

На правах рукописи



БЛИЗНЮК ДМИТРИЙ ИГОРЕВИЧ

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭКВИВАЛЕНТОВ ЭЭС
ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ
ИЗМЕРЕНИЙ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2018

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Бердин Александр Сергеевич

Официальные оппоненты: **Фишов Александр Георгиевич**,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный
технический университет», г. Новосибирск,
профессор кафедры автоматизированных электр
роэнергетических систем;

Жуков Андрей Васильевич,
кандидат технических наук,
АО «Системный оператор Единой энергетиче
ской системы», г. Москва, заместитель дирек
тора по управлению режимами ЕЭС

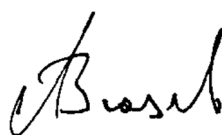
Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Северный (Арктический) феде
ральный университет имени М.В. Ломоносова»,
г. Архангельск

Защита состоится «05» декабря 2018 г. в 14:00 ч на заседании диссер
тационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВО «Уральский федераль
ный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» по адресу:
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте
ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента
России Б.Н. Ельцина»: <http://lib.urfu.ru/mod/data/view.php?d=51&rid=284664>

Автореферат разослан « ____ » _____ 2018 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Зюзев Анатолий Михайлович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы и степень ее разработанности. Современные энергосистемы включают в себя большое количество элементов: электростанции с генераторами различных типов, линии электропередачи различных классов напряжения и протяженности, потребители с различными характеристиками нагрузок. При этом вся электроэнергетическая система (ЭЭС) характеризуется единством режима: авария на одном элементе может привести к нарушению нормальной работы значительной части системы. Надёжность и живучесть ЭЭС зависит в высокой степени от работы управляющих систем. Корректное и эффективное управление электроэнергетической системой возможно только при использовании математических моделей основного оборудования, обладающих достаточной для решаемых задач управления точностью.

Модели основного оборудования ЭЭС, применяемые в современных программных комплексах для расчёта электрических режимов, как правило, характеризуются большим числом параметров, которые в силу старения оборудования и влияния различных эксплуатационных факторов в течение времени могут изменяться. В современной практике эти параметры определяются из паспортных данных оборудования или экспериментальным путём во время испытаний. Полученные таким образом параметры в расчётных моделях могут существенно отличаться от фактических. Актуализация большей части из них затруднена из-за отсутствия методов, позволяющих определить параметры оборудования непосредственно в процессе эксплуатации.

Внедрение и всё более широкое применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) параметров электрического режима (ПЭР) в Единой энергетической системе (ЕЭС) России открывают широкие перспективы для повышения качества применяемых в задачах управления режимами расчётных моделей элементов ЭЭС. На сегодняшний день более 100 объектов ЕЭС России оснащены устройствами СВИ (УСВИ). В основном это мощные электростанции и крупные узловые подстанции 220 кВ и выше. Полученные с помощью УСВИ данные могут использоваться для количественной оценки параметров динамических моделей элементов ЕЭС.

Современные технологии дают возможность выполнять такую оценку в режиме реального времени во время переходных процессов. Определение параметров динамического эквивалента ЭЭС на начальной стадии переходного процесса позволяет получить количественную оценку характеристик моделей оборудования ЭЭС, соответствующую текущему состоянию системы, режиму и характеру возмущения, делая модели адаптивными. При таком подходе не требуется применение сложных моделей, характеризующихся большим числом параметров. Точность модели обеспечивается за счёт определения её фактических параметров в текущем режиме на основе реальных измерений, а не за счёт усложнения модели. Также упрощение моделей приводит к ускорению расчёта, что актуально для задач реального времени.

Одним из подходов к упрощению моделей ЭЭС является узловая модель системы, предложенная румынским учёным П. Димо. Узловой эквивалент позволяет решать широкий круг задач анализа режимов ЭЭС применительно к части энергосистемы. Важным применением таких моделей была централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) первого поколения, внедрение которой существенно увеличило эффективность и надёжность противоаварийного управления. Развитие технологии СВИ позволяет изменить и усовершенствовать подходы к определению параметров эквивалентов ЭЭС. Определение их фактических параметров позволяет улучшить точность и скорость решения многих задач управления режимами ЭЭС, в том числе задач противоаварийного управления.

Цель работы – разработка методов определения параметров эквивалентов ЭЭС в режиме реального времени с использованием СВИ, полученных в течение электромеханического переходного процесса.

Для достижения указанной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ применяемых методов определения параметров основных элементов эквивалентов ЭЭС.
2. Разработка методов определения параметров синхронной машины (СМ) и эквивалентной СМ на основе СВИ в ходе переходных режимов в ЭЭС.
3. Разработка методов определения параметров ветвей и нагрузок эквивалентов сети по СВИ в ходе переходных режимов.
4. Разработка новых методов обработки первичных измерений, позволяющих определять ПЭР с высокой скоростью и точностью для расчёта параметров эквивалентов в режиме реального времени.
5. Подтверждение эффективности разработанных методов по данным математического и физического моделирования, а также с использованием реальных архивов системы мониторинга переходных режимов (СМНР).

Объектами исследования являются энергосистема с оборудованием, системами управления и развернутой системой СВИ, а также общепризнанные цифровые и физические модели энергосистемы и СМ, описывающие и воспроизводящие электромеханические переходные процессы.

Методология и методы исследования. В ходе исследований были применены методы анализа и модели энергосистем и оборудования, разработанные в рамках теории электромеханических переходных процессов. Все алгоритмы проверялись с использованием цифровых моделей энергосистем и оборудования с помощью математического моделирования, а также воспроизведения переходных процессов на физической электродинамической модели (ЭДМ) энергосистемы, входящей в состав цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК) Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС) и на реальных данных, полученных из архивов измерений СМНР ЕЭС России.

Научная новизна заключается в:

- развитии методов адаптивного определения параметров эквивалентов ЭЭС, которые могут вычисляться в режиме реального времени на основе СВИ;
- разработке новых методов определения параметров эквивалентной СМ в режиме реального времени по данным СВИ в течение электромеханических переходных процессов;
- разработке нового метода определения параметров ветвей узлового эквивалента по данным СВИ в течение электромеханических переходных процессов;
- разработке двух новых методов определения ПЭР с частотой дискретизации первичных измерений УСВИ: метода, основанного на модифицированном преобразовании Гильберта, и метода экспресс-оценки мгновенных ПЭР.

Достоверность результатов подтверждается корректным применением теории ЭЭС и методов обработки сигналов, использованием различных математических методов, а также вычислительными экспериментами, выполненными на физических и математических моделях энергосистемы и аналитическими расчётами по реальным СВИ регистраторов, установленных в узлах ЕЭС России. Исследования выполнялись и обсуждались в контакте с научно-технической (АО «НТЦ ЕЭС», г. Санкт-Петербург) и диспетчерско-технологической (АО «СО ЕЭС», г. Москва) организациями, а также ведущей компанией-разработчиком программного и аппаратного обеспечения современных измерительных систем, развернутых в ЕЭС России (ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург).

Теоретическая и практическая значимость работы состоят в:

- повышении надёжности ЭЭС за счёт увеличения скорости и точности решения задач противоаварийного управления реальным временем с использованием методов определения параметров эквивалентов ЭЭС на основе СВИ, а также методов определения мгновенных ПЭР, позволяющих корректно определять параметры электрических величин во время переходного процесса;
- разработке «Системы определения инерционной постоянной синхронной машины», защищенной патентом РФ;
- использовании полученных результатов в учебном процессе и при повышении квалификации сотрудников профильных организаций.

Реализация и внедрение результатов работы. Система определения инерционной постоянной синхронной машины предполагается к использованию в системе мониторинга системных регуляторов в качестве дополнения, расширяющего ее функциональность в части определения динамических свойств СМ по данным СВИ в ходе электромеханических переходных процессов в ЭЭС. Метод экспресс-оценки мгновенных ПЭР (ЭОМПЭР) принят к реализации в разрабатываемом регистраторе динамических процессов (РДП).

Положения, выносимые на защиту:

1. Методы определения параметров СМ и эквивалентной СМ на основе СВИ, полученных в течение переходных процессов в ЭЭС.
2. Метод определения параметров ветвей эквивалента ЭЭС на основе СВИ.
3. Определение СВИ с плотностью первичных измерений методами модифицированного преобразования Гильберта и экспресс-оценки мгновенных ПЭР.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертации докладывались и обсуждались на 9 конференциях, в том числе: Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Томск-2014, Иваново-2015, Казань-2016; 5-я Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем» – Сочи-2015; конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем 2017», Санкт-Петербург, 2017; International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON), Омск, 2015; International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Челябинск, 2016; 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Рига, Латвия, 2016; 2017 9th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), Пхукет, Тайланд, 2017. Основные положения работы рассматривались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, 2014-2018.

Публикации. Основные результаты по теме диссертации изложены в 15 печатных работах, в том числе 4 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ («Электрические станции», «Известия НТЦ Единой энергетической системы») и 5 – в зарубежных изданиях, входящих в международные базы цитирования Web of Science и Scopus. Получен патент РФ на изобретение «Системы определения инерционной постоянной синхронной машины».

Личный вклад соискателя. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит разработка метода определения параметров эквивалентов ЭЭС, а также их алгоритмическая реализация; разработка методов определения мгновенных ПЭР; внедрение метода определения мгновенных ПЭР на основе модифицированного ПГ в РДП; выполнение апробации разработанных методов.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 96 наименований и 1 приложения. Объем работы: страниц – 124, включая рисунков – 63 и таблиц – 13.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена общая характеристика диссертационной работы, отражена актуальность темы исследования, сформулированы цели и

задачи, пояснены научная новизна и практическая значимость достигнутых результатов.

В первой главе представлен обзор методов определения параметров элементов эквивалентов ЭЭС, в том числе узловых эквивалентов, а также обзор задач, решаемых с применением узлового анализа.

Традиционный подход к построению эквивалентных моделей ЭЭС заключается в исключении из исходной схемы элементов (узлов и всех связей от них), оказывающих слабое влияние на анализируемый процесс, а также замене группы элементов другими, агрегированными (эквивалентирование параллельных линий, группы узлов). Недостатком этого подхода является высокая погрешность определения параметров эквивалентной схемы, обусловленная использованием справочных данных, которые могут отличаться от фактических значительно в зависимости от конструктива оборудования, климатических условий и других факторов.

В 1960-е годы П. Димо была предложена идея применения так называемых РЭН-моделей (узловых моделей) для анализа установившихся и переходных режимов ЭЭС. РЭН-модель представляет собой радиальную (Р), эквивалентную (Э) замещающей части системы схему, независимую (Н) от остальной части схемы (зависит только от состояния образующих её узлов). Узловая модель включает в себя узлы, напряжения которых считаются независимыми (обычно это генераторные узлы), а также узлы, важные для анализа. Для каждого анализируемого узла можно получить отдельную узловую модель, включающую в себя помимо этого узла, все узлы, которые будут иметь с ним связь, и связи между анализируемым узлом и остальными узлами.

С применением узлового анализа можно решать широкий круг задач, возникающих при эксплуатации ЭЭС. Большую роль узловой анализ сыграл в реализации алгоритмов ЦСПА первого поколения. Данная система показала свою высокую эффективность и надёжность на протяжении многих лет эксплуатации. Внедрение ЦСПА позволило снизить объёмы отключаемой нагрузки, а использование адаптивного алгоритма с элементами узлового анализа – уменьшить вероятность необходимости разделения системы в случае возникновения каскадных аварийных режимов.

Узловые эквиваленты, которые использовались в алгоритмах ЦСПА, состояли из модели генератора и нагрузки рассматриваемого узла, всех прилегающих к нему сетевых элементов и эквивалентных генераторов и нагрузок на противоположных концах этих элементов. Такой подход позволил установить соответствие между измеряемыми параметрами реальной системы и модели. Для узловых моделей были разработаны методы определения условий существования режима, мест приложения и дозировок управляющих воздействий.

Применение узловых моделей позволило обеспечить высокое быстродействие системы за счёт использования в расчётах моделей уменьшенной размерности. При этом параметры режима узловой модели соответствовали

реальным измеряемым параметрам в системе. Также такой подход обеспечил локальность оценок устойчивости, что позволяло определять наиболее опасный с точки зрения устойчивости участок сети и вычислить наиболее эффективные управляющие воздействия. При этом параметры узловых эквивалентов определялись из схемы замещения, полученной на основе паспортных параметров оборудования, что вводило погрешность в работу системы. Также модернизация сети, внедрение новых генерирующих мощностей и изменение мощности и структуры нагрузок приводило к необходимости внесения изменений в настройки алгоритма.

Узловой эквивалент состоит из узлов, объединённых радиальными связями. В узлах эквивалента находятся модели генераторов и нагрузок. Соответственно, для использования узлового эквивалента необходимо определить параметры его связей, моделей генераторов и нагрузок в узлах. Параметры связей определяются путём эквивалентирования сети, недостатки такого подхода отмечены ранее.

Генераторы в практических расчётах динамики в настоящее время моделируются, как правило, с помощью трёхконтурных моделей Парка. В этом случае для моделирования энергоблока необходимо моделирование турбин с их системами регулирования, а также систем возбуждения и АРВ. Для этого применяются цифровые модели в зависимости от типа используемого оборудования. В результате для моделирования каждого энергоблока требуется получить значительное количество информации: номинальная мощность генерирующего оборудования и турбины; номинальный коэффициент мощности генератора; номинальное напряжение статора; инерционные постоянные турбины, генератора, редуктора; синхронное, переходное, сверхпереходное сопротивление генератора по оси d и по оси q ; постоянные времени обмоток машины; тип, характеристики и параметры настройки системы регулирования турбины; тип и характеристики системы возбуждения генератора; тип, алгоритм функционирования и параметры настройки автоматического регулятора возбуждения генератора.

Все эти параметры должны предоставлять собственники генерирующего оборудования, однако информация не всегда оказывается полной и корректной. Кроме того, редко выполняется актуализация этих параметров и их экспериментальная верификация, что является важной задачей ввиду естественного изменения характеристик оборудования в ходе эксплуатации. В результате в цифровой модели ЭЭС присутствует некорректная информация, обусловленная использованием неактуальных параметров или параметров, определённых экспертным путём. Поскольку количество энергоблоков в модели значительно и для объединённой энергосистемы может превышать 100, совокупность параметров цифровой модели, отличающихся от фактических, может оказать негативное влияние на корректность расчёта.

Одним из способов решения проблемы является снижение количества параметров моделей генерирующего оборудования путём упрощения самих эквивалентных моделей. Более того, упрощение модели открывает перспек-

тивы её использования для расчётов в режиме реального времени с использованием СВИ. Наиболее простая модель СМ представляет собой уравнение движения, дополненное слагаемым, учитывающим демпфирование колебаний ротора:

$$\tau_j \frac{S_H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_\varepsilon - p_d \left(\frac{d\delta}{dt} - \omega_0 \right), \quad (1)$$

где δ – угловое положение ротора; P_ε – электромагнитная мощность (активная трёхфазная мощность генератора); P_T – мощность турбины; τ_j – постоянная инерции; p_d – демпферный коэффициент; ω_0 – номинальная механическая частота вращения ротора; $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность генератора. Модель предполагает использование четырёх параметров: номинальная мощность СМ, постоянная инерции, коэффициент демпфирования, эквивалентное сопротивление СМ. В данной модели не учитываются переходные процессы в контурах СМ, поэтому недостатком модели является её более низкая точность в некоторых расчётах по сравнению с моделью Парка–Горева.

Моделирование нагрузок является сложной задачей, что объясняется многообразием их типов, отсутствием точной информации о подключенных к узлу электроприёмниках, а также стохастичностью их поведения. В простейшем случае нагрузки могут быть представлены постоянной мощностью, шунтом на землю или неизменным током. Для расчёта динамики часто применяются более сложные модели, отражающие зависимость мощности нагрузки от режимных параметров.

В силу указанных причин определение параметров нагрузок целесообразно выполнять на основе измерений. Задача определения параметров полиномиальной и степенной модели нагрузки на основе СВИ в ходе переходного процесса в настоящее время решена исследователями АО «НТЦ ЕЭС» с участием автора.

Автором рассмотрены принципы определения параметров эквивалентов ЭЭС. Установлены их недостатки, приводящие к некорректности определения параметров связей эквивалента и характеристик моделей генераторов. Для преодоления этих недостатков необходима разработка методов оценки фактических параметров в ходе эксплуатации оборудования по данным измерений, а также совершенствование моделей СМ, направленное на достижение баланса между количеством параметров модели и её точностью.

Во второй главе предложена адаптивная модель СМ, используемая для моделирования генераторов в узловой модели и методы определения её параметров на основе СВИ. Такой подход позволяет получить модель с характеристиками, соответствующими схемной ситуации, режиму, возмущению и другим факторам, при которых параметры модели определяются. Модели, параметры которых определены таким образом, принято называть адаптивными. Основные отличительные особенности адаптивных моделей: параметры моделей корректно описывают моделируемый объект только для текущей схемно-режимной ситуации, параметры могут определяться только

на основе измерений режимных параметров объекта. Соответственно, такие модели целесообразно использовать для решения задач анализа и управления в течение того же процесса, при котором их параметры были определены.

За основу адаптивной модели СМ, используемой как элемент узловой модели сети, принято уравнение движения ротора:

$$\tau_j \frac{S_H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{\Sigma}. \quad (2)$$

Уравнение движения записано в именованных единицах. Входные данные для расчёта параметров модели – измерения, которые выполняются в именованных единицах, поэтому такая форма записи в данной работе более удобна.

Уравнение движения показывает связь между действующими на ротор моментами и динамикой его вращения. Величина инерционной постоянной определяет, насколько интенсивно ротор будет менять свою скорость при возникновении небаланса моментов на его валу. В данной форме записи присутствуют два момента (выраженные через мощности): момент турбины и электромагнитный момент. При этом электромагнитный момент M_{Σ} , связанный с электромагнитными силами машины, осуществляющий в нормальном режиме работы генератора тормозящее действие на ротор, включает в себя три составляющих:

$$M_{\Sigma} = M_0 + M_c + M_d, \quad (3)$$

где M_0 – составляющая электромагнитного момента, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания; M_c – синхронизирующий момент, препятствующий отклонению угла нагрузки СМ от его устойчивого положения; M_d – демпферный (асинхронный, успокоительный) момент, возникающий при отклонении частоты вращения ротора от частоты вращающегося поля статора (частоты сети) и связанный с электромагнитными процессами в замкнутых контурах ротора.

Выражение (3) переписано в активных мощностях:

$$P_{\Sigma} = P_0 + p_s \Delta\theta + p_d s, \quad (4)$$

где P_0 – составляющая электромагнитной мощности, соответствующая значению угла нагрузки СМ, вокруг которого происходят колебания; $\Delta\theta$ – отклонение угла нагрузки СМ от его устойчивого положения; s – скольжение СМ; p_d – демпферный коэффициент; p_s – коэффициент синхронизирующей мощности.

В расчётной практике применяется модель, представляющая собой уравнение движения со слагаемым демпферной мощности. В некоторых случаях она описывает процесс недостаточно точно. Из (4) видно, что помимо демпферного момента в составе электромагнитного момента на вал ротора действует и синхронизирующий момент. Если дополнить уравнение движения ещё одним слагаемым, соответствующим синхронизирующему моменту, то модель примет вид:

$$\tau_j \frac{S_H}{\omega_0} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_{\Sigma} - p_d \left(\frac{d\delta}{dt} - \omega_0 \right) - p_s \Delta\delta. \quad (5)$$

Электрическая часть модели представляется постоянной ЭДС за эквивалентным реактивным сопротивлением $x_{\text{ЭКВ}}$. Для каждого моделируемого энергоблока должны быть определены следующие параметры: τ_j , p_d , p_s , $x_{\text{ЭКВ}}$. ЭДС определяется режимом ЭЭС.

Постоянная инерции определяется на основе измерений из (2). При этом измеряемыми являются параметры δ и $P_{\text{э}}$, вычисляемыми являются τ_j и $P_{\text{т}}$, заданными являются $S_{\text{н}}$ и ω_0 . Все параметры выражены в именованных единицах. Измерение угла ротора может быть осуществлено непосредственно с помощью специальных датчиков, либо с использованием измерений режимных параметров или режимных параметров и параметров возбуждения синхронной машины. Вычисление искомой инерционной постоянной осуществляется скользящим образом на окнах с применением многопараметрической модели.

Метод определения демпферного коэффициента и коэффициента синхронизирующей мощности основан на выделении составляющих электромагнитной мощности генератора, соответствующих характерным моментам, действующим на вал ротора СМ. Выражение (4) используется для вычисления искомых параметров. Вычисление этих параметров осуществляется путем аппроксимации (4) скользящим образом, как и при вычислении инерционной постоянной. Угол нагрузки СМ определяется на основе угла ротора δ с использованием измерения вектора напряжения на зажимах СМ.

Определение эквивалентного сопротивления СМ осуществляется следующим образом. Для представленной модели справедливо соотношение:

$$\dot{E} = \dot{U} + jx_{\text{ЭКВ}}\dot{I}, \quad (6)$$

где \dot{E} – вектор внутренней ЭДС синхронной машины; \dot{U} – вектор напряжения на зажимах синхронной машины; $x_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное реактивное сопротивление синхронной машины; \dot{I} – вектор тока синхронной машины. Разделив обе части выражения на напряжение и записав его в полярной форме, можно получить:

$$\frac{E}{U} (\cos \theta + j \sin \theta) - jx_{\text{ЭКВ}} \frac{I}{U} (\cos(-\varphi) + j \sin(-\varphi)) = 1, \quad (7)$$

где φ – угол между током и напряжением на зажимах машины. Выделив мнимую составляющую выражения, получим:

$$\frac{E}{U} \sin \theta - x_{\text{ЭКВ}} \frac{I}{U} \cos \varphi = 0. \quad (8)$$

Определив ЭДС через напряжение на зажимах генератора и угол нагрузки θ с использованием измерений угла ротора и фазы напряжения, можно получить выражение для определения эквивалентного сопротивления СМ:

$$x_{\text{ЭКВ}} = \frac{U \cdot \text{tg} \theta}{I \cdot \cos \varphi}. \quad (9)$$

Для подтверждения эффективности методов использовалась модель, состоящая из генератора, трансформатора, ЛЭП и внешней ЭЭС большой мощности. Моделирование осуществлялось в программном пакете MATLAB Simulink. Были созданы два варианта описанной модели. В первом варианте (модель 1а) генератор представлен трёхконтурной моделью, а также отдельно

моделировались возбудитель с АРВ и турбина. Во втором варианте (модель 1б) генератор представлен адаптивной моделью. Остальные элементы моделей идентичны и имеют одинаковые параметры. Основные параметры генератора из модели 1а представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры генератора в модели 1

S_H , МВА	τ_j , с	x_d , о.е.	x'_d , о.е.	x''_d , о.е.	x_1 , о.е.	T'_d , с	T''_d , с
200	6,4	1,305	0,296	0,252	0,18	1,01	0,053

На первом этапе эксперимента была выполнена имитация трёхфазного короткого замыкания вблизи ЭЭС большой мощности в модели 1а. По полученным измерениям были вычислены параметры адаптивной модели генератора модели 1а. На втором этапе эксперимента вычисленные параметры адаптивной модели были использованы для генератора в модели 1б, в которой была выполнена имитация аналогичного замыкания. Было выполнено сравнение полученных на обоих этапах эксперимента графиков измерений.

В качестве иллюстрации показаны результаты двух экспериментов: в первом генератор в модели 1 оснащён АРВ пропорционального действия (АРВ ПД), а во втором – АРВ сильного действия (СД). Вычисленные значения параметров для первого случая: $\tau_j = 6,42$ с, $p_d = 6,03$, $p_s = -0,05$, $x_{\text{экв}} = 0,32$ Ом; для второго случая: $\tau_j = 6,49$ с, $p_d = 7,96$, $p_s = 1,57$, $x_{\text{экв}} = 0,33$ Ом. Значения постоянной инерции и эквивалентного сопротивления генератора в обоих экспериментах получились близкими. Значения демпферного коэффициента и коэффициента синхронизирующей мощности больше в случае применения АРВ СД.

На рисунках 1 и 2 приведены графики мощности модели 1а и модели 1б для первого и второго эксперимента соответственно, в таблице 2 показаны статистические показатели отклонений мощности генератора в модели 1б от мощности генератора в модели 1а. Из результатов видно, что адаптивная модель с параметрами, определёнными предложенным методом, с высокой точностью повторяет поведение полной модели в обоих случаях. Среднеквадратические отклонения оказались завышены из-за того, что процессы незначительно разошлись по фазе на начальном интервале времени. Остальные характеристики процесса оказались близкими.

Дополнительно проведено исследование возможности применения адаптивной модели СМ с учётом демпферного коэффициента, но без учёта коэффициента синхронизирующей мощности ($P_s = 0$), т. е. применение упрощённой модели СМ в качестве адаптивной. Из результатов видно (рисунки 1, 2), что при применении АРВ ПД учёт коэффициента синхронизирующей мощности практически не оказывает влияния на результат. Но при применении АРВ СД модель без учёта данного коэффициента значительно хуже воспроизводит исходный процесс: частота низкочастотных колебаний при использовании такой модели существенно отличается от частоты низкочастотных колебаний исходного процесса. Следовательно, учитывать коэф-

эффициент синхронизирующей мощности в адаптивной модели СМ необходимо.

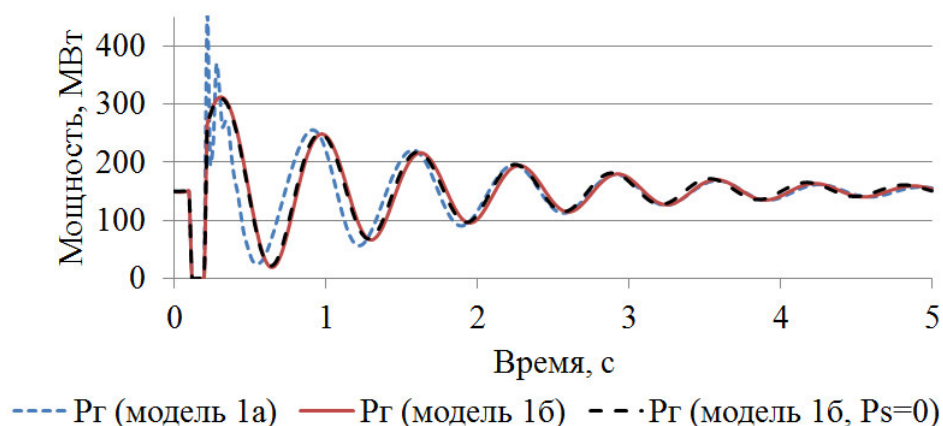


Рисунок 1 – Сравнение графиков мощности генератора при использовании модели Парка-Горева и упрощённой модели (эксперимент 1 с АРВ ПД)

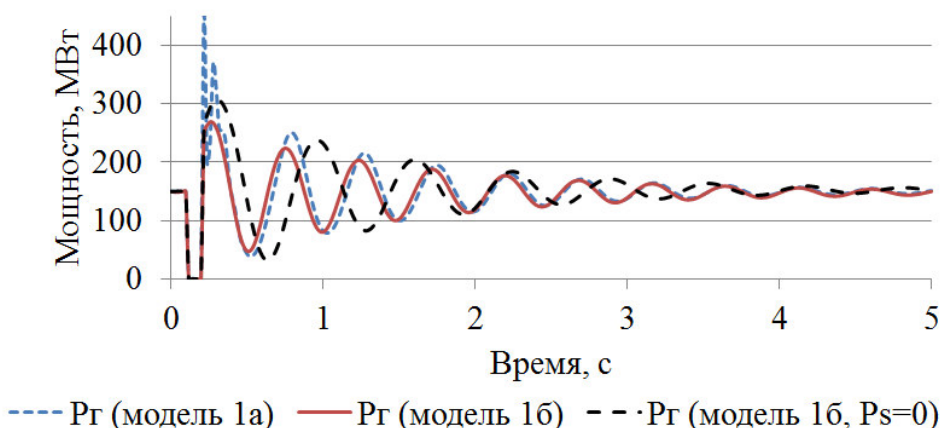


Рисунок 2 – Сравнение графиков мощности генератора при использовании модели Парка-Горева и упрощённой модели (эксперимент 2 с АРВ СД)

Таблица 2 – Статистические показатели эксперимента на физической модели

	Эксперимент 1		Эксперимент 2	
	Модель 1б	Модель 1б, Ps=0	Модель 1б	Модель 1б, Ps=0
Среднее отклонение от мощности генератора в модели 1а	-0,15 %	0,51 %	-0,70 %	0,28 %
Среднеквадратическое отклонение от мощности генератора в модели 1а	13,25 %	11,34 %	6,60 %	24,19 %

На большей части электростанций в ЭЭС установлено по несколько генераторов, характеристики которых могут различаться. Для упрощения итоговой расчётной схемы целесообразно выполнять эквивалентирование генераторных узлов. В этом случае генераторный узел целесообразно представить моделью эквивалентной СМ.

Из (9) можно получить формулу для расчёта угла нагрузки эквивалентной машины $\theta_{\text{ЭКВ}}$, заменив параметры отдельной машины (x, I, φ, θ) соответствующими параметрами эквивалентной машины ($x_{\text{ЭКВ}}, I_{\text{ЭКВ}}, \varphi_{\text{ЭКВ}}, \theta_{\text{ЭКВ}}$):

$$\theta_{\text{ЭКВ}} = \arctg \frac{x_{\text{ЭКВ}} \cdot I_{\text{ЭКВ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЭКВ}}}{U}. \quad (10)$$

Эквивалентное сопротивление $x_{\text{ЭКВ}}$ определяется по известным законам электротехники путём эквивалентирования параллельных генераторных ветвей.

Для определения тока эквивалентного генератора $I_{\text{ЭКВ}}$ и сдвига по фазе между током и напряжением эквивалентного генератора $\varphi_{\text{ЭКВ}}$ необходимо наличие измерений этих величин на каждом генераторе. Далее необходимо вычислить действительную ($I'_{\text{ЭКВ}}$) и мнимую ($I''_{\text{ЭКВ}}$) части суммарного тока генераторов:

$$I'_{\text{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^n I_i \cos \varphi_i, \quad (11)$$

$$I''_{\text{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^n I_i \sin \varphi_i, \quad (12)$$

где I_i – ток i -го генератора; φ_i – сдвиг по фазе между током и напряжением ток i -го генератора; n – количество эквивалентруемых генераторов. Тогда модуль тока эквивалентного генератора определяется по выражению:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{I'_{\text{ЭКВ}}{}^2 + I''_{\text{ЭКВ}}{}^2}, \quad (13)$$

а его фазовый сдвиг определяется по выражению:

$$\varphi_{\text{ЭКВ}} = \arctg \frac{I''_{\text{ЭКВ}}}{I'_{\text{ЭКВ}}}. \quad (14)$$

Угол ротора эквивалентной СМ определяется согласно формуле:

$$\delta_{\text{ЭКВ}} = \psi_U + \theta_{\text{ЭКВ}}, \quad (15)$$

где ψ_U – фазовый угол напряжения СМ.

С использованием полученных параметров эквивалентной СМ можно определить параметры её адаптивной модели (τ_j , p_d , p_s) с помощью ранее разработанных методов, используя в качестве исходных данных параметры эквивалентной машины ($\delta_{\text{ЭКВ}}$, $\varphi_{\text{ЭКВ}}$, эквивалентная электромагнитная мощность и т.д.) вместо параметров одиночной СМ.

Для проверки метода определения параметров адаптивной модели эквивалентной СМ были проведены эксперименты в MATLAB Simulink. Было разработано две модели. Модель 1 состоит из двух параллельно соединённых синхронных генераторов, повышающего трансформатора, ЛЭП и системы большой мощности. Синхронный генератор моделируется упрощённой моделью. Возмущение – трёхфазное короткое замыкание вблизи системы. Модель 2 отличается от модели 1 только тем, два параллельно включенных генератора заменены эквивалентным. В ходе экспериментов вначале осуществлялась имитация замыкания в модели 1, затем по полученным измерениям вычислялись параметры эквивалентной адаптивной модели генераторов. После этого вычисленные параметры подставлялись в эквивалентный генератор в модели 2 и выполнялся анализ соответствия исходного процесса в модели 1 и процесса в модели 2, полученного с использованием вычисленных параметров эквивалентной модели.

В качестве иллюстрации приведены результаты одного из экспериментов. В нём первый генератор имеет параметры: $\tau_{j1}=7$ с, $p_{d1}=4$, $x_1=0,30$ о.е.

Второй генератор имеет параметры: $\tau_{j2}=6$ с, $p_{d2}=3$, $x_2=0,25$ о.е. Вычисленные предлагаемым методом параметры эквивалентной адаптивной модели СМ: $\tau_{jЭКВ}=6,57$ с, $p_{dЭКВ}=4,02$, $x_{ЭКВ}=0,28$ о.е. На рисунке 3 представлены график суммарной активной мощности двух генераторов для модели 1 и график активной мощности эквивалентного генератора в модели 2 (среднее отклонение $-0,05\%$, среднеквадратическое $2,15\%$). Из результатов эксперимента видно, что адаптивная модель эквивалентной СМ с параметрами, определёнными предлагаемым методом, восстанавливает исходный процесс с высокой точностью.

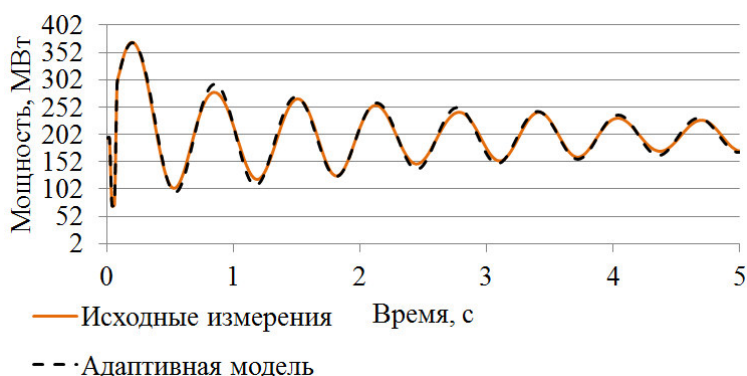


Рисунок 3 – Сравнение измерений мощности в модели 1 и модели 2

Определение искомым параметров модели осуществлялось скользящим образом. Для примера на рисунке 4 представлены результаты вычисления инерционной постоянной. Из рисунка видно, что с высокой точностью (погрешность менее 2%) инерционная постоянная стала определяться через 1 с после возмущения. Такая задержка объясняется повышенной погрешностью работы традиционных методов определения ПЭР в начале переходного процесса, когда параметры исходных сигналов меняются быстро и лежащие в основе этих методов предположения о неизменности параметров сигнала внутри периода промышленной частоты оказываются некорректны.

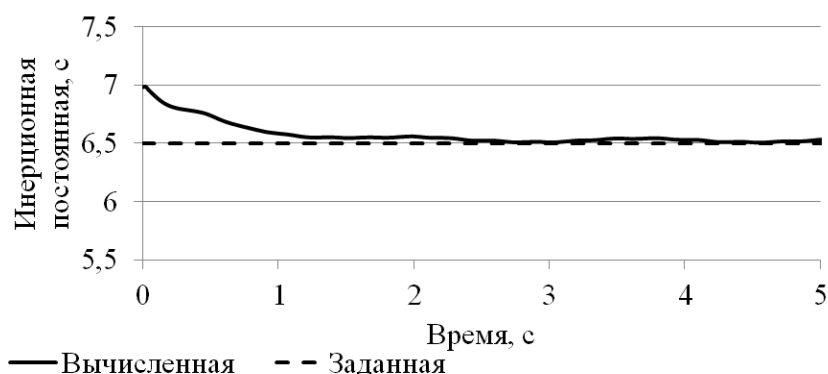


Рисунок 4 – Результаты вычисления инерционной постоянной

Представлены адаптивные модели СМ и эквивалентной СМ, которые позволяют симитировать поведение СМ при динамических переходных процессах. Разработан метод определения параметров адаптивной модели на ос-

нове СВИ переходных режимов ЭЭС, эффективность которого доказана экспериментально, а также способ эквивалентирования генераторов, представленной такой моделью. Установлено, что для использования методов определения параметров модели в режиме реального времени, требуется повышение точности и быстродействия методов определения ПЭР.

В третьей главе представлен метод определения основных параметров эквивалентов сети на основе СВИ, выполненных во время переходных процессов в электрической сети. Для определения параметров требуется наличие измерений действующего значения напряжения, его угла и активной мощности нагрузки в узлах сети, которые будут сохранены в эквиваленте.

Для определения сопротивлений связей между узлами в эквиваленте необходимо определить, между какими узлами связи в нём будут. Определение их сопротивлений основано на известных законах электротехники. Сумма токов от узла i к каждому из n j -ых узлов, имеющих с ним связь, может быть найдена по выражению:

$$I_{P_i} = \sum_{j=1}^n b_{ij} U_j \sin(\delta_{ij}), \quad (16)$$

где $I_{P_i} = \frac{P_i}{U_i}$, а P_i – активная эквивалентная узловая мощность для узла i ; $b_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}$ – реактивная проводимость ветви i - j ; U_j – напряжение узла j ; δ_{ij} – угол между напряжениями узлов i и j . Это выражение используется для определения параметров связей эквивалента сети, примыкающих к узлу i . В данном уравнении искомой неизвестной является реактивная проводимость ветвей, остальные параметры регистрируются СМПР. Вычисление неизвестных параметров осуществляется с помощью многопараметрической модели. В (16) не учтено активное сопротивление линии, т. к. в сетях 220 кВ и выше, для которых прежде всего актуальна данная работа, оно значительно ниже реактивного и не оказывает существенного влияния на результат расчёта.

К узлам эквивалента подключаются модели нагрузок и генераторов. В качестве модели генератора предлагается использовать адаптивную (упрощённую) модель СМ, разработанную во второй главе. Её параметры также определяются на основе СВИ в ходе переходного процесса.

Для проверки метода использовалась модель, применяемая для сертификации автоматики ликвидации асинхронного режима (рисунок 5). Модель представляет собой кольцевую сеть 330 кВ, к которой подключены четыре СМ. В сети моделируется возмущение – трёхфазное короткое замыкание на линии 6 (Л-6) вблизи подстанции (ПС) №2. При моделировании предполагалось, что на каждой подстанции установлены УСВИ.

Анализ топологии схемы показывает, что наиболее простой способ эквивалентирования данной схемы заключается в её приведении к виду кольцевой трёхузловой сети. На основе СВИ, полученных в ходе моделирования послеаварийного режима в рассматриваемой модели, представленным методом были определены параметры эквивалентных связей между узлами сети и параметры моделей СМ. Результаты эквивалентирования представлены на рисунке 6 (а).

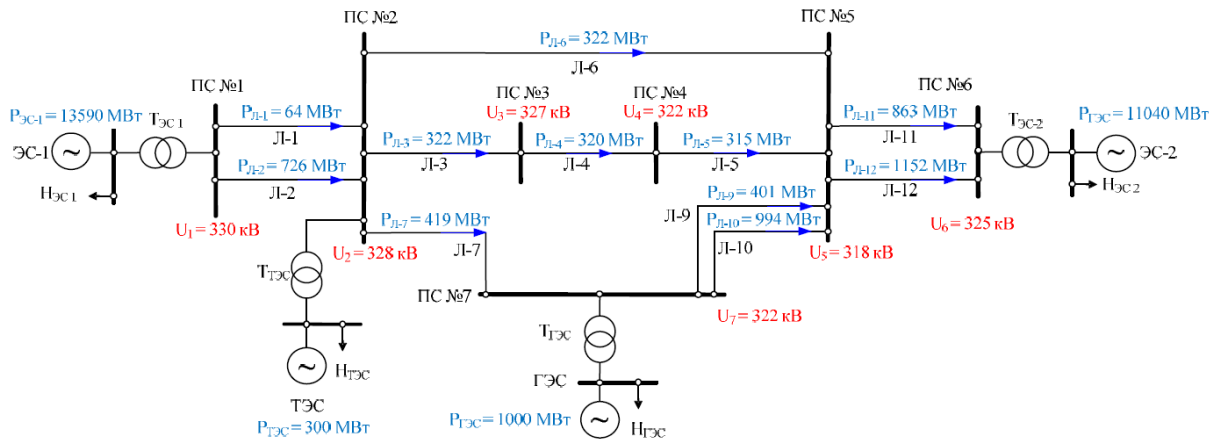


Рисунок 5 – Схема исследуемой сети

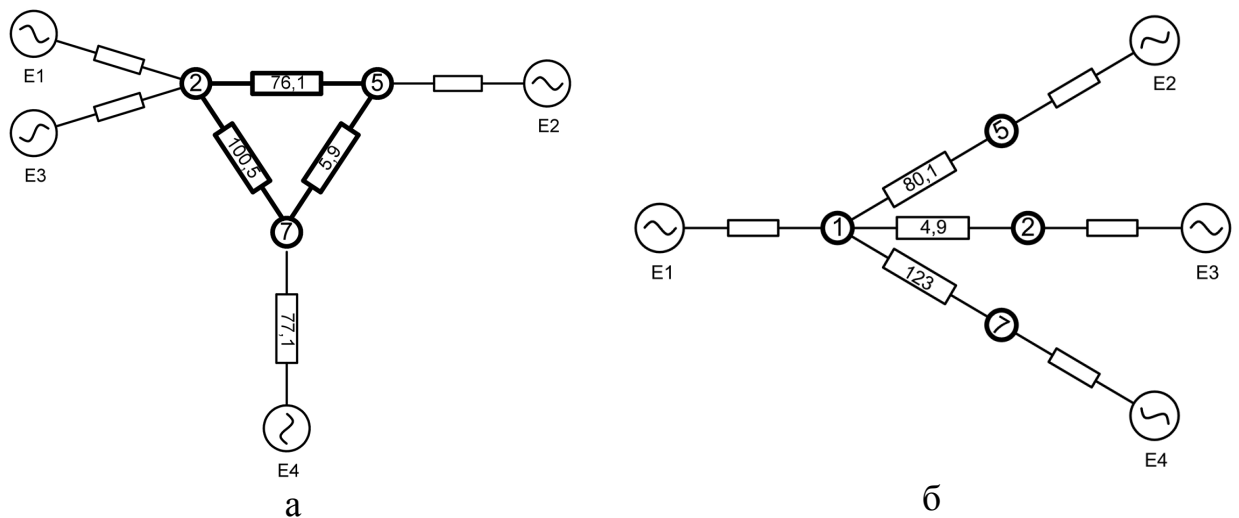


Рисунок 6 – Эквиваленты исследуемой сети: а – кольцевой эквивалент, б – узловой эквивалент

Параметры связей, определённые предлагаемым методом, согласуются с полученными путём «ручного» эквивалентирования схемы замещения значениями (среднее отклонение составляет 2,4 %), что доказывает высокую точность метода. На рисунке 7 представлены результаты определения сопротивления связи между ПС №2 и ПС №5, рассчитанные с использованием окон различной ширины. Из результатов видно, что при использовании окна 1 с результатами с погрешностью, не превышающей 5 %, появляются через 1 с после возмущения. При использовании более коротких окон точные результаты получаются позже: на расчётном окне в 0,5 с – через 1,8 с после возмущения. Полученные результаты позволяют сделать вывод о возможности применения представленного метода в расчётах в режиме реального времени.

Также были выполнены измерения времени, которое необходимо персональному компьютеру для моделирования замыкания в исходной и эквивалентированной сетях (в среде MATLAB Simulink). Моделирование эквивалентной схемы осуществляется в 3 раза быстрее. Следовательно, применение

эквивалентов, получаемых предлагаемым методом, позволяет ускорить расчёты, что актуально для задач реального времени.

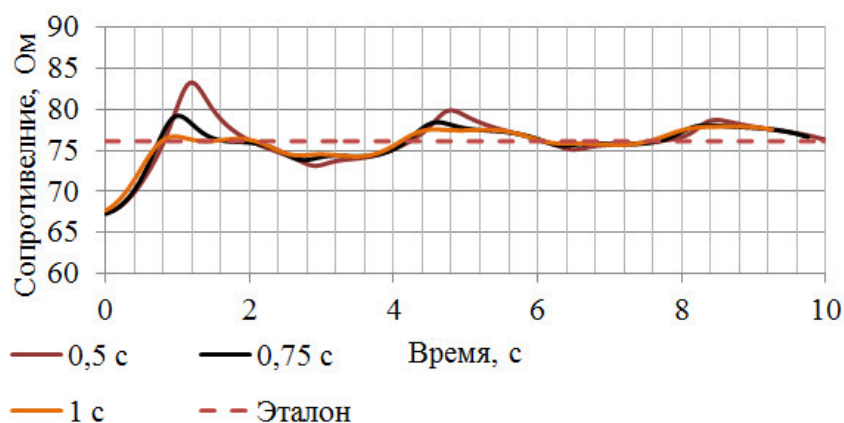


Рисунок 7 – Определение сопротивления между ПС №2 и ПС №5 на различных окнах

Предлагаемый метод позволяет также получить узловой эквивалент сети. Основным преимуществом такого подхода является отсутствие необходимости использования топологической информации для определения параметров схемы: вид эквивалента не зависит от текущей схемно-режимной ситуации. От неё зависят только значения его параметров, которые определяются представленным методом на основе СВИ, полученных после возмущения в ЭЭС. Результаты определения параметров узлового эквивалента для узла 1 представлены на рисунке 6 (б).

В четвёртой главе представлены разработанные методы определения мгновенных ПЭР. Во второй главе показано, что применяемые методы не позволяют определять параметры с достаточной быстротой и достаточной точностью при переходных режимах для последующего использования вычисленных значений в задаче определения параметров узловых эквивалентов в режиме реального времени. К рассмотрению предлагается два разработанных метода определения ПЭР с дискретизацией первичных измерений: модифицированное преобразование Гильберта (МППГ) и метод экспресс-оценки мгновенных ПЭР (ЭОМПЭР).

Классическое преобразование Гильберта (ПГ), в отличие от большинства применяемых методов обработки сигналов в электроэнергетике, основано на предположении о возможности изменения амплитуды и частоты сигнала во времени, по этой причине его применение для обработки измерений в ходе переходных режимов предпочтительно. Одним из недостатков классического ПГ является невозможность его применения для расчётов в режиме онлайн. МППГ позволяет преодолеть этот недостаток и отличается от классического преобразования Гильберта (ПГ) последовательностью выполняемых операций.

Представленный алгоритм расчёта ПЭР основан на МППГ, которое ранее было разработано для анализа низкочастотных колебаний (НЧК). В ходе исследований было установлено, что реальные сигналы тока и напряжения существенно искажены, в отличие от мод НЧК, для анализа параметров ко-

торых было разработано МПГ ранее. Поэтому для получения корректных результатов при вычислении ПЭР с помощью МПГ потребовалось его адаптировать для этой задачи. В частности, огибающая сигнала вычисляется по оптимизированным особым образом точкам и с использованием сплайнов Эрмита; выполняется предварительное центрирование сигнала; вычисляются отдельно мгновенная и синхронная частота сигнала, а также активная и реактивная мощности. Алгоритм расчёта представлен далее.

1. Центрирование сигналов напряжения и тока. Для этого определяется точка, лежащая в центре отрезка, соединяющего экстремум сигнала с серединой другого отрезка, соединяющего два соседних экстремума от данного. Далее все полученные таким образом точки интерполируются кубическим сплайном, полученная кривая является центрирующей линией.

2. Вычисление мгновенной амплитуды центрированных сигналов. За мгновенную амплитуду принимается огибающая сигнала. Для этого сначала вычисляются экстремумы сигнала, затем они интерполируются сплайнами Эрмита, которые гарантируют, что огибающая не будет пересекать сигнал. Полученная кривая принимается за амплитуду сигнала.

3. Вычисление мнимой составляющей аналитического сигнала выполняется в соответствии со следующей формулой:

$$\bar{x}(t) = \sqrt{a^2(t) - x^2(t)}, \quad (17)$$

где $x(t)$ – исходный сигнал, $\bar{x}(t)$ – мнимая часть аналитического сигнала, $a(t)$ – мгновенная амплитуда исходного сигнала.

4. Вычисление мгновенной фазы сигнала выполняется по формуле:

$$\varphi(t) = \arccos \frac{x(t)}{a(t)}. \quad (18)$$

5. Мгновенная частота сигнала определяется по формуле:

$$\omega(t) = \frac{\bar{x}'(t)x(t) - x'(t)\bar{x}(t)}{a^2(t)}, \quad (19)$$

где $x'(t)$ и $\bar{x}'(t)$ – производные, соответственно, действительной и мнимой частей аналитического сигнала. Для нахождения производных соответствующие сигналы аппроксимируются полиномами второго порядка скользящим образом с серединой в точке, для которой рассчитывается производная; производные получившихся полиномов в средней точке и будут являться производными сигнала в ней.

6. Синхронная частота вычисляется путём аппроксимации сплайнами значений частоты, определяемых временными промежутками между переходами сигнала через ноль. Точки перехода через ноль определяются путём линейной аппроксимации сигнала вблизи смены его знака и поиска пересечения аппроксимирующей функции с нулём.

7. Для вычисления активной мощности вначале вычисляется мгновенная мощность $p(t)$:

$$p(t) = u(t) \cdot i(t), \quad (20)$$

где $u(t)$ – измерения напряжения, $i(t)$ – измерения тока. Тогда активной мощностью будет являться центрирующая оставляющая мгновенной мощности, вычисленная по методу, показанному в п. 1 настоящего алгоритма. Реак-

тивной мощностью будет являться центрирующая составляющая сигнала $q(t)$, вычисленного по формуле:

$$q(t) = u(t) \cdot i_h(t), \quad (21)$$

где $i_h(t)$ – мнимая составляющая сигнала тока, вычисленная в ходе МПГ.

Метод ЭОМПЭР основан на аппроксимации исходных сигналов тока и напряжения основной гармоникой ряда Фурье на узких окнах шириной менее периода синусоиды промышленной частоты. Ниже приведён его алгоритм.

1. Для выполнения аппроксимации сигнала первыми тремя членами ряда Фурье требуется получить первоначальную оценку частоты сигнала. Частота определяется по переходам через ноль сигнала напряжения так же, как и в модифицированном преобразовании Гильберта (интерполяции измерений кубическим сплайном при этом не выполняется). Эксперименты показали, что предлагаемый метод не обладает высокой чувствительностью к точности начальной оценки частоты, поэтому для вычисления параметров сигнала на текущем окне можно использовать последнюю полученную оценку частоты.

2. Определение коэффициентов ряда Фурье. Сигнал тока или напряжения может быть приближённо представлен суммой первых членов ряда Фурье:

$$x(t) = a_0 + a_1 \cdot \sin(\omega t) + b_1 \cdot \cos(\omega t), \quad (22)$$

где $x(t)$ – замер (отсчёт) тока или напряжения в момент времени t ; ω – угловая частота сигнала; a_0 – свободный член, определяющий регулярную составляющую сигнала; a_1, b_1 – коэффициенты ряда. Искомые коэффициенты ряда a_0, a_1, b_1 определяются с помощью аппроксимации сигнала выражением (22) на окнах фиксированной ширины скользящим образом. Вычисление осуществляется с помощью метода наименьших квадратов с применением многопараметрической модели.

3. По известным коэффициентам a_0, a_1, b_1 могут быть определены амплитуда X_m и фаза φ сигнала в центре вычислительного окна:

$$X_m = a_0 + \sqrt{a_1^2 + b_1^2}, \quad (23)$$

$$\varphi = \arctg \frac{a_1}{b_1}. \quad (24)$$

Частота сигнала определяется численным дифференцированием фазы сигнала.

4. Фильтрация сигналов. ПЭР могут быть определены с погрешностью, в результате чего выходные сигналы получаются зашумлёнными. Точность расчёта снижается при уменьшении ширины окна, что необходимо для обеспечения максимального быстродействия алгоритма, и при наличии искажений исходного сигнала, что характерно для измерений в реальной ЭЭС. Для снижения уровня помех в расчётных сигналах применяется их фильтрация. Она осуществляется с помощью фильтра скользящего среднего, как одного из самых простых и быстрых для вычисления.

Для проверки эффективности представленных алгоритмов был выполнен ряд экспериментов на с моделированных и полученных эксперименталь-

но данных. В качестве иллюстрации показан эксперимент со смоделированными сигналами тока и напряжения изменяющейся амплитуды и частоты (рисунки 8 и 9). Результаты определения амплитуды тока, частоты и фазы напряжения представлены на рисунках 10–12 соответственно. В таблице 3 представлены статистические показатели результатов экспериментов.

Таблица 3 – Статистические показатели расчётов ПЭР

Параметр	Амплитуда		Частота		Фаза	
	ЭОМПЭР	МПГ	ЭОМПЭР	МПГ	ЭОМПЭР	МПГ
Среднее отклонение от эталона	0,04 %	-0,01 %	0,01 %	0,00 %	0,02 %	-0,66 %
Среднеквадратическое отклонение от эталона	0,87 %	0,95 %	0,11 %	0,02 %	1,87 %	0,80 %
Максимальное отклонение от эталона	2,81 %	5,37 %	0,49 %	0,21 %	0,19 %	0,71 %

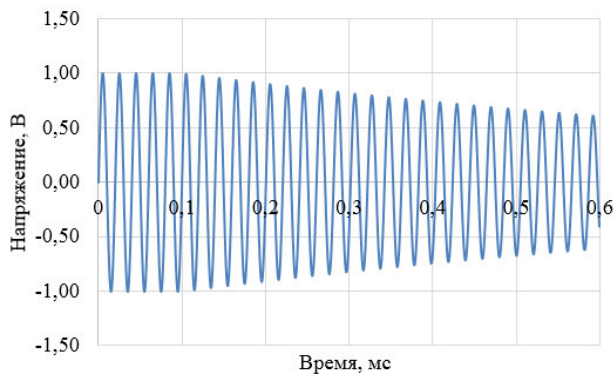


Рисунок 8 – Смоделированный сигнал напряжения

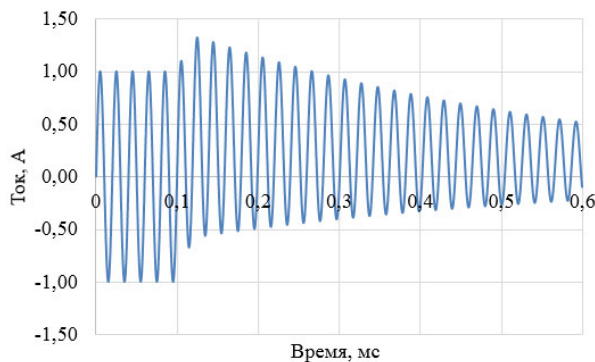


Рисунок 9 – Смоделированный сигнал тока

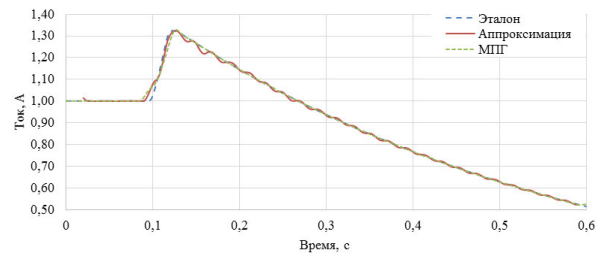


Рисунок 10 – Результаты вычисления амплитуды тока

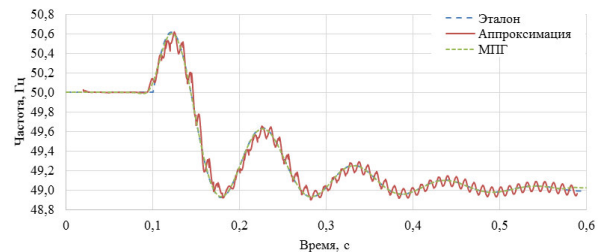


Рисунок 11 – Результаты вычисления частоты

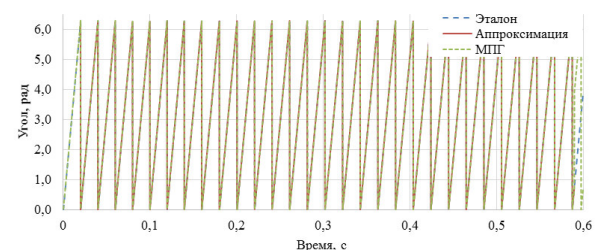


Рисунок 12 – Результаты вычисления фазы напряжения

Из результатов расчётов видно, что оба метода показывают среднеквадратическое отклонение от эталона в пределах 1,87 %. При этом средне-

квадратическое отклонение рассчитанных с помощью МПГ параметров от эталонных меньше, чем аналогичная величина для ЭОМПЭР. Наибольшие расчётные ошибки возникают при вычислении амплитуды сигнала в момент начала возмущения, они составили 2,8 % для ЭОМПЭР и 5,4 % для МПГ. В нормальном режиме оба метода имеют высокую точность. На интервале с 0,1 с, где происходит изменение амплитуды и частоты входного сигнала, выходные параметры, рассчитанные методом ЭОМПЭР, искажены осцилляциями небольшой амплитуды. МПГ на том же интервале даёт более гладкие и точные сигналы.

Также было проанализировано быстродействие методов. Задержка от момента регистрации текущего измерения до вычисления параметров, ему соответствующих, в обоих методах зависит от их настроек (в частности, выбора ширины расчётных окон на различных этапах алгоритмов). В ходе серии проведённых экспериментов были выбраны оптимальные с точки зрения быстродействия и точности получаемых результатов параметры. При таких параметрах МПГ имеет задержку 51 мс, а ЭОМПЭР – 5 мс.

Разработанные методы подходят для определения ПЭР с точностью, позволяющей их использовать для определения параметров узлового эквивалента сети и адаптивной модели СМ. При этом ЭОМПЭР целесообразнее применять для выполнения оперативных задач, например, в пусковых органах ПА, т. к. он характеризуется высоким быстродействием. Для исследовательских и расчётных задач более предпочтительным является МПГ, т. к. этот метод обладает более высокой точностью.

В заключении приведены выводы и обобщены основные результаты, полученные в ходе выполнения работы.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Представлена адаптивная модель СМ, которая используется в составе модели ЭЭС в задачах анализа режимов, в том числе в режиме реального времени.

2. Разработаны методы определения параметров модели СМ на основе СВИ при динамических возмущениях, а также метод эквивалентирования СМ, позволяющий упростить моделирование генераторных узлов в эквиваленте ЭЭС.

3. Разработан метод определения параметров ветвей узловой модели на основе СВИ во время переходных режимов.

4. Разработаны методы МПГ и ЭОМПЭР, позволяющие с высокой точностью и небольшой задержкой в режиме реального времени определять мгновенные ПЭР, в том числе при переходных режимах, что позволяет увеличивать скорость и точность определения параметров узловых моделей.

5. Выполнена апробация разработанных методов на смоделированных данных, данных экспериментов на физической модели, а также на данных реальных архивов СМРР.

6. Разработана «Система определения инерционной постоянной синхронной машины».

7. Описанные в работе методы идентификации параметров эквивалента ЭЭС и методы определения мгновенных параметров электрического режима могут стать основной систем противоаварийного управления нового поколения.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК:

1. **Близнюк, Д. И.** Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко, А.С. Черепов // Электрические станции. – 2015. – № 8. – С. 36–39. 0,22 п.л. / 0,07 п.л.
2. **Близнюк, Д. И.** Определение эквивалентной инерционной постоянной по данным измерений электромеханического переходного процесса / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, А.С. Герасимов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – №1(74). – С. 58-66. 0,50 п.л. / 0,32 п.л.
3. **Близнюк, Д. И.** Оценка демпферных свойств энергоблока с использованием экспериментальных данных / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, А.С. Герасимов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – №2(75). – С. 75-83. 0,46 п.л. / 0,31 п.л.
4. **Близнюк, Д. И.** Определение параметров узловых эквивалентов на основе синхронизированных векторных измерений / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, А.С. Герасимов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – №2(77). – С. 15-22. 0,37 п.л. / 0,22 п.л.
5. **D. Bliznyuk** Estimating the instantaneous values of the state parameters during electromechanical transients / A. Berdin, D. Bliznyuk, P. Kovalenko // 2015 IEEE International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON). Proceedings. – 2015. – С. 1–6. 0,43 п.л. / 0,21 п.л. (*индексирована в Scopus и Web Of Science*)
6. **D. Bliznyuk** Estimation of the Instantaneous Values of the Electrical Operating Parameters in the AC Network / A. Berdin, D. Bliznyuk, A. Egorov, P. Kovalenko, A. Cherepov // Power Technology and Engineering. – Т. 49. – С. 1–3. 0,23 п.л. / 0,07 п.л. (*индексирована в Scopus и Web Of Science*)
7. **D. Bliznyuk** Defining the instantaneous power of alternating current during electromechanical transients / D. Bliznyuk, P. Kovalenko, A. Berdin // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). Proceedings. – 2016. – С.1-5. 0,56 п.л. / 0,31 п.л. (*индексирована в Scopus и Web Of Science*)
8. **D. Bliznyuk** Defining the Equivalent Inertia Constant of Generating Unit Based on Electromechanical Transient Measurements / D. Bliznyuk, A. Berdin, A. Gerasimov // 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). – 2016. – С. 1-5. 0,42 п.л. / 0,29 п.л. (*индексирована в Scopus и Web Of Science*)
9. **D. Bliznyuk** Defining the Damping Properties of Synchronous Generator Using Disturbance Measurements / D.I. Bliznyuk, A.S. Berdin, A.S. Gerasimov, P.Y. Kovalenko, S.A. Dekhtiar // 2017 9th International Conference on Infor-

mation Technology and Electrical Engineering (ICITEE), – 2017. – С. 1-5. 0,40 п.л. / 0,15 п.л. (индексирована в Scopus и Web Of Science)

Авторские свидетельства, патенты:

10. Пат. 2663826 Рос. Фед. Система определения инерционной постоянной синхронной машины / А.С. Бердин, **Д.И. Близнюк**, от 10 августа 2018 г. Заявка №2017128786, приоритет изобретения 11 августа 2017 г.

Другие публикации:

11. **Близнюк, Д. И.** Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока / Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко, А.О. Егоров, А.С. Черепов // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной научно-технической конференции. В 2 т. – Т. 1. – Томск: 2014. – С. 389-394. 0,22 п.л. / 0,05 п.л.
12. **Близнюк, Д. И.** Мгновенные значения параметров электрического режима в электромеханических переходных процессах / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко, А.С. Черепов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – №1(72). – СПб: Деан, 2015. – С. 65-77. 0,52 п.л. / 0,13 п.л.
13. **Близнюк, Д. И.** Повышение качества измерений параметров электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов / А.С. Бердин, Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко, А.С. Черепов // Сборник докладов 5-ой Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – 2015. – С.5.2-7. 0,31 п.л. / 0,09 п.л.
14. **Близнюк, Д. И.** Определение мгновенной мощности в сети переменного тока при электромеханических переходных процессах / Д.И. Близнюк, П.Ю. Коваленко // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной научно-технической конференции. В 2 т. – Т. 1. – Иваново: 2015. – С. 45-50. 0,56 п.л. / 0,41 п.л.
15. **Близнюк, Д. И.** Оценка демпфирующих свойств энергоблока на основе измерений переходных режимов / Д.И. Близнюк, А.С. Бердин, А.С. Герасимов // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII международной научно-технической конференции. В 3 т. – Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 75-78. 0,40 п.л. / 0,27 п.л.
16. **Близнюк, Д.И.** Разработка новых алгоритмов выполнения СВИ для их применения в WAMPACS / Д.И. Близнюк, А.С. Черепов, А.С. Герасимов, А.С. Бердин // Труды международной конференции "Релейная защита и автоматика энергосистем 2017". - 2017. - С. 1055-1062. 0,37 п.л. / 0,11 п.л.