

На правах рукописи



КОВАЛЕНКО ПАВЕЛ ЮРЬЕВИЧ

**МЕТОДЫ АНАЛИЗА НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ
И СИНХРОНИЗИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ГЕНЕРАТОРА
НА БАЗЕ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Екатеринбург – 2017

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», заведующий кафедрой
«Автоматизированные электроэнергетические системы»;

Машалов Евгений Владимирович,
кандидат технических наук,
АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы», г. Санкт-Петербург,
начальник отдела автоматизации управления режимами энергосистем

Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Защита состоится 15 февраля 2017 г. в 16:00 ч на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВО «Уральский федеральный 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?id=51&rid=263174>

Автореферат разослан « ____ » _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Зюзев Анатолий Михайлович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. На протяжении всех периодов развития мировая энергетика тяготеет к укрупнению масштабов деятельности, будь то расширение зоны покрытия электрических сетей с повышением их рабочего напряжения или наращивание единичной мощности генерирующего оборудования и станций. В связи с тем, что мировые запасы энергоресурсов и центры их потребления распределены неравномерно, начиная с середины XX в. протяженность и разветвленность электрических сетей постоянно возрастали, было сформировано множество международных энергообъединений. Результатом такого развития глобальной энергетике стало формирование высокомогущных энергосистем, связанных протяженными линиями электропередачи, пропускная способность которых ограничена. Электрогенерация в последние годы активно развивается за счет повсеместного включения установок распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии. Более того, в ближайшие годы доля ветровой и солнечной генерации, отличающихся непостоянством выработки и затрудненным прогнозированием, по оценкам экспертов, будет лишь возрастать. Непрерывное изменение структуры электрогенерации и потребления влечет за собой снижение инерционности энергосистем в целом, из-за чего повышается влияние возмущений на параметры их работы. Для улучшения управляемости энергосистем широко применяется передовое оборудование, зачастую дополненное прогрессивными быстродействующими системами регулирования, такое как асинхронизированные синхронные машины, гибкие системы передачи переменного тока, системы аккумулирования энергии и др. Таким образом, изменяются свойства энергосистемы в целом, что проявляется, в том числе, в возникновении низкочастотных колебаний (НЧК) параметров электрического режима (ПЭР).

НЧК ПЭР в ходе электромеханических переходных процессов (ЭМП) в энергосистемах возникают, как правило, в результате возникновения существенного небаланса мощности в энергоузле или энергорайоне. К факторам, способствующим развитию НЧК, относятся приближение режима к пределу по устойчивости в сечениях и некорректная настройка системных регуляторов (автоматический регулятор возбуждения – АРВ, автоматический регулятор скорости вращения – АРСВ). Несвоевременная идентификация НЧК и отсутствие мер, направленных на их демпфирование, могут привести к нарушению устойчивости работы электроэнергетической системы (ЭЭС), повреждению оборудования в результате переходящих в асинхронный ход синхронных качаний и др.

НЧК представляют собой результат взаимодействия нескольких вращающихся масс в энергорайоне или энергоузле, чем и обусловлены их свойства – нелинейность и нестационарность. При этом возможно возникновение также и дополнительных составляющих, соответствующих взаимному движению концентрированных частей или целых энергосистем.

Малые НЧК синхронных генераторов (СГ) электрических станций имеют место постоянно из-за непрерывного возникновения незначительных небалансов мощностей электропотребления и генерации, они легко демпфируются и не вызывают опасений. При возникновении значительных небалансов мощности в энергосистемах возникают циклические ЭМПП, сопровождающиеся отклонениями частоты электрического тока от номинальной на величину свыше 0,05 Гц. В таких ситуациях крайне важной становится оперативная идентификация (экспресс-анализ) НЧК для мониторинга свойств каждого генератора, в значительной степени определяемых настройками установленных системных регуляторов.

Цель работы – совершенствование теоретических основ и развитие практических методов оперативной идентификации НЧК и их параметров, а также анализа синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК.

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

1. Сравнительный анализ существующих методов идентификации НЧК и их параметров.
2. Разработка новых методов применительно к задачам идентификации и анализа НЧК в ЭЭС и подготовки данных СМПР для выполнения анализа.
3. Реализация в программном виде существующих и разработанных методов идентификации НЧК и анализ эффективности и производительности их работы для применения в промышленном программном комплексе.
4. Формирование критериев оценки опасности НЧК и их территориальной градации в зависимости от локализации.
5. Разработка метода оценки синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основе определения величин удельной синхронизирующей мощности (УСМ) и ее нормированной интегральной оценки (НИО УСМ).
6. Сравнительный анализ на физической электродинамической модели расчетных методов определения угла нагрузки генератора с непосредственными измерениями этой величины.
7. Оценка эффективности разработанных методов и влияния принятых допущений путем их тестирования на данных математического и физического моделирования, а также на реальных данных СМПР.

Объектами исследования являются энергосистема с оборудованием, системами управления и развернутой в настоящее время системой синхронизированных векторных измерений, а также общепризнанные цифровые и физические модели энергосистемы и СГ, описывающие и воспроизводящие электромеханические переходные процессы.

Методология исследования. В ходе исследований были применены методы анализа и модели энергосистем и оборудования, разработанные в рамках теории электромеханических переходных процессов. Все алгоритмы тестировались на общепризнанных моделях энергосистем и оборудования с помощью математического моделирования, а также моделирования переход-

ных процессов на физической электродинамической модели (ЭДМ) энергосистемы в составе цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК) Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС) и на реальных данных, полученных от регистраторов Системы мониторинга переходных режимов (СМПР) Единой энергетической системы (ЕЭС) России.

Научная новизна заключается в

- разработке новых методов идентификации и анализа НЧК;
- проведении экспериментального сравнительного анализа способов определения угла нагрузки СГ – расчетных, отличающихся разным уровнем допущений, – с эталонными непосредственными измерениями;
- выполнении впервые анализа синхронизирующего действия реальных СГ в ходе НЧК в процессе технологического нарушения на основе расчета их УСМ и ее НИО.

Достоверность результатов подтверждается корректным использованием положений теорий электроэнергетических систем и обработки сигналов, применением соответствующих математических методов, а также вычислительными экспериментами на применяемых в исследованиях и практике математических и физической моделях ЭЭС и анализом данных, полученных от систем измерений ПЭР, установленных в 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 ведущими компаниями-разработчиками программного и аппаратного обеспечения современных измерительных систем, развернутых в ЕЭС России (ООО «АльтероПауэр», г. Екатеринбург и ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург).

Теоретическая и практическая значимость работы состоят в:

- предложенных решениях задач идентификации НЧК и их параметров по данным, полученным на объектах электроэнергетики;
- оценке синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК в режиме реального времени тремя способами по имеющимся данным для определения угла нагрузки СГ;
- разработке программного комплекса «ПО мониторинга низкочастотных колебаний» (получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ), реализующего автоматизированный анализ НЧК;
- разработке «Системы определения синхронизирующей мощности синхронной машины», защищенной патентом РФ;
- возможности использования полученных результатов в учебном процессе и при повышении квалификации сотрудников профильных организаций.

Реализация и внедрение результатов работы. Выводы, полученные в ходе исследований, реализованы в программном комплексе «Оценка тяжести режима и мониторинга динамических свойств энергосистем на основе дан-

ных системы мониторинга переходных режимов» (ПК МНЧК). ПК МНЧК предназначен для ретроспективного анализа данных, получаемых от Автоматической системы сбора информации (АС СИ) СМПР, – для мониторинга и анализа НЧК ПЭР в ЭЭС. Выполнена модификация ПК МНЧК для работы в режиме реального времени. ПК МНЧК введен в промышленную эксплуатацию в подразделениях АО «СО ЕЭС».

Система определения синхронизирующей мощности синхронной машины предполагается к использованию в Системе мониторинга системных регуляторов (СМСР) в качестве дополнения, расширяющего ее функциональность в части оценки синхронизирующего действия СГ в процессе НЧК.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанные методы идентификации НЧК и их параметров.
2. Результаты сравнительного анализа методов идентификации НЧК и их параметров, а также методы решения прикладных задач, возникших в ходе выполнения работы.
3. Обоснование и доказательство эффективности разработанных методов с точки зрения качества получаемых результатов и быстродействия.
4. Результаты сравнительного анализа методов определения угла нагрузки генератора и величины УСМ, выполненного на физической модели.
5. Оценка синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основании определения величин УСМ и НИО УСМ: обоснование и аспекты реализации. Результаты оценки синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на реальных данных СМПР.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертации докладывались и обсуждались на 11 конференциях, в том числе: Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Екатеринбург-2012, Новочеркасск-2013, Томск-2014, Иваново-2015, Казань-2016; Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем» – Екатеринбург-2013, Сочи-2015; International Conference on Energy Production and Management in the 21st Century: The Quest for Sustainable Energy, Екатеринбург, 2014; XXII конференция «Релейная защита и автоматика энергосистем», Москва, 2014; The International Workshop on Electric Power Control Centers (EPCC Workshop) 13, Блед (Словения), 2015; International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON), Омск, 2015; International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Челябинск, 2016. Основные положения работы рассматривались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, 2013-2016.

Публикации. Всего по результатам исследований опубликовано 30 печатных работ, из них по теме диссертации – 22 печатных работы, в том числе 4 – в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ («Вестник Южно-Уральского государственного университета», «Научное обозрение»,

«Электрические станции», «Известия НТЦ Единой энергетической системы») и 4 – в зарубежных изданиях, входящих в международные базы цитирования Web of Science и Scopus. Получены Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ («ПО мониторинга низкочастотных колебаний») и Патент РФ на изобретение («Система определения синхронизирующей мощности синхронной машины»).

Личный вклад соискателя. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит выполнение сравнительного анализа методов идентификации НЧК и их параметров; разработка методов идентификации НЧК в ЭЭС и их алгоритмическая реализация; внедрение разработанных методов идентификации НЧК и их параметров в программный комплекс промышленного назначения; совершенствование подхода к определению синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основе определения УСМ и ее НИО; выполнение сравнительного анализа методов определения угла нагрузки СГ на основе численных и физических экспериментов.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 120 наименований и 5 приложений. Объем работы: страниц – 188, включая рисунков – 77 и таблиц – 17.

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 выполнен сравнительный анализ методов идентификации НЧК и их параметров. НЧК в энергосистемах представляют собой колебательные процессы, для которых характерны нелинейность и нестационарность.

В настоящее время в мире для решения задачи идентификации НЧК в условиях обширных объемов данных, получаемых от регистраторов СМНР, установленных на объектах энергетики, в соответствующих приложениях широко применяется техника спектрального анализа на основе дискретного преобразования Фурье (ДПФ), методы Прони и Бюи-Балло.

Методы, основанные на ДПФ, предназначены для анализа линейных стационарных процессов. К достоинствам этих методов следует отнести хорошо проработанную теоретическую базу, а к недостаткам – априорное задание базиса (гармонических или меандровых функций) и значительную сложность временной локализации составляющих сигнала. Для учета нестационарности и нелинейности исследуемых сигналов применяется оконное преобразование, что вносит дополнительные искажения в результаты разложения.

В разложении Прони в качестве составляющих могут выступать не только гармоники постоянной амплитуды, но также и экспоненциально затухающие гармоники с постоянной частотой. Результат экспресс-анализа на основе преобразования Прони в значительной степени зависит от заданного количества мод преобразования: при разложении на более чем 80 мод устанавливается наличие большого числа НЧК, которые фактически отсутствуют в сигнале (т.н. «осцилляций»). Кроме того, метод является весьма ресурсоемким. Таким образом, для обнаружения колебательных составляющих как в сигналах СМНР, так и в наборах данных, полученных путем математического моделирования, используется метод экспресс-анализа на основе ДПФ; метод Прони используется для ретроспективного анализа.

Для анализа линейных нестационарных процессов также применяются вейвлет-анализ, сингулярный анализ и метод Вигнера-Вилла. Их рассмотрение не проводилось, поскольку использование априорно заданного базиса (вейвлеты Хаара, Мейера и т.д.), может вносить недопустимую погрешность в результаты исследования.

Наиболее полно нелинейные и нестационарные свойства процессов учитываются методом эмпирической модовой декомпозиции (Empirical Mode Decomposition – *EMD*). Основным его достоинством является использование адаптивного базиса, формируемого на основе исходных данных.

В результате анализа применяемых методов исследования НЧК установлена целесообразность применения метода эмпирической модовой декомпозиции совместно с преобразованием Гилберта (ПГ, Hilbert Transform – НТ). Комплексное применение этих методов получило название Преобразование Гилберта-Хуанга (Hilbert-Huang Transform – ННТ). В работе исследованы следующие их модификации:

- классический *EMD*;
- *EMD* с процедурой отсеивания по локальным «центроидам» (отличается от классического *EMD* методом определения центрирующей компоненты);
- *EMD* с многократным добавлением шумового сигнала (предполагает добавление на каждой итерации шумовой составляющей для устранения эффекта смещения мод);
- *EMD* с применением сдвига частот (применяется для разделения близких по частоте модовых составляющих);
- *EMD* с частотным управлением (применяется для разложения сигналов с заранее известным частотным составом);
- ПГ с расчетом через прямое и обратное преобразования Фурье;
- ПГ с расчетом через суммирование;
- определение параметров НЧК в соответствии с методом оценки энергии сигнала (согласно данному методу, параметры исходного сигнала определяются приближенно на полциклах НЧК).

EMD предполагает последовательное разложение непрерывных или дискретных сигналов исходных данных на модовые составляющие¹ (эмпирические моды).

Для классического метода *EMD* характерно наличие проблем конечных эффектов и смещения мод, причем последняя представляет существенную угрозу корректности получаемых результатов. Проблема смещения мод связана с «разделением» колебательных составляющих, частоты которых близки. Применимость метода ограничена соотношениями $f_1 > f_2$ и $A_1 f_1 > A_2 f_2$, характеризующими возможность выделения двух колебательных составляющих с частотами f_1 и f_2 и амплитудами A_1 и A_2 . Исследованные в работе модификации *EMD* направлены на снижение влияния этих недостатков. В результате исследования установлена необходимость разработки представленного в главе 2 метода частотного *EMD*.

Для определения амплитуды, частоты и фазы доминантных мод применяется ПГ и его модификации, а также метод расчета параметров НЧК в соответствии с методом оценки энергии сигнала.

Согласно ПГ, исходный сигнал представляется в виде двух составляющих: амплитудной и фазовой. Для этого произвольному сигналу ставится в соответствие т.н. «аналитический сигнал»².

Получив аналитический сигнал, определяют частоту и амплитуду исходного сигнала для любого момента времени его существования:

$$a(i) = \sqrt{x^2(i) + \bar{x}^2(i)}; \varphi(i) = \arccos \frac{x(i)}{a(i)} = \arcsin \frac{\bar{x}(i)}{a(i)}; \omega(i) = \frac{\bar{x}'(i)x(i) - x'(i)\bar{x}(i)}{a^2(i)},$$

где $x(i)$ – значения исходного сигнала; $\bar{x}(i)$ – мнимая часть аналитического сигнала; $a(i)$ – значения мгновенных амплитуд исходного сигнала; $\varphi(i)$ – значения мгновенных фаз исходного сигнала; $\omega(i)$ – значения мгновенных частот (угловых скоростей) исходного сигнала.

ПГ реализуется расчетом через прямое и обратное преобразования Фурье и альтернативный расчет по формуле суммирования, заменяющей интегрирование:

$$\bar{x}(i) = \sum_{k=1}^N \frac{x(k)}{\pi(i-k)}, k \neq i.$$

Недостатком обеих реализаций классического преобразования является обязательность наличия полного сигнала, параметры которого требуется определить. Из-за этого расчет возможен только в режиме ретроспективного анали-

¹ Модовая составляющая – это такая функция, которая обладает следующими свойствами: количество экстремумов функции (максимумов и минимумов) и количество пересечений нуля не должны отличаться более чем на единицу, в любой точке функции среднее значение огибающих линий, определенных локальными максимумами и локальными минимумами, должно быть нулевым

² Аналитический сигнал – такой комплексный сигнал, который имеет действительную часть, идентичную исходному, и мнимую часть, представляющую собой исходный сигнал, но сдвинутый по фазе на $-\frac{\pi}{2}$.

за, а работа в реальном времени требует выполнения преобразования на окнах с появлением нежелательных концевых эффектов.

На основании сделанных выводов принято решение о разработке метода экспресс-анализа на основе техники скользящих статистических отрезков и новых методов идентификации параметров НЧК, описание которых приведено в главе 2.

Автором рассмотрены различные подходы к решению задачи идентификации НЧК в энергосистемах. На основании сопоставления существующих методов и выявленных недостатков установлена целесообразность применения для идентификации метода *EMD* совместно с ПГ. Автором рассмотрены вариации указанных методов, направленные на снижение влияния негативных эффектов в условиях работы с реальными данными. Установлена необходимость разработки модификаций, позволяющих полностью исключить указанные проблемы и обеспечивающих возможность применения методов в режиме реального времени.

Во второй главе представлены разработанные методы идентификации и анализа НЧК. Для выполнения экспресс-анализа разработан метод скользящих статистических отрезков. Он позволяет оперативно идентифицировать НЧК, определить время их существования и оценить амплитуды и частоты. Алгоритм экспресс-анализа методом скользящих статистических отрезков (рисунок 1):

- выполняется поиск локальных экстремумов в исходных данных;
- выполняется формирование массива чередующихся локальных максимумов и минимумов исходных данных;
- выполняется соединение последовательных (смежных) одноименных экстремумов отрезками прямых линий;
- выполняется определение координат точек пересечения этих отрезков и вертикальных линий, проходящих через точку разноименного экстремума, находящегося между смежными одноименными экстремумами;
- приближенно определяются значения амплитуды НЧК на интервалах, соответствующих полуциклам НЧК, по формуле

$$A_i = \frac{|2C_{ki} - y_{e1i} - y_{e2i}|}{2},$$

где A_i – приближенные амплитуды на интервале i , C_{ki} – координата по вертикальной оси (значений) середины вертикального отрезка, соединяющего некоторый локальный экстремум и отрезок, соединяющий смежные с ним экстремумы на интервале i , y_{e1i} и y_{e2i} – координаты по вертикальной оси (значений) смежных экстремумов на интервале i ;

- приближенно определяются значения частоты НЧК на интервалах, соответствующих полуциклам НЧК, по формуле

$$F_i = \frac{2}{(x_{e1i} - x_{e2i})},$$

где F_i – приближенные частоты, x_{e1i} и x_{e2i} – координаты по горизонтальной оси (времени) двух последовательных разноименных экстремумов;

- определение интервала существования НЧК.

К преимуществам данного метода следует отнести быстродействие и возможность полного отсеивания несущественных НЧК.

Также в главе представлены результаты разработки новых методов идентификации НЧК, предназначенных для детального исследования их свойств с учетом выявленных недостатков применяемых подходов.

На основании анализа рассмотренных модификаций для реализации в ПО разработан метод «частотной эмпирической модовой декомпозиции» или «частотный *EMD*». Алгоритм частотного *EMD* заключается в следующем:

- определение частотных диапазонов, содержащих колебательные составляющие методом ДПФ: поскольку не все НЧК можно разделить по частоте, для тех из них, частоты которых отличаются менее чем на 0,5 Гц, фиксируются максимальная и минимальная частоты;
- выделение колебательных составляющих методом *EMD* с частотным управлением;
- применение метода *EMD* со сдвигом частот в случае наличия в некотором частотном диапазоне колебательных составляющих, которые не поддаются разделению по частоте с использованием классического метода *EMD*.

Совмещая преимущества наиболее соответствующих характеру исходных данных модификаций метода *EMD*, частотный *EMD* обеспечивает качественно новый уровень выделения нелинейных и нестационарных колебательных составляющих в результатах измерений параметров режима работы энергосистемы. По совокупности характеристик именно частотный *EMD* обеспечивает получение наиболее полных и качественных результатов, при этом обладая относительно невысокой ресурсоемкостью.

Для адаптации классического ПГ и для эффективного применения преобразования в условиях реальных данных разработан алгоритм модифицированного ПГ:

- за амплитуду сигнала принимается огибающая локальных максимумов абсолютных значений центрированного сигнала (сигнала «по модулю»);
- мнимая часть аналитического сигнала определяется в соответствии со следующим выражением:

$$\bar{x}(i) = \sqrt{a^2(i) - x^2(i)},$$

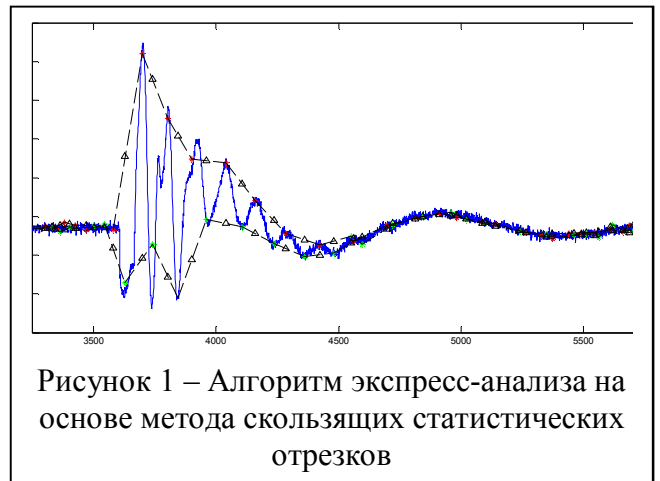


Рисунок 1 – Алгоритм экспресс-анализа на основе метода скользящих статистических отрезков

где $\bar{x}(i)$ – мнимая часть аналитического сигнала, $a(i)$ – значения мгновенных амплитуд исходного сигнала, $x(i)$ – значения исходного сигнала;

- мгновенная частота (угловая скорость) сигнала определяется аналогично алгоритму классического ПГ.

Пример применения классического и модифицированного ПГ представлен на рисунке 2.

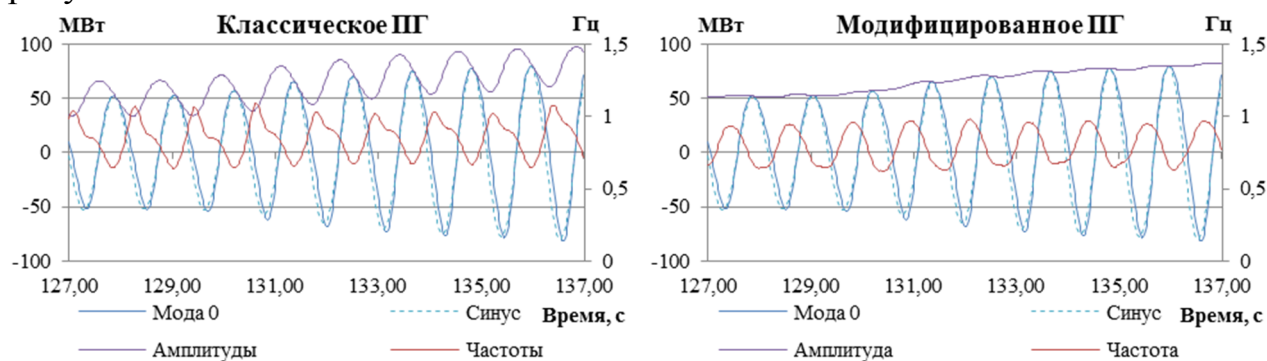


Рисунок 2 – Сравнение результатов классического и модифицированного ПГ

Результат существенно отличается от классического ПГ в обоих вариантах его расчета: амплитуда, полученная с помощью модифицированного преобразования, не содержит заметных пульсаций и отклонений, а частота на периодах устойчивых НЧК определена с сопоставимой точностью.

Также в главе представлено решение ряда актуальных задач, связанных с идентификацией НЧК по данным СМПР. В частности, при работе с реальными данными, полученными с объектов энергетики, необходимо решение задач подготовки исходных данных к выполнению анализа. К таким задачам относятся идентификация начала и завершения ЭМПР в ЭЭС, устранение выбросов измерений, зачастую сопутствующих возмущению из-за повышения погрешностей регистраторов при работе в переходных режимах, и восстановление данных в пределах пропусков, возникающих по различным причинам. Для решения каждой из указанных задач предложены соответствующие методы, разработаны алгоритмы их реализации, оценены эффективность и быстрдействие алгоритмов с позиции работы в режиме реального времени.

Автором разработаны методы экспресс-анализа и детального анализа НЧК, позволяющие выполнять их оперативную идентификацию. Указанные методы включены в состав введенного в промышленную эксплуатацию программного комплекса «ПО мониторинга низкочастотных колебаний», обеспечивающего работу в режиме реального времени. Решены задачи подготовки реальных данных СМПР, получаемых с объектов энергетики.

В третьей главе представлен метод количественной оценки синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основе определения величины УСМ, а также оценка эффективности разработанного метода на данных физической математической и электродинамической моделей.

При внезапных изменениях нагрузки СГ и, соответственно, изменении угла нагрузки θ синхронизацию ротора (установление синхронной скорости) ха-

рактически характеризуют удельный синхронизирующий момент $\partial M/\partial\theta$ и, соответственно, удельная синхронизирующая мощность $\partial P/\partial\theta$:

$$P_c(t) = \partial P_{эм}(t)/\partial\theta(t),$$

где $P_{эм}$ – электромагнитная мощность СГ, которую допустимо принять равной его активной мощности, т.к. КПД мощных гидро- и турбогенераторов достигает 0,97–0,99, а потерями на гистерезис и вихревые токи в ферромагнитном магнитопроводе и электрическими потерями в обмотке якоря можно пренебречь.

При корректной работе систем регулирования синхронизирующее действие СГ заключается в препятствовании изменению электрической синхронной частоты за счет приложения синхронизирующего момента, действующего на уменьшение скольжения СГ.

Величина НИО УСМ СГ в течение цикла НЧК (при $|\omega_p(t) - \omega_n| < \Delta\omega_{доп.откл.}$, где ω_p – угловая скорость вращения ротора, а ω_n – номинальная угловая скорость) определяется выражением

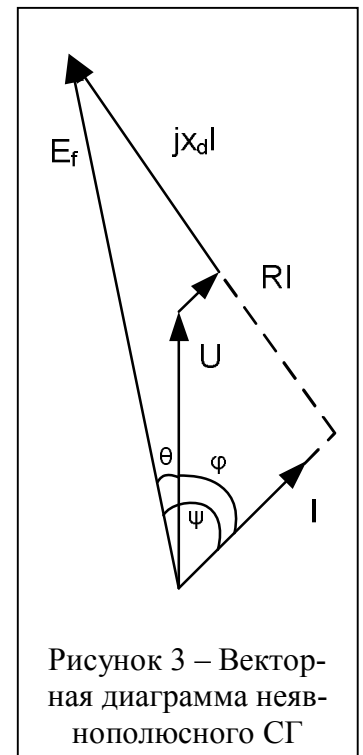
$$W_{сц} = \sqrt{\sum_{t_{нц}}^{t_{кц}} (P_c(t) - P_c^0)^2},$$

где $W_{сц}$ – НИО УСМ в течение цикла НЧК, $t_{нц}$ и $t_{кц}$ – время начала и конца цикла колебаний, соответственно, $P_c(t)$ – УСМ в момент времени t , P_c^0 – УСМ в доаварийном режиме.

Для определения значений УСМ в произвольных режимах работы СГ необходимо значение его угла нагрузки. В работе приведены и из возможных способов определения угла. Первый предполагает определение значения угла нагрузки θ путем непосредственных измерений. Второй применяется при отсутствии измерений: угол определяется с применением уравнений, соответствующих векторной диаграмме СГ (рисунок 3), при наличии измерений тока и напряжения возбуждения. Если такие измерения отсутствуют, то применяется третий способ, который предполагает допущение постоянства ЭДС возбуждения. В качестве приближения принимается, что отклонения $\Delta\theta$ угла нагрузки СГ θ от его установившегося значения θ_0 малы, тогда $\sin(\Delta\theta) \cong \Delta\theta = \theta - \theta_0$. При таком условии допустимо для определения угла нагрузки использовать полученные при испытаниях или проектные параметры СГ и определить его по следующей формуле:

$$\theta = \arctg\left(\frac{U\sin\varphi + IX_d}{U\cos\varphi + IR}\right) - \varphi,$$

где θ – угол между векторами ЭДС \dot{E}_f и напряжения \dot{U} , U – фазное напряжение обмотки якоря, φ – угол между векторами напряжения \dot{U} и тока \dot{I} , I – ток фазы



обмотки якоря, X_d – полное индуктивное сопротивление СГ, R – активное сопротивление фазы обмотки якоря.

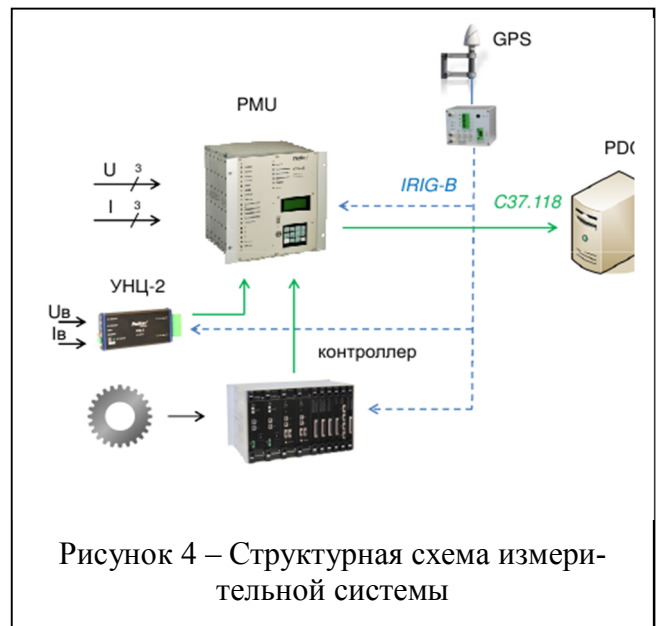
При наличии измерений активной мощности генератора и измерений или расчетных значений его угла нагрузки, для определения удельной синхронизирующей мощности используются аналитические формулы $P(\theta)$, полученные при допущении, что мощность системы бесконечно больше мощности СГ для известных значений параметров режима работы и сопротивления СГ.

Для сравнения методов определения угла нагрузки СГ и УСМ проведены экспериментальные исследования на физической модели неявнополюсного СГ в составе ЭДМ ЦАФК НТЦ ЕЭС. Для тестирования алгоритмов была использована измерительная система, включающая регистратор переходных процессов с регистрацией параметров возбуждения СГ и подсистему измерения углового положения и скорости вращения ротора. Система измерения была предоставлена компанией «Прософт-Системы». Структурная схема измерительной системы представлена на рисунке 4. Определение параметров электрического режима по измерениям их мгновенных значений с частотой дискретизации 10 кГц выполнялось с использованием модифицированного ПГ.

Была выполнена серия опытов. В качестве примера рассмотрен ЭМПП, полученный в результате сброса и наброса механического момента на валу СГ. Определение угла нагрузки СГ и расчет его УСМ для полученных НЧК частоты выполнены тремя вышеуказанными способами. В качестве эталона приняты непосредственные измерения угла нагрузки машины. Расчеты выполнены без учета влияния активного сопротивления обмотки якоря из-за его малой величины.

Графики изменения угла нагрузки и УСМ СГ представлены на рисунках 5 и 6. В начале ЭМПП в значениях УСМ имеют место разрывы в периоды близкого к 0 изменения угла нагрузки.

Как видно, вследствие того, что значения углов нагрузки, полученные с помощью расчетных методов, оказываются больше реальных измеренных показателей, величина УСМ, соответствующая этим углам, оказывается меньше определенной по измеренным значениям угла. Статистические показатели УСМ, определенные без учета разрывов, показаны также в таблице 1. Результаты расчета НИО УСМ для трех способов определения угла нагрузки θ представлены в таблице 2.



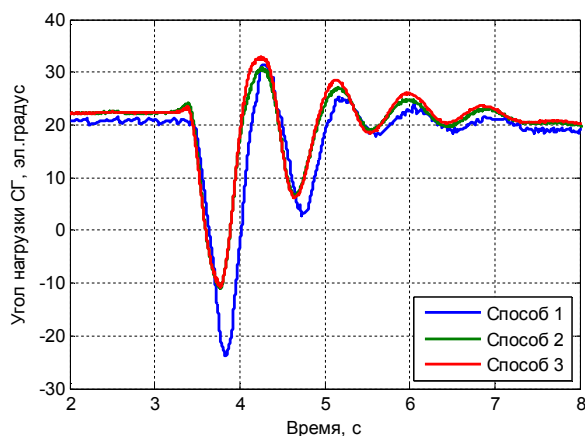


Рисунок 5 – Углы нагрузки СГ, эл. градусы

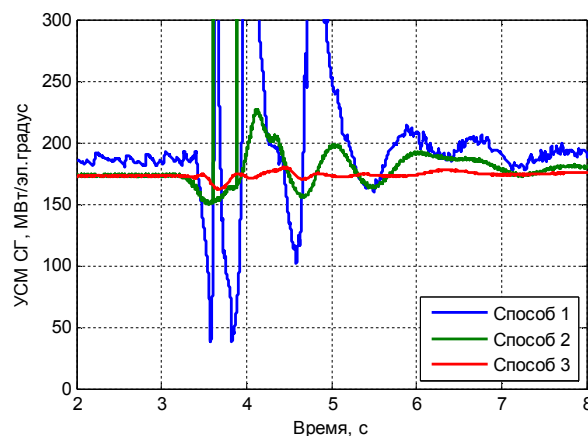


Рисунок 6 – Синхронизирующие мощности СГ, Вт/эл. градус

Таблица 1 – Результаты расчета УСМ

Способ определения угла нагрузки	УСМ на интервалах, (Вт /эл. градус), макс./сред./мин.			
	0–3,3 с	3,3–7,3 с	7,3–30 с	0–30 с
Способ 1	193,09	998,90	200,29	998,90
	186,08	220,58	187,27	191,58
	177,82	37,58	177,11	37,58
Способ 2	174,60	227,15	185,02	227,15
	173,16	179,77	174,83	175,30
	169,82	149,61	171,66	149,61
Способ 3	173,24	180,30	175,89	180,30
	172,89	173,56	173,29	173,28
	172,26	161,64	171,91	161,64

Таблица 2 – Результаты расчета НИО УСМ

Способ определения угла нагрузки	НИО УСМ на интервалах, (Вт /эл. градус)·с; (% от сп.1)			
	0–3,3 с	3,3–7,3 с	7,3–30 с	0–30 с
Способ 1	169,04	312,58	446,19	570,41
Способ 2	157,28 (93,04 %)	180,46 (57,73 %)	416,52 (93,35 %)	480,40 (84,22 %)
Способ 3	157,03 (92,90 %)	173,59 (55,53 %)	412,82 (92,52 %)	474,57 (83,20 %)

Способ определения угла нагрузки влияет на результаты расчета НИО УСМ и в целом они соответствуют полученным ранее значениям УСМ. Отдельно стоит отметить, что наибольшая разница характерна для интервала непосредственно после возмущения, на котором зависимость от способа определения угла нагрузки выражена наиболее ярко.

Результаты сравнительного анализа, выполненного для рассмотренного возмущения тестового модельного генератора, позволяют сделать следующие выводы. Сравнимые методы расчета угла нагрузки и УСМ позволяют получать приемлемые результаты. Наиболее надежным с позиции точности результата является метод непосредственного измерения угла нагрузки СГ или его дорасчета на основе измерений углового положения ротора. Расчетные

методы при этом могут применяться в отсутствие непосредственных измерений, однако область их использования следует ограничить с учетом погрешностей, вносимых принятыми допущениями. Применение метода анализа УСМ СГ в ходе НЧК позволит своевременно детектировать неэффективное синхронизирующее действие генераторов.

Автором усовершенствован метод оценки синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основе определения УСМ и ее НИО. На метод получен патент РФ «Система определения синхронизирующей мощности синхронной машины». Выполнено сравнение расчетных методов определения с непосредственным измерением угла нагрузки СГ на физической модели.

В четвертой главе представлены примеры анализа НЧК и оценки синхронизирующего действия СГ с применением разработанной методики и оценка ее эффективности на реальных данных СМПП.

НЧК в ЭЭС возникают, как правило, в результате возмущений (возникновения небаланса мощности), но могут и развиваться, например, при некорректной работе системных регуляторов. При возмущении в зависимости от величины возникшего небаланса мощности он может быть компенсирован агрегатом (малый), группой агрегатов объекта (небольшой), группой близко расположенных объектов (средний), и двумя и более энергообъединениями (большой). Последние три сопровождаются потоками обменной мощности и характеризуются значительным изменением частоты переменного тока и НЧК относительных углов векторов напряжения в узлах, расположенных в разных энергорайонах. При этом с целью анализа моды НЧК выделяются на разных стадиях переходного процесса.

НЧК, характеризующие протекание ЭМПП, могут возникать и существовать:

- в отдельном оборудовании (СГ или синхронной нагрузке) – агрегатные;
- на электростанции между СГ, присоединенными к одной системе шин – межмашинные;
- между объектами территориальной зоны в рамках энергообъединения – локальные (например, в пределах операционной зоны (ОЗ) регионального диспетчерского управления)
- между энергообъединениями – межзональные.

На первой стадии переходного процесса определяющими являются агрегатные и межмашинные НЧК небольшой длительности (до $1 \div 4$ с) с частотами, близкими к собственным частотам СГ ($> 1,5$ Гц), которые, за счет возникновения обменных потоков мощности с близкими объектами, переходят в более длительные (до $6 \div 10$ с) локальные НЧК (вторая стадия) с более низкими частотами ($\approx 1,5 \div 0,7$ Гц). Далее локальные НЧК переходят в межзональные с еще большей длительностью и более низкой частотой ($\approx 0,7 \div 0,1$ Гц). В зависимости от величины небаланса и эффективности средств демпфирования существование НЧК может прекратиться на любой стадии либо НЧК могут существовать перманентно в случае некорректной работы системных регуляторов.

В работе предложены критерии оценки степени опасности НЧК. Оценка осуществляется по данным измерений и выявленным НЧК на объектах ЕЭС. В случае выявления превышения пороговых значений по амплитуде колебаний и их длительности формируется уведомление для ответственных специалистов, а данные о событии и характеристики НЧК архивируются.

Предложено использовать следующие индикаторы:

- величина амплитуды НЧК ПЭР при установленном времени превышения предела;
- нормированный коэффициент демпфирования НЧК параметра при установленном времени превышения предела.

Допустимые пределы и допустимые длительности их превышения параметрами НЧК устанавливаются экспертным путем на основании анализа данных СМРР и корректируются на основании опыта практического применения. В таблице 3 приведены значения критериев, установленные экспертным путем. Величины допустимого времени превышения параметром НЧК предела должны устанавливаться для каждого вида НЧК.

Таблица 3 – Значения критериев оценки степени опасности НЧК

Параметр	«Тревожный»		«Опасный»	
	Допустимое значение	Допустимое время превышения, с	Предельное значение	Допустимое время превышения, с
Амплитуда НЧК частоты переменного тока	0,01 Гц	30	0,05 Гц	20
Амплитуда НЧК активной мощности СГ	10 % от номинальной	40	15 % от номинальной	20
Амплитуда НЧК активной мощности сечения	5 % от предела по статической устойчивости	40	8 % от предела по статической устойчивости	20
Нормированный коэффициент демпфирования НЧК	5 %	20	3 %	10

В работе рассмотрено два режима решения задачи. Первый – для ретроспективного анализа (off-line) и второй – для оперативного оповещения диспетчерского персонала (on-line). Оценка степени опасности НЧК параметров должна основываться на анализе характера изменения параметров НЧК и фактов нарушения индикаторами установленных пределов и допустимой длительности существования. Значения критериев оценки степени опасности в дальнейшем будут уточняться в процессе эксплуатации.

Разработанные методы применены для анализа технологического нарушения, произошедшего в ОЗ Объединенного диспетчерского управления (ОДУ) Юга. При отделении Объединенной энергетической системы Юга от ЕЭС в ней произошло снижение частоты до 48,2 Гц.

В рамках исследования рассмотрены энергоблоки 6–10 Невинномысской ГРЭС, каждый из которых включает котлоагрегат ТГМ-94, паровую турбину К-150-130 и синхронный турбогенератор ТВВ-165-2.

СГ 8–10 работают на общие шины 330 кВ (шиносоединительный выключатель замкнут), при этом генераторы 6 и 7 отделены от остальных (СГ 8–10) автотрансформаторами 330/110 кВ. На всех рассматриваемых энергоблоках применяются однотипные блочные трансформаторы и одинаковые возбуждители и АРВ, при этом настройки регуляторов выполняются отдельно. На рисунке 7 приведены графики активной мощности перечисленных СГ в течение всего технологического нарушения.

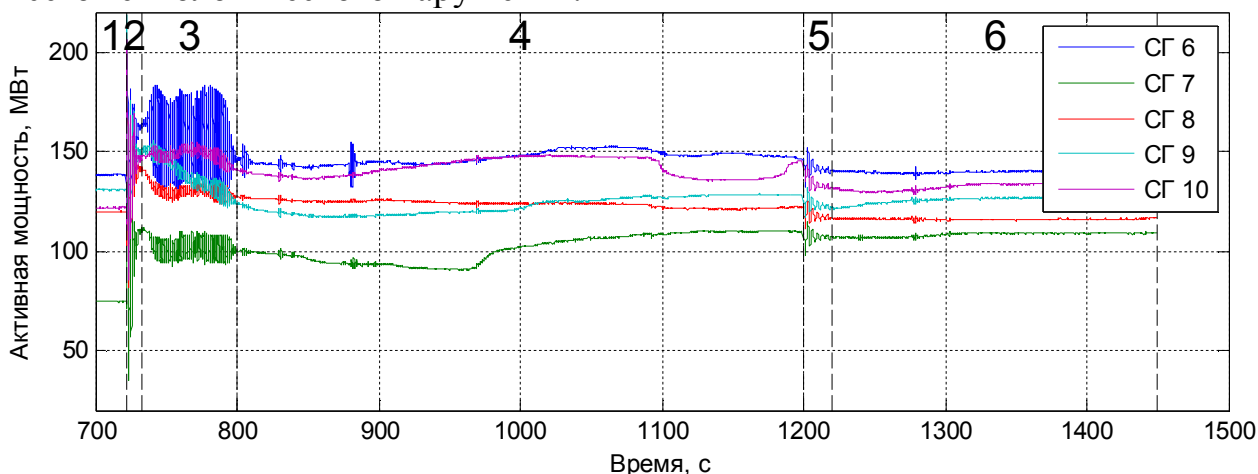


Рисунок 7 – Активная мощность генераторов 6, 7, 8, 9 и 10

Целесообразно разделить рассматриваемый временной интервал технологического нарушения на шесть характерных интервалов (рисунок 7):

1. 700 с – 722,18 с: доаварийный установившийся режим.
2. 722,18 с – 732,30 с: кратковременный затухающий колебательный переходный процесс, последовавший за отделением ОЭС Юга от ЕЭС и работой АЧР.
3. 732,30 с – 800 с: повторный длительный слабодемпфированный колебательный переходный процесс, развившийся после первичного затухающего.
4. 800 с – 1200,66 с: постепенное восстановление частоты, предшествующее ресинхронизации.
5. 1200,66 с – 1220,44 с: колебательный переходный процесс, ставший следствием ресинхронизации энергосистемы.
6. 1220,44 с – 1450 с: послеаварийный установившийся режим.

Графики НЧК активной мощности для генераторов 6 и 7 на интервале 3 представлены на рисунке 8.

Генераторы 6 и 7 выбраны в качестве примера, поскольку амплитуды колебаний на них значительно отличаются. Рассмотрены только значимые по величинам амплитуды и частоты моды. Так, на интервале 2 для анализа отобраны две моды (1 Гц и 0,5 Гц), на интервале 5 – также две моды (1,3 Гц и 0,3 Гц), а на интервале 3 – одна мода (1,3 Гц) для каждого СГ. Примеры определения параметров НЧК на интервале 3 представлены на рисунке 9.

Пульсации мгновенной частоты отражают нелинейный характер колебаний: относительная разность мгновенных частот на циклах колебаний достигает 17%. Результаты расчета параметров НЧК активной мощности на соответствующих интервалах представлены в таблице 4.

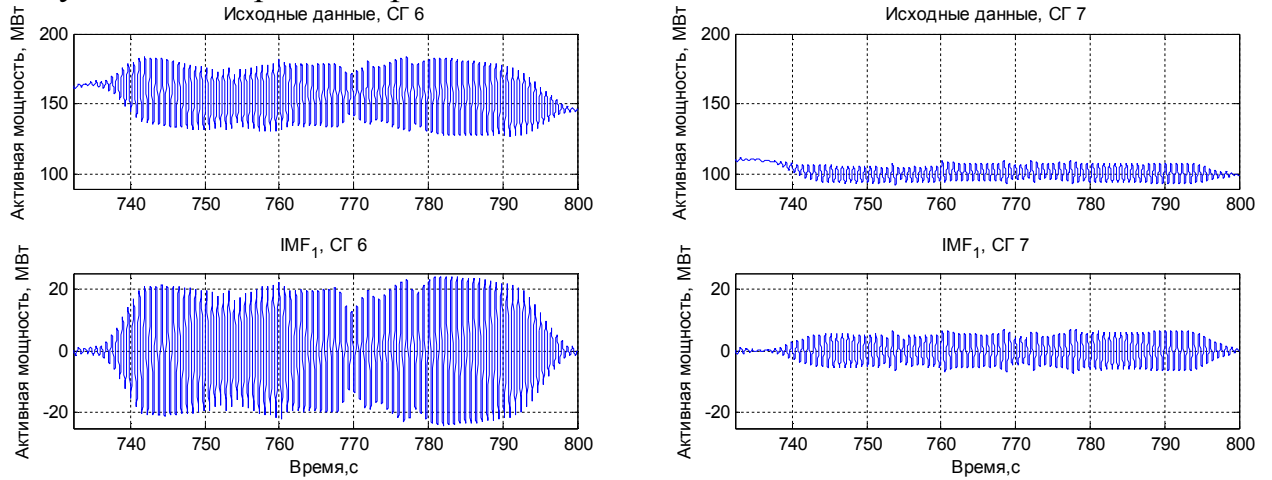


Рисунок 8 – Интервал 3, СГ 6 и СГ 7, активная мощность: моды

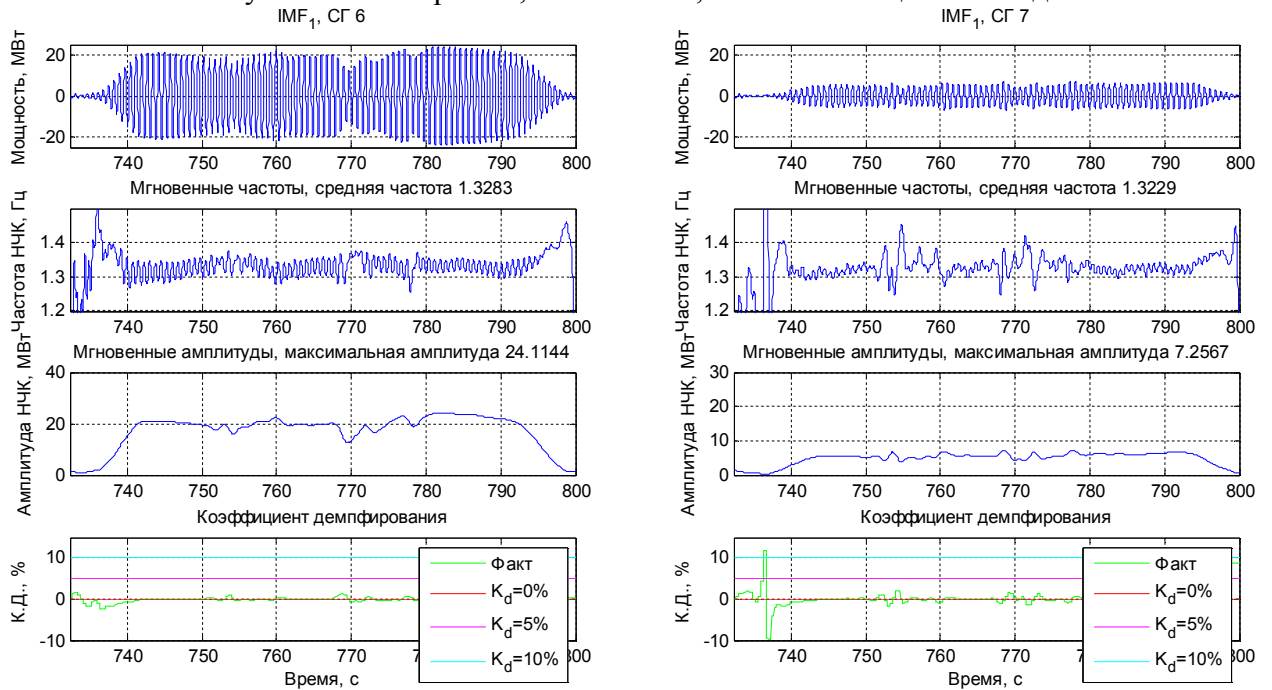


Рисунок 9 – Интервал 3, СГ 6 и СГ 7 активная мощность: мода 1

Таблица 4 – Результаты анализа НЧК

Интервалы	Генератор	Мода	Амплитуда (max), МВт	Частота, Гц	Фаза*, °
2 (722,18 с – 732,30 с)	6	1 (1 Гц)	42,39	0,91	1,40
		2 (0,5 Гц)	18,34	0,48	0,53
	7	1 (1 Гц)	33,45	1,04	-17,56
		2 (0,5 Гц)	22,69	0,53	-0,02
	8	1 (1 Гц)	50,58	1,05	-24,51
		2 (0,5 Гц)	20,79	0,48	5,51
9	1 (1 Гц)	56,60	1,13	-7,77	
	2 (0,5 Гц)	12,58	0,57	-8,93	

Интервалы	Генератор	Мода	Амплитуда (max), МВт	Частота, Гц	Фаза*, °
	10	1 (1 Гц)	53,40	1,05	-8,17
		2 (0,5 Гц)	15,77	0,47	-27,65
3 (732,30 с – 800 с)	6	1 (1,3 Гц)	24,11	1,33	0,44
	7	1 (1,3 Гц)	7,26	1,32	-64,35
	8	1 (1,3 Гц)	4,57	1,33	-48,67
	9	1 (1,3 Гц)	5,13	1,35	-111,95
	10	1 (1,3 Гц)	4,14	1,38	-56,29
5 (1200,66 с – 1220,44 с)	6	1 (1,3 Гц)	3,54	1,25	4,07
		2 (0,3 Гц)	7,01	0,29	0,71
	7	1 (1,3 Гц)	2,27	1,46	-78,61
		2 (0,3 Гц)	7,44	0,34	-3,42
	8	1 (1,3 Гц)	6,16	1,15	-121,52
		2 (0,3 Гц)	6,73	0,29	-6,83
	9	1 (1,3 Гц)	1,78	1,50	-83,76
		2 (0,3 Гц)	6,60	0,31	-2,82
	10	1 (1,3 Гц)	4,93	1,11	-77,42
		2 (0,3 Гц)	4,67	0,29	-21,36

*Фаза колебаний определяется на момент времени, отстоящий от начала колебаний на интервал, соответствующий двум периодам частоты колебаний

По результатам анализа НЧК, возникших после первичного возмущения (интервал 2), можно сделать вывод об их эффективном демпфировании. Возникшие впоследствии незатухающие длительные НЧК (интервал 3), представляя значительную опасность для оборудования, ставили под угрозу работу станции и выделившейся на изолированную работу ОЭС. Кроме того, они не были вызваны возмущением, поэтому причина их возникновения представляет интерес. В ходе НЧК нагрузка блоков снижалась незначительно: снижение составило порядка 15 МВт для генератора 6, порядка 10 МВт для генераторов 7 и 8, порядка 25 МВт для генератора 9 и менее 10 МВт для генератора 10. Ток возбуждения значительно возрос только на генераторе 10, на остальных – снижался.

На интервале 2 выделяются собственные и межмашинные колебания генераторов на частотах порядка 1 и 0,5 Гц, соответственно; на интервале 3 – агрегатные/межмашинные колебания на частоте 1,3 Гц; на интервале 5 – локальные колебания на частоте порядка 1,3 Гц и межсистемные колебания низкой частоты порядка 0,3 Гц, обусловленные восстановлением параллельной работы энергосистемы.

Анализ фаз и амплитуд колебаний активной мощности и других параметров позволяет установить, что НЧК на интервале 3 начались на генераторе 6.

Для интервалов 1, 4 и 6 определение синхронизирующей мощности по аналитическим зависимостям $P(\theta)$ нецелесообразно: при малых изменениях угла нагрузки θ результаты численного дифференцирования окажутся недостоверными. На рисунках 10 и 11 показаны результаты определения углов нагрузки и УСМ СГ, также результаты расчета УСМ представлены в таблице 5.

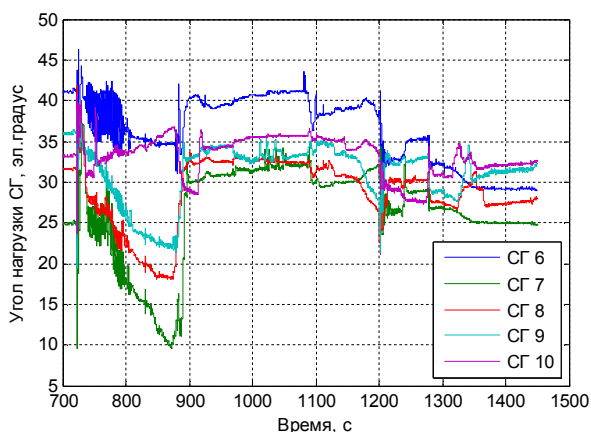


Рисунок 10 – Угол нагрузки СГ с учетом I_f

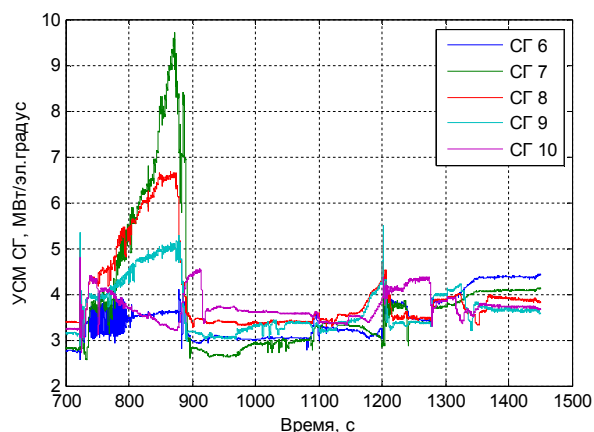


Рисунок 11 – УСМ СГ с учетом I_f

Таблица 5 – Результаты расчета УСМ

Интервалы	УСМ генераторов на интервалах, (МВт/эл. градус), макс./сред./мин.				
	6	7	8	9	10
1 (700 с – 722,18 с)	2,78	2,83	3,41	3,17	3,26
	2,76	2,81	3,39	3,14	3,24
	2,73	2,77	3,36	3,08	3,2
2 (722,18 с – 732,30 с)	4,55	4,54	5,03	5,35	4,8
	3,28	3,13	3,46	3,76	3,38
	2,57	2,61	2,97	2,86	2,72
3 (732,30 с – 800 с)	3,91	5,52	5,48	4,5	4,41
	3,45	4,05	4,64	4,07	3,99
	2,93	2,55	3,58	3,7	3,11
4 (800 с – 1200,66 с)	4,12	9,71	6,68	5,27	4,56
	3,21	3,93	4,04	3,64	3,6
	2,78	2,58	3,27	2,95	3,2
5 (1200,66 с – 1220,44 с)	4,06	4,25	5,28	5,51	4,39
	3,74	3,62	4,01	3,67	4,07
	2,99	2,82	3,42	3,21	3,77
6 (1220,44 с – 1450 с)	4,43	4,13	4,02	4,23	4,38
	4,06	3,85	3,74	3,67	3,85
	3,36	2,87	3,32	3,2	3,29
700 с – 1450 с	4,55	9,71	6,68	5,51	4,8
	3,49	3,86	3,97	3,67	3,71
	2,57	2,55	2,97	2,86	2,72

На основе полученных аналитическим путем значений УСМ определена ее НИО. Результаты расчета представлены в таблице 6. Расчет выполнен на основании значений УСМ, вычисленных согласно методу 2.

Таблица 6 – Результаты расчета НИО УСМ

Интервалы	НИО УСМ генераторов на интервалах, (МВт/эл. градус)·с				
	6	7	8	9	10
1 (700 с – 722,18 с)	91,84	93,45	112,87	104,37	107,88
2 (722,18 с – 732,30 с)	74,38	71,38	78,38	85,40	76,63
3 (732,30 с – 800 с)	201,00	238,60	270,94	237,27	232,35
4 (800 с – 1200,66 с)	455,13	614,14	592,26	523,35	510,76
5 (1200,66 с –	117,97	114,39	127,02	116,98	128,17

Интервалы	ННО УСМ генераторов на интервалах, (МВт/эл. градус)·с				
	6	7	8	9	10
1220,44 с)					
6 (1220,44 с – 1450 с)	436,17	413,35	400,96	393,90	413,42
700 с – 1450 с	682,36	794,86	787,32	719,13	720,87

Как видно из результатов расчета УСМ на рисунке 11 и ее ННО, генератор 6, амплитуда колебаний которого на интервале 3 (таблица 4) максимальна, обладал худшим из рассматриваемых генераторов синхронизирующим действием. Кроме того, в районе стыка интервалов 2 и 3 НЧК, возникшие после первичного возмущения, затухали на СГ 7, СГ 8 и СГ 10. СГ 6 и СГ 9 несли наибольшую среди рассматриваемых нагрузку, что и способствовало развитию НЧК в период выделения энергорайона на изолированную работу.

После завершения НЧК, ограниченных интервалом 3, для СГ 6, СГ 7, и СГ 9 произошли снижение угла нагрузки и, соответственно, рост УСМ, прекращающийся после 900 с. При рассмотрении поведения активной и реактивной мощностей в пределах интервала 5 заметно, что СГ 6 после возмущения (в данном случае – синхронизации) «принимает» большую нагрузку, нежели остальные рассматриваемые генераторы при сопоставимой исходной – непосредственно предшествующей возмущению.

Автором предложены критерии оценки степени опасности НЧК и метод их территориальной градации в зависимости от локализации. Выполнен комплексный анализ работы нескольких СГ во время технологического нарушения с применением всех разработанных методов.

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

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Выполнен сравнительный анализ методов анализа НЧК с учетом свойств рассматриваемых процессов.

2. Для выделения доминантных мод разработан частотный *EMD*, а для определения их параметров предложено модифицированное преобразование Гилберта.

3. Разработаны методы модального анализа НЧК в энергосистеме:

- выделения синфазных и противофазных колебаний;
- территориальной градации НЧК в зависимости от локализации;
- предложены критерии оценки опасности НЧК.

4. Разработан и реализован метод количественной оценки синхронизирующего действия СГ в ходе НЧК на основе определения величин удельной синхронизирующей мощности и ее нормированной интегральной оценки. Эффективность метода подтверждена на данных математических моделей и физической электродинамической модели.

5. Выполнен экспериментальный сравнительный анализ методов определения угла нагрузки СГ, необходимого для оценки его удельной синхронизирующей мощности.

6. Выполнена апробация методов модального анализа НЧК и анализа синхронизирующего действия генераторов с использованием реальных данных, СМПП – технологических нарушений в энергосистеме.

7. Разработанные методы положены в основу программного комплекса «ПО мониторинга низкочастотных колебаний», реализующего автоматизированный анализ НЧК. Разработана «Система определения синхронизирующей мощности синхронной машины», защищенная патентом РФ.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК:

1. Коваленко П.Ю. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений / А.С. Бердин, А.С. Герасимов, Ю.П. Захаров, П.Ю. Коваленко, А.Н. Мойсейченков // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия Энергетика. 2013. – Т. 13. – № 2. С. 62–68.

2. Коваленко П.Ю. Идентификация низкочастотных колебаний в энергосистеме / Ю.П. Захаров, П.Ю. Коваленко // Научное обозрение. 2013. – № 12. – С. 171–177.

3. Коваленко П.Ю. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока / А.С. Бердин, Д.И. Близняк, П.Ю. Коваленко, А.С. Черепов // Электрические станции. 2015. № 8. – С. 36–39.

4. Коваленко П.Ю. Сравнение методов определения синхронизирующей мощности синхронной машины по результатам экспериментальных исследований на электродинамической модели / А.С. Бердин, А.С. Герасимов, П.Ю. Коваленко, А.Н. Мойсейченков // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2015. № 2 (73). С. 72–82.

5. Berdin A.S., Zakharov Y.P., Kovalenko P.Y. Estimation of synchronous generator participation in low-frequency oscillations damping based on synchronized phasor measurements // WIT Transactions on Ecology and the Environment vol.190: Energy Production and Management in the 21st Century – 2 Volume Set. WIT Press, 2014. Vol.1, pages 319-325.

6. Berdin A.S., Bliznyuk D.I., Kovalenko P.Y. Estimating the instantaneous values of the state parameters during electromechanical transients // 2015 IEEE International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON). Proceedings. Omsk State Technical University. Russia, Omsk, May 21–23, 2015, pp. 1–6.

7. Berdin A.S., Bliznyuk D.I., Egorov A.O., Kovalenko P.Y., Cherepov A.S. Estimation of the Instantaneous Values of the Electrical Operating Parameters in the AC Network // Power Technology and Engineering, vol. 49, no. 5, January 2016, Springer New York, pp. 1–3.

Авторские свидетельства, патенты:

8. А.с. 2013613918 (Россия) о государственной регистрации программы для ЭВМ от 18 апреля 2013 г. ПО мониторинга низкочастотных колебаний / Бердин А.С., Дубинин Д.М., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Опалев О.Л.,

Семенова Л.А., Уткин Д.Н.. Свидетельство № Заявка № 2013611847, дата поступления 01 марта 2013 г.

9. Пат. 2564539 Рос. Фед. Система определения синхронизирующей мощности синхронной машины / А.С. Бердин, А.С. Герасимов, П.Ю. Коваленко, от 07 сентября 2015 г. Заявка № 2014141190, приоритет изобретения 01 октября 2014 г.

Другие публикации:

10. Коваленко П.Ю. Сравнительная характеристика методов частотно-временного анализа для идентификации низкочастотных колебаний / П.М. Ерохин, Ю.П. Захаров, П.Ю. Коваленко, Л.А. Семенова // Проблемы РЗА энергосистем. Подготовка кадров для электроэнергетической отрасли: материалы научно-практической конференции. Томск, 2012. С. 13–14.

11. Коваленко П.Ю. Использование обобщенного метода эмпирической модовой декомпозиции для анализа низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах / А.С. Бердин, П.М. Ерохин, Ю.П. Захаров, П.Ю. Коваленко, Филинков А.Н. // Электроэнергетика глазами молодежи-2012: сборник материалов Международной научно-технической конференции в 2-х томах. Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. Т. 1. С. 134–138.