_{ПМ},$$

- результирующее потокосцепление по оси q :

$$\Psi_q = \Psi_{\delta q} + x_{\sigma}i_q, \quad (2.6)$$

- напряжение статора по оси q :

$$u_q = \omega\Psi_d - \frac{d\Psi_q}{dt} - r_a i_q, \quad (2.7)$$

- результирующее потокосцепление по оси d :

$$\Psi_d = \Psi_{\delta d} + x_{\sigma}i_d, \quad (2.8)$$

- напряжение статора по оси d :

$$u_d = -\omega\Psi_q - \frac{d\Psi_d}{dt} - r_a i_d, \quad (2.9)$$

- ток статора по оси d :

$$i_d = \frac{1}{x_{\sigma}}(\Psi_d - E_{id}), \quad (2.10)$$

- ток статора по оси q :

$$i_q = \frac{1}{x_{\sigma}}(\Psi_q - E_{iq}), \quad (2.11)$$

где: $K_{ПТ}$ – коэффициент учитывающий потери на трение, T_j – постоянная инерции ВЭУ, ω – угловая частота вращения ВЭУ, $\frac{d\Psi_q}{dt}$, $\frac{d\Psi_d}{dt}$ и $\omega\Psi_d$, $\omega\Psi_q$ – соответствующие трансформаторные ЭДС и ЭДС вращения; x_{ad} и x_{aq} – сопротивления взаимоиндукции в соответствующих осях между контурами ротора и статора; x_{σ} – сопротивление рассеяния, r_a – активное сопротивление статорной обмотки;

Формируемая в ЦП $E_{ПМ}$ определяется в соответствии с выражением [57]:

$$E_{ПМ} = \frac{4,44}{p} \Phi W_{\phi} f K_{об}, \quad (2.12)$$

где: W_{ϕ} – число витков в обмотке, $K_{об}$ – обмоточный коэффициент, $\Phi = SB_r$ – величина магнитного потока создаваемого постоянным магнитом, B_r –

магнитная индукция магнитного материала, S – сечение полюса постоянного магнита, p – число пар полюсов.

Влиянием поперечной реакции якоря на постоянные магниты пренебрегается ввиду недостаточной изученности данного вопроса [57-58].

Координатные преобразования $d, q \rightleftharpoons A, B, C$ осуществляются согласно уравнениям:

- преобразований токов:

$$\begin{aligned} i_a(t) &\equiv U_{am} \sin(\omega t) = i_d U_m \cos(\omega t) + i_q U_m \sin(\omega t), \\ i_b(t) &\equiv U_{bm} \sin\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right) = i_d U_m \cos\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right) + i_q U_m \sin\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right), \\ i_c(t) &\equiv U_{cm} \sin\left(\omega t - \frac{4}{3}\pi\right) = i_d U_m \cos\left(\omega t - \frac{4}{3}\pi\right) + i_q U_m \sin\left(\omega t - \frac{4}{3}\pi\right), \end{aligned} \quad (2.13)$$

- преобразований напряжений:

$$\begin{aligned} u_d &= \frac{2}{3} \left[u_a(t) U_m \cos(\omega t) + u_b(t) U_m \cos\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right) + u_c(t) U_m \cos\left(\omega t - \frac{4}{3}\pi\right) \right], \\ u_q &= \frac{2}{3} \left[u_a(t) U_m \sin(\omega t) + u_b(t) U_m \sin\left(\omega t - \frac{2}{3}\pi\right) + u_c(t) U_m \sin\left(\omega t - \frac{4}{3}\pi\right) \right], \end{aligned} \quad (2.14)$$

На рисунке 2.4 представлена разработанная в соответствии концепцией всережимного моделирования ВЭУ 4 типа функциональная схема ГСП реализующего вышеприведенную модель СГПМ с ЦУ ФМ ППК1, идентичной для ППК2 и ППК3.

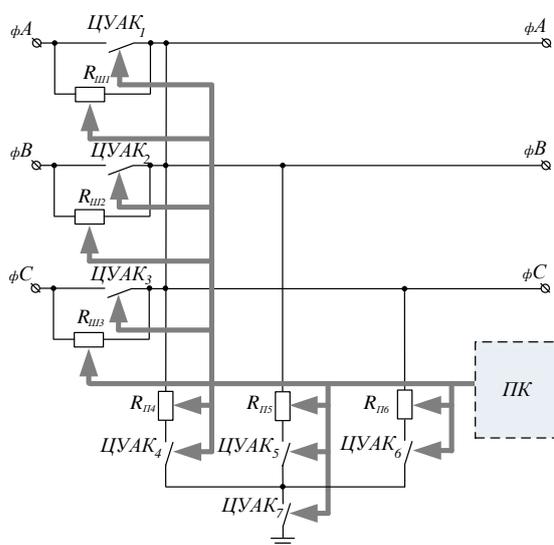


Рисунок 2.3 – Структурная схема ЦУ ФМ ППК 1

2.5 Структурная схема СГП ВПТ

Согласно приведенной на рисунке 2.2 структурной схеме СГП ВЭУ 4 типа, СГП ВПТ образует последовательное объединение: ГСП Р, ограничивающего токи короткого замыкания; ЦУ ФМ выпрямителя; ГСП ЦПТ на базе конденсаторных батарей (КБ); ЦУ ФМ инвертора, выполненной аналогично ФМ выпрямителя на базе ЦУАК по схеме трехуровневого преобразователя напряжения и отличающегося только алгоритмом работы системы автоматического управления (САУ) ЦУАК; а также ГСП ФВГ.

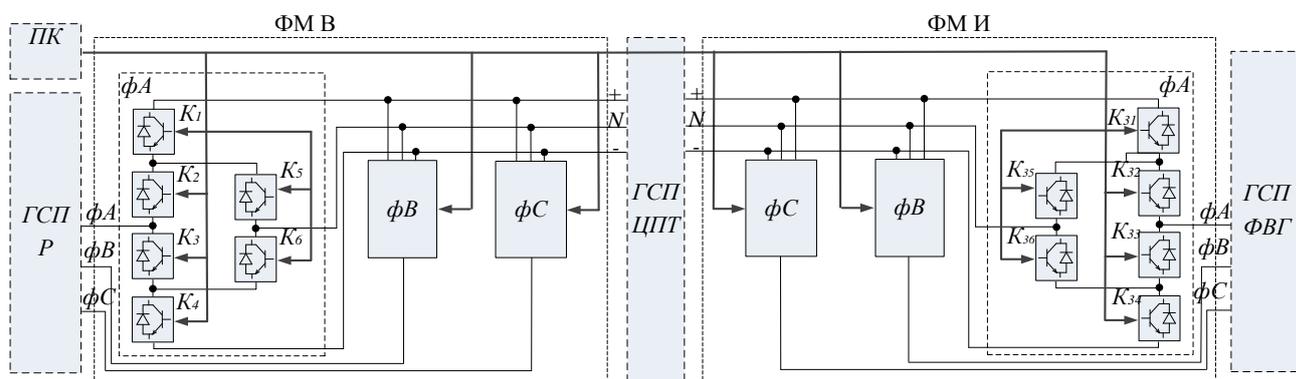


Рисунок 2.5 – Структура СГП ВПТ,

где K_i – i -ый силовой ключ.

ЦУ ФМ i -го ключа (K_i), содержащая силовой транзистор (а) и обратный диод (б), а также демпфирующую цепь ($R_{дем.ц.}$, $C_{дем.ц.}$)

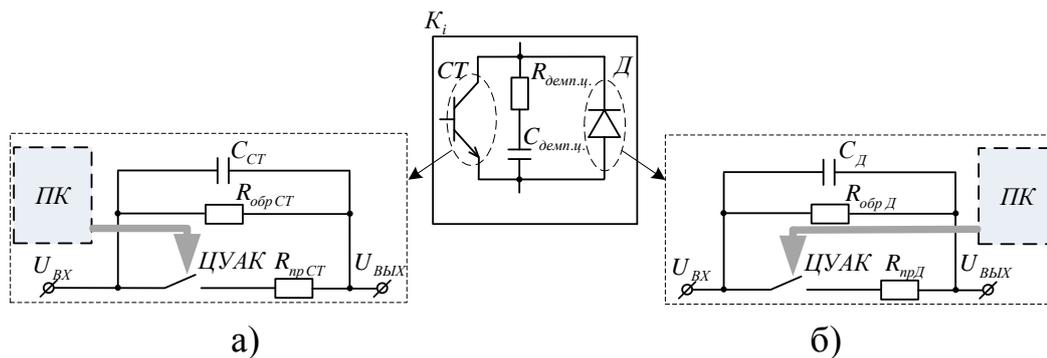


Рисунок 2.6 – ЦУ ФМ i -го ключа

2.6 Гибридный сопроцессор фазного реактора

Схема замещения ГСП Р



Рисунок 2.7 – Схема замещения j -ой фазы реактора

Всерезимная математическая модель j -ой фазы реактора

$$\frac{di_j}{dt} = \frac{1}{L_j} \cdot (u_{j1} - u_{j2} - i_j \cdot R_{jL}), \quad (2.15)$$

где: u_{j1} и u_{j2} – напряжения на входе/выходе j -ой фазы Р; i_j – ток j -ой фазы Р; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность j -ой фазы Р.

Функциональная схема j -ой фазы ГСП Р

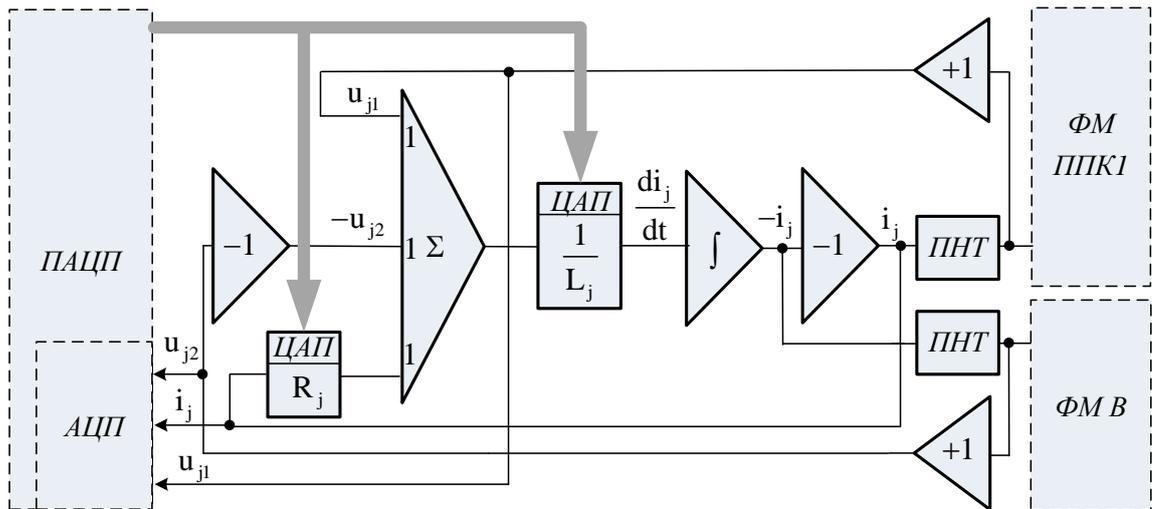


Рисунок 2.8 – Функциональная схема j -ой фазы ГСП Р

2.7 Цифроуправляемая физическая модель выпрямителя

Управление ключами ФМ В реализована по схеме:

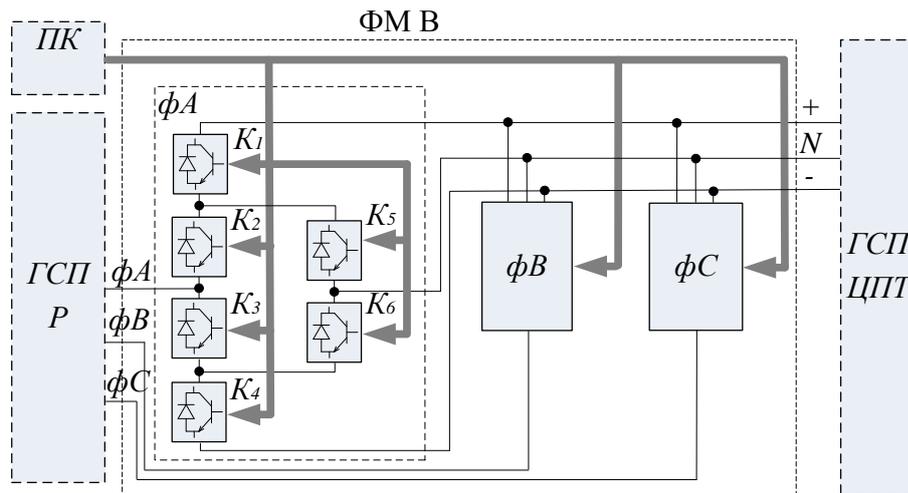


Рисунок 2.9 – Функциональная схема ФМ выпрямителя

САУ ФМ В обеспечивает работу в точке максимальной мощности ВЭУ (maximum power point tracking – MPPT), формируя соответствующий

опорный сигнал для ШИМ, контролирует уровень зарядки КБ и напряжение в нейтральной точке [59-61,64].

Схема управления ФМ В

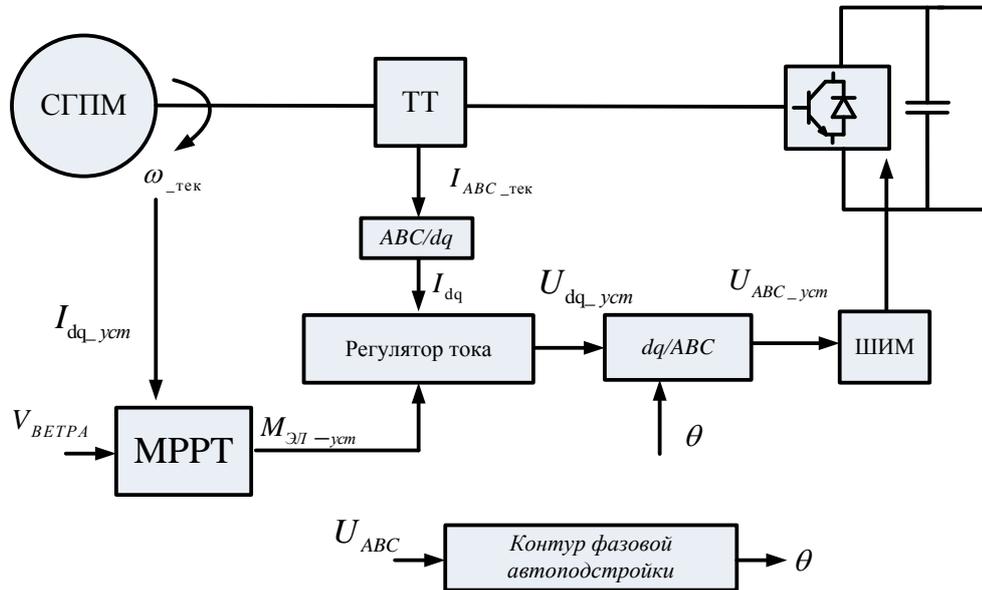


Рисунок 2.10 – Схема управления ФМ В

В регуляторе тока осуществляется сравнение измеренных и преобразованных i_{dq} с рассчитанными согласно (2.16) величинами $i_{dq-уст}$ из сформированного МРРТ значения максимального (оптимального) электромагнитного момента, а также происходит вычисление уставок $u_{dq-уст}$ с их координатным преобразованием dq - ABC с учетом внутреннего угла СГПМ, необходимых для работы ШИМ (задания моделируемого сигнала) и формирования управляющих импульсов для ЦУАК ФМ В ВПТ.

$$\left\{ \begin{array}{l} u_d = -R_s i_d + \omega L_q i_q - L_d \frac{di_d}{dt} \\ u_q = -R_s i_q + \omega L_d i_d - L_q \frac{di_q}{dt} + \omega \psi_{ПМ} \\ M_{ЭЛ} = \frac{3}{2} P_p [\psi_{ПМ} i_d - (L_d - L_q) i_d i_q] \\ i_{q-уст} = \frac{M_{ЭЛ-уст}}{\frac{3}{2} P_p [\psi_{ПМ} - (L_d - L_q) i_d]} \\ i_{d-уст} = \frac{\psi_{ПМ}}{2(L_d - L_q)} + \sqrt{\frac{\psi_{ПМ}^2}{4(L_d - L_q)^2} + (i_{q-уст})^2} \end{array} \right. \quad (2.16)$$

где: ψ_{IM} – потокосцепление формируемое постоянными магнитами, R_s – активное сопротивление обмотки статора, P_p – число пар полюсов СГПМ, $M_{эл_уст} = K_{opt} \omega_{уст}^2$ – опорное значение электромагнитного момента в соответствии с траекторией максимальной мощности ВЭУ (МРРТ), $\omega_{уст} = K_{opt} V_{ветра}$ – опорное значение частоты вращения в соответствии с МРРТ, K_{opt} – коэффициенты оптимума

2.8 Гибридный сопроцессор цепи постоянного тока

Схема замещения j -го полюса ЦПТ трёхуровневого преобразователя напряжения ВЭУ 4 типа:

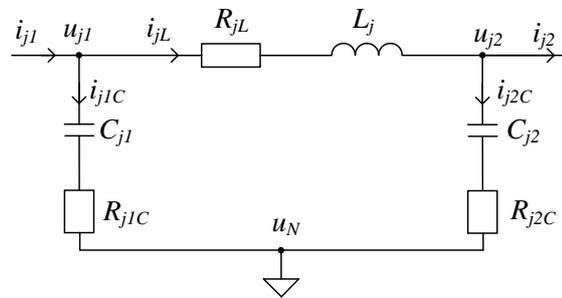


Рисунок 2.11 – Схема замещения j -го полюса ЦПТ,

где j – отрицательный или положительный полюс; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность сглаживающего реактора j -го полюса; R_{j1C} , R_{j2C} и C_{j1} , C_{j2} – активные сопротивления и емкости конденсаторных батарей j -го полюса; u_N – напряжение нейтрали.

В соответствии с представленной схемой замещения, всережимная математическая модель каждого полюса ЦПТ образует систему уравнений [62-63]:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 i_{j1C} = \frac{1}{R_{j1C}} \cdot (u_{j1} - u_{j1C} - u_N); \\
 \frac{du_{j1C}}{dt} = \frac{1}{C_{j1}} \cdot i_{j1C}; \\
 \frac{di_{jL}}{dt} = \frac{1}{L_j} (u_{j1} - u_{j2} - R_{jL} \cdot i_{jL}); \\
 i_{j1} = i_{jL} + i_{j1C}; \\
 i_{j2} = i_{jL} - i_{j2C}; \\
 i_{j2C} = \frac{1}{R_{j2C}} \cdot (u_{j2} - u_{j2C} - u_N); \\
 \frac{du_{j2C}}{dt} = \frac{1}{C_{j2}} \cdot i_{j2C}
 \end{array} \right. \quad (2.17)$$

где u_{j1C} , u_{j2C} – напряжения на реактивных сопротивлениях конденсаторных батарей j -го полюса ЦПТ.

Структурная схема ГСП ЦПТ:

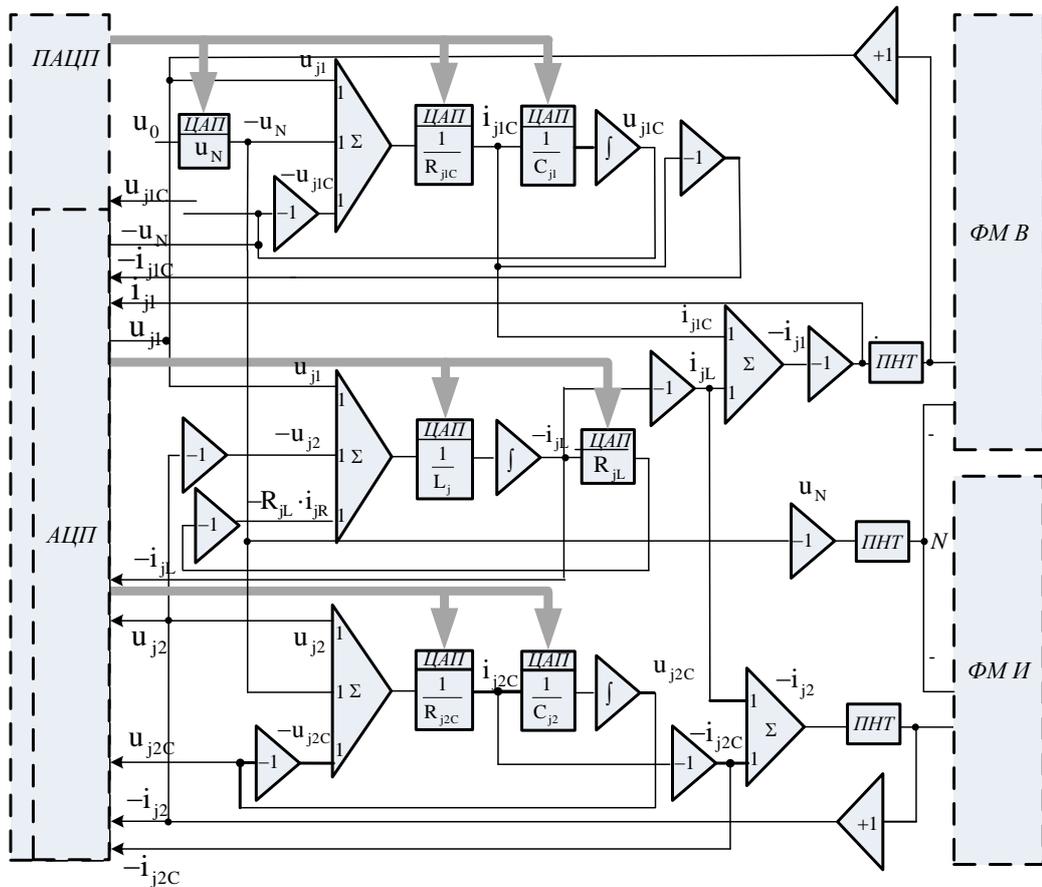


Рисунок 2.12 – Структурная схема j -го полюса ГСП ЦПТ

где u_0 – опорное напряжение для управляемого формирования напряжения нейтрали (u_N)

2.9 Цифруправляемая физическая модель инвертора

Управление ключами ЦУ ФМ И построена аналогично ЦУ ФМ В:
ФМ И

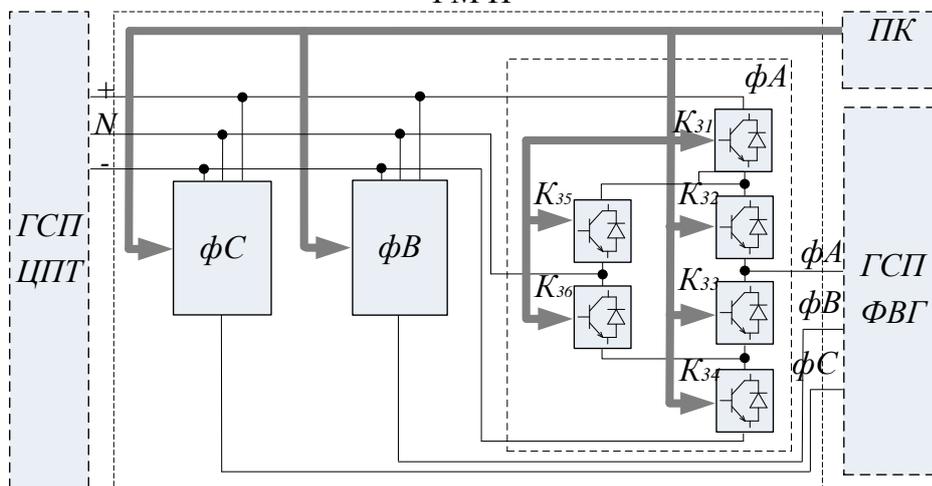


Рисунок 2.13 – Функциональная схема ФМ инвертора

САУ ФМ И обеспечивает управление напряжением ЦПТ, управление реактивной мощностью, осуществляет контроль выдаваемой активной мощности, и трехфазного напряжения в узле подключения, обеспечивая синхронизацию с ЭЭС [64-67].

Схема управления ФМ И:

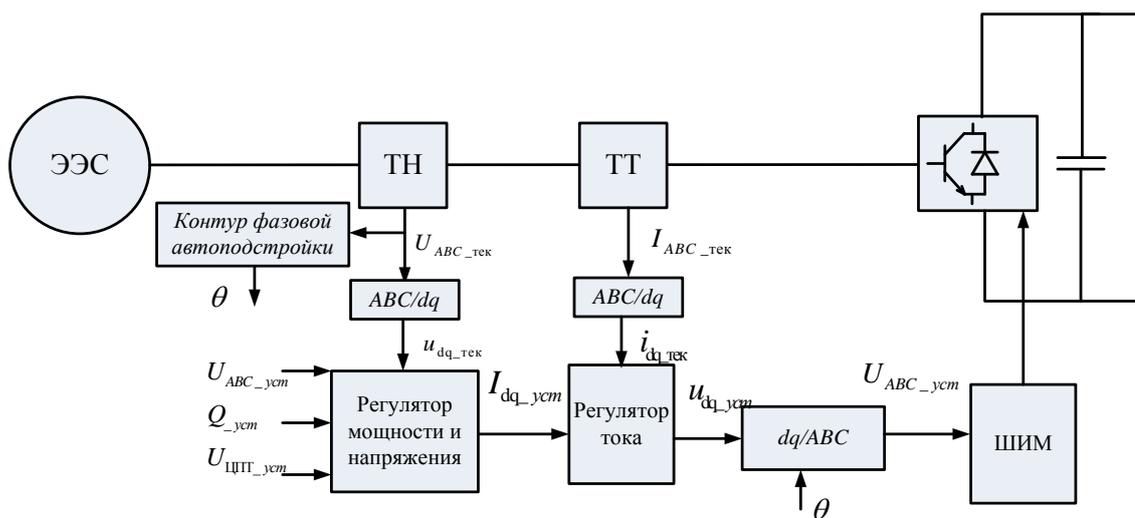


Рисунок 2.14 – Схема управления ФМ И

В регуляторе мощности и напряжения осуществляется формирование уставок по токам $i_{dq_уст}$ на основе измеренных U_{ABC} , $U_{ЦПТ}$ и с учетом уставки по реактивной мощности $Q_{уст}$. Синхронизация напряжения сети U_{ABC} с напряжением ФМ И осуществляется с учетом угла синхронизации θ .

Сформированные значения векторов напряжений $u_{dq_уст}$ с учетом угла синхронизации и dq-ABC преобразования поступают в блок ШИМ для формирования управляющих импульсов ЦУАК ФМ И ВПТ.

2.10 Гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник

Схема замещения j -ой фазы ФВГ:

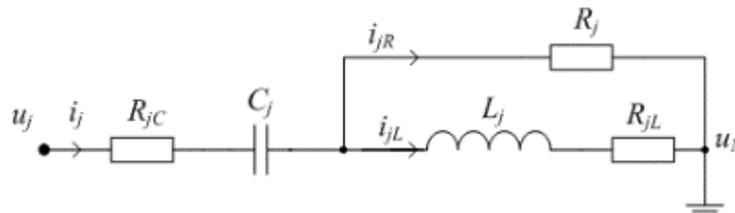


Рисунок 2.15 – Схема замещения j -ой фазы ФВГ

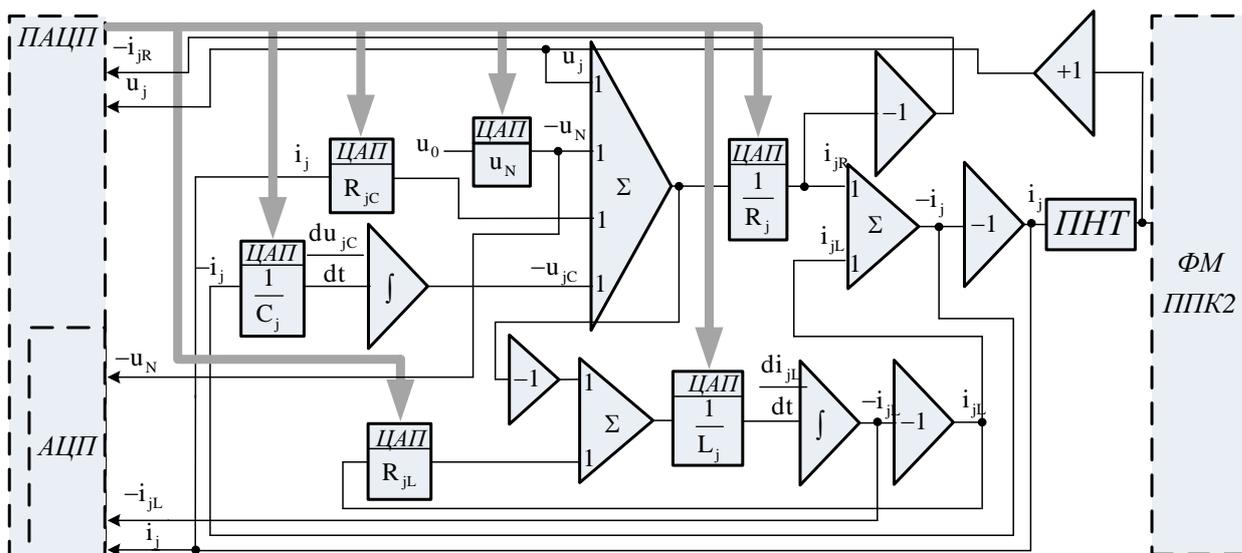
где R_{jC} и C_j – активное сопротивление и емкость конденсаторной батареи j -ой фазы; R_{jL} и L_j – активное сопротивление и индуктивность катушки j -ой фазы; R_j – сопротивление резистора j -ой фазы

В соответствии с представленной схемой замещения, всережимная математическая модель ФВГ:

$$\begin{cases} i_{jR} = \frac{1}{R_j} \cdot (u_j - i_j \cdot R_{jC} - u_{jC} - u_N) \\ \frac{di_{jL}}{dt} = \frac{1}{L_j} \cdot (i_{jR} \cdot R_j - i_{jL} \cdot R_{jL}) \\ i_j = i_{jL} + i_{jR} \\ \frac{du_{jC}}{dt} = \frac{1}{C_j} \cdot i_j \end{cases} \quad (2.19)$$

где u_{jC} – напряжение на реактивном сопротивлении конденсаторной батареи j -ой фазы ФВГ.

Функциональная схема ГСП ФВГ:

Рисунок 2.16 – Функциональная схема j -ой фазы ГСП ФВГ

2.11 Структура СГП трансформатора

Всерезимная математическая модель j -ой фазы трансформатора (T), с учетом возможных схем соединения обмоток [68-69]:

$$\begin{cases} \frac{di_{j1}}{dt} = \frac{1}{L_{j1}} \cdot \left(u_{j1} - W_{j1} \cdot \frac{d\Phi_j}{dt} - R_{j1} \cdot i_{j1} \right) \\ \frac{di_{j2}}{dt} = \frac{1}{L_{j2}} \cdot \left(W_{j2} \cdot \frac{d\Phi_j}{dt} - u_{j2} - R_{j2} \cdot i_{j2} \right) \\ W_{j1} \cdot i_{\mu j} = W_{j1} \cdot i_{j1} - W_{j2} \cdot i_{j2} \\ \Phi_j \equiv f(i_{\mu j}) \end{cases} \quad (2.20)$$

где u_{j1} – напряжение j -ой фазы первичной обмотки T ; u_{j2} – напряжение j -фазы вторичной обмотки T , которое при схеме соединения обмоток в звезду равно фазному, а в треугольник – линейному; i_{j1} и i_{j2} – токи первичной и вторичной обмоток j -ой фазы T ; W_{j1} и W_{j2} – число витков первичной и вторичной обмоток j -ой фазы T ; Φ_j – основной магнитный поток j -ой фазы T ; $i_{\mu j}$ – ток намагничивания j -ой фазы T ; R_{j1} и L_{j1} , R_{j2} и L_{j2} – активные сопротивления и индуктивности рассеивания первичной и вторичной обмоток j -ой фазы T .

Преобразуя, с учетом решения уравнения в полных производных и соответствующей замены $\frac{dz_{j1}}{dt} = (u_{j1} - R_{j1} \cdot i_{j1})$, $\frac{dz_{j2}}{dt} = (-R_{j2} \cdot i_{j2} - u_{j2})$ данная система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} \frac{dz_{j1}}{dt} = (u_{j1} - R_{j1} \cdot i_{j1}); \\ i_{j1} = \frac{1}{L_{j1}} \cdot (-W_{j1} \cdot \Phi_j + z_{j1}); \\ \frac{dz_{j2}}{dt} = (-R_{j2} \cdot i_{j2} - u_{j2}); \\ i_{j2} = \frac{1}{L_{j2}} \cdot (W_{j2} \cdot \Phi_j + z_{j2}); \\ i_{\mu j} = i_{j1} - \frac{1}{k} \cdot i_{j2}; \\ \Phi_j \equiv f(i_{\mu j}) \end{cases} \quad (2.21)$$

где $k = \frac{W_{j1}}{W_{j2}}$ – коэффициент трансформации.

Для адекватного непрерывного воспроизведения кривой намагничивания используется эффективная для данной цели гиперболическая аппроксимация с пропорциональной $i_{\mu j}$ аддитивной составляющей $K_4 \cdot i_{\mu j}$ [69-70]:

$$\Phi_j = \frac{K_1 \cdot i_{\mu j}}{K_2 + K_3 \cdot i_{\mu j}} + K_4 \cdot i_{\mu j}, \quad (2.22)$$

где K_1, K_2, K_3 и K_4 определяют конкретную аппроксимируемую кривую намагничивания, а также наклон кривой намагничивания до и на участке насыщения магнитопровода.

Структурная схема фазы А ГСП трансформатора связи представляет

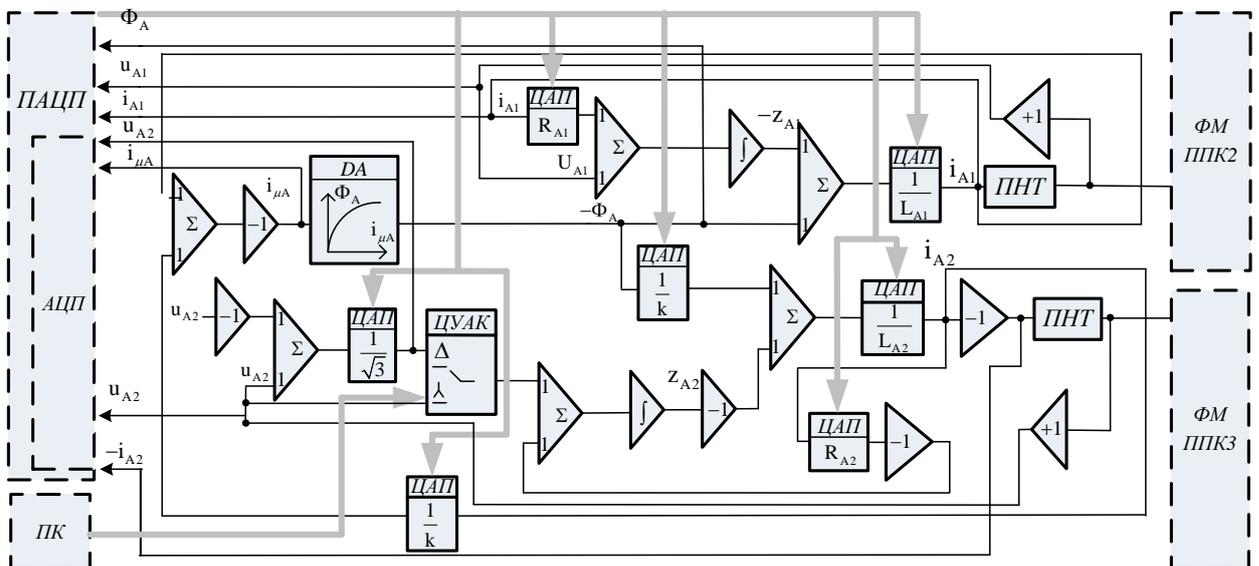


Рисунок 2.17 – Структурная схема фазы А ГСП трансформатора связи

где ЦУАК – цифруправляемый аналоговый ключ, используемый для выбора схемы соединения вторичной обмотки T ; ДА – функциональный преобразователь, предназначенный для непрерывного воспроизведения кривой намагничивания согласно (2.22).

2.12 Выводы по второй главе

1. В соответствии с рассмотренным в данной главе комплексным подходом разработана концепция всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, и сформулированы ее конкретные положения.

2. В соответствии с концепцией разработана структура, принципы и средства ее реализации, которые образуют СГП ВЭУ 4 типа, включающий ГСП СГПМ, ГСП Р, и ГСП ЦПТ, ГСП ФВГ, ГСП Т, ФМ В, ФМ И и ФМ ЦУ ППК.

3. Для всего математически моделируемого оборудования ВЭУ 4 типа разработаны специализированные цифро-аналоговые, параллельные структуры, образующие ГСП.

4. Все физические модели выполнены на базе ЦУАК, в соответствии с их назначением, управление ФМ осуществляется на основе алгоритмов, адаптированных для каждой модели в соответствии с ее функцией.

5. Все необходимые информационно-управляющие функции СГП ВЭУ реализованы посредством ИУС.

ГЛАВА 3 ТЕСТОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СГП ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС

3.1 Тестирование модели ветра

Реализация математической модели ветра (1.18) – (1.20) осуществляется в сопроцессоре СГП ВЭУ, путем синтезирования математической модели в микроконтроллер. Тестирование производилось в сравнении с аналогичной математической моделью, реализованной в ПК MathCAD, ввиду отсутствия возможности математической реализации подобной модели в ПАК RTDS.

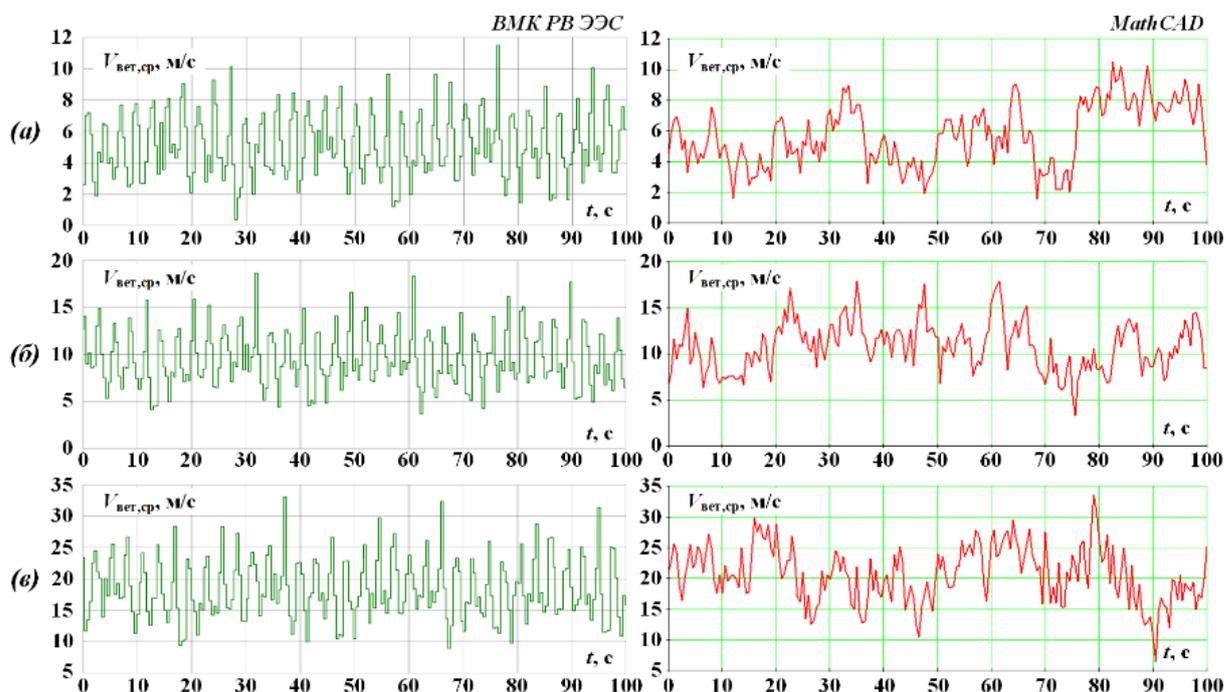


Рисунок 3.1 – Результаты моделирования ветра

(а) $V_0 = 5$ м/с; (б) $V_0 = 10$ м/с; (в) $V_0 = 20$ м/с

Параметры спектральной модели Каймала:

1. Средняя скорость ветра V_0 , м/с;
2. Масштаб продольной компоненты атмосферной турбулентности L ;
3. Интенсивность турбулентности воздушного потока I_{ref} ;
4. Среднеквадратичное отклонение продольной составляющей скорости ветра σ .

При этом L и I_{ref} приняты постоянными для данного типа и класса ВЭУ ($L = 340,2$; $I_{ref} = 0,12$),

Полученные результаты моделирования хорошо согласуются с результатами исследований [30, 78], позволяют в полной мере отразить хаотичный характер изменения скорости ветра, а также близки к реальным данным [30].

3.2 Тестирование модели аэродинамического преобразования ВЭУ

Тестирование математической модели аэродинамического преобразования (1.6) – (1.8), синтезированной в сопроцессор СГП ВЭУ, производилось при ступенчатом изменении скорости ветра и угле поворота лопасти. Построение основных мощностных характеристик ВЭУ, в ВМК РВ ЭЭС, с аналогичными данными, полученными с помощью ПАК RTDS, осуществлялось согласно следующим условиям:

1. При ступенчатом изменении угла поворота лопасти $\beta =$ от 0 до 60 град., и постоянной скорости ветра $V_0 = 10,4$ м/с – семейство зависимостей $C_p = f(Z)$ (рисунок 3.2 а);
2. При ступенчатом изменении угла поворота лопасти $\beta =$ от 0 до 60 град., и ступенчатом изменении скорости ветра $V_0 = 0$ до 25 м/с – семейство зависимостей $P_{ВЭУ} = f(V_0)$ (рисунок 3.2 б).

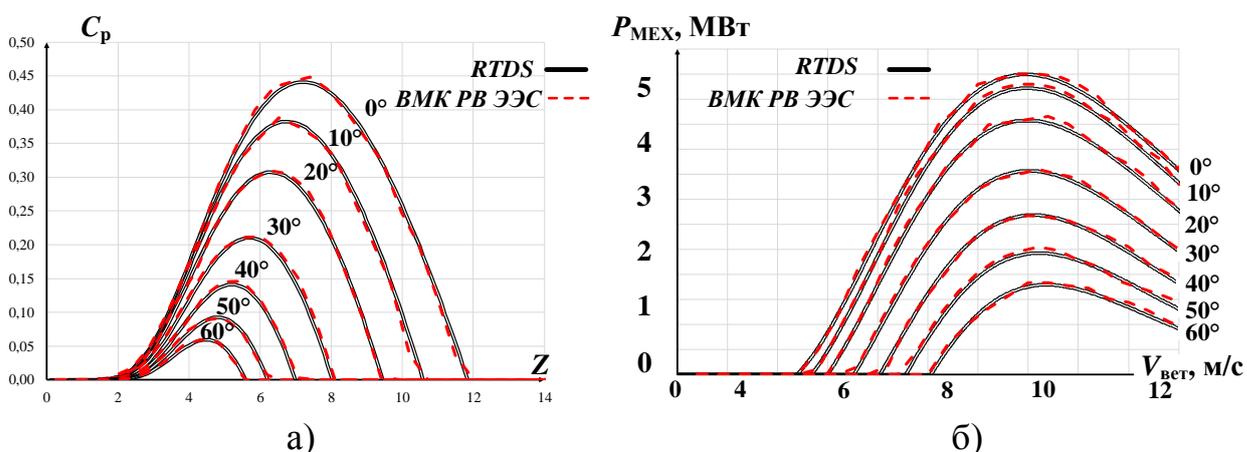


Рисунок 3.2 – Зависимость коэффициента мощности C_p от быстроходности Z при разных углах поворота лопасти (а), Зависимость мощности турбины P_{MEX} от скорости ветра V_0 при разных углах поворота лопасти (б)

Осциллограммы зависимости коэффициента мощности от быстроходности и мощности развиваемой ВТ от скорости ветра согласуются с реализованными в RTDS математическими моделями ВЭУ, а также с теоретически обоснованными и экспериментально доказанными математическими моделями аэродинамического преобразования ВЭУ [10-12, 15, 58].

3.3 Тестирование модели аэродинамического преобразования ВЭУ с системой управления углом поворота лопастей

Математическая модель системы управления углом поворота лопасти, согласно структурной схеме (рис. 1.3) приведенной в первой главе, как и вся автоматика реализованы согласно представленной концепции – в СП МПУ СГП ВЭУ. Тестирование математической модели, проводилось при ступенчато изменяющихся значениях скорости ветра (с шагом 1 м/с). На рисунках 3.3 и 3.4 представлены осциллограммы системы управления углом поворота лопастей ВЭУ.

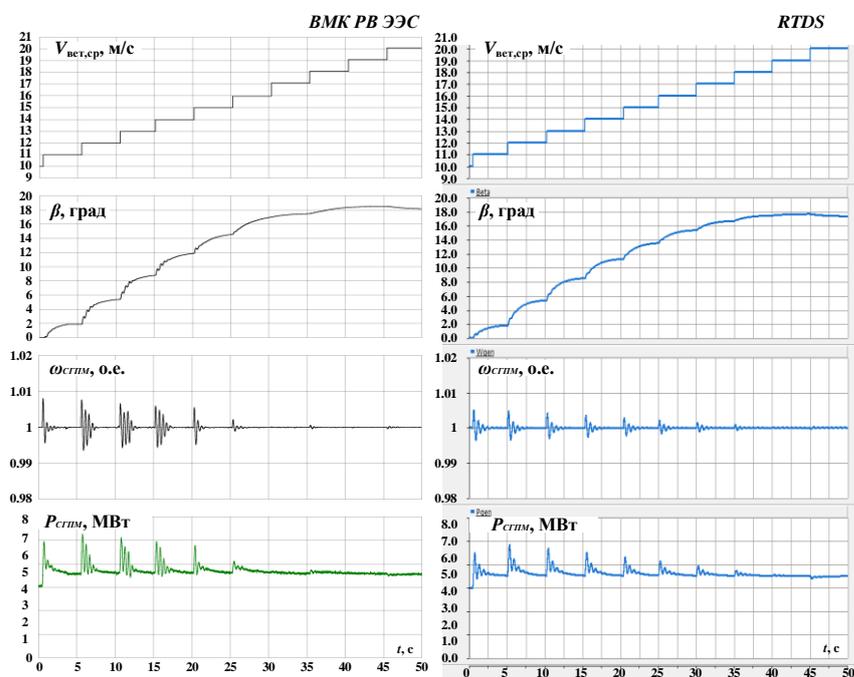


Рисунок 3.3 – Осциллограммы процессов функционирования регулятора угла поворота лопастей ВЭУ при ступенчато изменяющейся скорости ветра (от 10 м/с до 20 м/с)

При низких для исследуемой ВЭУ 4 типа скоростях ветра, меньше номинального значения $V_{ном} = 10,4$ м/с, система управления углом поворота лопастей неактивна, угол поддерживается равным оптимальному значению – нулю. Осуществляется стратегии управления углом поворота лопасти в Зоне 1 (рисунок 1.3) [10-12, 35-37].

При увеличении скорости ветра выше номинальной для данной ВЭУ, система управления углом поворота лопастей реализует стратегию управления в Зоне 3, ограничивает C_p , увеличивая угол поворота лопастей ВЭУ, сохраняя номинальное значение мощности ВЭУ, не допуская выход за пределы электрических и механических расчетных нагрузок генератора.

При снижении скорости ветра система управления уменьшает угол поворота лопастей, работая в точке максимально возможной выработки мощности (Maximum power point tracking) [12, 13, 79, 80] извлекая максимально возможный КПД.

Результаты тестовых исследований математической модели системы управления углом поворота лопастей, реализованные в ВМК РВ ЭЭС и RTDS, при одинаковых изменениях входных параметров, согласуются, что свидетельствует об адекватности реализации математической модели в СГП ВЭУ.

Осциллограммы активной мощности, действующего значения тока и механического момента ВЭУ при ступенчатом изменении момента.

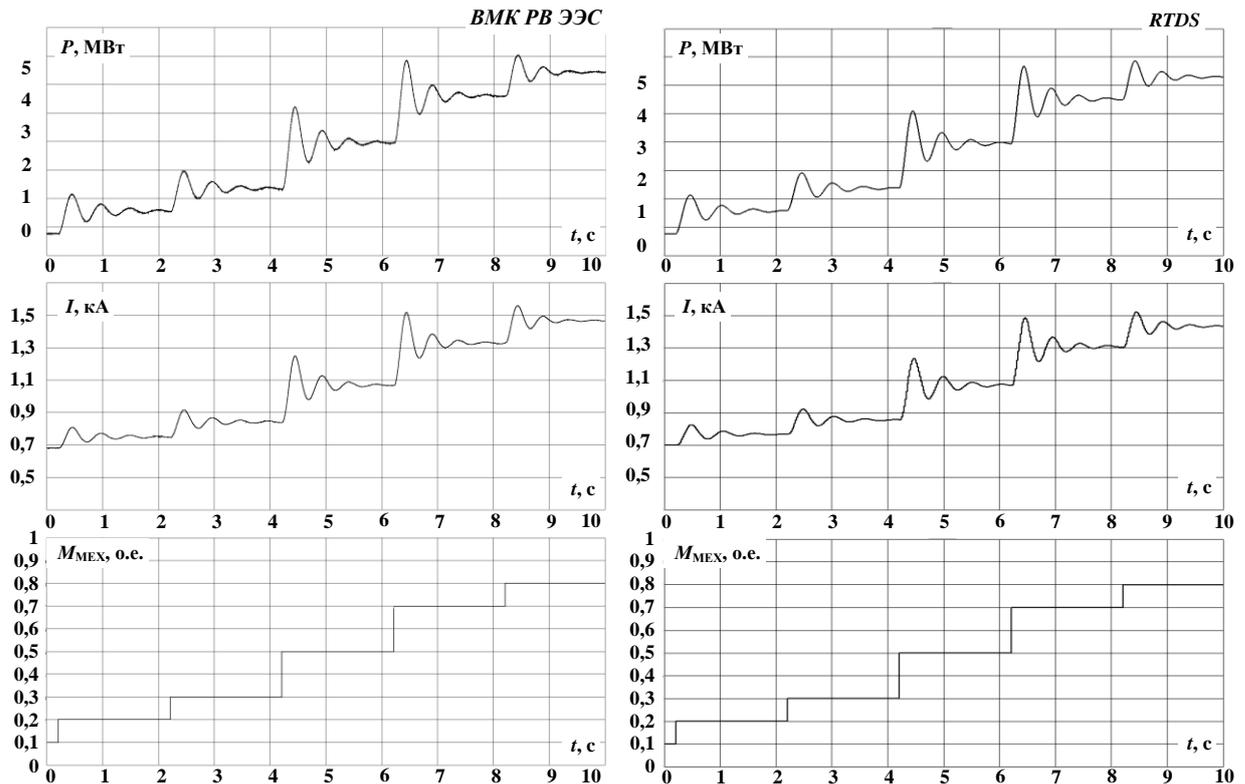


Рисунок 3.4 – Осциллограммы процессов при ступенчатом изменении момента ВТ

Идентичный характер осциллограмм, полученных в ВМК РВ ЭЭС и RTDS говорит о правильности построения параллельной цифро-аналоговой структуры реализации ГСП СГПМ.

3.4 Тестовые исследования нагрузочных режимов

Для подтверждения свойств и возможностей разработанного экспериментального образца СГП ВЭУ 4 типа проведен комплекс тестовых исследований воспроизведения процессов в двухмашинной схеме ЭЭС с узлом нагрузки, реализованных в ВМК РВ ЭЭС и ПАК RTDS.

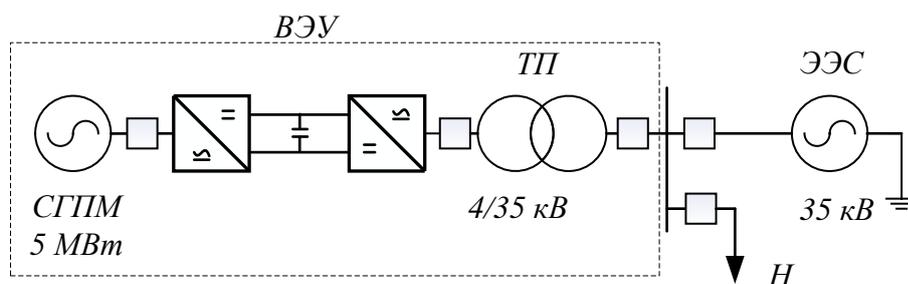


Рисунок 3.5 – Тестовая схема ЭЭС

где: ВЭУ – ветроэнегоустановка 4 типа (Приложение А1), $P_{ном} = 5$ МВт; H – нагрузка, $S_{номH} = 4$ МВА, $\cos\varphi_H = 0,8$; ЭЭС – шины бесконечной мощности (ШБМ).

Тестовые исследования ВЭУ:

- номинальная мощность ВЭУ;
- мощность ВЭУ 3,2 МВт;
- мощность ВЭУ 1,5 МВт;

3.4.1 Номинальная мощность ВЭУ

Оценка достоверности воспроизведения процессов в ВЭУ 4 типа и ЭЭС, в нормальном квазиустановившемся режиме при номинальной мощности ВЭУ $P_{ном} = 5$ МВт и нагрузке $S_{номH} = 4$ МВА. На рисунках 3.6 – 3.11 представлены осциллограммы активной и реактивной мощности, вырабатываемой ВЭУ, осциллограммы перетока мощности в ЭЭС, осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ, осциллограммы токов и напряжений, в узле подключения ВЭУ к ЭЭС, а также осциллограммы токов и напряжений на входе и выходе ВПТ, отражающих характер тока и напряжения на выходе СГПМ до выпрямления и характер тока и напряжения после преобразования инвертором.

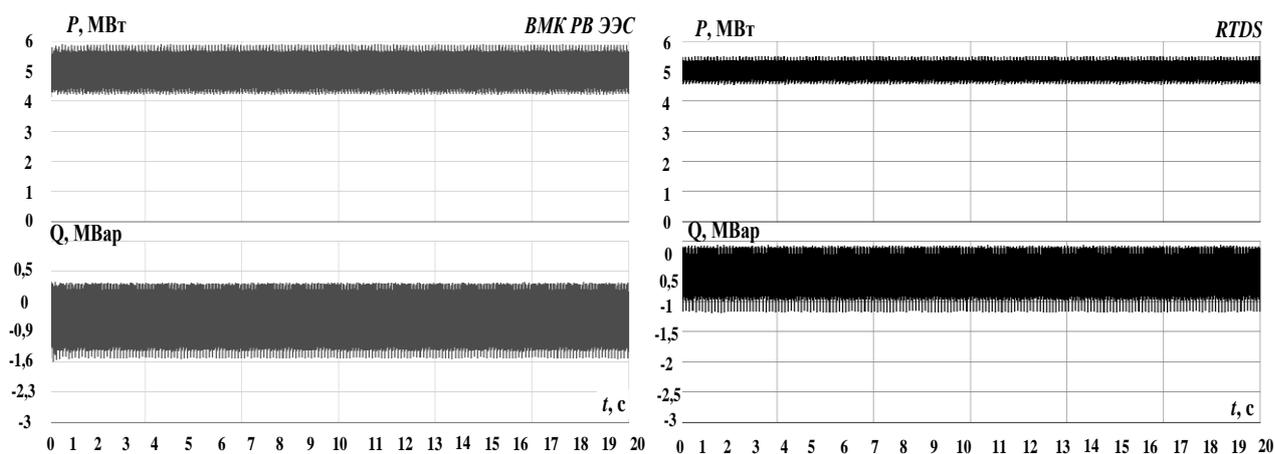


Рисунок 3.6 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ

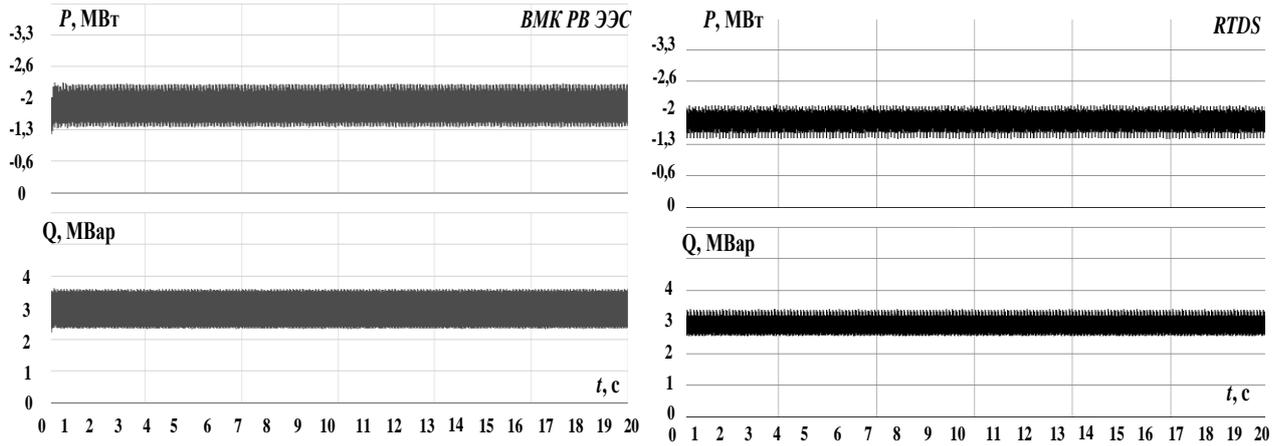


Рисунок 3.7 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС

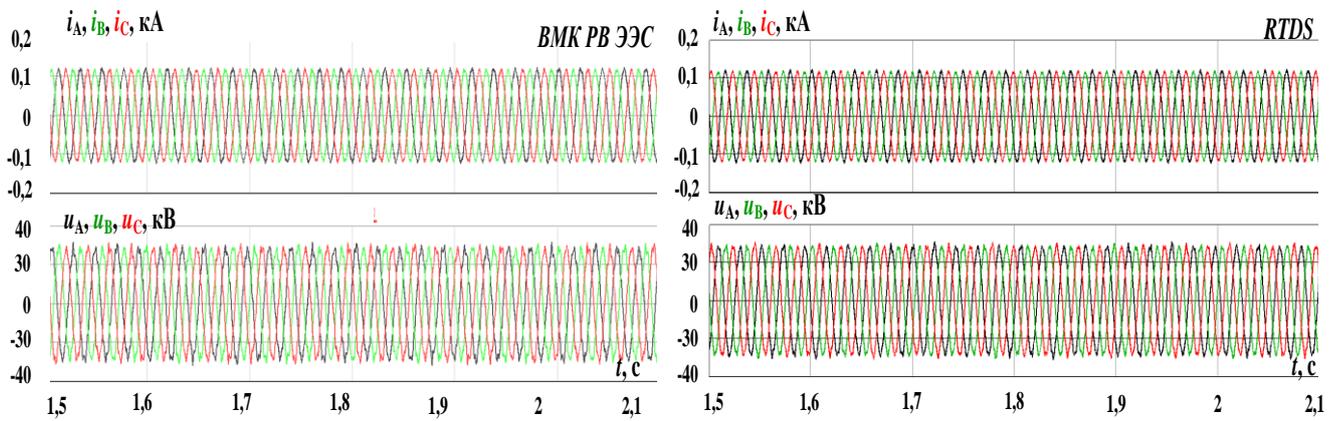


Рисунок 3.8 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ в ЭЭС

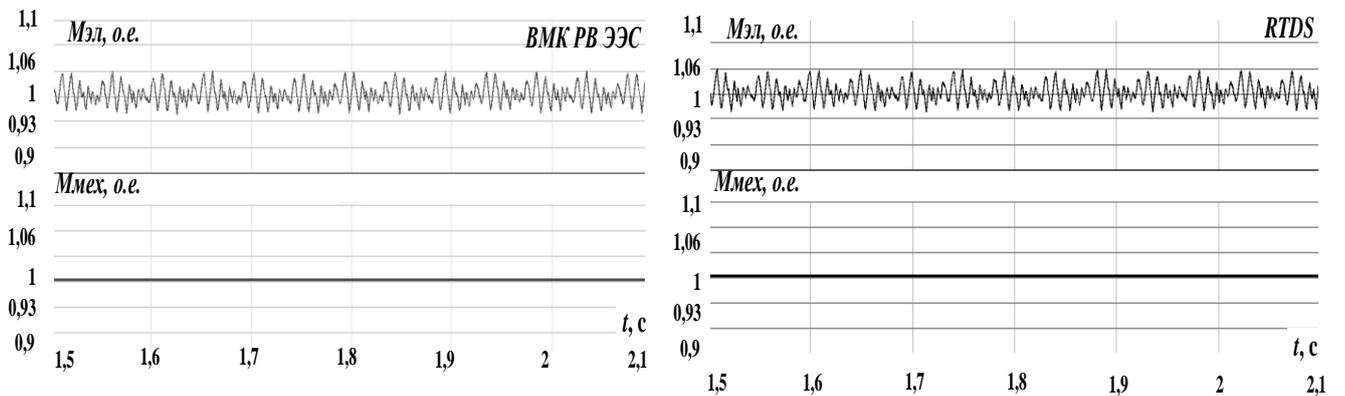


Рисунок 3.9 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ

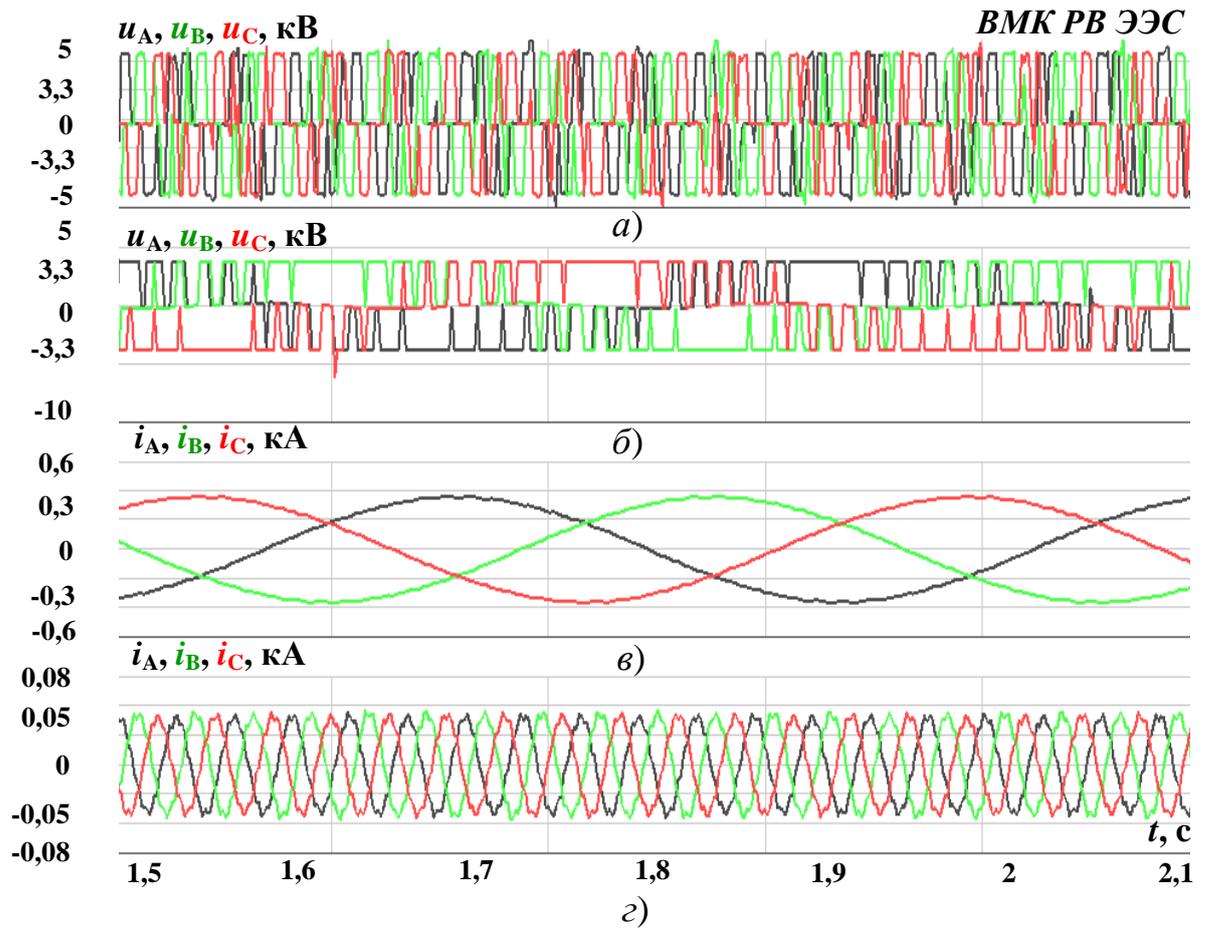


Рисунок 3.10 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК
РВ ЭЭС

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на
выходе СГП ВПТ

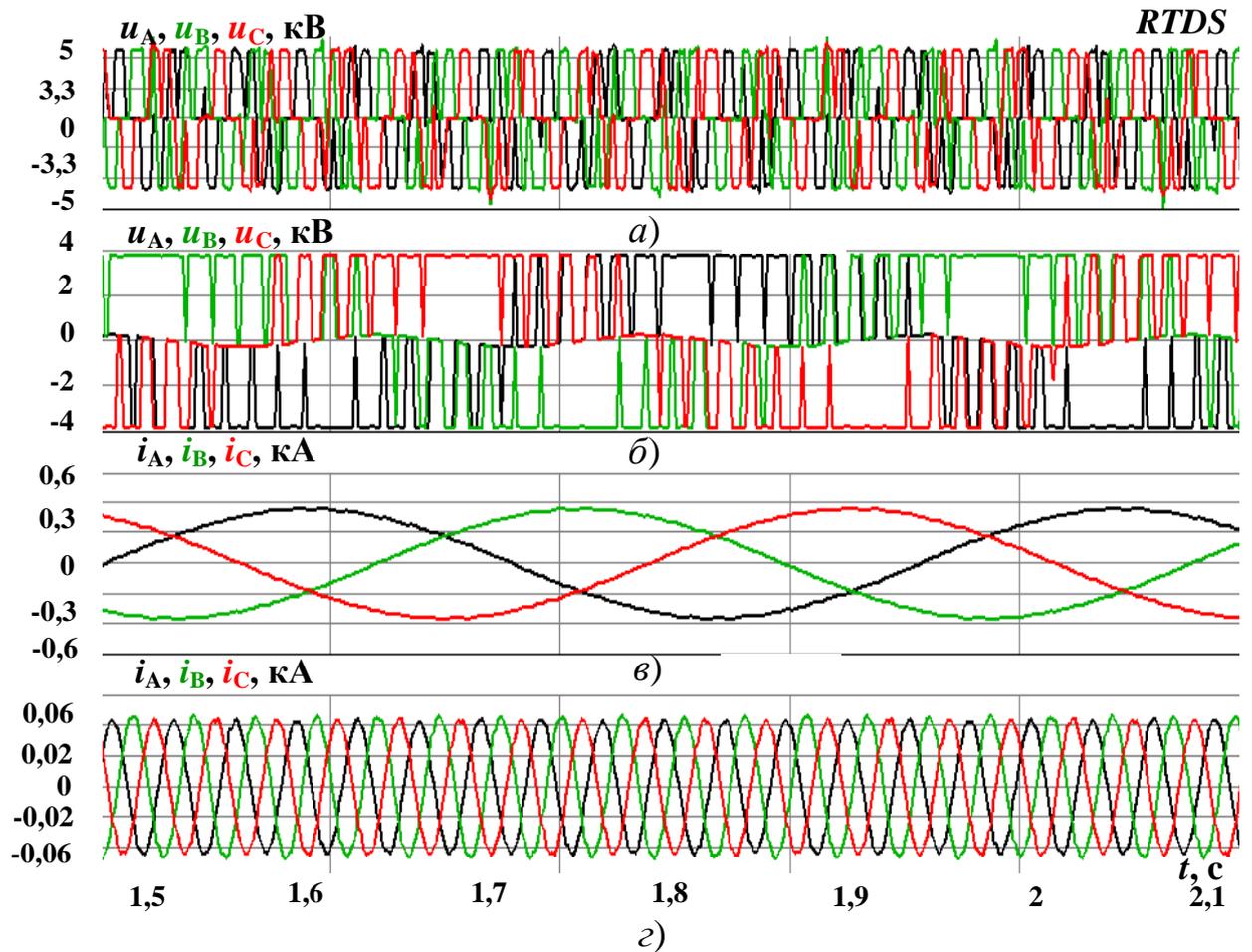


Рисунок 3.11 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе ВПТ

Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС отображают характер распределения мощности в сети. При активно-индуктивной нагрузке потребителя, мощностью $S_{номН} = 4$ МВА, реактивная мощность потребляется из сети, т.к. в соответствии с ГОСТ Р 54418.21-2011 (МЭК 61400-21:2008) «Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 21. Измерение и оценка характеристик, связанных с качеством электрической энергии, ветроэнергетических установок, подключенных к электрическим сети» [71], в рабочем режиме реактивная мощность ВЭУ близка к нулю. Системой управления ВПТ реактивная мощность генерируется в случае падения напряжения в узле подключения ВЭУ в соответствии с заданной характеристикой работы ВЭУ [72-78]. Знак минус перетока активной

мощности на осциллограмме (рис. 3.7) свидетельствует о направлении перетока генерируемой мощности в ЭЭС.

Осциллограммы фазных напряжений ВПТ (рис. 3.10 – 3.11 а), б)) иллюстрируют работу ВПТ, преобразующую ток и напряжение разных по частоте значений в ток и напряжение частотой $f = 50$ Гц. Осциллограммы (рис. 3.10 – 3.11 а)) сняты непосредственно на выходе инвертора и близки к синусоидальным, однако не соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [79], поэтому в ВПТ используются ФВГ.

Результаты моделирования отражают достаточное сходство с данными полученными в ПАК RTDS, подтверждающие достоверность работы СГП ВЭУ 4 типа в ЭЭС и описывают достаточно достоверную работу ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

3.4.2 Мощность ВЭУ 3,2 МВт

Снижение мощности ВЭУ достигается путем изменения ветрового режима, и снижением V_0 до 9,2 м/с. На рисунках 3.12 – 3.17 представлены осциллограммы переходных процессов снижения генерируемой мощности ВЭУ.

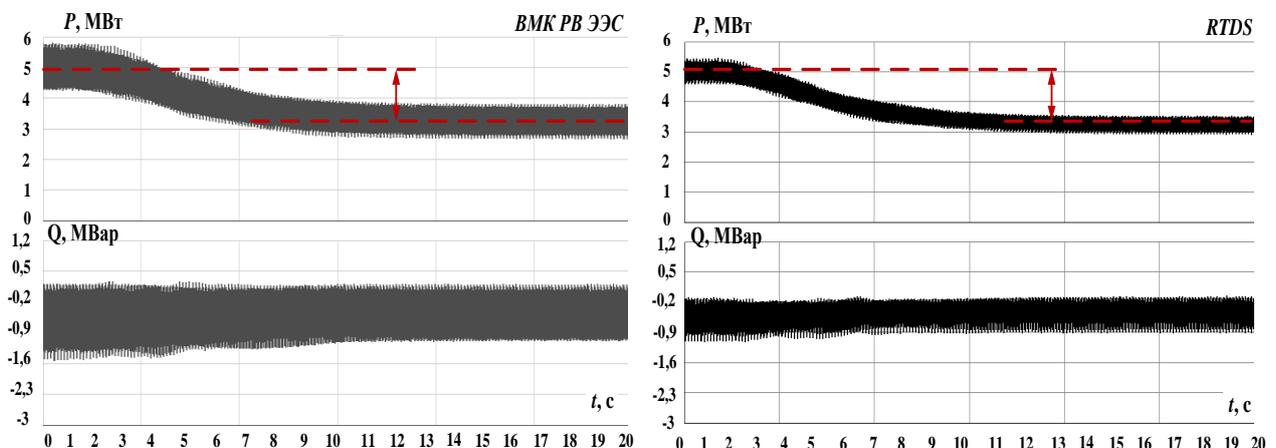


Рисунок 3.12 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ

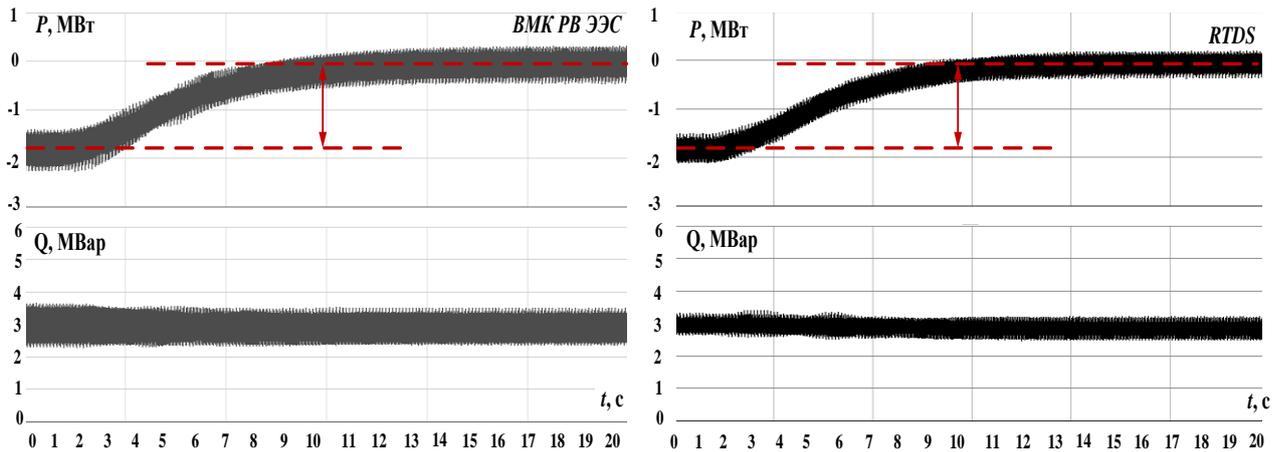


Рисунок 3.13 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС

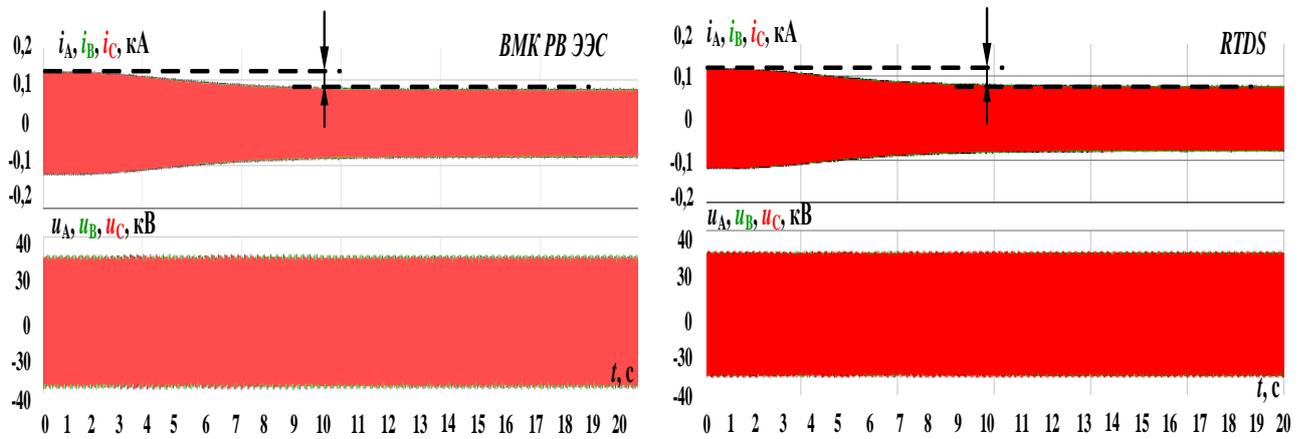


Рисунок 3.14 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ к ЭЭС

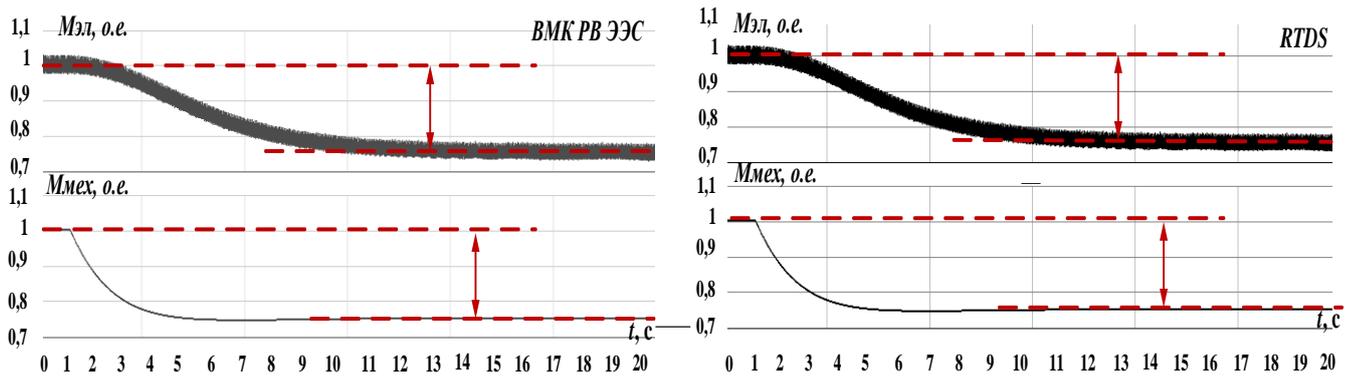


Рисунок 3.15 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ

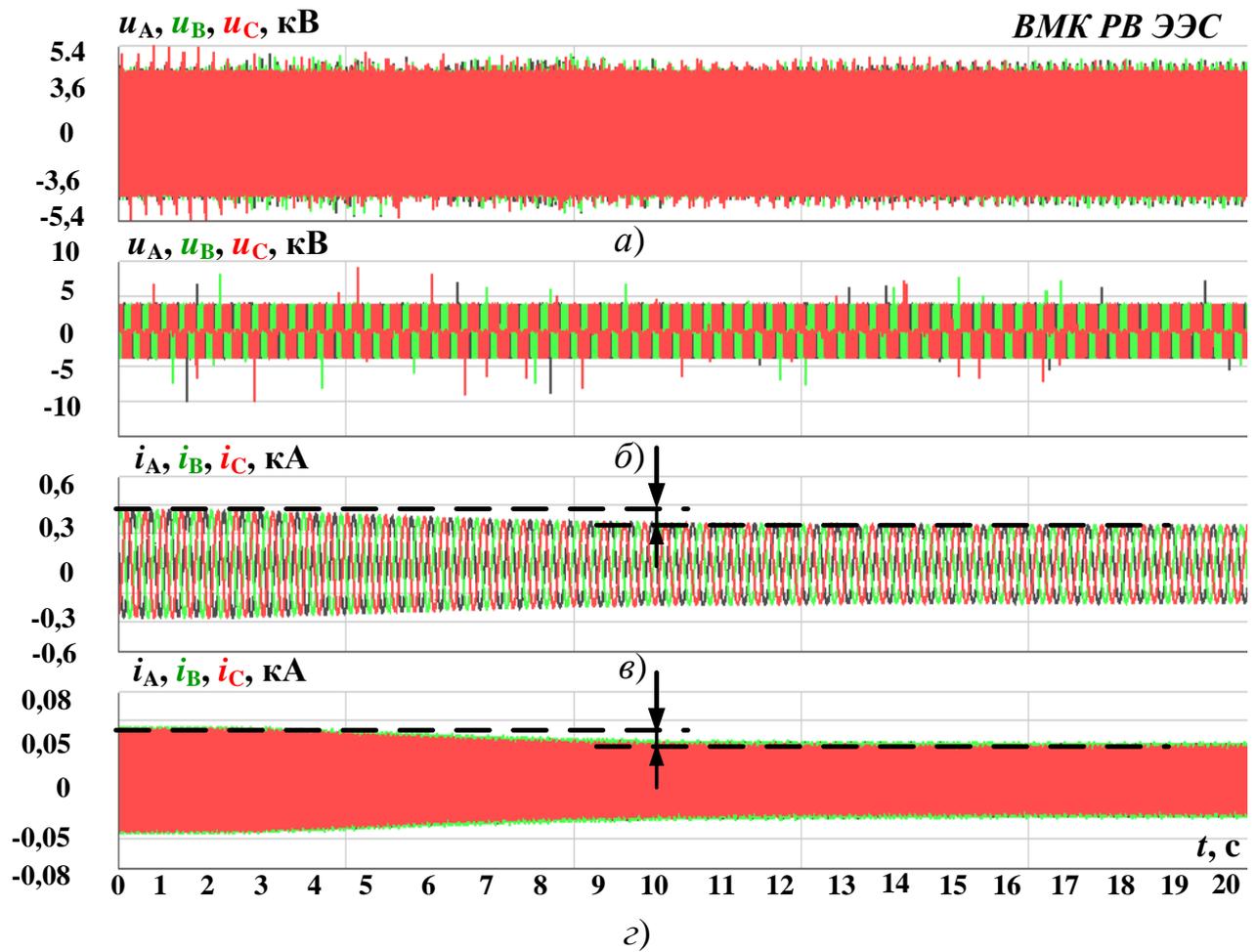


Рисунок 3.16 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК РВ ЭЭС

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; *а), г)* – токи и напряжения на выходе СГП ВПТ

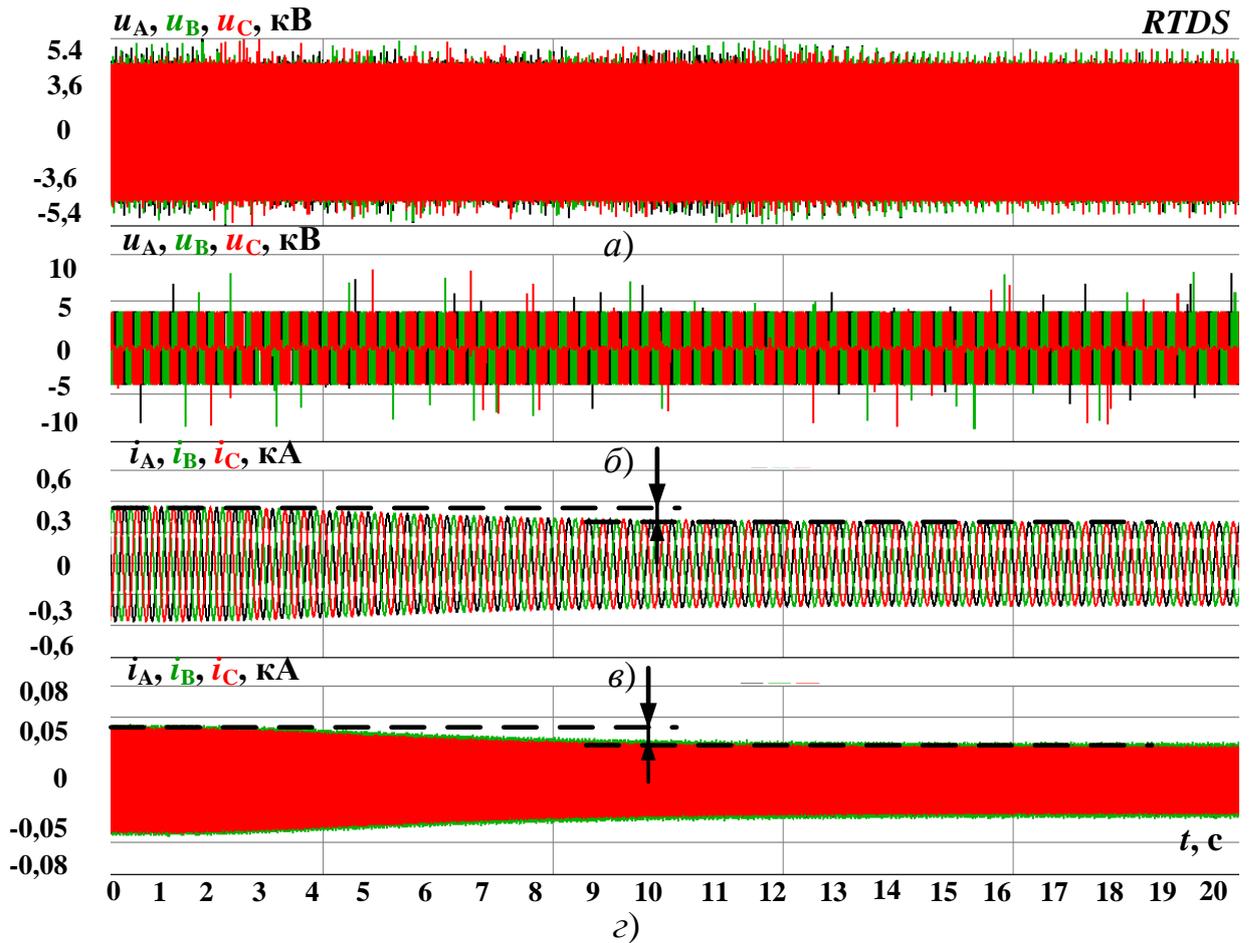


Рисунок 3.17 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ
 б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на
 выходе ВПТ

Снижение скорости ветра до $V_0 = 9,2$ м/с, способствует снижению генерируемой мощности ВЭУ до 3,2 МВт, при этом осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС иллюстрируют работу ВЭУ в ЭЭС: активная составляющая мощности полностью потребляется нагрузкой, переток в ЭЭС составляет около нуля среднего значения. Реактивная мощность, потребляемая нагрузкой генерируется из ЭЭС. Снижение генерируемой мощности ВЭУ отражается также на осциллограммах электромагнитного и механического моментов, значения которых изменяются с 1 о.е. до 0,75 о.е.

Осциллограммы фазных напряжений ВПТ (рис. 3.16-3.17 а), б)) соответствуют процессам в СГПМ, на статорных обмотках которого,

посредством $E_{ПМ}$ формируется постоянное по амплитуде значение напряжения. Следовательно, изменение мощности ВЭУ, работающей в ЭЭС, способствует изменению токов через ВПТ (рис. рис. 4.12-4.13 в), з)), снижение которых пропорционально снижает величину электромагнитного и механического моментов.

Результаты моделирования отражают достаточное сходство с данными полученными в ПАК RTDS, подтверждающие достоверность работы СГП ВЭУ 4 типа в ЭЭС и описывают достаточно достоверную работу ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

3.4.3 Мощность ВЭУ 1,5 МВт

Снижение генерируемой мощности ВЭУ до 1,5 МВт достигается путем изменения ветрового режима, и снижением V_0 до 7 м/с. На рисунках 3.18-3.23 представлены осциллограммы переходных процессов снижения генерируемой мощности ВЭУ.

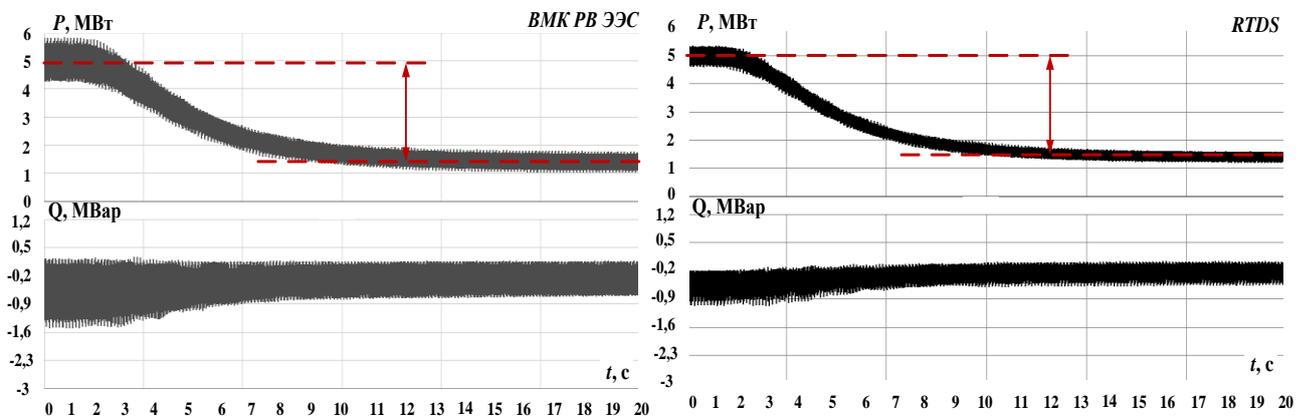


Рисунок 3.18 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ

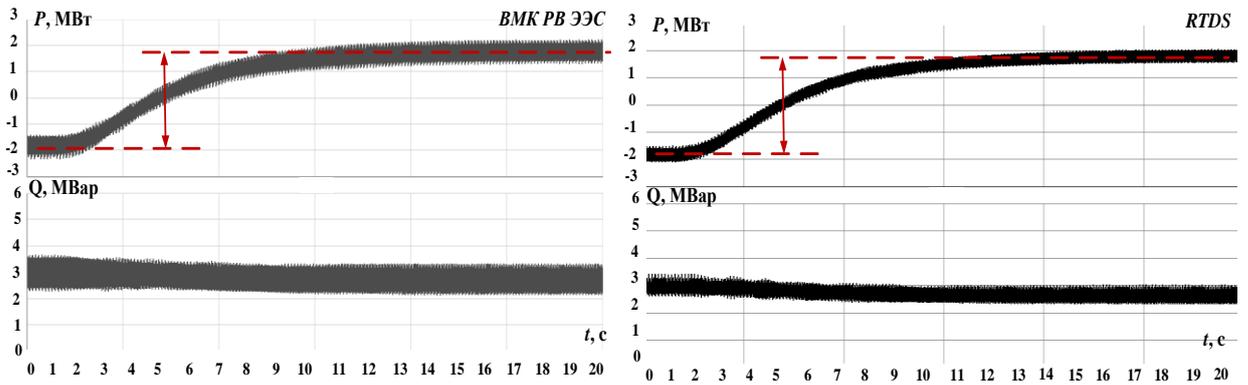


Рисунок 3.19 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС

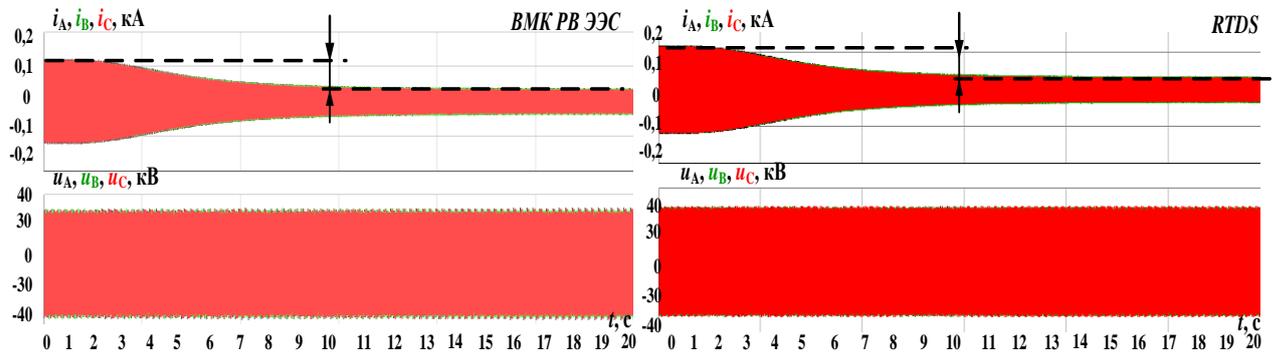


Рисунок 3.20 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ к ЭЭС

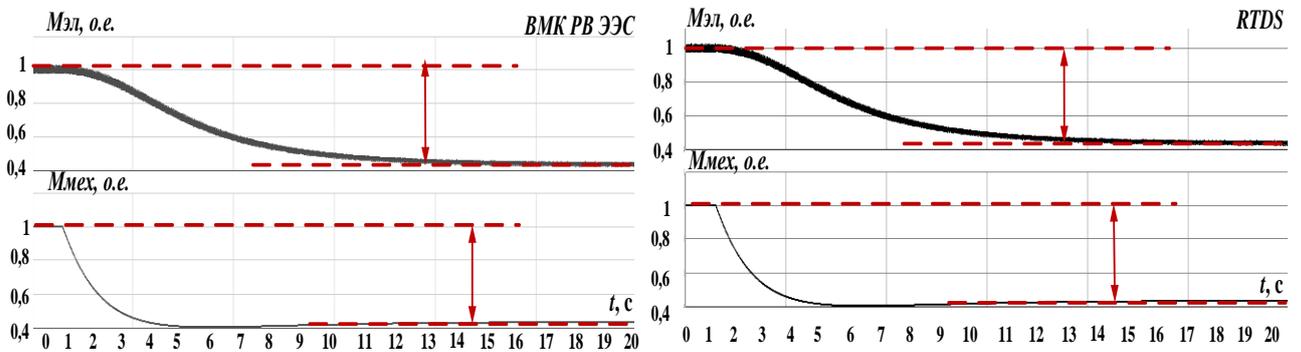


Рисунок 3.21 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ

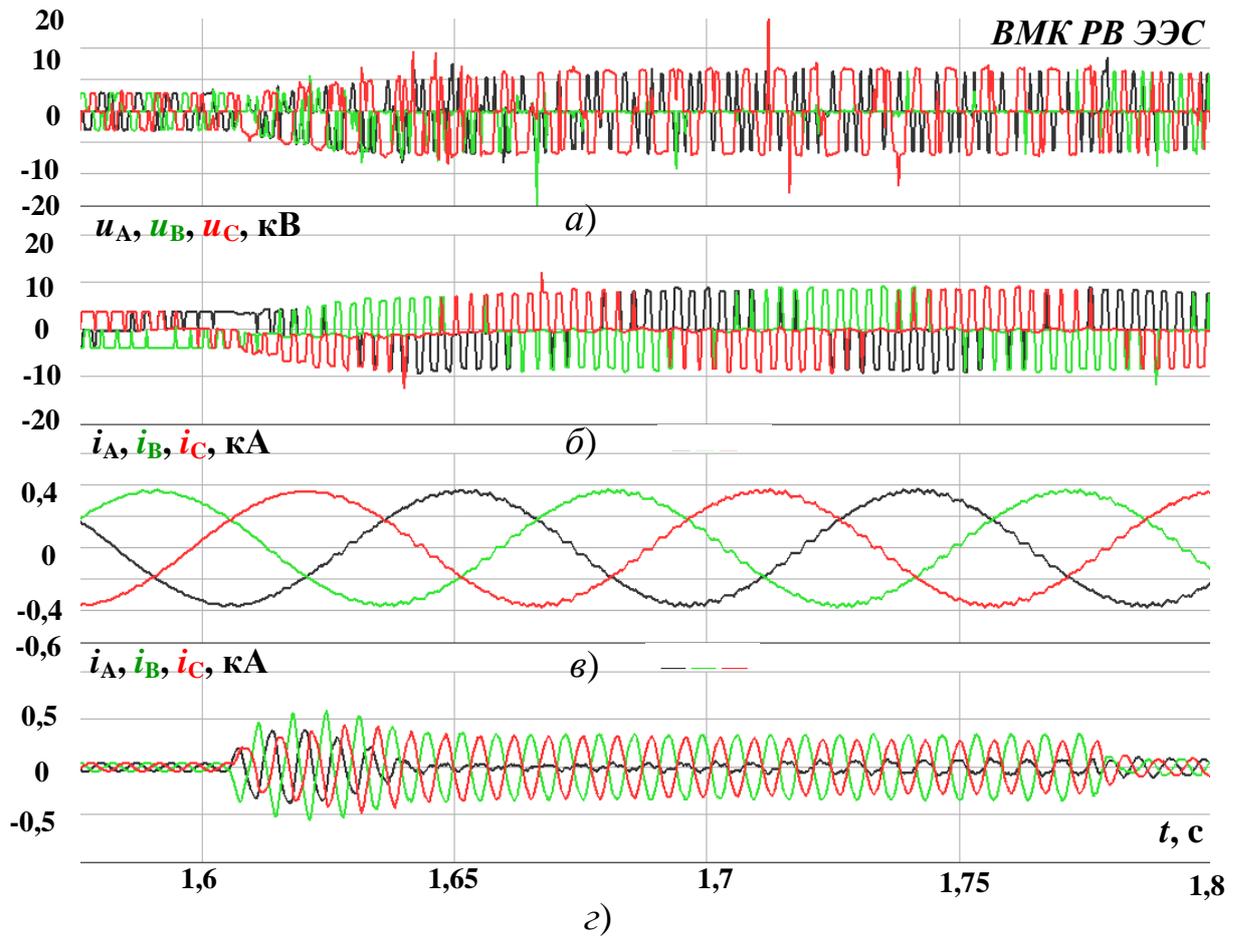


Рисунок 3.22 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК
РВ ЭЭС

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на
выходе СГП ВПТ

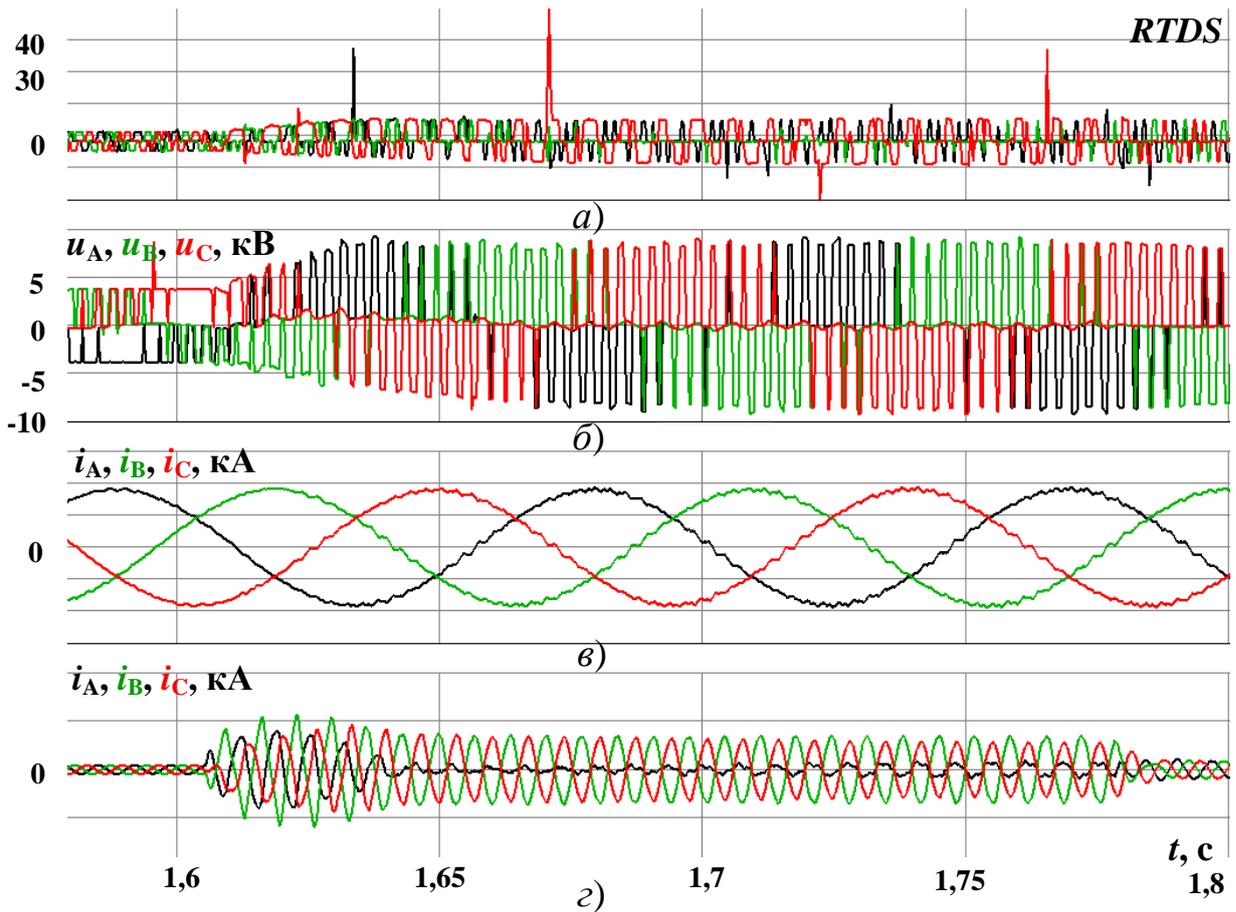


Рисунок 3.23 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ
 б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), з) – токи и напряжения на
 выходе ВПТ

Снижение скорости ветра до $V_0 = 7$ м/с, способствует снижению генерируемой мощности ВЭУ до 1,5 МВт. Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС иллюстрируют, что активной мощности не хватает для покрытия нагрузки, переток из ЭЭС в нагрузку составляет порядка 1,7 МВт, знак мощности изменяется с «минуса» на «плюс», что свидетельствует о смене направления перетока мощности из ЭЭС в нагрузку. Реактивная мощность, потребляемая нагрузкой, как и в предыдущих 2 случаях генерируется, из ЭЭС. Снижение генерируемой мощности ВЭУ отражается также на осциллограммах электромагнитного и механического моментов, значения которых изменяются с 1 о.е. до 0,4 о.е.

Осциллограммы фазных напряжений ВПТ (рис. 3.22-3.23, *а*), *б*) не изменяются по амплитуде. Изменение токов через ВПТ иллюстрируют (рис. 3.22-3.23 *в*), *з*)).

Результаты моделирования отражают достаточное сходство с данными полученными в ПАК RTDS, подтверждающие достоверность работы СГП ВЭУ 4 типа в ЭЭС и описывают достаточно достоверную работу ВЭУ 4 типа в ЭЭС.

3.5 Аварийные режимы работы ВЭУ

ВЭУ являются новыми элементами для отечественной энергетики, технические требования к которым в части их параллельной работы с ЭЭС до настоящего времени не разрабатывались. Большой опыт применения ВЭУ накоплен за рубежом, где разработаны требования и нормативные документы (сетевые кодексы) [72-75]. Требования варьируются в зависимости от уровня напряжения сети, к которым присоединяются ВЭУ, а также от номинальной мощности ВЭУ и существенно менялись по мере увеличения их доли в ЭЭС.

Одним из обязательных требований к ВЭУ за рубежом является их реакция на аварийные возмущения в ЭЭС, сопровождающиеся кратковременными снижениями напряжения. В зарубежных сетевых кодексах сформулированы требования о недопустимости отключения ВЭУ при расчетных типах возмущений: способность поддержания непрерывного энергоснабжения при возмущениях или способность поддержания непрерывности электроснабжения при низком напряжении (Fault Ride-Through (FRT) или Low Voltage Ride-Through (LVRT) capabilities соответственно) [77]. В Европейском сетевом кодексе предложена структура зависимости напряжения в узле подключения ВЭУ от времени для фазы, соответствующей возникновению в энергосистеме короткого замыкания и переходу к послеаварийному режиму.

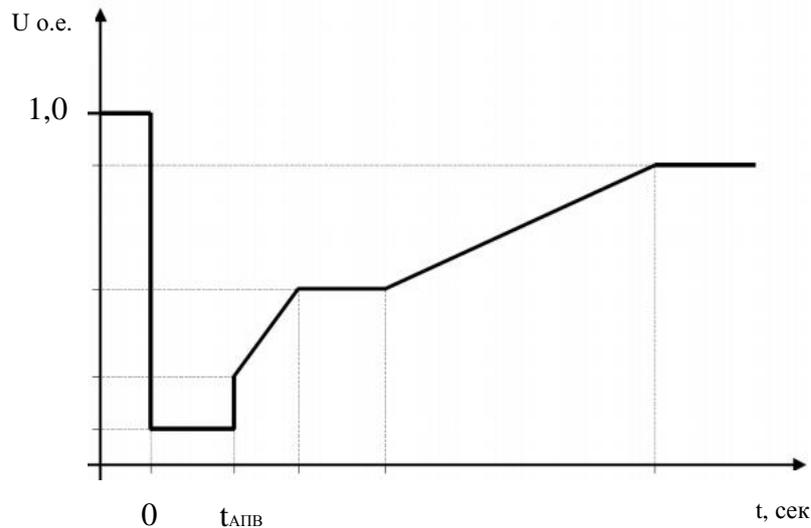


Рисунок 3.24 – Структура зависимости $U=f(t)$ в узле подключения ВЭУ, соответствующей появлению в энергосистеме короткого замыкания и выходу из аварийного режима

ВЭУ 4 типа полностью развязана от сети за счет ВПТ, в результате чего возникающие в сети возмущения не оказывают прямого влияния на работу генератора. Возможный дисбаланс между выдаваемой через статор мощностью и мощностью, выдаваемой в сеть может привести к перезарядке конденсатора ЦПТ, однако эта проблема решается системой управления углом поворота лопасти путем снижения генерируемой мощности.

Все основные требования совместной работы ВЭУ 4 типа в ЭЭС реализуются посредством системы управления.

Аварийные режимы работы ВЭУ 4 типа рассмотрены при номинальной мощности ВЭУ $P_{ном} = 5$ МВт. На рисунках 3.25 – 3.42 представлены осциллограммы активной и реактивной мощности, осциллограммы перетока мощности в ЭЭС, осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ, осциллограммы токов и напряжений, в узле подключения ВЭУ к ЭЭС, а также осциллограммы токов и напряжений на клеммах ВПТ, отражающих характер тока и напряжения на шинах СГПМ до выпрямления и характер тока и напряжения после преобразования инвертором, снятые при трехфазном, однофазном и междуфазном коротких замыканиях.

3.5.1 Осциллограммы при трехфазном коротком замыкании

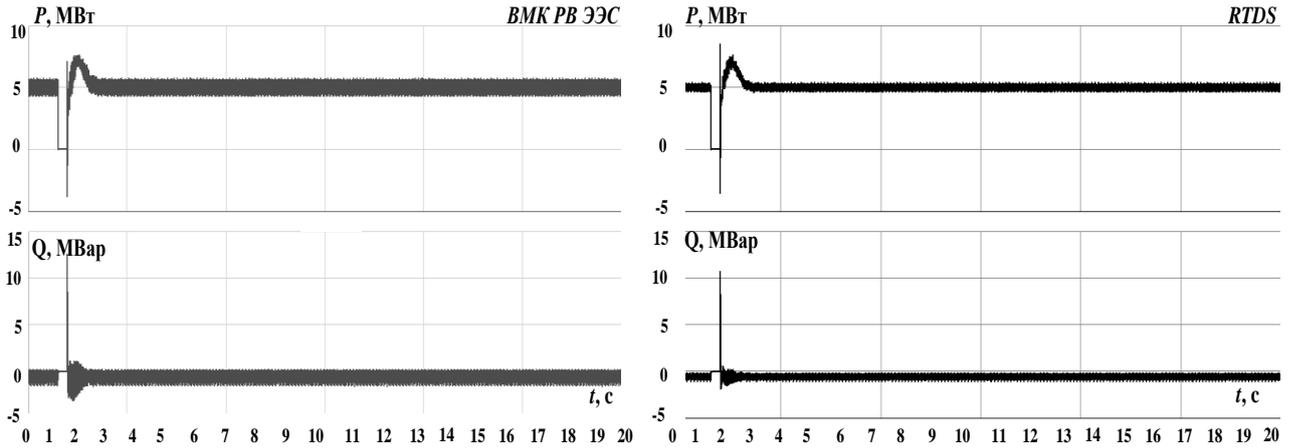


Рисунок 3.25 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ при трехфазном КЗ

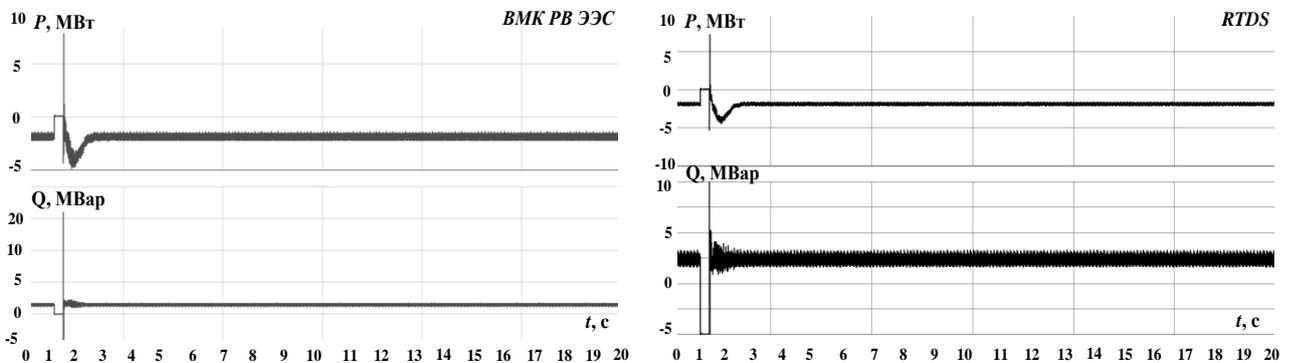


Рисунок 3.26 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС при трехфазном КЗ

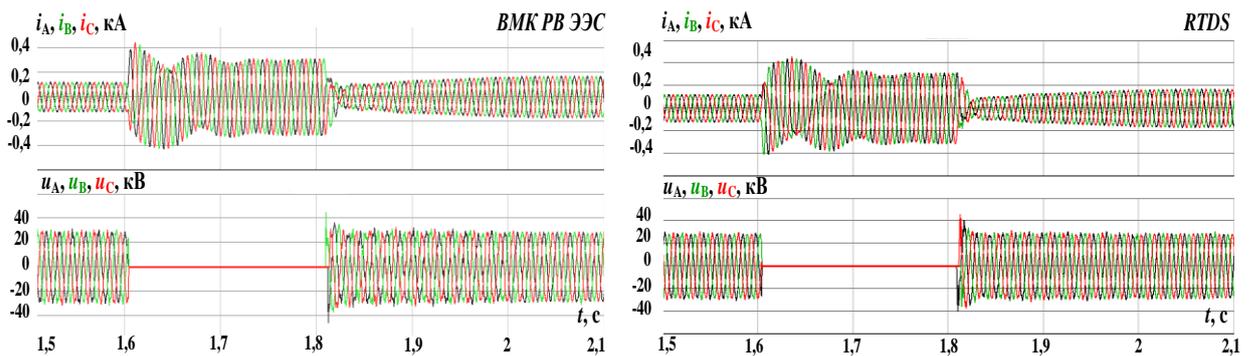


Рисунок 3.27 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ к ЭЭС при трехфазном КЗ

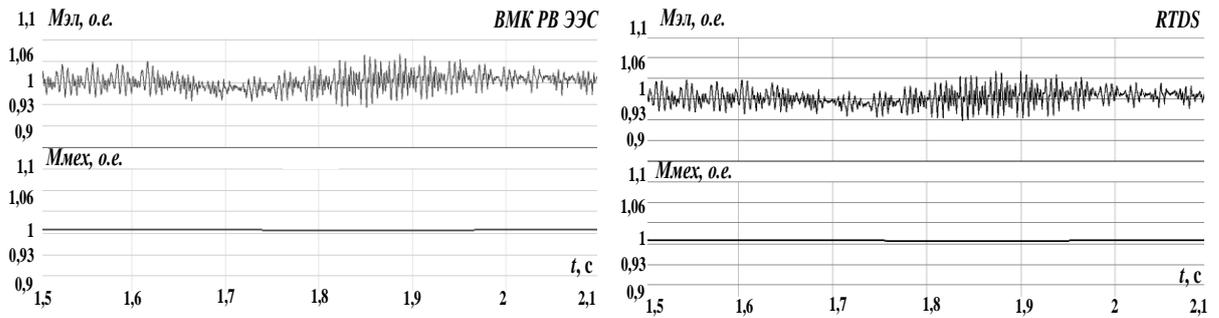


Рисунок 3.28 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ при трехфазном КЗ

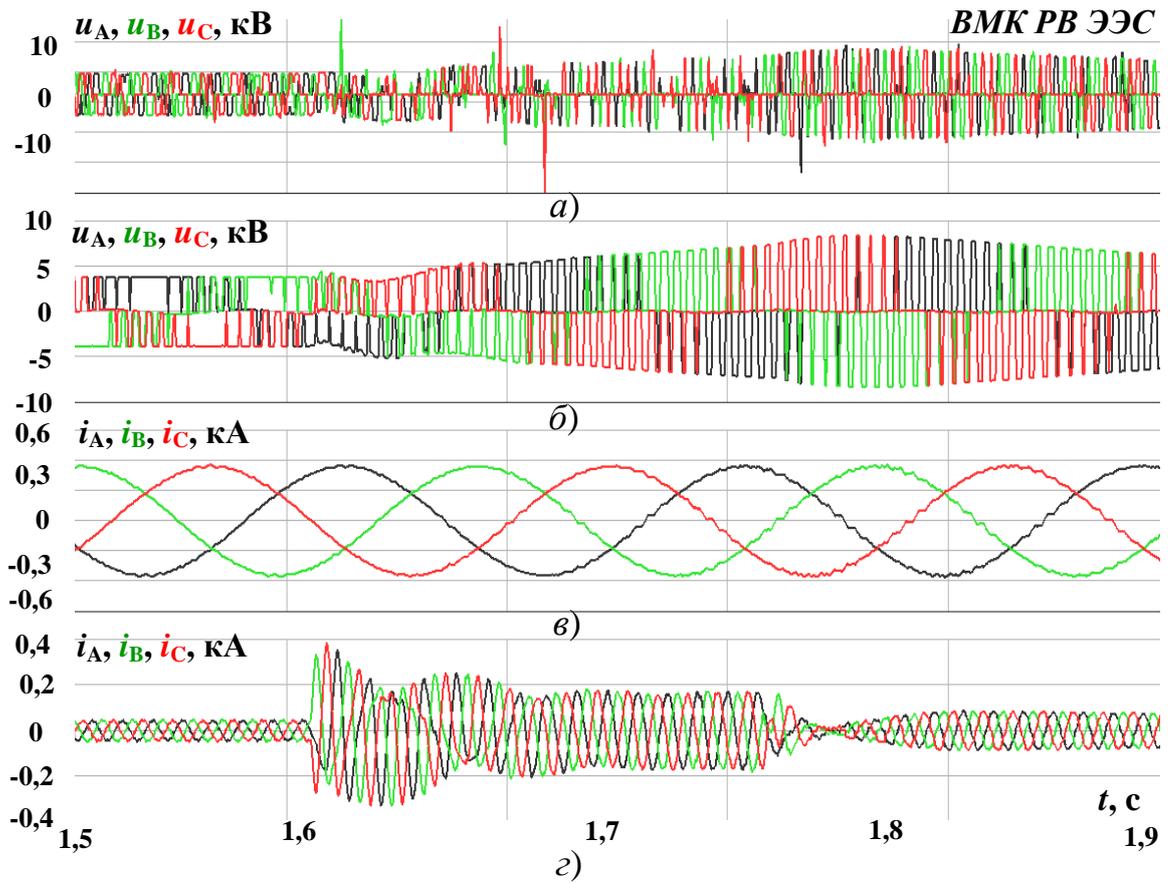


Рисунок 3.29 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК РВ ЭЭС при трехфазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе СГП ВПТ

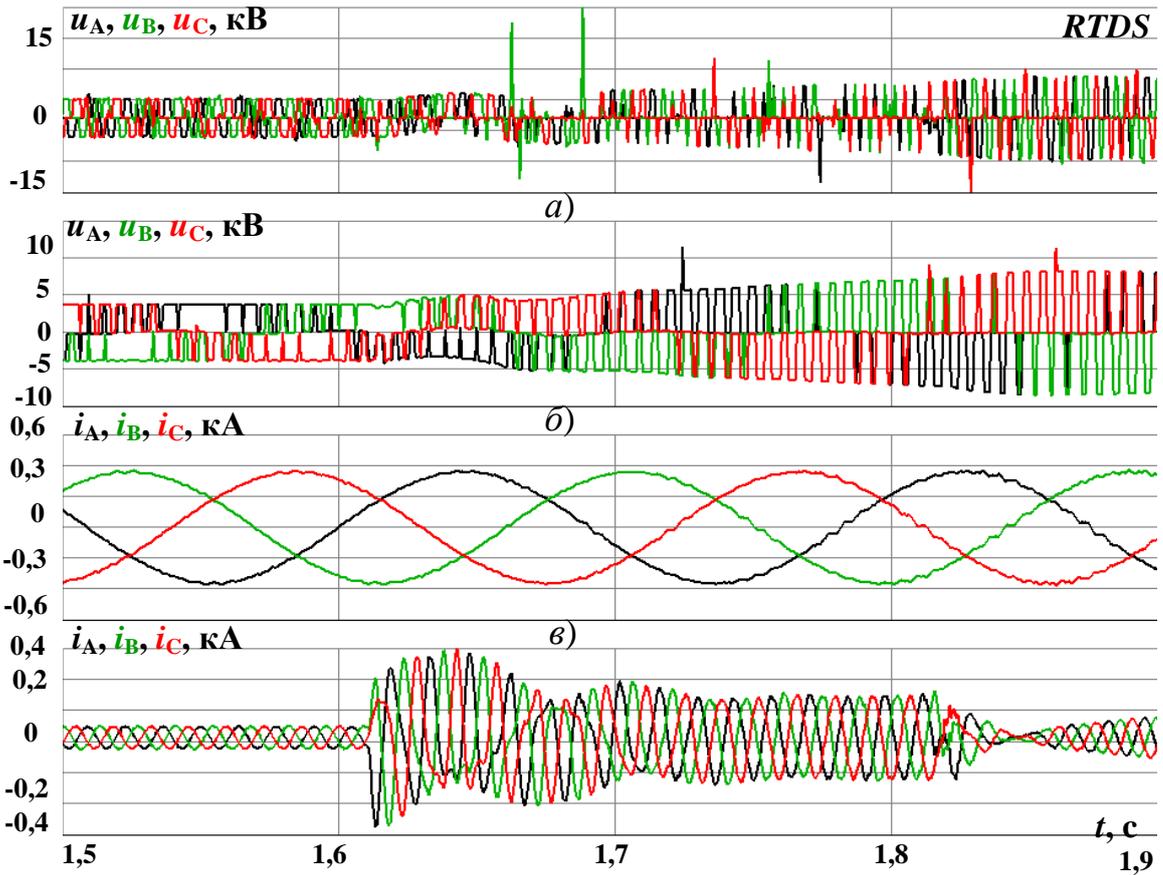


Рисунок 3.30 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ при трехфазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе ВПТ

3.5.2 Осциллограммы при однофазном коротком замыкании

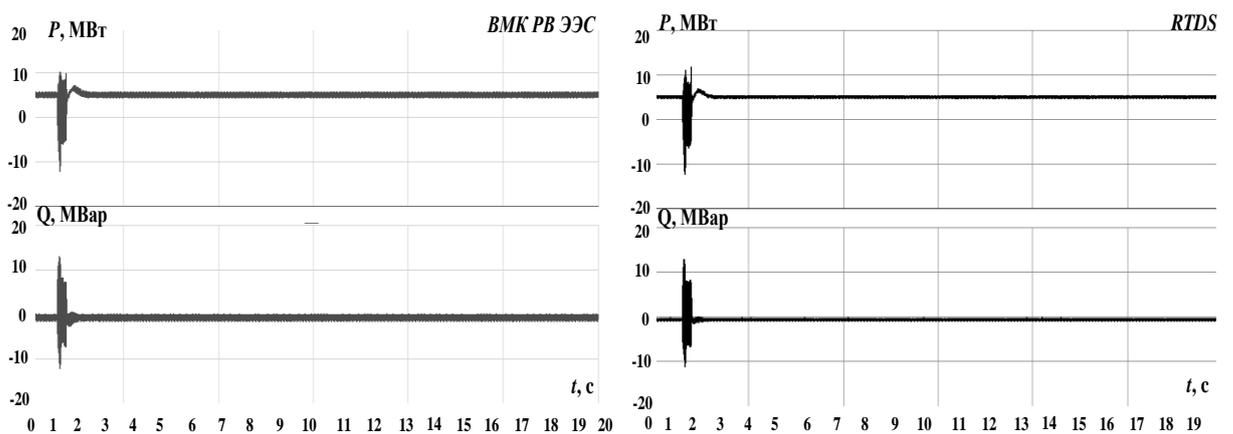


Рисунок 3.31 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ при однофазном КЗ

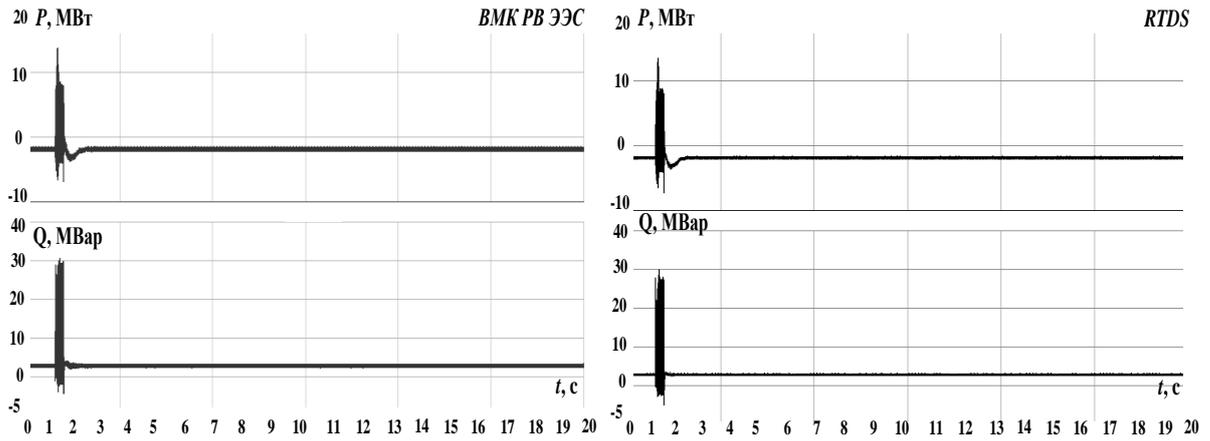


Рисунок 3.32 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС при однофазном КЗ

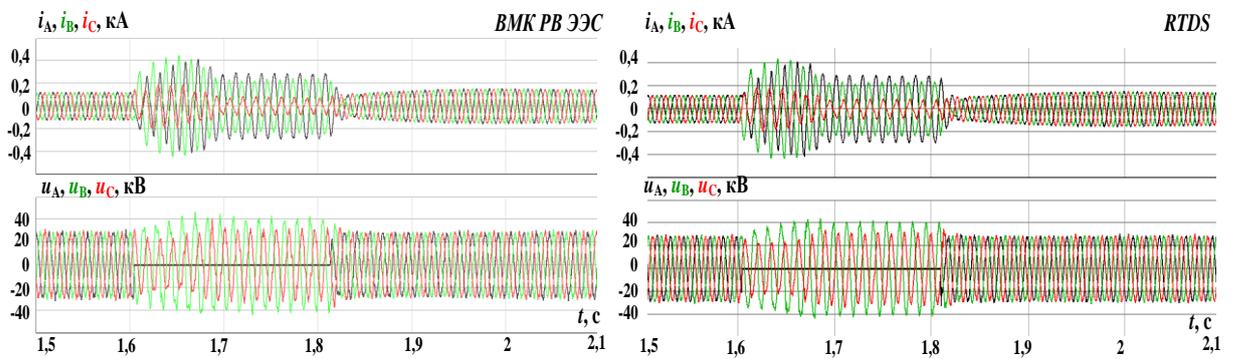


Рисунок 3.33 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ к ЭЭС при однофазном КЗ

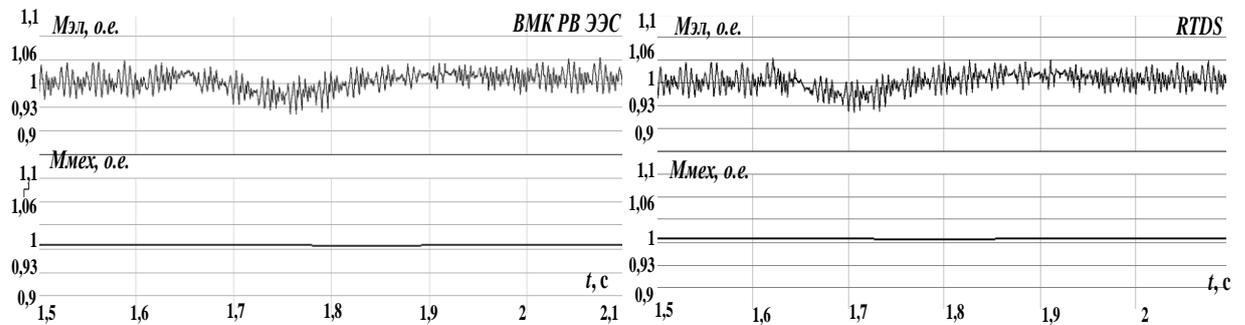


Рисунок 3.34 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ при однофазном КЗ

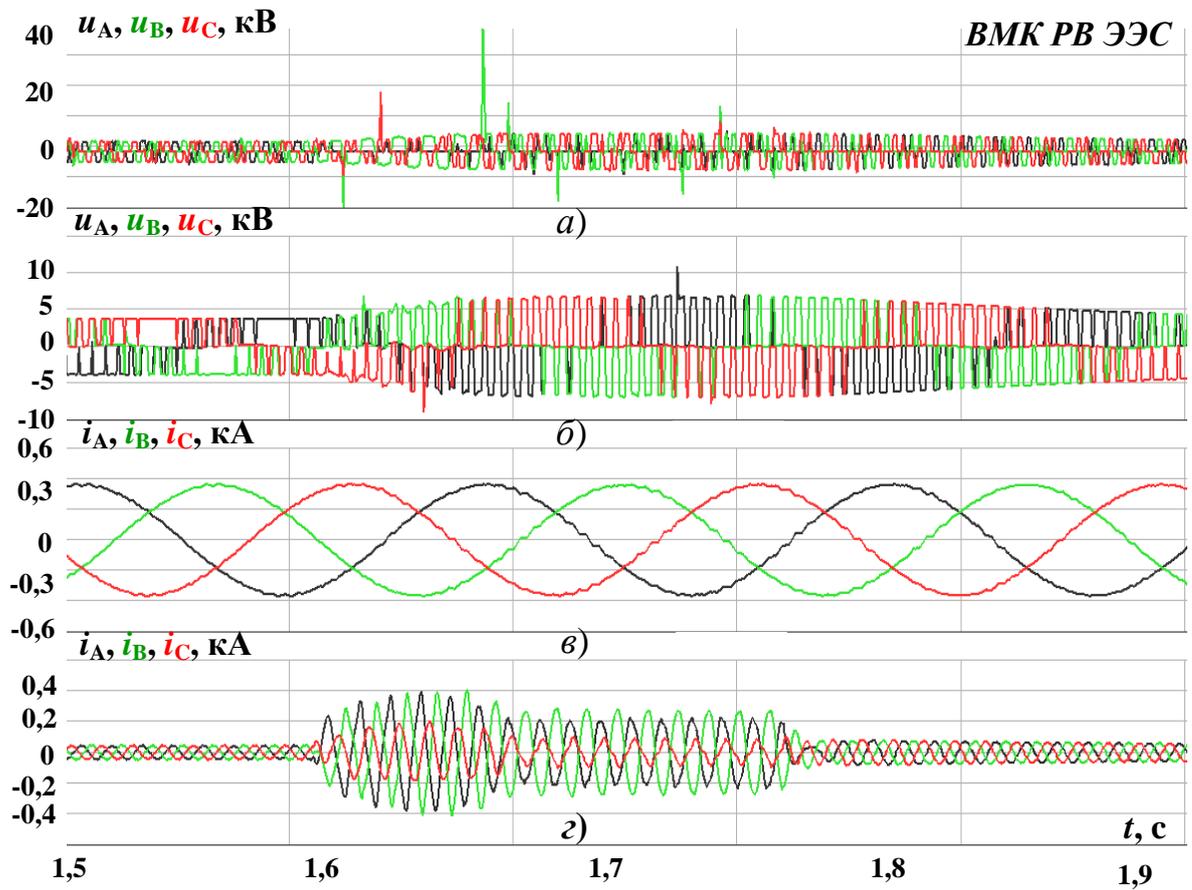


Рисунок 3.35 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК РВ
ЭЭС при однофазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на
выходе СГП ВПТ

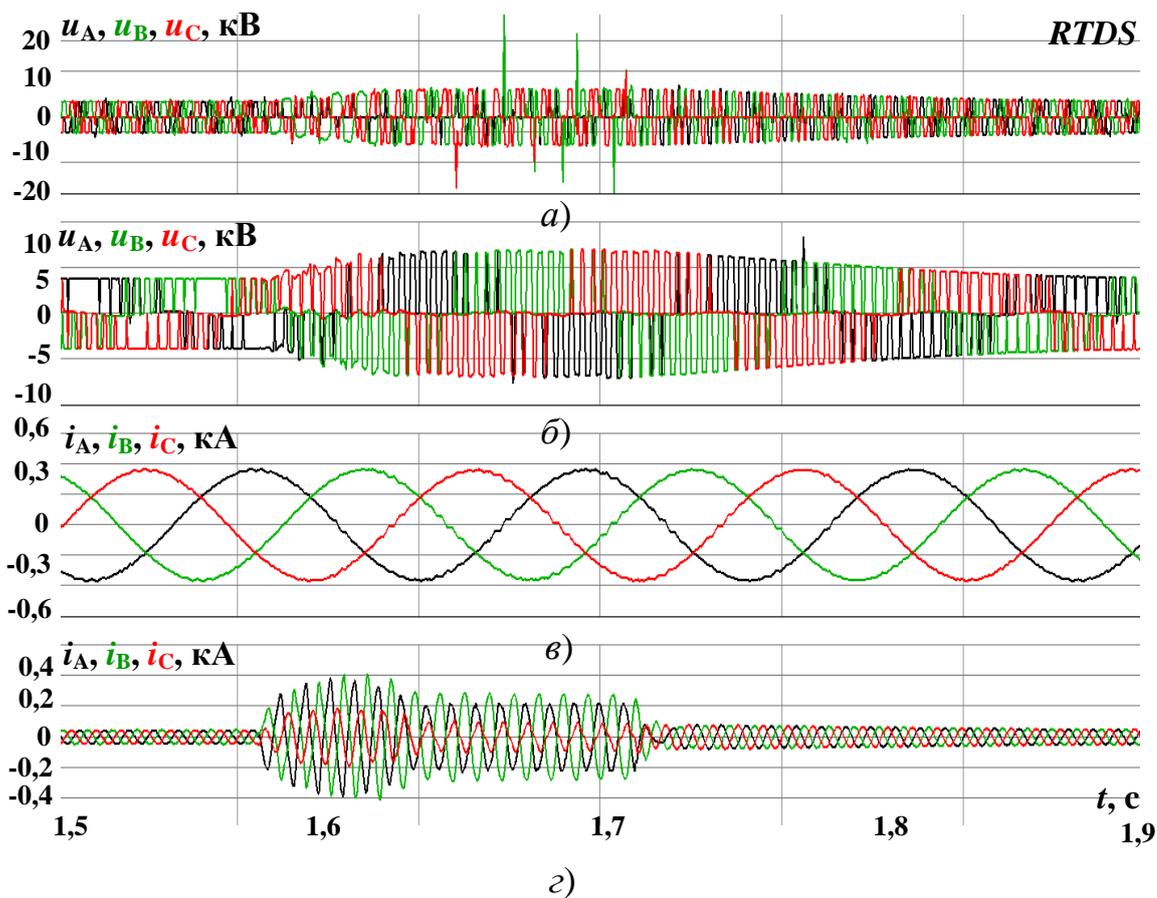


Рисунок 3.36 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ при однофазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе ВПТ

3.5.3 Осциллограммы при междуфазном коротком замыкании

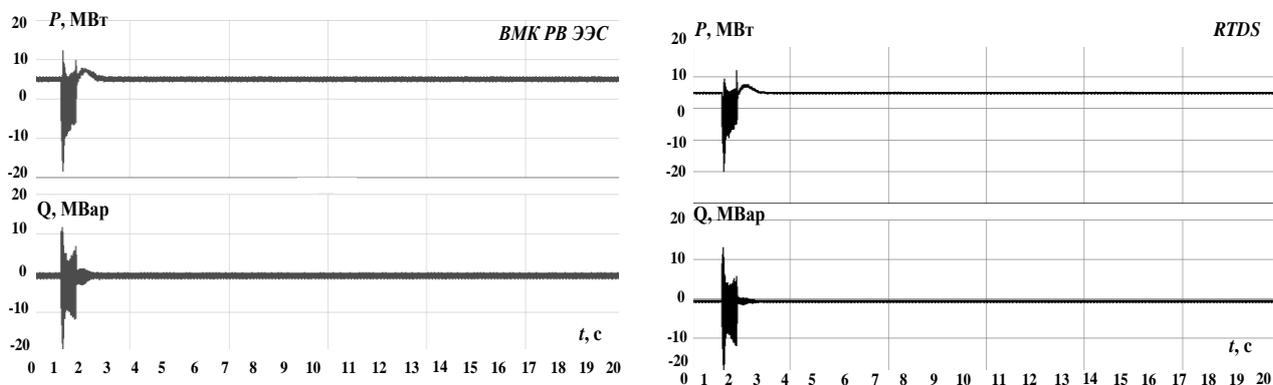


Рисунок 3.37 – Осциллограммы активной и реактивной мощности ВЭУ при междуфазном КЗ

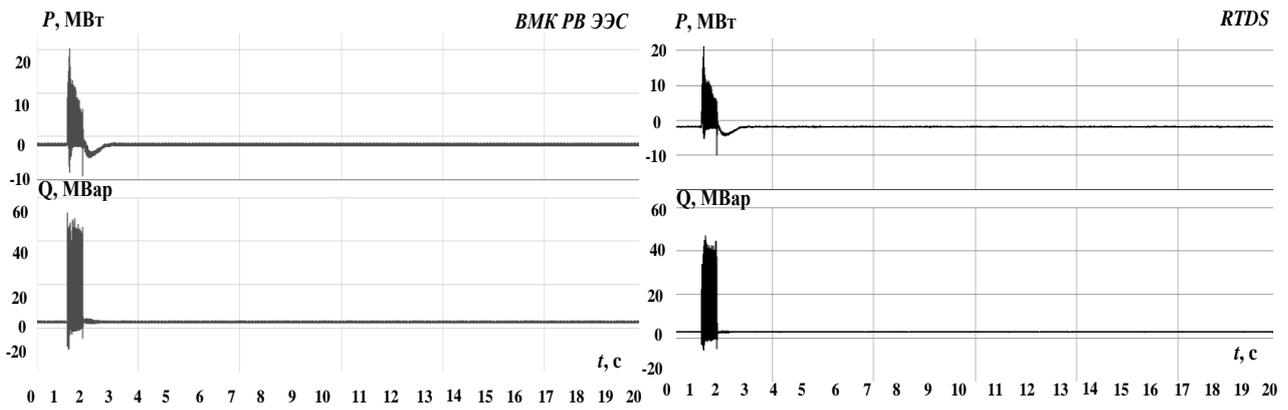


Рисунок 3.38 – Осциллограммы перетока активной и реактивной мощности в ЭЭС при междуфазном КЗ

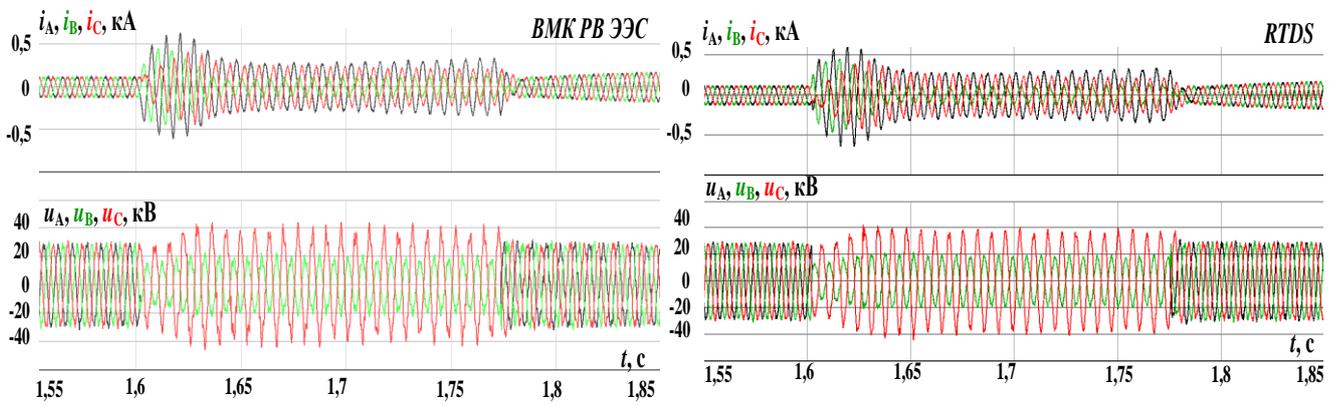


Рисунок 3.39 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле подключения ВЭУ к ЭЭС при междуфазном КЗ

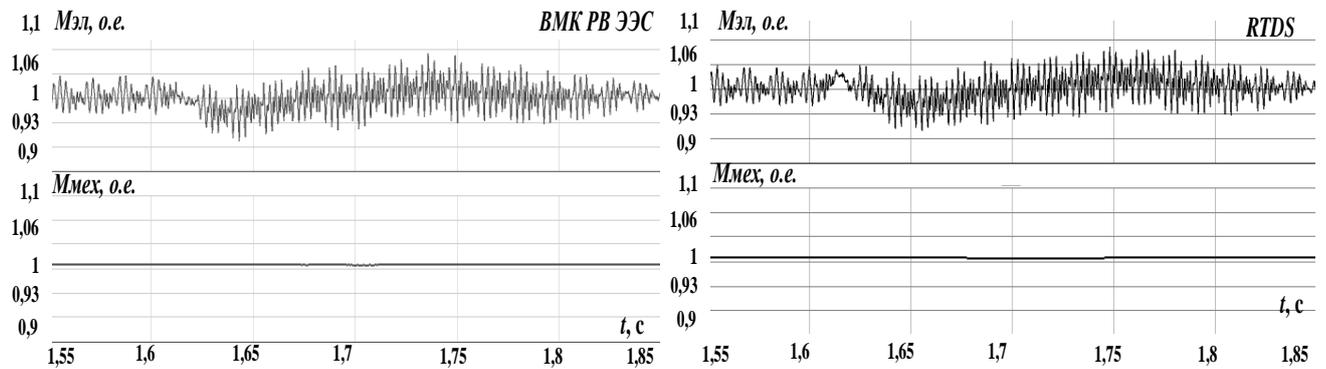


Рисунок 3.40 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов ВЭУ при междуфазном КЗ

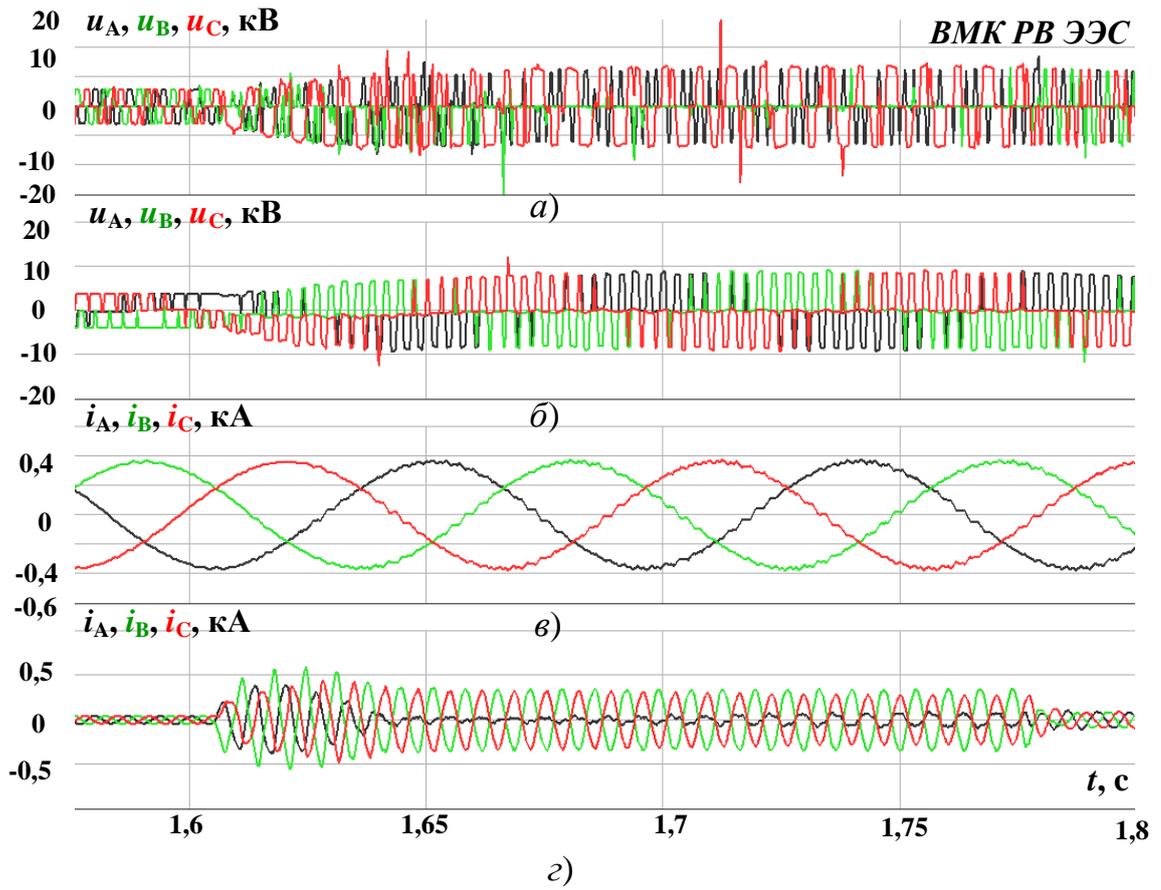


Рисунок 3.41 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ ВМК РВ ЭЭС при междуфазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе СГП ВПТ

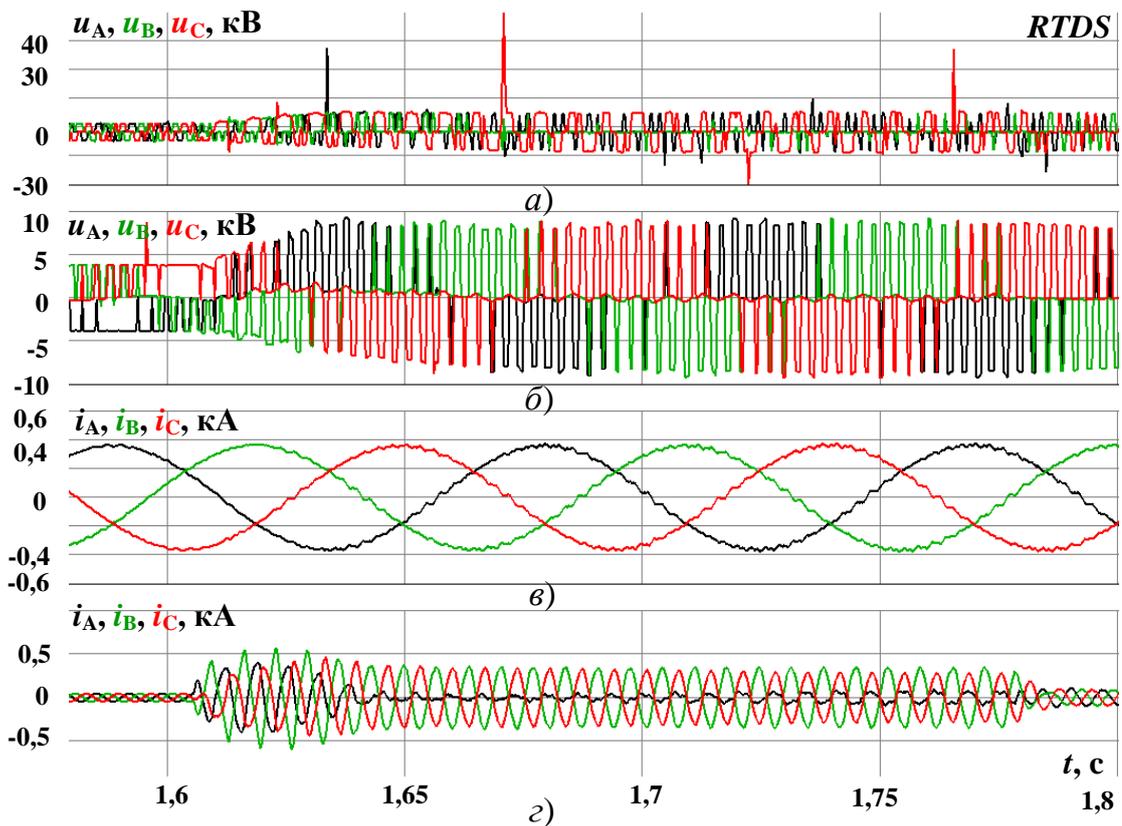


Рисунок 3.42 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ВПТ ВЭУ при междуфазном КЗ

б), в) – токи и напряжения на выходе СГПМ; а), г) – токи и напряжения на выходе ВПТ

Осциллограммы аварийного режима полученные в ВМК РВ ЭЭС хорошо согласуются с аналогичными результатами полученными в ПАК RTDS. Воспроизведение переходных процессов соответствует теоретическим и практическим сведениям о протекании переходных процессов в ЭЭС с ВЭУ 4 типа при различных видах коротких замыканий [6,81-84].

Осциллограммы фазных напряжения СГПМ (а), рис. 3.28-3.29, 3.34-3.35, 3.40-3.41 имеют схожий характер, однако гармонические колебания полученные в ВМК РВ ЭЭС, в сравнении с RTDS различны по величине. Различие может быть связано с ограничениями применения метода численного интегрирования при решении математических моделей оборудования ВЭУ в RTDS, т.к. расчет математической модели ВПТ, характеризуется быстротекущими процессами и связан с необходимостью использования минимального шага численного интегрирования, что

приводит к увеличению количества пошаговых вычислений и, как правило, накоплению методической ошибки решения и недостоверным результатам моделирования.

3.6 Выводы по третьей главе

1. Проведенные тестовые исследования моделирования ветра соответствуют возможным характеристикам ветрового потока, с синтезированной в сопроцессоре математической моделью ветра. Результаты тестирования ветра используются для настройки САУ сервоприводом угла поворота лопасти β .

2. Результаты тестовых исследований связанных с режимами работы ВЭУ 4 типа в ЭЭС, обусловленные различным уровнем генерируемой мощности, подтверждают работоспособность системы управления углом поворота лопасти и инвертором ВПТ и позволяют использовать эти данные для настройки таких систем.

3. Результаты тестовых исследований аварийных режимов являются информацией для настройки средств релейной защиты и автоматики и соответствуют воспроизводимым процессам.

4. Достоверность результатов тестовых исследований подтверждается тестовым совпадением с аналогичными результатами, полученными с помощью ВМК РВ ЭЭС и RTDS, который при данном уровне сложности ЭЭС обеспечивает достаточную достоверность получаемых результатов.

ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЭУ 4 ТИПА В ЭЭС

Для подтверждения свойств и возможностей разработанного экспериментального образца СГП ВЭУ проведен комплекс экспериментальных исследований воспроизведения процессов в ЭЭС, моделируемой в ВМК РВ ЭЭС, фрагмент которой представлен на рисунке.

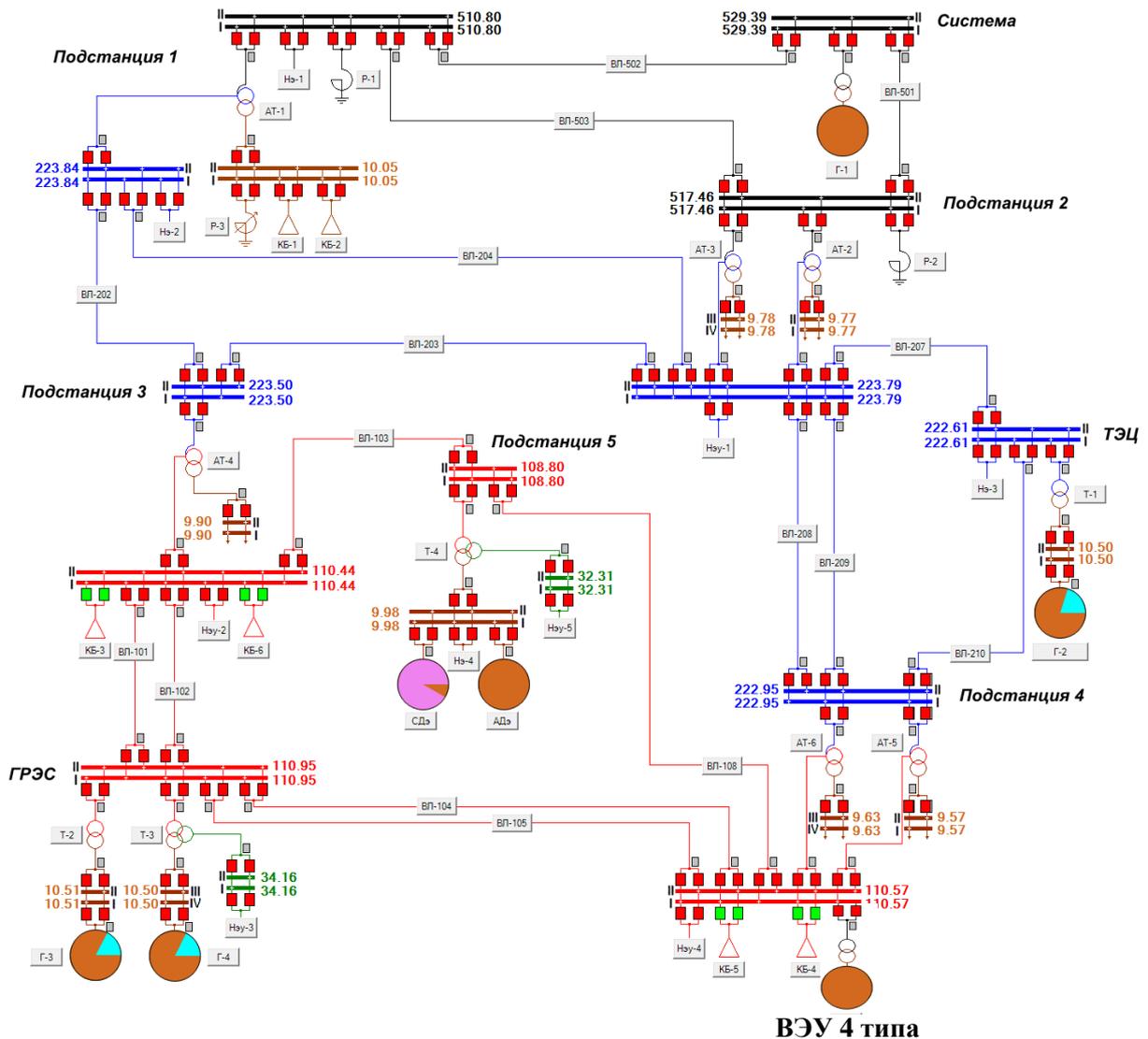


Рисунок 4.1 – Фрагмент экспериментальной ЭЭС с ВЭУ в ВМК РВ ЭЭС

Модель ЭЭС реализована в ВМК РВ ЭЭС, вычислительные возможности RTDS, не позволяющие подготовить модель такой же размерности и конфигурации. Результаты экспериментальных исследований нормальных и аномальных режимов и процессов ЭЭС с ВЭУ 4 типа, проиллюстрированы осциллограммами: активной и реактивной мощности

ВЭУ 4 типа, механического и электромагнитного моментов СГПМ, а также фазных токов и напряжений разных узлов и линий электропередач (ЛЭП) ЭЭС. ВЭУ 4 типа, с аналогичными техническими характеристиками (Глава 3) подключена к шинам 110 кВ ПС 4, через ТП 4/110 кВ.

Экспериментальные исследования ВЭУ:

- мощность ВЭУ $P_{ном} = 2$ МВт, нормальный режим;
- увеличение мощности ВЭУ;
- аварийные режимы в ЭЭС;

4.1 Мощность ВЭУ $P_{ном} = 2$ МВт

В нормальном режиме ВЭУ 4 типа работает с коэффициентом мощности $\cos\varphi = 1$. На рисунках 4.2 – 4.6 представлены осциллограммы нормального, квазиустановившегося режима работы ВЭУ 4 типа в ЭЭС. В качестве исследуемых сечений приняты:

- узел присоединения ВЭУ;
- ЛЭП 500 кВ ПС 1;
- ЛЭП 110 кВ ПС 3;
- ЛЭП 110 кВ ГРЭС.

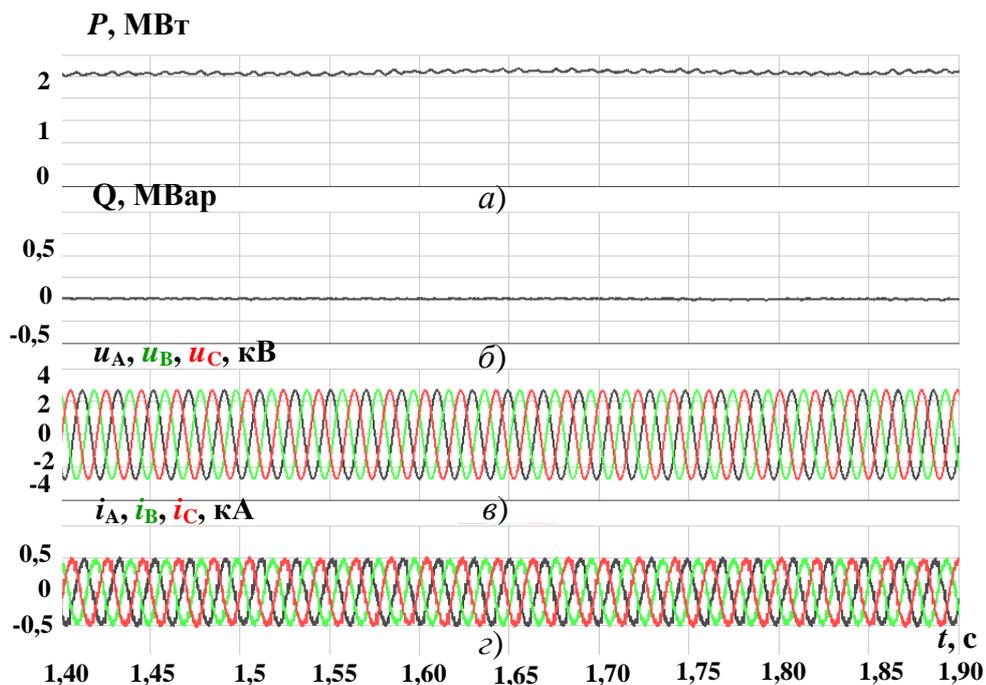


Рисунок 4.2 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ

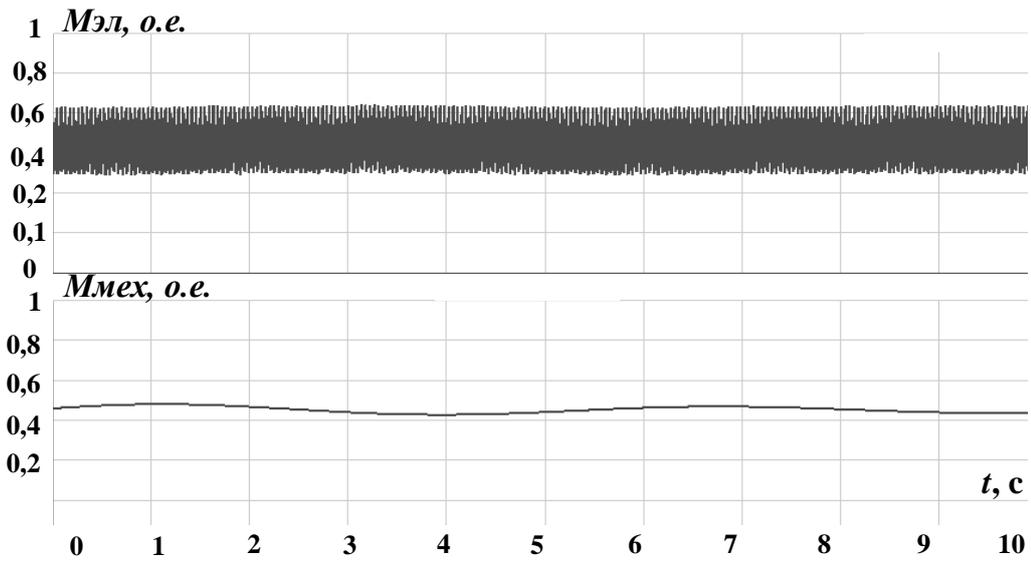


Рисунок 4.3 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов

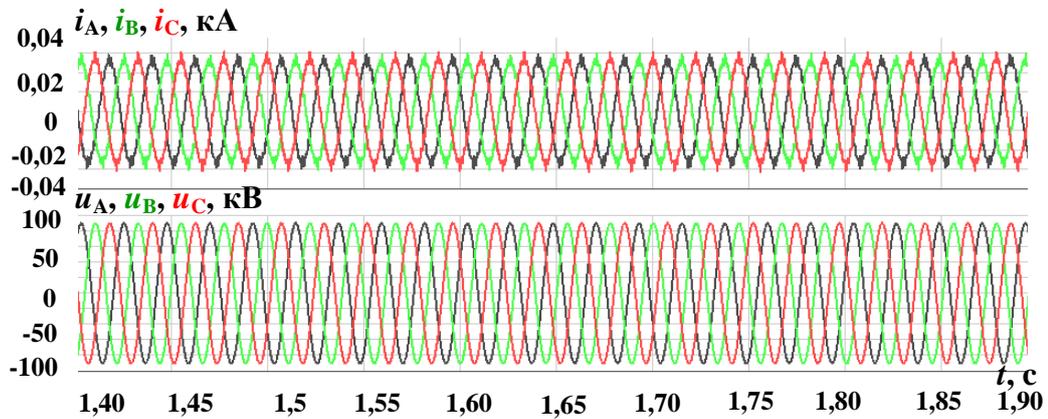


Рисунок 4.4 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при трехфазном КЗ

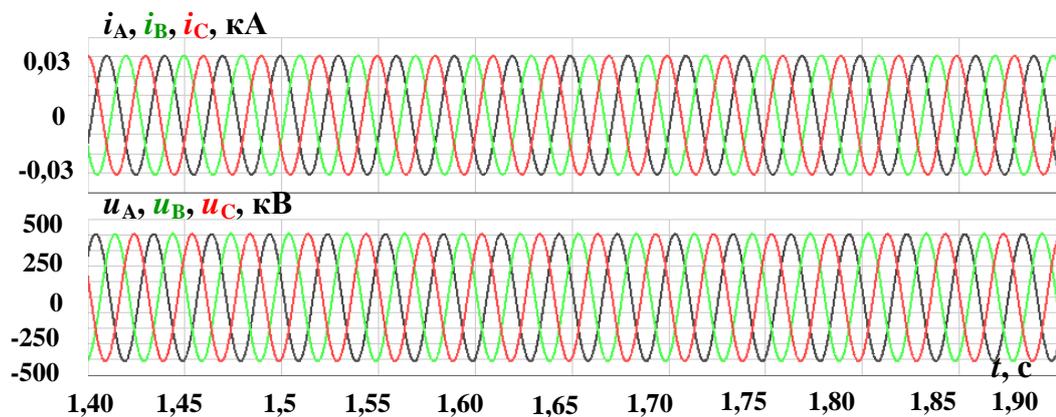


Рисунок 4.5 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1

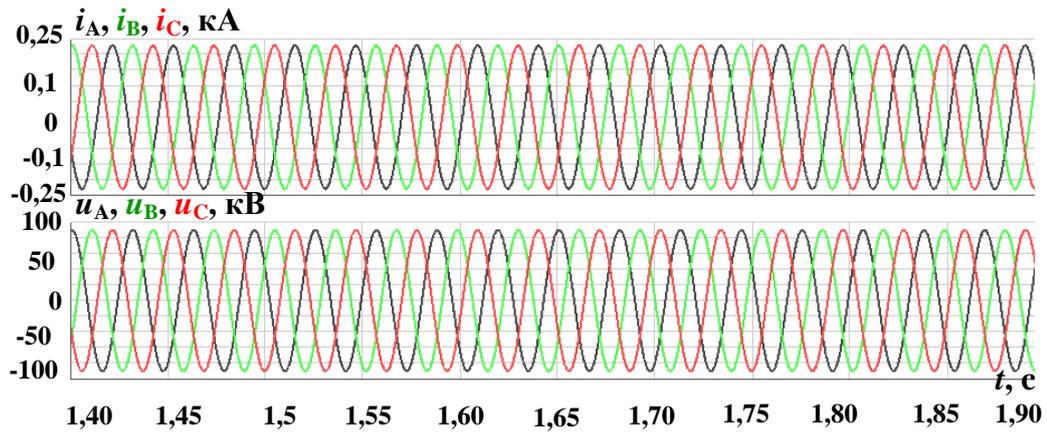


Рисунок 4.6 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3

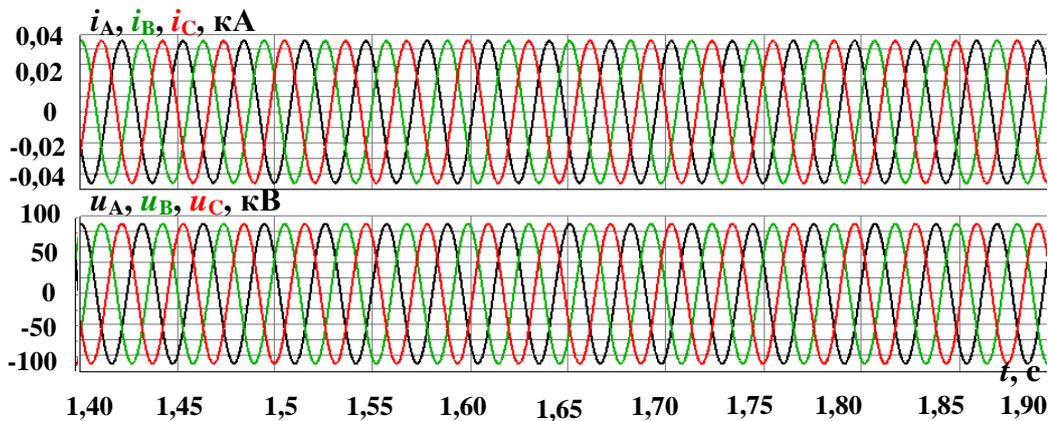


Рисунок 4.7 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ
ГРЭС

Результаты моделирования подтверждают достоверность работу СГП ВЭУ 4 типа в ЭЭС. Осциллограммы фазных токов рис. 4.4 отражают наличие гармонических колебаний, обусловленных работой ВПТ ВЭУ, которые впоследствии рассеивается на оборудовании потребителя.

4.2 Увеличение мощности ВЭУ

На рисунках 4.8 – 4.13 представлены осциллограммы переходных процессов в ЭЭС с ВЭУ 4 типа при увеличении мощности ВЭУ с $P_{ном} = 2$ МВт до $P_{ном} = 5$ МВт номинальной мощности, осуществляется за счет изменения ветрового потока.

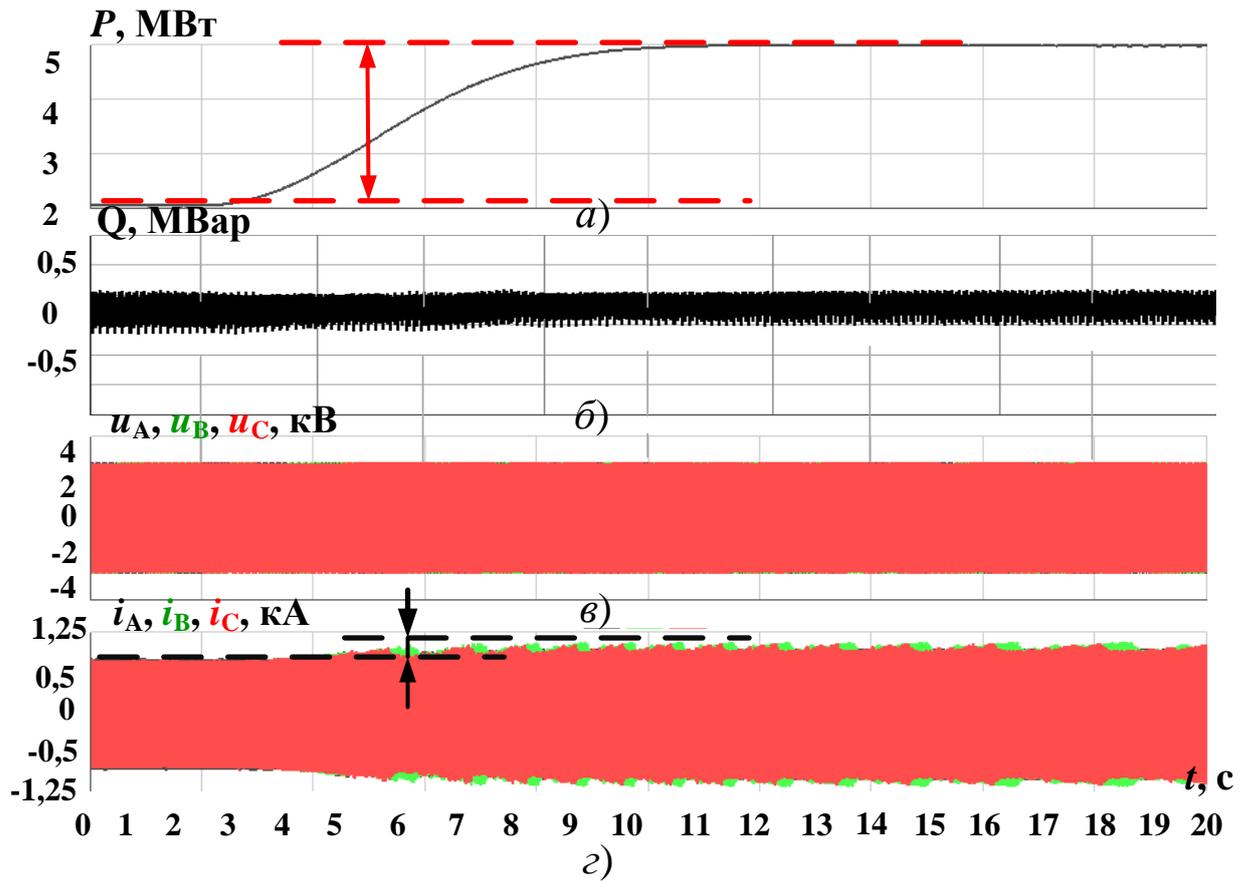


Рисунок 4.8 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ

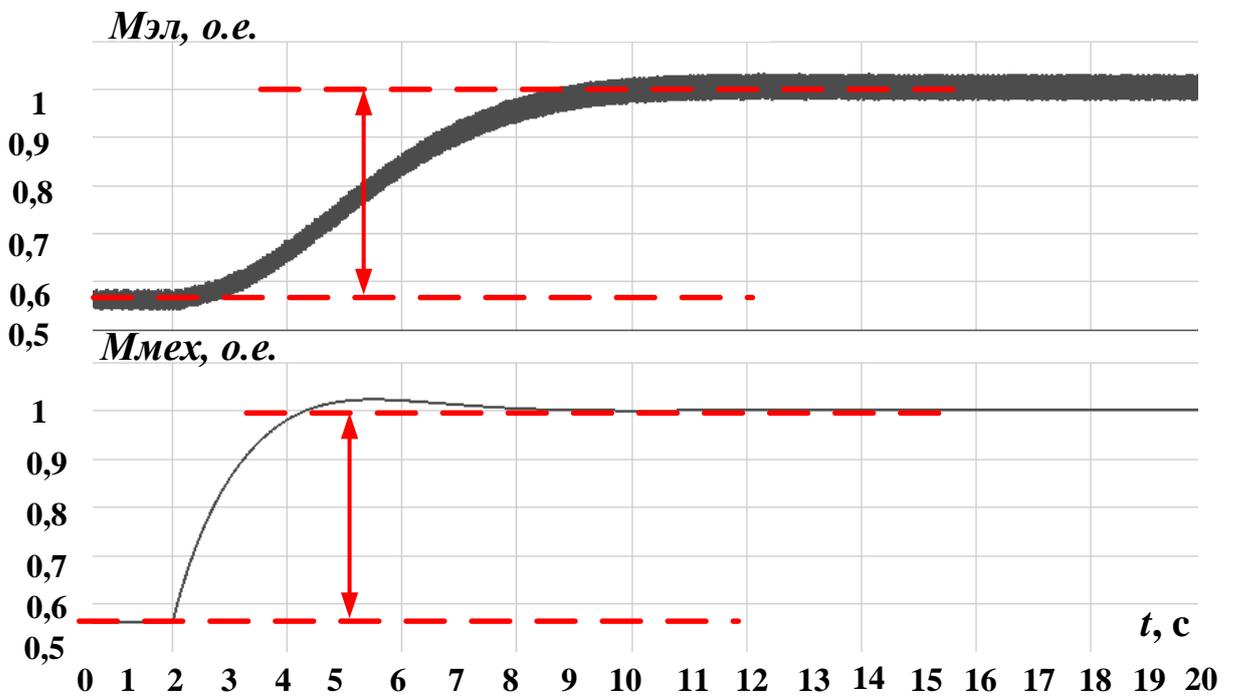


Рисунок 4.9 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов

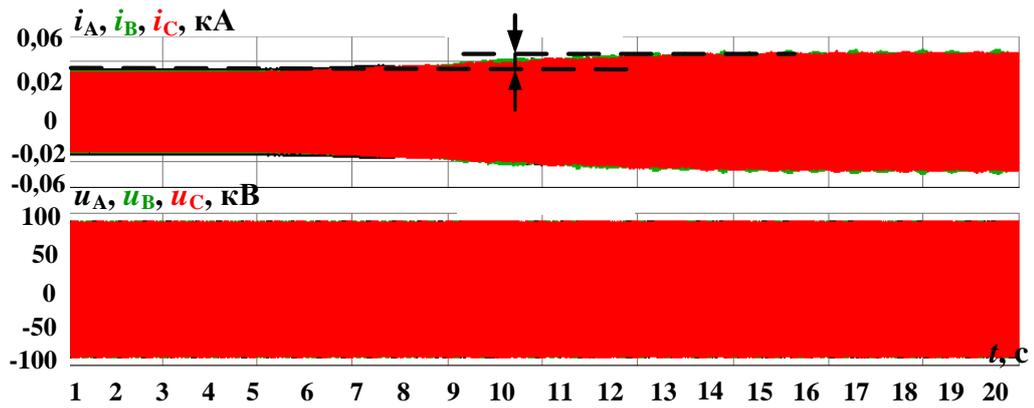


Рисунок 4.10 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ

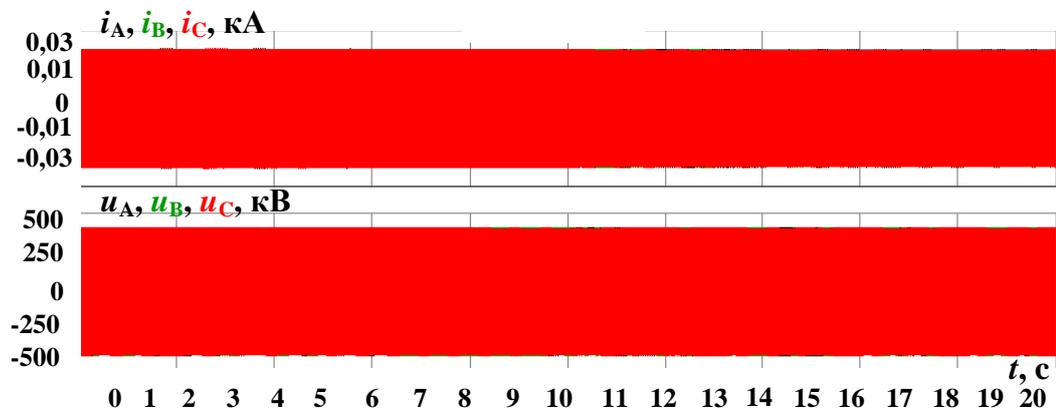


Рисунок 4.11 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1

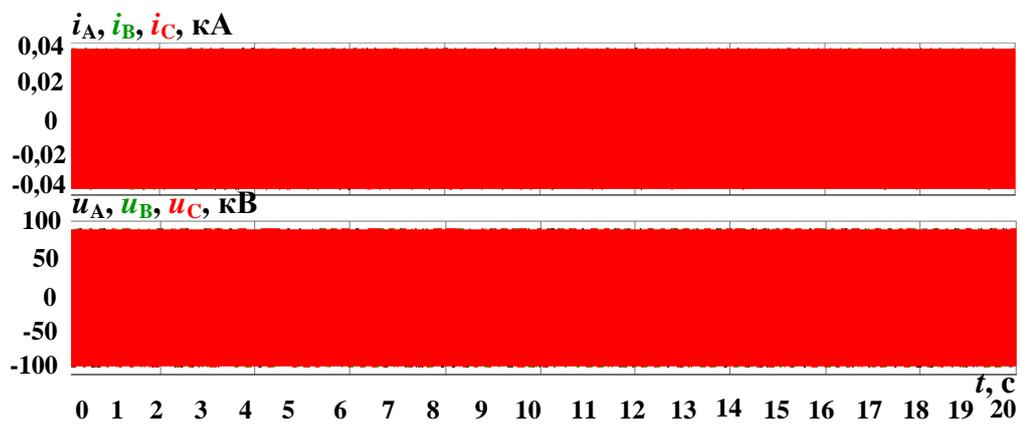


Рисунок 4.12 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3

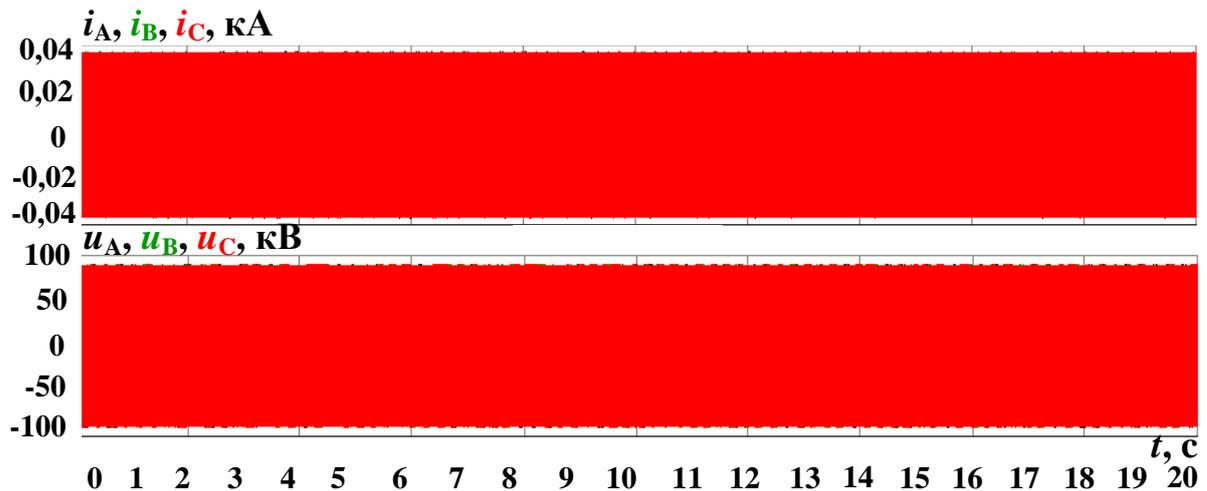


Рисунок 4.13 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС ГРЭС

Осциллограммы фазных напряжений на выходе ВПТ (рис. 4.8) соответствуют процессам в СГПМ, на статорных обмотках которого, посредством $E_{ПМ}$ формируется постоянное по амплитуде значение напряжения. Изменение мощности ВЭУ 4 типа, способствует изменению токов через ВПТ, увеличение которых отражается на изменении величины электромагнитного и механического моментов (рис. 4.9).

Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ рис. 4.10 также иллюстрируют увеличение тока, посредством увеличения генерируемой мощности ВЭУ 4 типа. На остальных осциллограммах влияние изменений мощности ВЭУ не фиксируется, т.к. мощность ВЭУ относительно мала в общем энергетическом балансе моделируемой ЭЭС.

4.2 Аварийные режимы в ЭЭС

Аварийные режимы в ЭЭС реализованы опытами трехфазного, однофазного и междуфазного коротких замыканий в узле присоединения ВЭУ 4 типа к ЭЭС и на шинах ГРЭС 110 кВ и успешном автоматическом повторном включении (АПВ).

Экспериментальные исследования аварийных режимов на шинах ГРЭС 110 кВ ввиду значительного объема типовых осциллограмм представлены в приложении Б.

4.3.1 Режим трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ

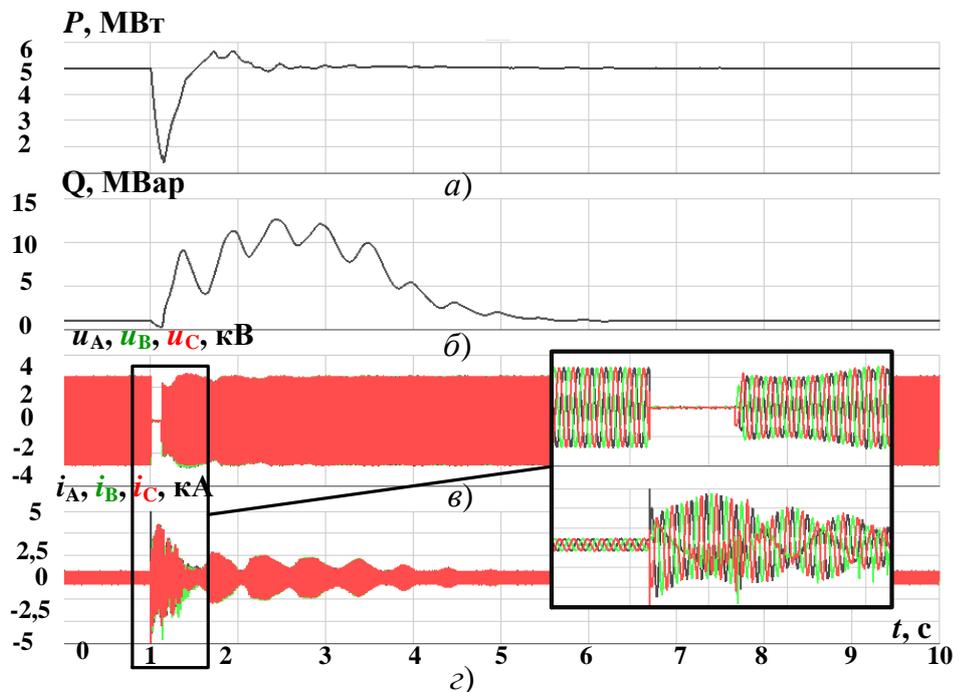


Рисунок 4.14 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при трехфазном КЗ

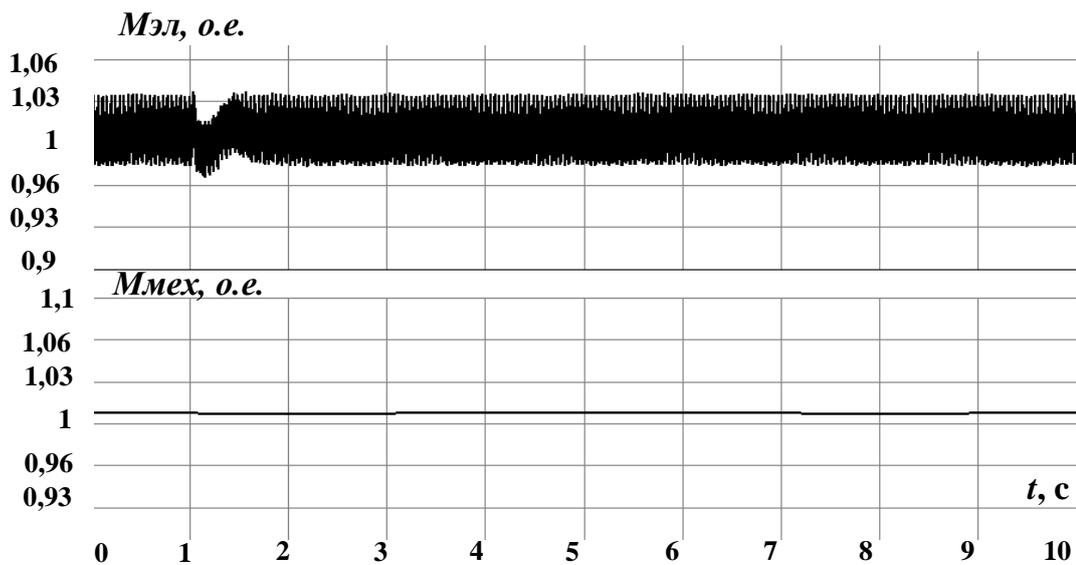


Рисунок 4.15 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при трехфазном КЗ

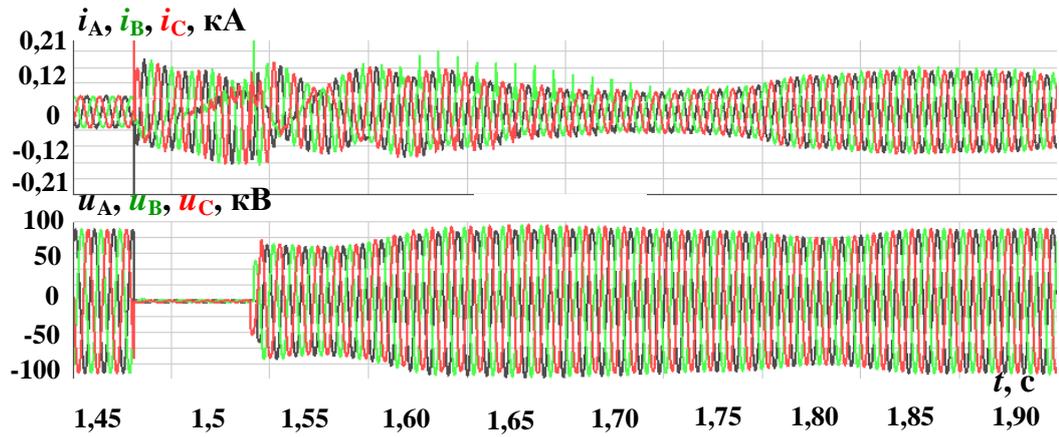


Рисунок 4.16 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при трехфазном КЗ

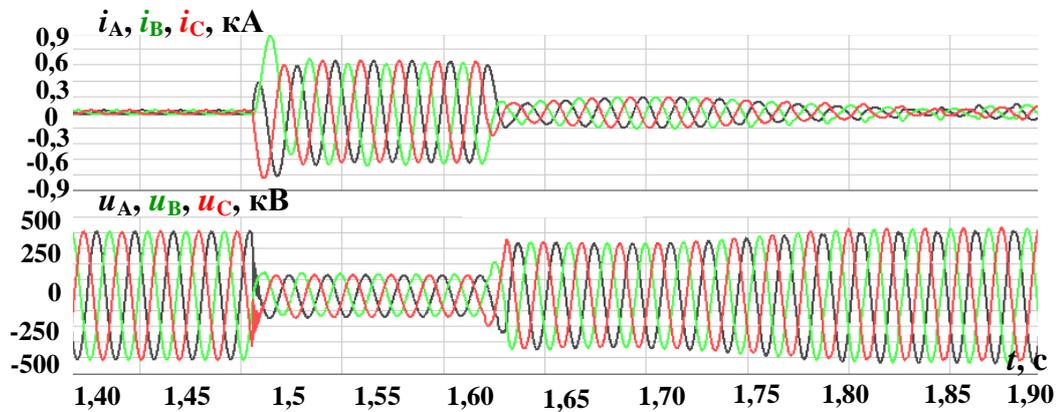


Рисунок 4.17– Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при трехфазном КЗ

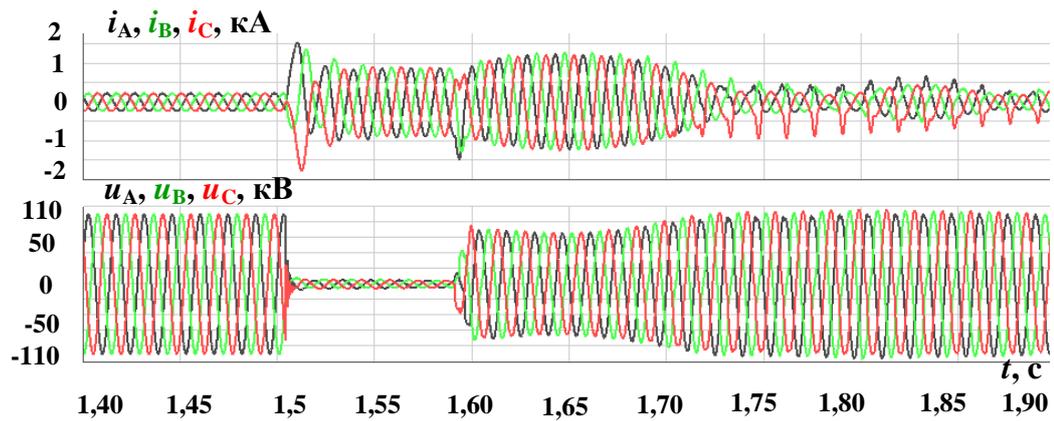


Рисунок 4.18 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при трехфазном КЗ

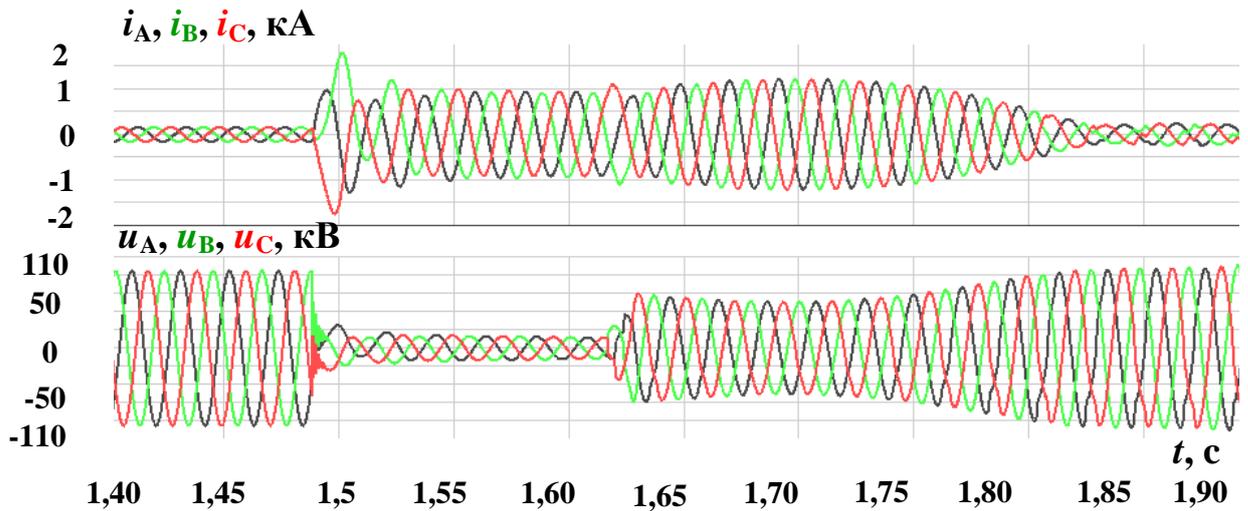


Рисунок 4.19 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 4 при трехфазном КЗ

Осциллограммы аварийного режима, полученные в исследуемой ЭЭС соответствуют теоретическим и практическим сведениям о протекании переходных процессов в ЭЭС с ВЭУ 4 типа в аварийных режимах [6, 81-84].

Рис. 4.14 (б) иллюстрирует увеличение генерируемой реактивной мощности ВЭУ, что согласовывается со стратегией управления ВЭУ 4 типа, направленной на поддержание напряжения в сети, и недопустимости отключения ВЭУ в кратковременных аварийных режимах [72-75].

По мере удаления от точки КЗ наблюдается увеличение напряжения в контролируемых сечениях (рис 4.17,4.19).

4.3.2 Режим однофазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ

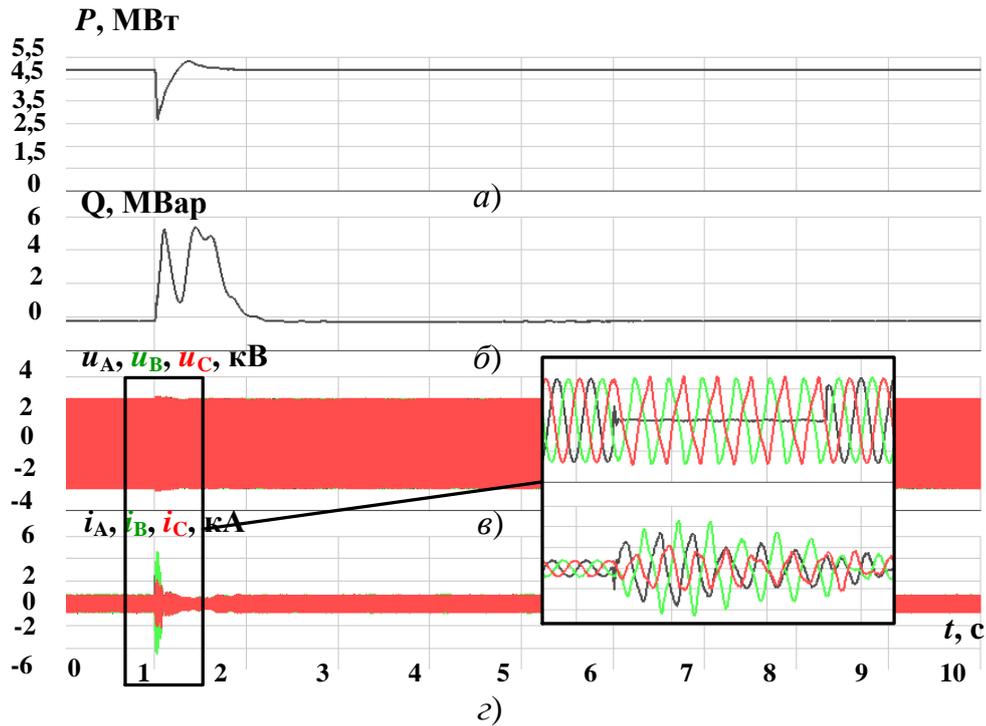


Рисунок 4.20 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при однофазном КЗ

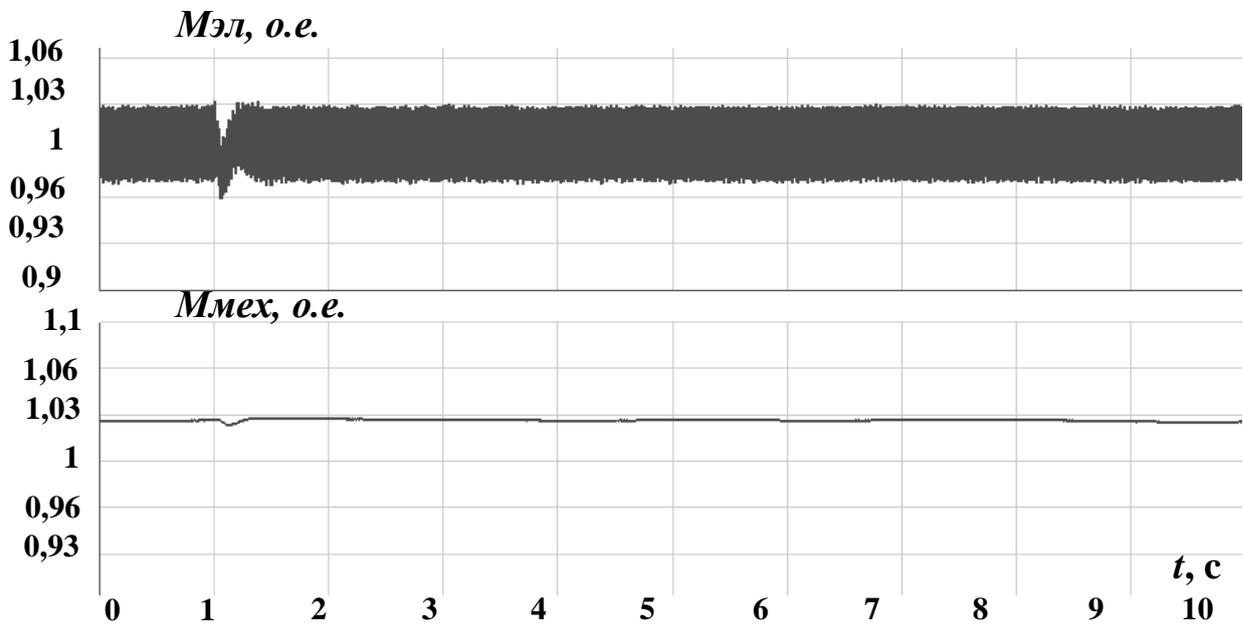


Рисунок 4.21– Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при однофазном КЗ

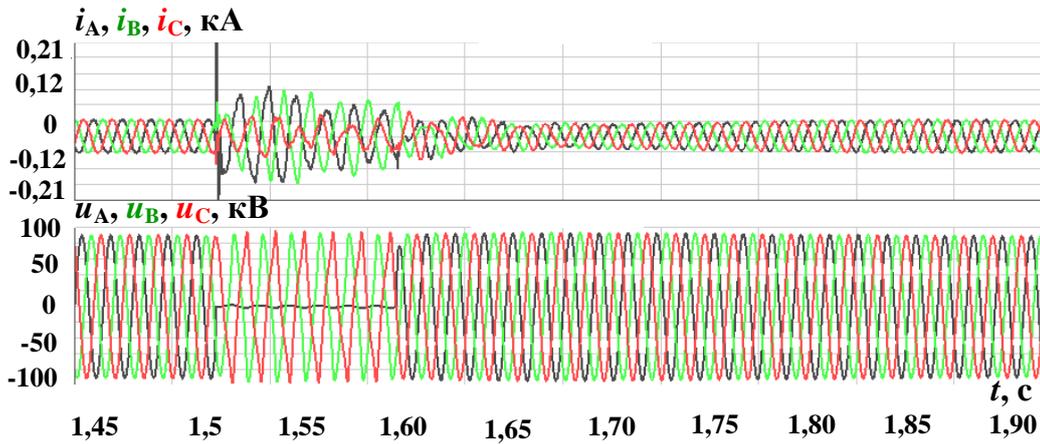


Рисунок 4.22 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в ветви ВН 110 кВ трансформатора присоединения ВЭУ при однофазном КЗ

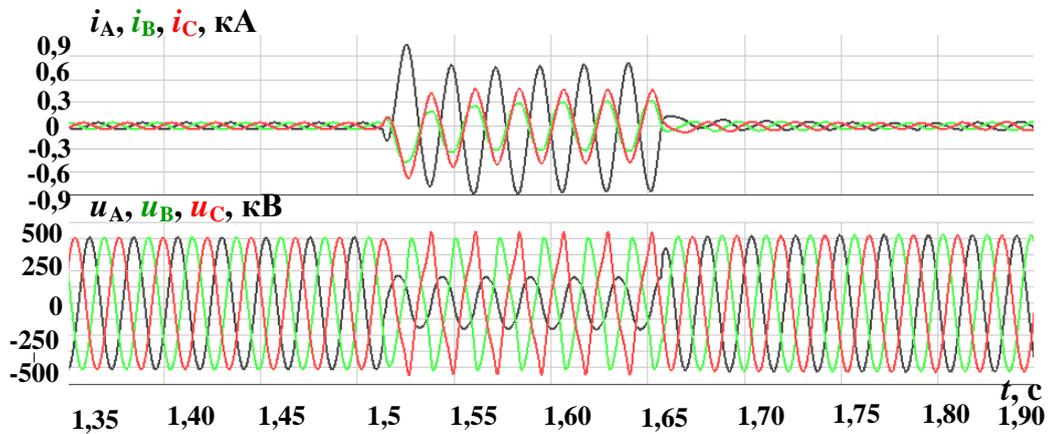


Рисунок 4.23– Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при однофазном КЗ

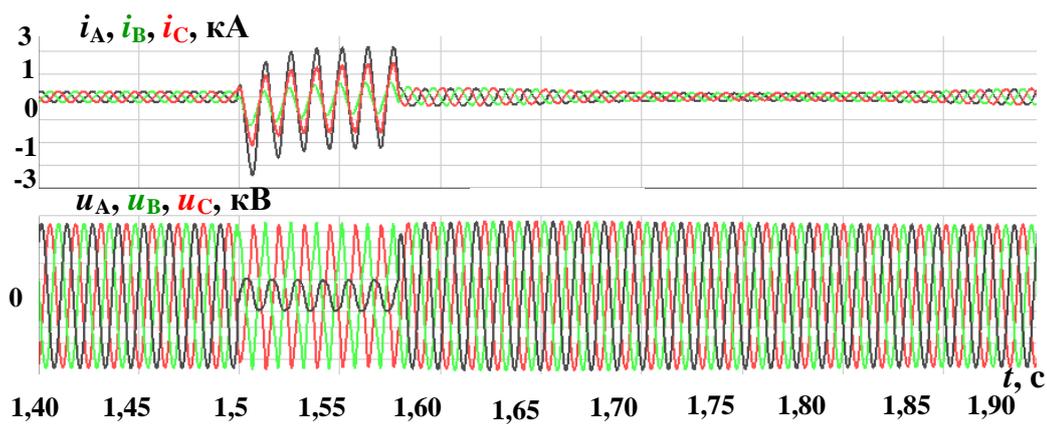


Рисунок 4.24 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при однофазном КЗ

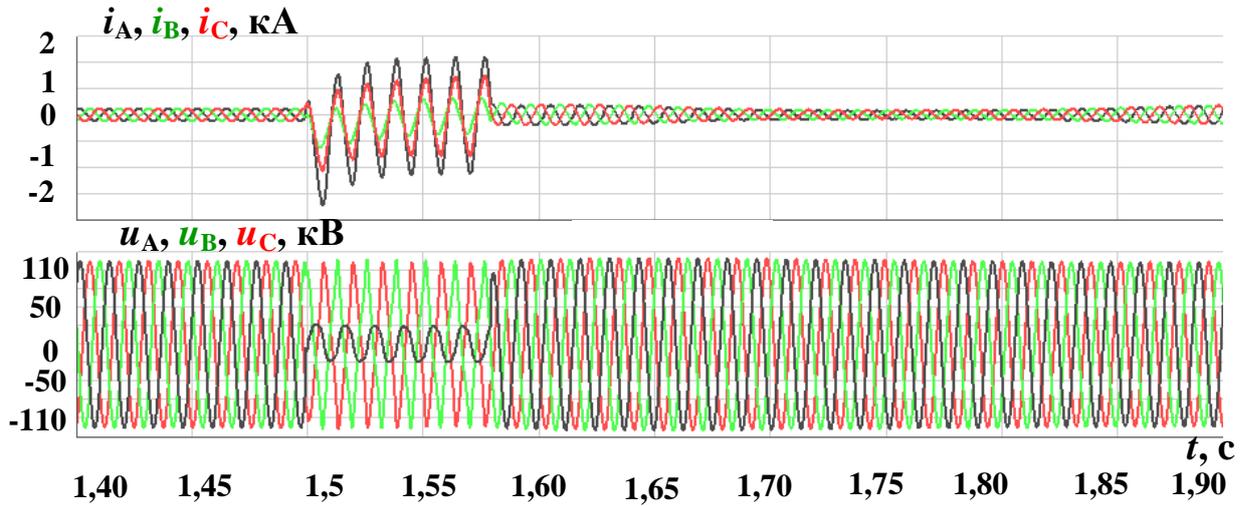


Рисунок 4.25 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ГРЭС при однофазном КЗ

В режиме однофазного короткого замыкания также наблюдаются реакция системы управления ВЭУ 4 типа на снижение напряжения в поврежденной фазе, генерируется реактивная мощность рис. 4.20 (б).

4.3.4 Режим междуфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ узла присоединения ВЭУ

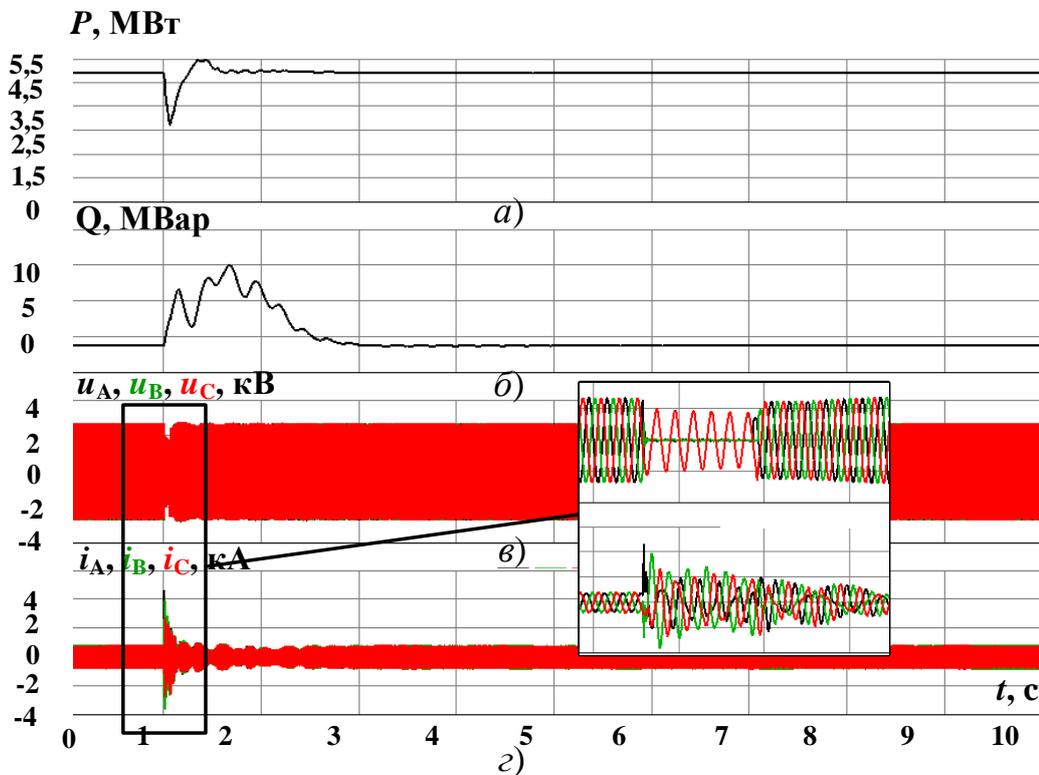


Рисунок 4.26 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при междуфазном КЗ

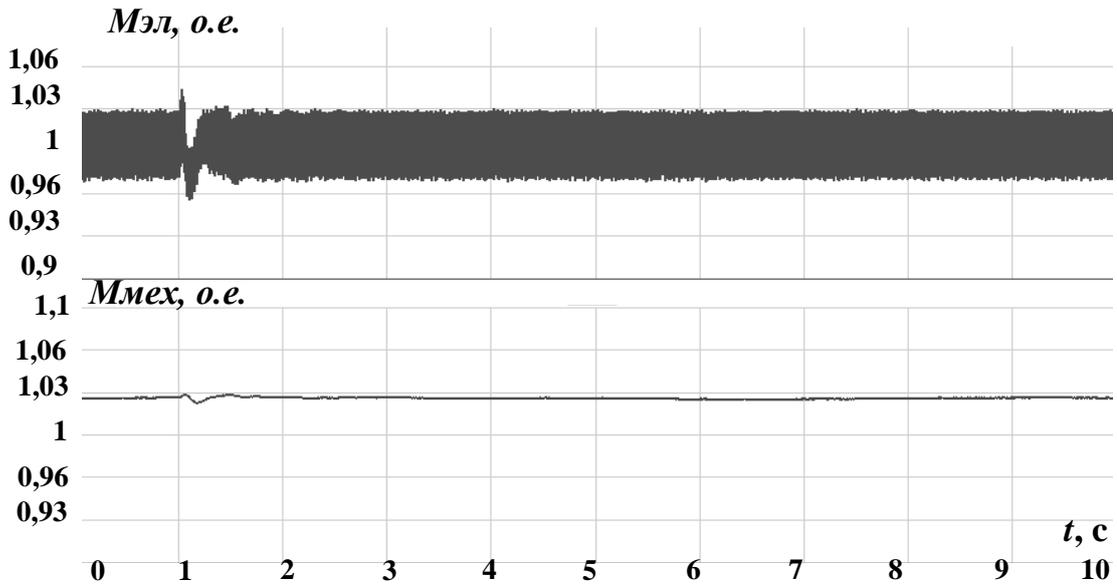


Рисунок 4.27 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при междуфазном КЗ

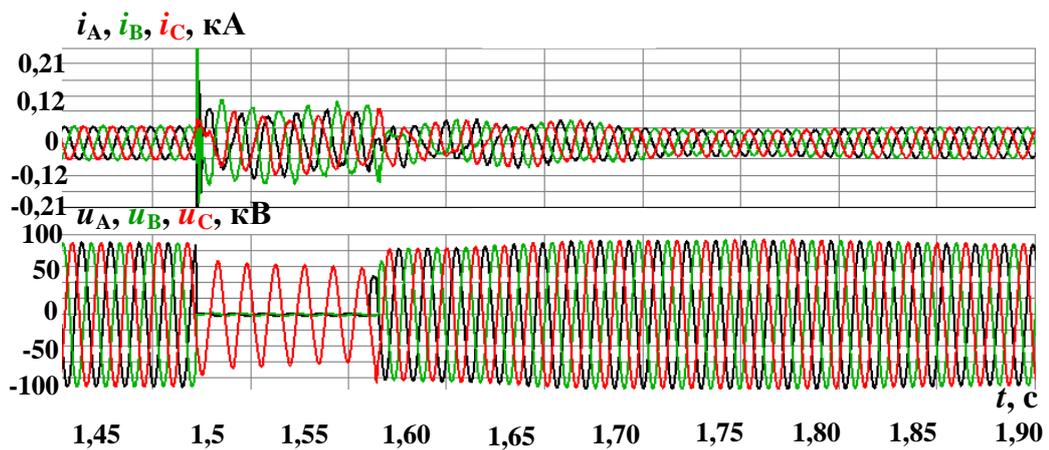


Рисунок 4.28 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при междуфазном КЗ

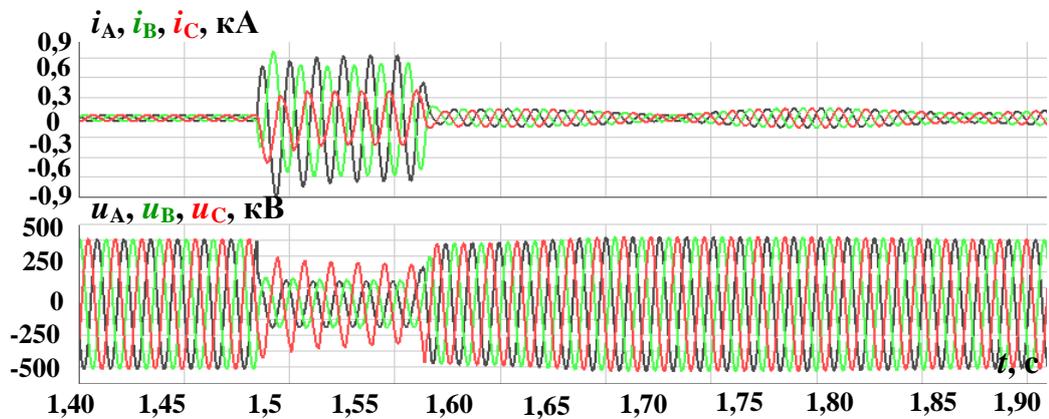


Рисунок 4.29 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при междуфазном КЗ

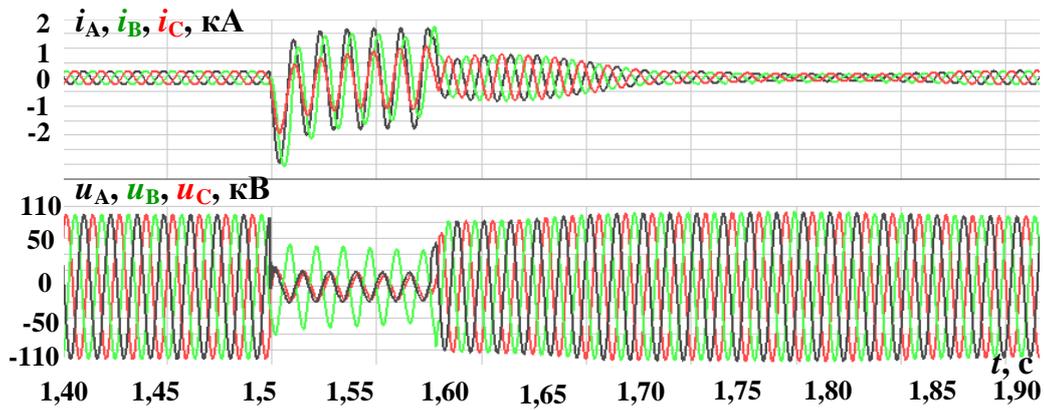


Рисунок 4.30— Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при междуфазном КЗ

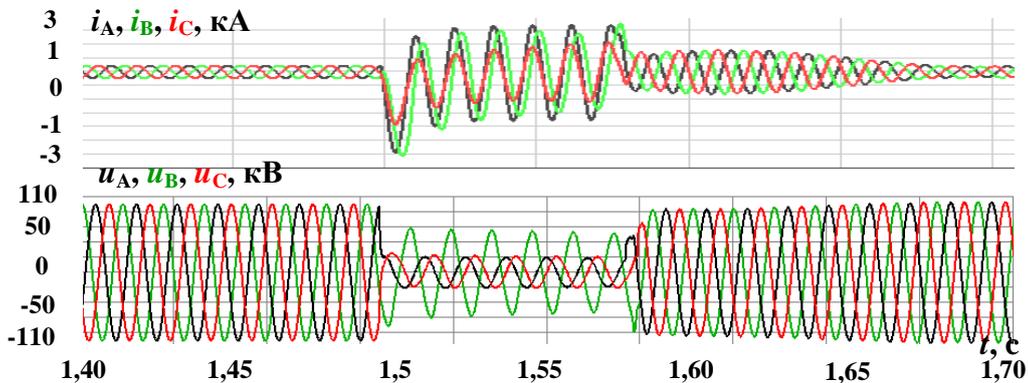


Рисунок 4.31— Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ГРЭС при междуфазном КЗ

Воспроизведение переходных процессов междуфазного замыкания соответствует теоретическим и практическим сведениям о протекании переходных процессов в ЭЭС с ВЭУ 4 типа.

4.4 Выводы по четвертой главе

Проведенные экспериментальные исследования подтверждают достаточную достоверность воспроизведения нормальных, аномальных, квазиустановившихся и переходных процессов, которые позволяют прогнозировать работу ВЭУ 4 типа в ЭЭС и обеспечивают достаточно достоверную информацию для настройки релейной защиты и автоматики.

Осциллограммы аварийных переходных процессов свидетельствуют о возможном применении СГП ВЭУ в ЭЭС любой размерности, для решения

задач эксплуатации, проектирования, настройки релейной защиты и автоматики ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения диссертационной работы получены теоретически обоснованные и экспериментально подтвержденные результаты, актуальные для исследования проектирования и эксплуатации ВЭУ 4 типа в ЭЭС:

1) выявлены и обоснованы причины существования проблемы всережимного адекватного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, а также её принципиальная неразрешимость в рамках существующего одностороннего сугубо численного подхода;

2) предложен альтернативный существующему комплексный подход решения проблемы, в соответствии с которым разработана концепция бездекомпозиционного всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС в реальном времени;

3) на основе анализа опубликованных работ и экспериментальных данных, сформулирована математическая модель формирования среднего значения скорости ветра и ее турбулентная составляющая;

4) разработаны структура и принципы построения средств осуществления предложенной концепции моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС;

5) создан экспериментальный образец СГП ВЭУ 4 типа, адаптированный для применения в средствах аналогичного моделирования реальных ЭЭС - ВМК РВ ЭЭС;

6) выполнен комплекс тестовых и экспериментальных исследований, подтверждающий свойства и возможности созданных средств всережимного моделирования ВЭУ 4 типа в ЭЭС, обеспечивающие бездекомпозиционное с гарантированной приемлемой точностью воспроизведение в реальном времени и на неограниченном интервале единого непрерывного спектра значимых квазиустановившихся и переходных процессов с ВЭУ 4 типа в ЭЭС при всевозможных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы;

7) результаты тестовых и экспериментальных исследований позволяют:

- осуществлять моделирование ветра для настройки САУ сервоприводом угла поворота лопастей β ;

- моделировать нагрузочные режимы для настройки САУ ВПТ;
- использовать результаты моделирования аварийных режимов для настройки средств релейной защиты и автоматики.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВТ – ветротурбина;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

ВК – ветроколесо;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

СГПМ – синхронный генератор с возбуждением на постоянных магнитах

ВПТ – вставка постоянного тока;

ТП – трансформатор присоединения;

СГП – специализированный гибридный процессор;

ГСП – гибридный сопроцессор;

RTDS (Real Time Digital Simulator) – цифровой симулятор в реальном времени;

ИПТ – интерфейсные программные и программно-технические средства;

РЗ – Релейная защита;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПНТ – преобразователь напряжение-ток;

ПН – повторитель напряжения;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ВКС – внешняя компьютерная сеть;

ИУС – информационно-управляющая система

ППК – продольно-поперечный коммутатора

ВМК РВ ЭЭС – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем;

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система автоматического контроля и сбора информации;

ИПТ – интерфейсные программные и программно-технические средства;

ЦУАК - цифрууправляемый аналоговый ключ;

КЗ – короткое замыкание;
КТУ – коммутатор трехфазных узлов;
ФМ – физическая модель;
ЦУ ФМ – цифруправляемая физическая модель;
ФМ В – физическая модель выпрямителя;
ФМ И – физическая модель инвертора;
ЛКС – локальная компьютерная сеть;
МПУ – микропроцессорный узел;
АПВ – автоматическое повторное включение;
ОИК – оперативно-информационный комплекс;
АЦП – аналогово-цифровое преобразование;
ПАЦП – процессор АЦП;
ЦП – центральный процессор;
СП – сопроцессор;
П dq – процессор d,q преобразований;
Р – реактор;
ТП – трансформатор присоединения;
ФВГ – фильтр высших гармоник;
ЦПТ – цепь постоянного тока;
ЦАП – цифро-аналоговое преобразование;
РАС – регистратор аварийных событий;
РМ – реактивная мощность;
САУ – система автоматического управления;
СМНР – система мониторинга переходных режимов;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Б.И. Аюев. Верификация цифровых моделей ЕЭС/ОЭС / Б.И. Аюев, А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, Ю.А. Куликов // Электричество. – 2008. – №5. С. 2–7.
2. Смирнов, А.Н. Верификация цифровых динамических моделей крупных энергообъединений по данным СМПР: дисс. на соискание степени канд. техн. наук / Смирнов Андрей Николаевич – Санкт-Петербург, 2013. – 202 с.
3. Zhang, Y. Wind power plant model validation using synchrophasor measurements at the point of interconnection/ Y. Zhang, E. Muljadi, D. Kosterev, M. Singh // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2015. – Vol.6 (3). – P. 984-992.
4. Muljadi, E. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant / E. Muljadi, Y. Zhang, V. Gevorgian, D. Kosterev // 2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). – Milwaukee, USA. – 2016. - P. 1-5.
5. Kosterev, D. Model validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage / D. Kosterev, C. Taylor, W. Mittelstadt // IEEE Transactions on Power Systems. – 1999. - Vol. 14(3). – P. 967 – 979.
6. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах –М.–Л.: Энергия, 1964. –704 с.
7. Н. Е. Жуковский; под ред. В. П. Ветчинкина и Н. Г. Ченцова. - 2-е изд. - М. : Гос. техн. изд-во, 1925. - 306 с.
8. Сабинин Г. Х. Теория идеального ветряка // Труды ЦАГИ. 1927, вып. 32.
9. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки. М.: Сельхозгиз, 1957.536с.
10. Heier S. Grid Integration of Wind Energy: Onshore and Offshore Conversion Systems. UK: John Wiley & Sons Inc., 2014. 520 p.

11. Gipe, P. (1995) Wind Energy Comes of Age. John Wiley & Sons, Inc., New York.
12. Ackermann T, "Wind Power in Power Systems", Wiley; 2 edition, 2012, 1120 p.
13. Anderson, P.M. and Bose, A. (1983) Stability simulation of wind turbine systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-102 (12), 3791–3795
14. Г.М. Климов. «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии для получения теплоты в системах теплоснабжения: энергия ветра» Метод. Разработка для студентов очной и заочной форм обучения, Н. Новгород: ННГАСУ, 2013. — 50 с.
15. Елистратов В.В., Кузнецов М.В. Теоретические основы нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Ч. 1. Определение ветроэнергетических ресурсов региона. Методические указания. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2003 г.
16. Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р., Использование энергии ветра в районах севера, Л., «Наука», 1990
17. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. – Л.: Гидрометеиздат, 1989. – 80 с
18. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочнометодическое издание / Под общей редакцией П.П. Безруких. — М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2014. — 304 с.
19. Ларичкин В. В. Экология энергетических объектов : практикум : учеб. Пособие / В. В. Ларичкин, Д. А. Немущенко; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2011. – 135
20. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Л., 1988. Сер. 3. Вып. 12-13
21. Монин А.С. Турбулентность в динамических моделях атмосферы. М.: Наука, 1971.-44 с.

22. Монин А.С., Яглом А.М. Статистическая гидромеханика. С.-П.: Гидрометеоздат, 1992. - 695 с.
23. Волков, К.Н. Моделирование крупных вихрей в расчетах турбулентных течений / К.Н. Волков, В.Н. Емельянов. - Москва : Физматлит, 2008. - 182 с
24. Frost, W.D., Asphiden, C.: Characteristics of the Wind. In: Spera, D.A. (ed.) Wind Turbine Technology. ASME Press, New York (1994)
25. Воронцов П.Л. Турбулентность и вертикальные токи в пограничном слое атмосферы. 1966. 296 с
26. Белов И.А., Исаев С.А. Моделирование турбулентных течений: Учебное пособие. - СПб.: Балт. гос. техн. ун-т, 2001. - 108 с
27. Обухов А.М. Течение Колмогорова и его лабораторное моделирование // Успехи математических наук.- 1983.- Т.38.- Вып.4(232).- С.101-111
28. Фрик П.Г. Турбулентность: модели и подходы. Курс лекций: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. - Пермь, 1998. - Ч. I. – 108
29. Erich Nau. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 2nd edition // Springer – Verlag Berlin Heidelberg. 2006, - 783 pag.
30. Матвеевко О. В. Моделирование на ЭВМ динамической составляющей скорости ветра в зависимости от времени / О. В. Матвеевко, И. М. Кирпичникова // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. - 2010. -№ 1
31. W.D., Asphiden, C.: Characteristics of the Wind. In: Spera, D.A. (ed.) Wind Turbine Technology. ASME Press, New York (1994)
32. Langreder W., “Models for Variable Speed Wind Turbines”, Master thesis, CREST, Loughborough University, UK, Risø National Laboratory, Denmark, 1996.
33. ГОСТ Р 54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования – М.: Стандартинформ, 2014 – 61 с.

34. IEC 61400-1 Wind turbine generator systems-Part 1: Safety requirement – Switzerland.: IEC 2005 – 70 c.
35. Dong-Choon Lee, Tan Luong Van, and Thanh Hai Nguyen, “Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems,” IEEE Trans., Energy Conversion, № 30, no. 2, C. 578–587, June 2015.
36. Merabet, A., Thongam, J. and Gu, J. (2011) Torque and Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines in All Operating Regimes. 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 8-11 May 2011, C. 1–5.
37. Munteanu, I., Bratcu, A.I., Cutululis, N.-A., Ceanga, E. Optimal control of wind energy systems – Towards a global approach. – Springer: Verlag London, 2007. – 286 c
38. Li H, Chen Z. Transient stability analysis of wind turbines with induction generators considering blades and shaft flexibility. Proceedings of 33rd IEEE IECON, 2007; 1604-1609.
39. S.M. Muyeen, Md. Hasan Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, E. Sasano. Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models // IET Renewable Power Generation, 2007, № 1, C. 131–141.
40. Papathanassiou S.A., Papadopoulos M.P. Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances // IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, № 16(4), C.361–367.
41. Girsang I.P., Dhupia J.S., Muljadi E., Singh M., Pao L. Y. Gearbox and drivetrain models to study dynamic effects of modern wind turbines // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2013, C. 1–9.
42. Zhan Xu, Zaiping Pan. Influence of Different Flexible Drive Train Models on the Transient Responses of DFIG Wind Turbine // 2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, 2011, C. 1–6.

43. Ren-jie Ye, Hui Li, Zhe Chen, Qiang Gao. Comparison of transient behaviors of wind turbines with DFIG considering the shaft flexible models // 2008 International Conference on Electrical Machines and Systems, 2008, C. 2585–2590.

44. Hansen A. D., Sorensen P., Blaabjerg F., Bech J. Dynamic modelling of wind farm grid interaction. *Wind Engineering*, Vol. 26, No.4, p. 191-208

45. Sorensen P., Hansen A.D., Janosi L., Bech J., Bak-Jensen B. Simulation of interaction between wind farm and power system. Riso-R-1281, Riso National Laboratory.

46. Akhmatov, V., Nygaard Nielsen, J., Høj Jensen, K., Goldenbaum, N., Thisted, J., Frydensbjerg, M., & Andresen, B. (2010). Siemens Wind Power Variable-Speed Full Scale Frequency Converter Wind Turbine Model for Balanced and Unbalanced Short-Circuit Faults. *Wind Engineering*, 34(2), 139–156. <https://doi.org/10.1260/0309-524X.34.2.13942>

47. Panos M. Pardalos, Steffen Rebennack, Mario V. F. Pereira, Niko A. Iliadis, Vijay Pappu *Handbook of Wind Power Systems* Berlin: Springer; Softcover reprint of the original 1st ed. 2013 edition (November 4, 2016) – 843 с

48. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С. и др. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса//Газовая промышленность. 2017. № 5 (752). С. 18-27

49. М. В. Андреев, Н.Ю. Рубан, А.А. Суворов «Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем»: учебное пособие / М. В. Андреев [и др.]; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — 112 с.

50. Суворов А.А. Практическое применение всережимного моделирующего комплекса электроэнергетических систем / А.А. Суворов, Р.А. Уфа, М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, Н.Ю. Рубан // Газовая промышленность. - 2017. - №6 (753). - С. 94–104.

51. Суворов, А.А. Проблема верификации средств моделирования электроэнергетических систем и концепция ее решения / А.А. Суворов, А.С. Гусев, А.О. Сулайманов, М.В. Андреев // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. - №1. - С. 11-23.

52. Andreev M., Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bems J., Kralik T. Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2876668

53. Научно-исследовательская лаборатория «Моделирование электроэнергетических систем» // [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://mees.tpu.ru/index.php/dostizheniya/vystavki>

54. P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw Hill Inc., 1994;

55. A. B. Dehkordi, “Improved Models of Electric Machines for Real-Time Digital Simulation” Ph.D. Thesis, University of Manitoba;

56. A.B. Dehkordi, A.M Gole, and T.L. Maguire, “Permanent magnet synchronous machine model for real-time simulation”, International Conference on Power System Transients (IPST 2005), Montreal, June, 2005

57. А.Н. Ледовский Электрические машины с высококоэрцитивными постоянными магнитами /. - М. : Энергоатомиздат, 1985. - 169 с.

58. Кривцов В.С. Неисчерпаемая энергия. Кн.2. Ветроэнергетика / В.С. Кривцов, А.М. Олейников, А.И. Яковлев. -Харьков: Нац. аэрокосм. ун-т (ХАИ); Севастополь: Сева-стоп. нац. техн. ун-т, 2004. - 519 с.

59. Iov, Florin & Ciobotaru, Mihai & Sera, Dezso & Teodorescu, R. & Blaabjerg, F.. (2007). Power Electronics and Control of Renewable Energy Systems. Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems. P-6 . 10.1109/PEDS.2007.4487668.

60. Yaramasu, V., Kouro, S., Dekka, A., Alepuz, S., Rodriguez, J., & Duran, M. (2019). Power conversion and predictive control of wind energy

conversion systems. In *Power Systems* (pp. 113-139). (Power Systems). Springer Verlag. https://doi.org/10.1007/978-981-13-5995-8_5

61. B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*, 1st ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE, Jul. 2011, ser. IEEE Press Series on Power Engineering.

62. Ufa, R.A. A hybrid simulation model for VSC HVDC / R.A. Ufa, Y.S. Borovikov, A.S. Gusev, A.O. Sulaymanov, A.S. Vasilev, M.V. Andreev, N.Y. Ruban, A.A. Suvorov // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2016. – Vol. 7(5). – pp. 2242–2249.

63. Р.А. Уфа Разработка гибридных моделей высоковольтных передач постоянного тока для задач всережимного анализа больших энергосистем / Р.А. Уфа, А.В. Прохоров, А.С. Васильев, Н.Ю. Рубан // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2014. – Т. 324. № 4. – С. 123–133.

64. Munteanu, E. Ceanga, «Optimal control of wind energy systems – Towards a global approach», Springer, 2007.

65. Svechkarenko D.: ‘Simulations and control of direct driven permanent magnet synchronous generator’. Nordic PhD course on Wind Power, Norway, 5–11 June 2005, www.elkraft.ntnu.no/smola2005/Topics/18.pdf, pp. 1–15

66. Hansen A.D., Michalke G.: ‘Modelling and fault ride-through capability of a full converter wind turbine with multi-pole PMSG’ (EWEC, Brussel, 2008), pp. 1–9

67. G. Michalke, A. Hansen, and T. Hartkopf, «Control strategy of a variable speed wind turbine with multipole permanent magnet synchronous generator» in *Proc. European Wind Energy Conference and Exhibition 2007 (EWEC 2007)*, Milan, Italy, May. 2007.

68. Тимонтеев, В.Н. Аналоговые перемножители сигналов в радиоэлектронной аппаратуре / В.Н. Тимонтеев, Л.М. Величко, В.А. Ткаченко – М.: Радио и связь. – 1982. – 112 с.

69. Гусев А.С., Свечкарёв С.В., Плодистый И.Л. Универсальная математическая модель трёхфазных трансформаторов и автотрансформаторов // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 4. – С. 77–81

70. Пехотский И.В., Пустоветов М.Ю., Пустоветова С.Ю. Моделирование электромагнитных процессов в трансформаторах // Вестник ВЭЛНИИ. – 2004. – № 2. – С. 78–85

71. ГОСТ Р 54418.21-2011 (МЭК 61400-21:2008) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 21. Измерение и оценка характеристик, связанных с качеством электрической энергии, ветроэнергетических установок, подключенных к электрическим сети – М.: Стандартинформ, 2008 – 58 с.

72. The Grid Code. National grid electricity transmission plc. UK. Issue 3. Revision 24. 2007.

73. Grid connection of wind turbines with voltages below 100 kV. Regulation TF 3.2.6. Energinet. Дания. 2004.

74. Grid connection of wind turbines with voltages above 100 kV. Regulation TF 3.2.5. Energinet. Дания. 2004.

75. Interconnection for wind energy. Final Rules. Federal Energy Regulatory Commission. USA. 2005.

76. Hydro-Québec grid code for wind farm interconnection Bernard S., Beaulieu D., Trudel G. Proc. of Power Engineering Society General Meeting. 2005. Vol. 2. С. 1248 - 1252.

77. А.В. Жуков, В.С. Воробьёв, Е.И. Сацук, А.С. Герасимов. Требования к ветряным и солнечным электроэнергетическим установкам, работающим в составе энергосистемы. Материалы конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», 25 – 28 апреля 2017 г., Санкт-Петербург.

78. J. Conroy and R. Watson, «Low-voltage ride-through of a full converter wind turbine with permanent magnet generator» IET Renewable Power Generation, vol. 1, no. 3, pp. 182-189, Sep. 2007.

79. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения – М.: Стандартинформ, 2013 – 20 с.

80. С.Г. Обухов, Повышение эффективности комбинированных автономных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии : дис... д-ра тех. наук: 05.14.02 / С. Г. Обухов. — Томск: 2013. — 386

81. J. S. Thongam, P. Bouchard, H. Ezzaidi, and M. Ouhrouche, “ANN-Based Maximum Power Point Tracking Control of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems,” Proc. of the 18th IEEE International Conference on Control Applications 2009, July 8–10, 2009, Saint Petersburg, Russia

82. Ronilaya, F & Setiawan, B & Kusuma, Arddy & Mahfudi, Isa & Yuliawan, D. (2018). Design Maximum Power Point Tracking of Wind Energy Conversion Systems Using P&O and IC Methods. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 407. 012159. 10.1088/1757-899X/407/1/012159.

83. T. Sebastian, and G.R. Slemon, “Transient modeling and performance of variable-speed permanent-magnet motors”, IEEE Trans. Industry Applications, vol. 25, No.1, pp. 101–106, Sep. 1986;

84. Akhmatov V., Nielsen A., Pedersen J., Nymann O.: «Variable speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. Part I. Modelling in dynamic simulation tools», Wind Eng., 2003, 27, (6), pp. 531–548

85. Moreti, William & Kuchenbecker, Walter & Teixeira, Julio. (2018). PMSG Fault Identification Applied To Wind Power. Electric Power Systems Research. 165. 10.1016/j.epsr.2018.08.010.

86. Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W., & Scott, G. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. United States. doi:10.2172/947422.

87. Sethuraman, L., Xing, Y., Gao, Z., Venugopal, V., Mueller, M., & Moan, T. (2014). A 5MW direct-drive generator for floating spar-buoy wind turbine: Development and analysis of a fully coupled Mechanical model. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 228(7), 718–741. <https://doi.org/10.1177/0957650914537262>

88. Hemeida, A. M., Farag, W. A., and Mahgoub, O. A., “Modeling and Control of Direct Driven PMSG for Ultra Large Wind Turbines,” *World Academy of Science, Engineering and Technology*, Vol. 59, pp. 621–627, 2011.

Приложение А. Параметры ВЭУ

ВЭУ, подключаемые к узлу ЭЭС называют сетевыми, при этом для ЭЭС ощутимой мощностью являются ВЭУ в несколько мегаватт. Для решения задач диссертационной работы была принята ВЭУ «NREL 5 MW baseline wind», мощностью 5 МВт

Таблица А.1 – Механические параметры ВЭУ [86-88]

№п /п	Параметр	Ед. измерения	Значение
1.	Скорость трогания	м/с	3
2.	Номинальная скорость	м/с	10,4
3.	Предельная скорость	м/с	25
4.	Постоянная времени ВТ	сек	5,8
5.	Максимальный коэффициент использования энергии ветра $C_p \max$	-	0,482
6.	Максимальное значение быстроходности $Z \max$	-	7,55
7.	Радиус ветроколеса $R_{ВК}$	м	126
8.	Масса вала ВТ	тонн	17,38
9.	Номинальная мощность ВТ	МВт	5
10.	Номинальная частота вращения вала ВТ	Рад/мин	12,1
11.	Номинальная частота вращения вала ротора СГПМ	Рад/мин	12,1
12.	Механический момент на валу генератора	МН*м	4,3
13.	Инерция ВТ	Кг*м ²	3,54*10 ⁷
14.	Коэффициент депфирования		0,01
15.	Коэффициент трения		0,003
16.	Масса СГПМ	тонн	131
17.	Масса ВТ	тонн	110
18.	Масса приводных механизмов	тонн	50
19.	Высота оси ВК	м	90
20.	Итого масса башни	тонн	347
21.	Итого масса гондолы	тонн	240
22.			

Таблица А.2 – Параметры системы управления углом тангажа

№ п/п	Параметр	Ед. измерения	Значение
1.	Минимальный угол установки лопастей	Град	0
2.	Максимальный угол установки лопастей	Град	90
3.	Максимальная скорость изменения угла лопастей	Град/сек	10
4.	Пропорциональный коэффициент регулятора по скорости	о.е.	0,5
5.	Интегральный коэффициент регулятора по скорости	о.е.	0,2
6.	Пропорциональный коэффициент регулятора по мощности	о.е.	2,0
7.	Интегральный коэффициент регулятора по мощности	о.е.	2,0
8.	Постоянная времени регулятора по скорости	сек	0,3
9.	Постоянная времени регулятора по мощности	сек	0,01

Таблица А.3 – Электрические параметры

№ п/п	Параметр	Ед. измерения	Значение
1.	Номинальная мощность генератора	МВт	5,29
2.	Число пар полюсов	Шт.	100
3.	$E_{ПМ}$ фазное	кВ	2,31
4.	Номинальное напряжение обмотки статора	кВ	4
5.	Активное сопротивление обмотки статора R_s	Ом	0,08
6.	Магнитное сопротивление L_m	мГн	3,352
7.	Индуктивное сопротивление	мГн	5,028
8.	Механический момент	МН*м	4,18
9.	Инерция ротора генератора	Кг*м ²	3,79*10 ⁵
10.	Постоянная времени	сек	4,6

11.	Индуктивность ФВГ	мГн	4
12.	Максимальное напряжение ЦПТ	кВ	6,4
13.	Активное сопротивление демпфирующей цепи быстродействующих полупроводниковых ключей	Ом	1e6
14.	Емкость демпфирующей цепи быстродействующих полупроводниковых ключей	Ф	1e-6
15.	Емкость конденсатора ЦПТ	мкФ	4000
16.	Номинальная мощность согласующего трансформатора	МВА	6
17.	Номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора	кВ	35
18.	Номинальное напряжение низшей обмотки трансформатора	кВ	4
19.	Активное сопротивление обмотки трансформатора	о.е.	0,001
20.	Реактивное сопротивление обмотки трансформатора	Ом	0,15
21.	Индуктивность фильтра L _ф	Гн	0,038
22.	Емкость фильтра С _ф	мкФ	0,07
23.	Активное сопротивление фильтра R _ф	Ом	227
24.	Активное сопротивление реактора R _p	Ом	0,075
25.	Реактивное сопротивление реактора L _p	Гн	0,0238

Приложение Б. Аварийные режимы в ЭЭС

Режим трехфазного КЗ на шинах ГРЭС 110 кВ

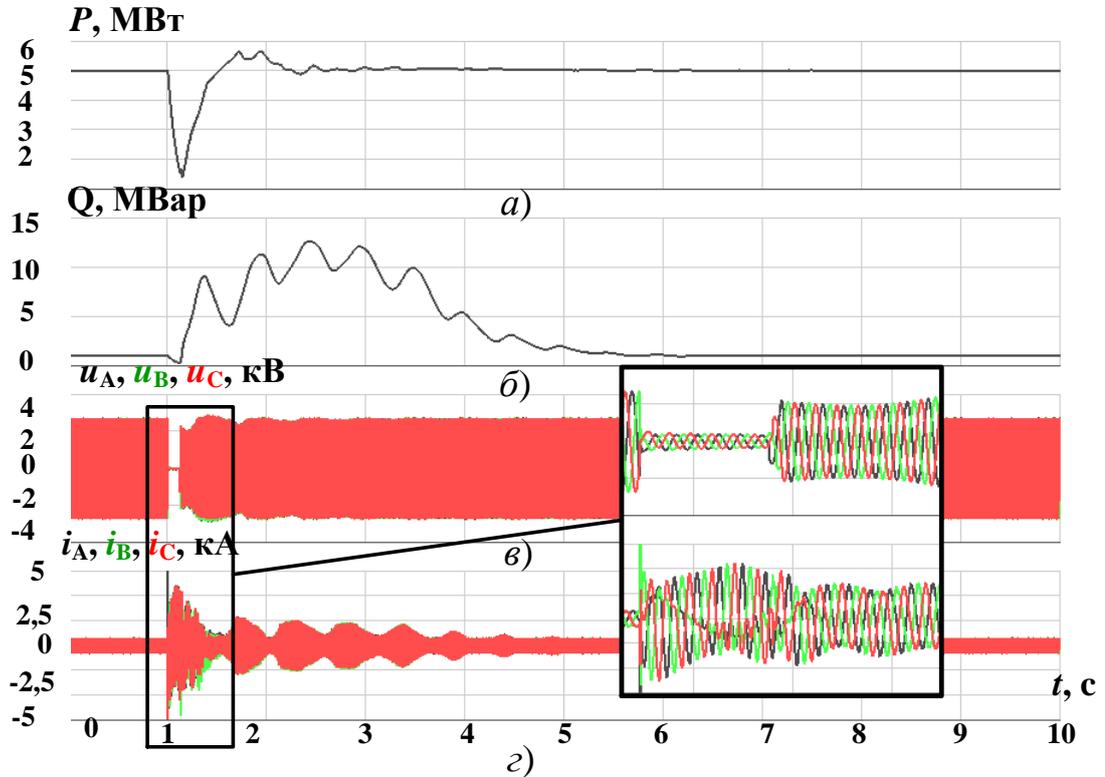


Рисунок Б.1 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при трехфазном КЗ

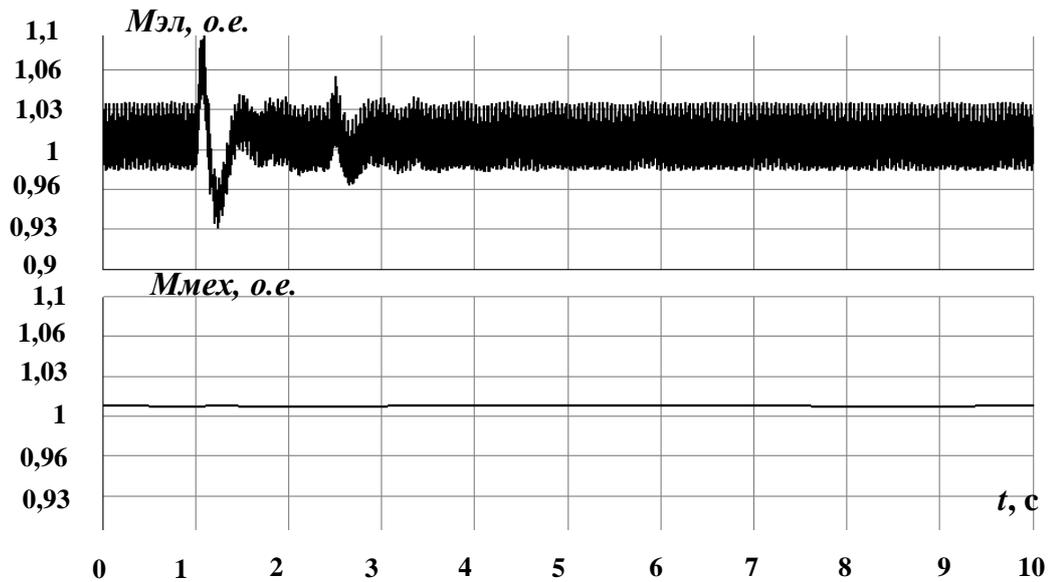


Рисунок Б.2 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при трехфазном КЗ

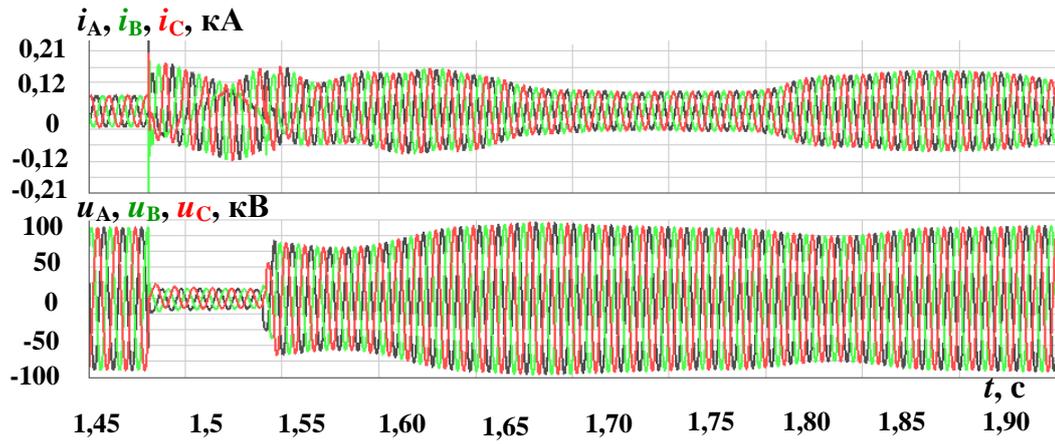


Рисунок Б.3 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при трехфазном КЗ

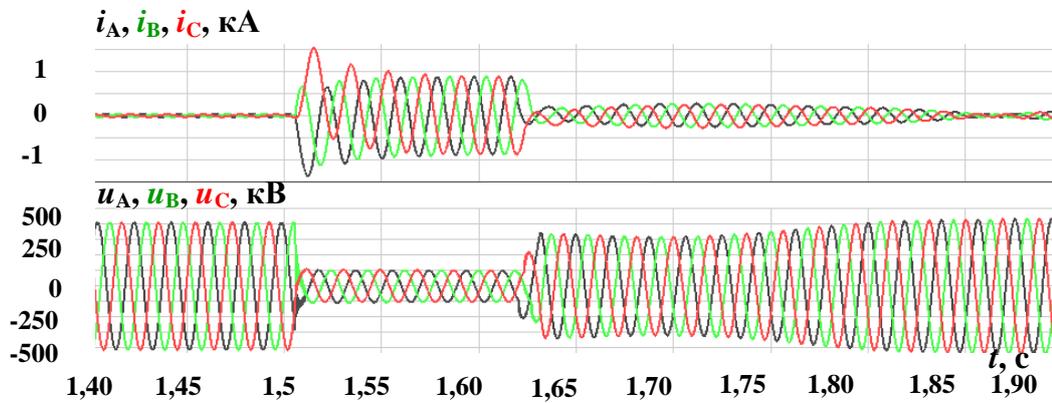


Рисунок Б.4 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при трехфазном КЗ

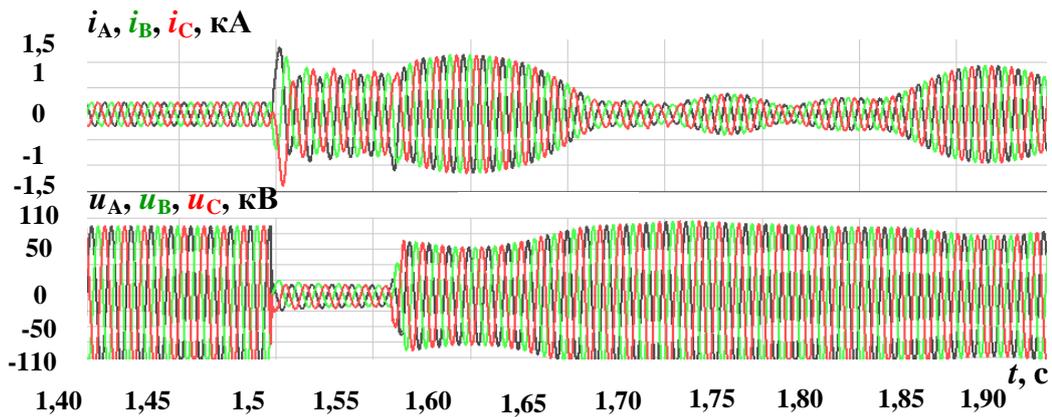


Рисунок Б.5 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при трехфазном КЗ

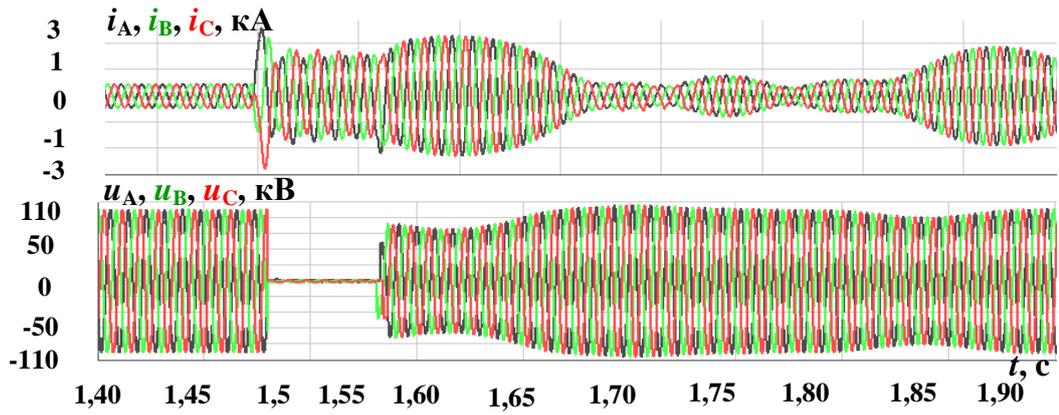


Рисунок Б.6 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ
ГРЭС при трехфазном КЗ

Режим однофазного КЗ на шинах ГРЭС 110 кВ

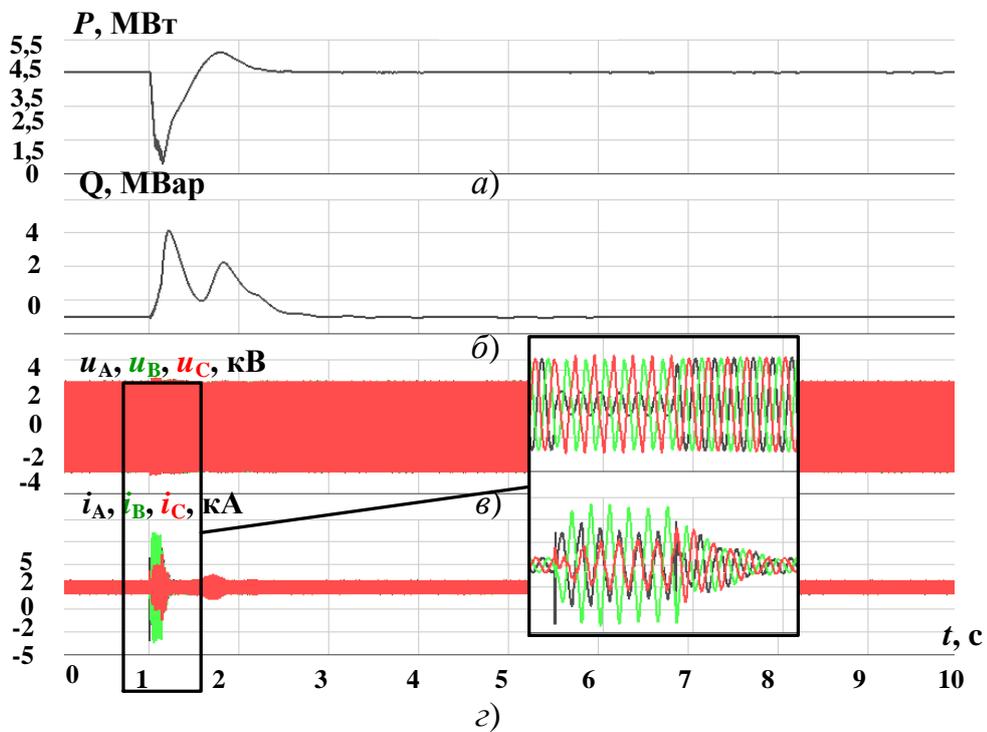


Рисунок Б.7 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности,
фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при однофазном КЗ

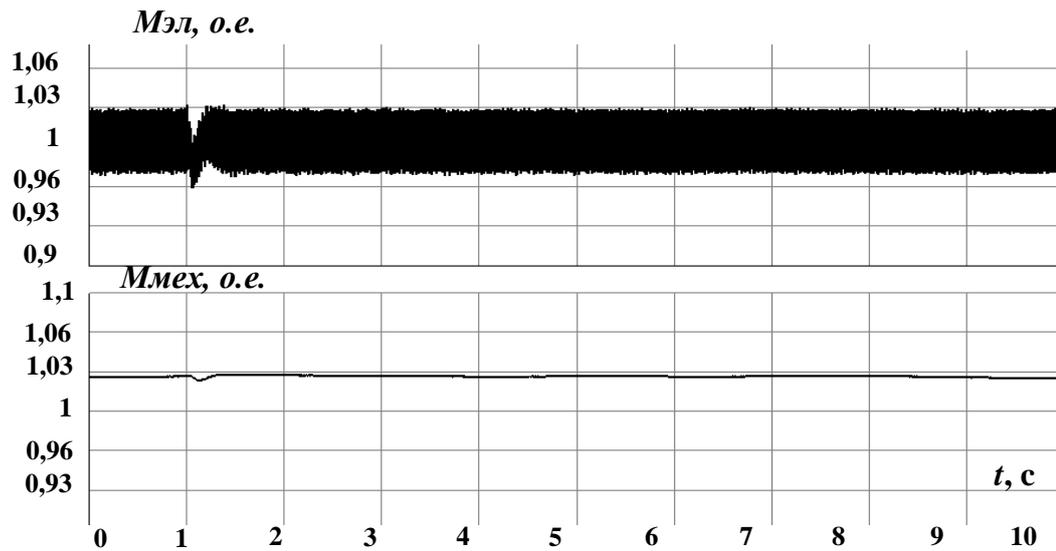


Рисунок Б.8 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при однофазном КЗ

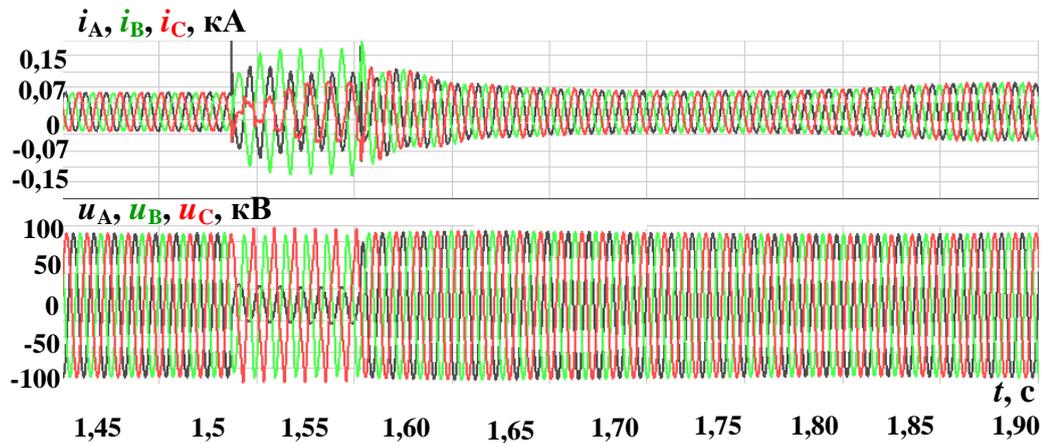


Рисунок Б.9 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при однофазном КЗ

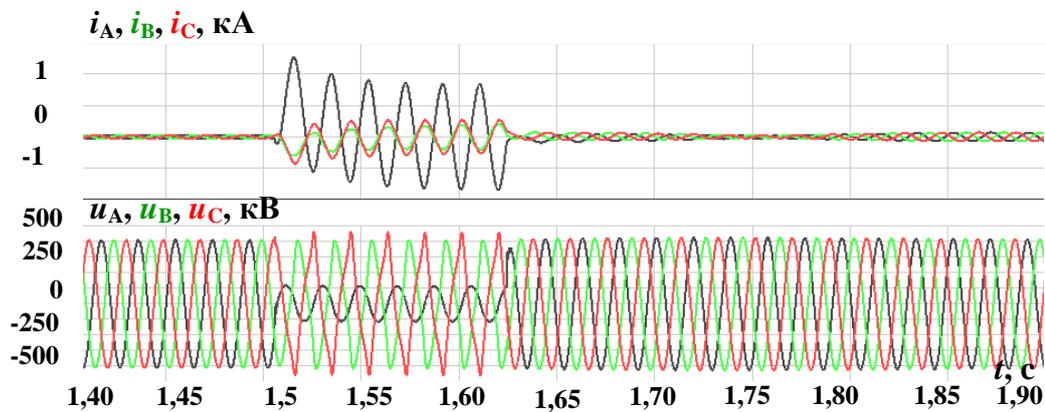


Рисунок Б.10 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при однофазном КЗ

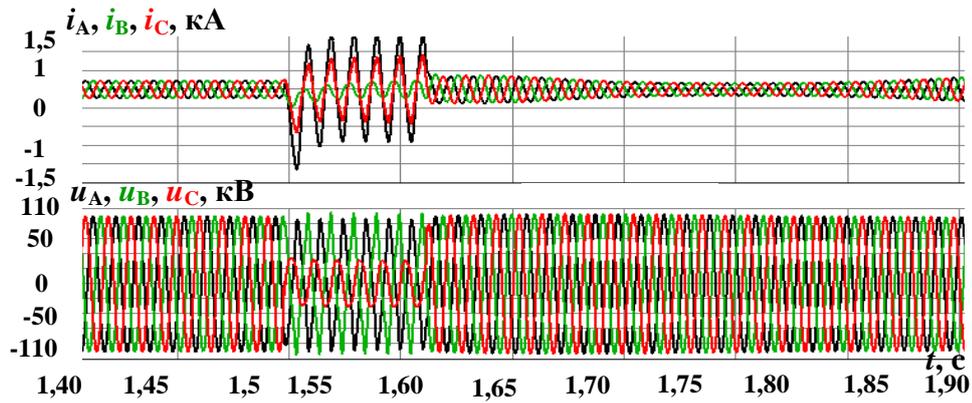


Рисунок Б.11 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при однофазном КЗ

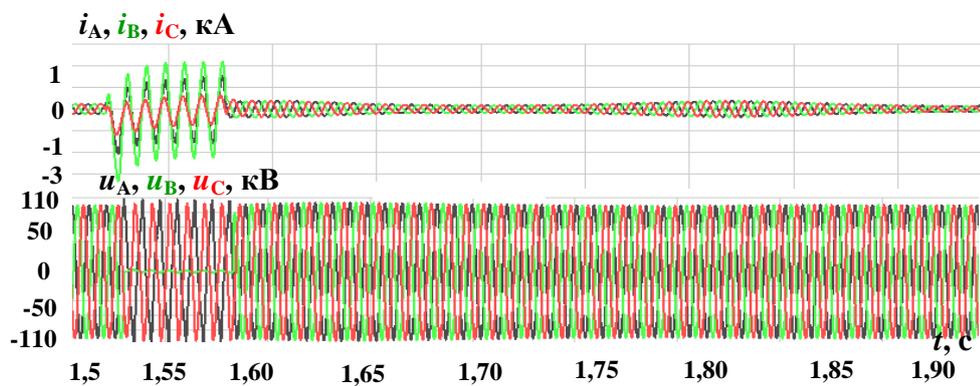


Рисунок Б.12 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ГРЭС при однофазном КЗ

Режим междуфазного КЗ на шинах ГРЭС 110 кВ

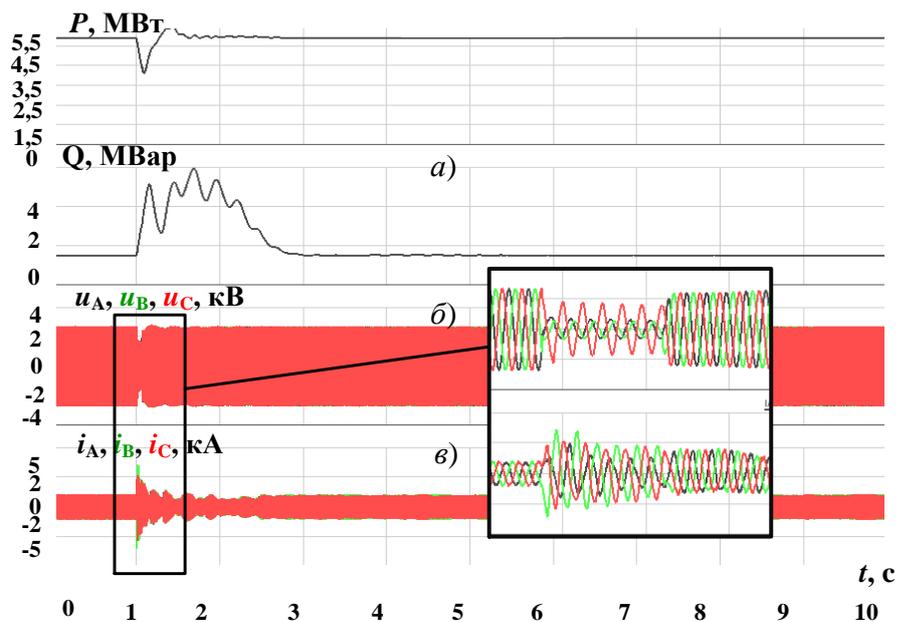


Рисунок Б.13 – Осциллограммы активной (а) и реактивной (б) мощности, фазных токов (г) и напряжений (в) на выходе ВПТ при междуфазном КЗ

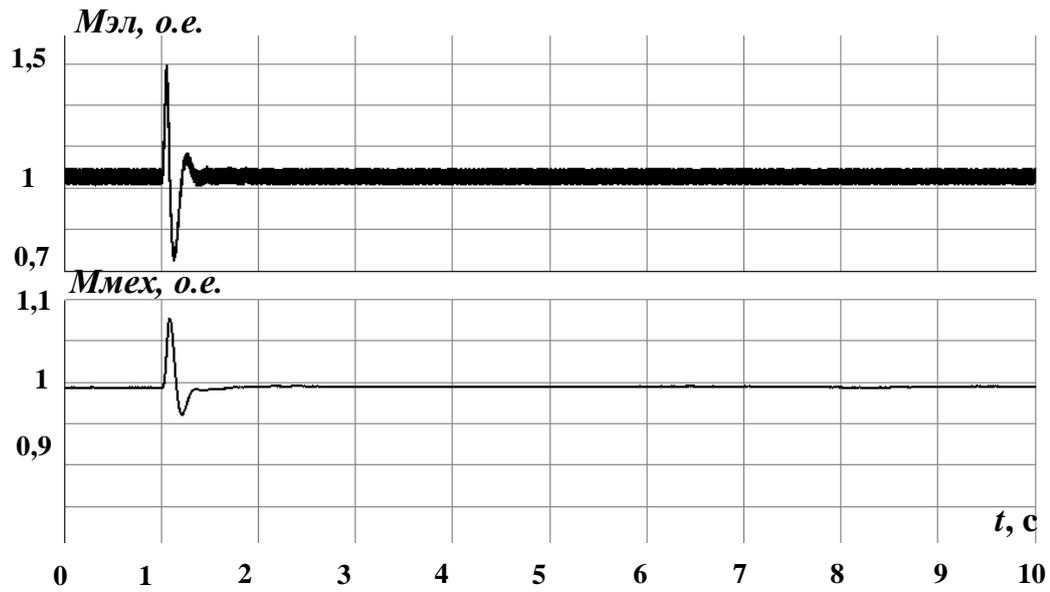


Рисунок Б.14 – Осциллограммы электромагнитного и механического моментов при междуфазном КЗ

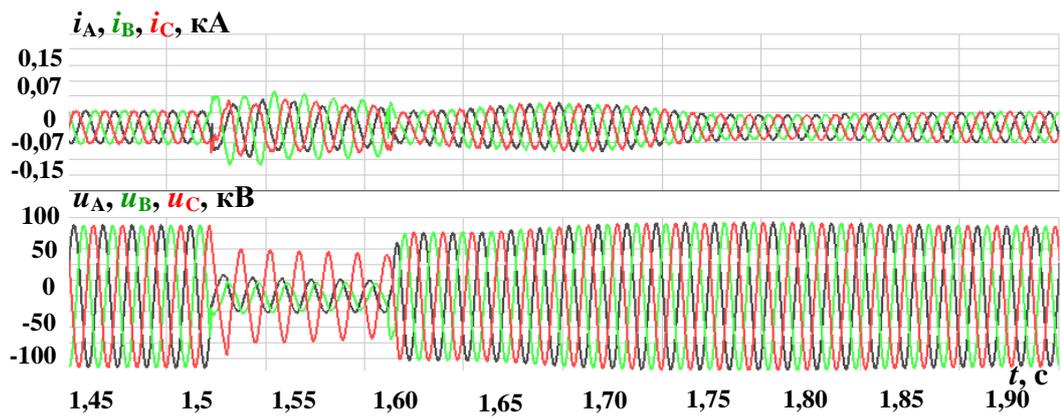


Рисунок Б.15 – Осциллограммы фазных токов и напряжений в узле присоединения ВЭУ при междуфазном КЗ

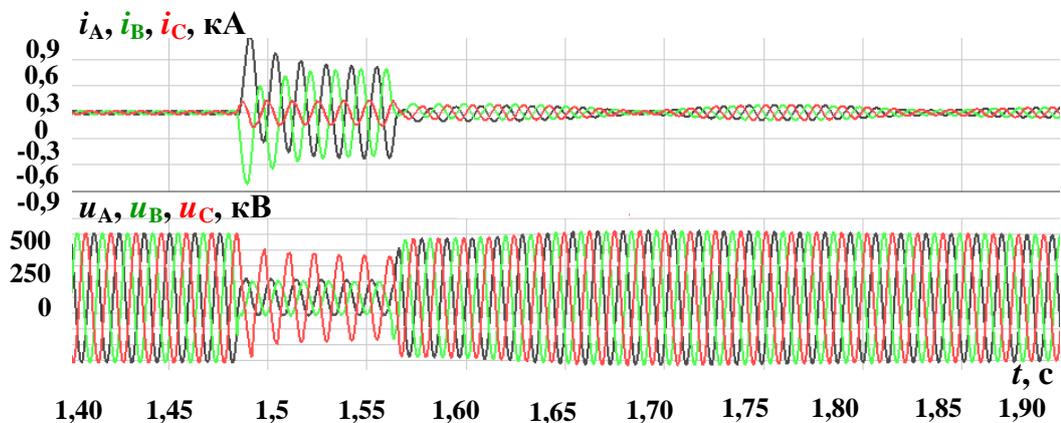


Рисунок Б.16 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 500 кВ ПС 1 при междуфазном КЗ

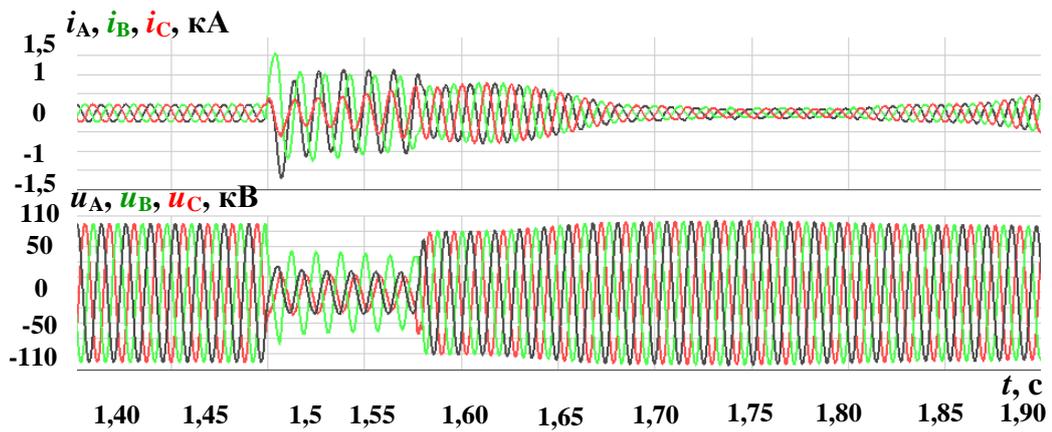


Рисунок Б.17 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ПС 3 при междуфазном КЗ

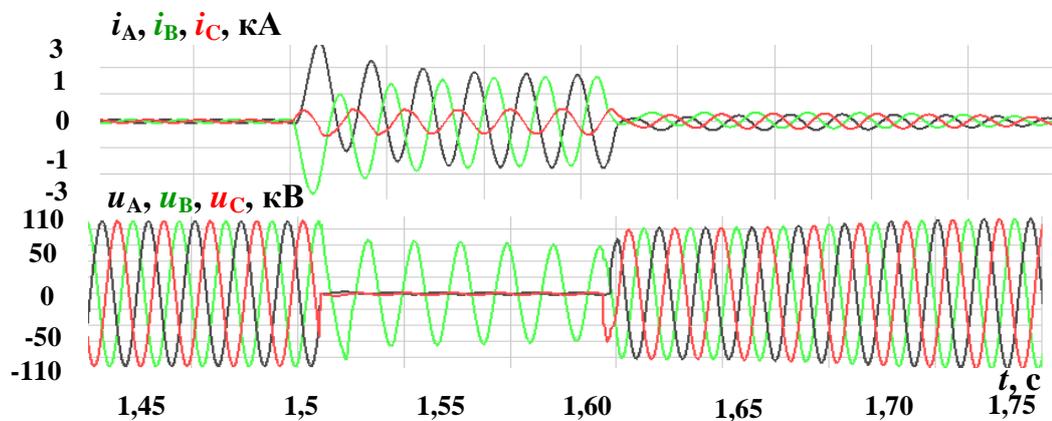


Рисунок Б.18 – Осциллограммы фазных токов и напряжений ЛЭП 110 кВ ГРЭС при междуфазном КЗ

Осциллограммы трехфазного, однофазного и междуфазного коротких замыканий отражают переходные процессы в ЭЭС с ВЭУ 4 типа.

ВЭУ в режиме КЗ генерирует реактивную мощность в соответствии с настройкой системы управления ВПТ. По мере удаления от точки КЗ наблюдается увеличение напряжения в контролируемых сечениях.

**Приложение В. Патент на изобретение и свидетельство о
государственной регистрации программы для ЭВМ**



Авторы: *Уфа Руслан Александрович (RU), Гусев Александр Сергеевич (RU), Андреев Михаил Владимирович (RU), Рубан Николай Юрьевич (RU), Суворов Алексей Александрович (RU), Аскарлов Алишер Бахрамжонович (RU), Разживин Игорь Андреевич (RU), Киевец Антон Владимирович (RU), Бай Юлий Дмитриевич (RU)*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019660952

Математическое моделирование системы управления углом тангажа ветротурбины

Правообладатель: *федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (RU)*

Авторы: *Рубан Николай Юрьевич (RU), Аскарлов Алишер Бахрамжонович (RU), Разживин Игорь Андреевич (RU)*

Заявка № 2019619905

Дата поступления 09 августа 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 15 августа 2019 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев