

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»

На правах рукописи



Сенюк Михаил Дмитриевич

**РАЗРАБОТКА АДАПТИВНОГО МЕТОДА РАЗГРУЗКИ
ЭНЕРГОБЛОКА ПРИ БЛИЗКИХ КОРОТКИХ
ЗАМЫКАНИЯХ**

2.4.3. Электроэнергетика

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Екатеринбург — 2022

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института 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 техниче-
ский университет», г. Новосибирск, профессор
кафедры автоматизированных электроэнергетиче-
ских систем;

Сацук Евгений Иванович,
доктор технических наук, доцент, Акционерное
общество «Системный оператор Единой энерге-
тической системы», г. Москва, начальник службы
внедрения противоаварийной и режимной автома-
тики;

Федорова Светлана Владимировна,
кандидат технических наук, доцент, Негосудар-
ственное частное образовательное учреждение
высшего образования «Технический университет
УГМК», г. Верхняя Пышма, Свердловская обл.,
заведующий кафедрой энергетики.

Защита состоится 22 ноября 2022 года в 13:30 на заседании диссертацион-
ного совета УрФУ 2.4.10.26 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»: <https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?d=12&rid=3885>

Автореферат разослан «___» _____ 2022 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Самойленко Владислав Олегович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень разработанности темы. Ключевыми задачами при эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС) являются обеспечение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов (СГ), требуемых уровней напряжений в контролируемых узлах, токовых нагрузок элементов электрической сети, сохранности силового оборудования, экономической эффективности электроэнергетических режимов. Все перечисленные задачи решаются в рамках оперативно-диспетчерского управления режимами ЭЭС. Высокая скорость протекания переходных процессов, сложность топологической структуры электрической сети и трудоёмкость анализа возможных электрических режимов ЭЭС делают невозможным решение задачи противоаварийного управления в ручном режиме. В результате управление режимами ЭЭС с целью обеспечения устойчивости реализуется на базе специально разработанных устройств противоаварийной автоматики (ПА).

Противоаварийное управление, направленное на обеспечение статической (СУ) и динамической устойчивости (ДУ), находит широкое применение в ЭЭС с протяжёнными связями между источниками и приёмниками электроэнергии, наличием СГ большой единичной мощности и электрическими режимами с близкими к максимально допустимым активной мощности в контролируемых сечениях. Данными особенностями в большей степени обладают ЭЭС Российской Федерации, Китая, Соединённых Штатов Америки и Канады. В практике противоаварийного управления режимами Единой Энергетической Системы (ЕЭС) России принято разделение систем ПА на локальные и централизованные. Локальные системы обеспечивают устойчивость отдельных электростанций, узлов нагрузки или выбранных энергорайонов, централизованные – крупных энергообъединений. Алгоритмы локальных ПА строятся чаще всего по способу «П-До», который подразумевает формирование таблицы управляющих воздействий (ТУВ) за счёт выполнения серии расчётов установившихся и переходных электрических режимов для заранее подготовленной математической модели ЭЭС с учётом наиболее вероятных аварийных процессов. Для построения централизованных ПА применяется способ «I-До», подразумевающий расчёт ТУВ в циклическом режиме для актуального режима ЭЭС с учётом наиболее вероятных аварийных процессов. Способы построения ПА «I-До» и «П-До» нашли широкое применение в практике оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС России.

Существуют следующие особенности построения комплексов ПА по способу «I-До» и «П-До»:

- выбор управляющих воздействий (УВ) выполняется для заранее определённых аварийных процессов, т.е. устойчивость ЭЭС может не обеспечиваться при возникновении ненормативного возмущения или каскадного развития аварии;

- при выборе УВ используются математические модели ЭЭС, параметры которых могут отличаться от актуальных, что способствует снижению точности противоаварийного управления;
- использование способа «II-До» приводит к увеличению вероятности реализации излишних УВ из-за рассмотрения наихудших сценариев развития аварийного процесса.

Недостатки традиционных систем ПА компенсируются за счёт резервирования и эшелонного построения структуры противоаварийного управления.

Современный этап развития ЭЭС сопровождается изменением их структуры, характера протекания переходных процессов, принципов противоаварийного и режимного управления. Возникают новые особенности режимов ЭЭС, которые не были характерны для традиционных систем с преимущественно генерацией на углеродсодержащем топливе. В качестве современных направлений развития ЭЭС и инструментов анализа электрических режимов, оказывающих влияние на условия работы систем ПА, выделяются:

- активное внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приводит к снижению суммарной инерции ЭЭС за счёт отсутствия вращающихся масс и увеличению нерегулярной составляющей перетоков активной мощности по элементам сети из-за стохастического характера генерации мощности;
- развитие систем измерения параметров электрического режима (ПЭР) на базе устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ) дает возможность получать результаты оценки ПЭР с минимальной задержкой (для традиционных устройств СВИ (УСВИ) – раз в период промышленной частоты, для экспериментальных – раз в 5-10 мс) и высокой точностью;
- развитие методов цифровой обработки сигналов (ЦОС) совместно с использованием данных УСВИ позволяет определять параметры математических моделей ЭЭС непосредственно по измерениям, что значительно увеличивает адаптивность и точность противоаварийного управления;
- повышение производительности и быстродействия вычислительных систем позволяет производить анализ электрических режимов ЭЭС с минимальными задержками.

Развитие средств мониторинга, обработки и анализа данных электрических режимов ЭЭС позволяет преодолеть недостатки существующих способов построения систем ПА за счёт разработки алгоритмов по способу «После», который организует противоаварийное управление с учётом актуальных параметров математических моделей ЭЭС и аварийного процесса. В качестве исходных данных могут быть использованы измерения, поступающие с УСВИ с приемлемыми точностью и задержкой. Первые работы по разработке алгоритмов ПА по способу «После» появились в начале 2000-х годов. Основная часть предлагаемых алгоритмов была основана на применении энергетических критериев суммарной

энергии ЭЭС и методов машинного обучения. Ограничивающими факторами для реализации предлагаемых алгоритмов являлись отсутствие распространения УСВИ и недостаточность производительности вычислительных комплексов.

На современном этапе развития ЕЭС России существенное влияние на подходы к централизованному и локальному противоаварийному управлению энергосистемой оказали Аюев Б.И., Бартоломей П.И., Богомолова И.А., Воропай Н.И., Герасимов А.С., Жуков А.В., Зеккель А.С., Кац П.Я., Кощеев Л.А., Лисицын А.А., Машалов Е.В., Неуймин В.Г., Садовский Ю.Д., Сацук Е.И., Фишов А.Г., Чаплюк С.В., Черномзав И.З., Шульгинов Н.Г., Эдлин М.А., Kundur P., Pavella M. и другие. Работы вышеперечисленных авторов направлены на разработку принципов ЦСПА, способов формирования математических моделей ЭЭС, подходов к описанию электромеханических переходных процессов в ЭЭС.

Целью данной работы является разработка метода анализа и обеспечения динамической устойчивости СГ во время близких коротких замыканий (КЗ) на основе правила площадей и локальных измерений.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие **задачи**:

1. Выполнить обзор существующих методов противоаварийного управления электрическими режимами энергосистем с целью обеспечения динамической устойчивости.
2. Разработать и апробировать адаптивный метод оценки динамической устойчивости синхронного генератора по способу «После» на основе локальных измерений.
3. Сформировать способ синтеза закона импульсной разгрузки паровой турбины для обеспечения динамической устойчивости синхронного генератора.
4. Разработать ускоренные алгоритмы определения времени начала и окончания электромагнитного переходного процесса по измерениям мгновенных значений токов и напряжений.

Научная новизна:

1. Разработан метод оценки динамической устойчивости синхронного генератора по способу «После» на основе локальных измерений с применением энергетического критерия полной энергии ЭЭС.
2. Разработан алгоритм синтеза закона импульсной разгрузки паровой турбины с целью обеспечения динамической устойчивости синхронного генератора по данным локальных измерений.
3. Разработаны алгоритмы ускоренного определения времени возмущения по мгновенным значениям токов и напряжений.

Теоретическая значимость заключается в развитии алгоритмов цифровой обработки сигналов, поступающих с системы измерений, направленных

на реализацию адаптивных методов противоаварийного управления режимами ЭЭС по способу «После».

Практическая значимость заключается в разработке метода адаптивного противоаварийного управления режимом работы СГ при близких КЗ по способу «После». Адаптивность к текущей схемно-режимной ситуации и актуальному аварийному процессу обеспечивается за счёт использования измерений параметров режима СГ и энергетического критерия анализа динамической устойчивости.

Методология и методы исследования. Для достижения поставленной цели были использованы элементы математического и физического моделирования, теории цифровой обработки сигналов и автоматического управления. Апробация разработанных методов на математически смоделированных данных была выполнена с помощью среды *Matlab Simulink*®.

Положения, выносимые на защиту

1. Способ оценки динамической устойчивости СГ по данным локальных измерений.
2. Алгоритм синтеза закона импульсной разгрузки паровой турбины с целью обеспечения динамической устойчивости синхронного генератора на основе локальных измерений.
3. Методы ускоренного определения времени возмущения по измерениям мгновенных токов и напряжений.

Достоверность подтверждается корректным применением разработанных алгоритмов на математических и физических моделях ЭЭС.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 7 конференциях:

- 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), 2021, Ufa, Russia;
- 2020 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Ufa, Russia;
- 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Ufa, Russia;
- 2021 XVIII International Scientific Technical Conference Alternating Current Electric Drives (ACED), Ekaterinburg, Russia;
- 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus), St. Petersburg, Russia;
- 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC), Ekaterinburg, Russia;
- Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи», 2019, Иркутск, Россия.

Личный вклад заключается в развитии концепции противоаварийного управления по способу «После», проведении теоретических исследований, программной реализации метода анализа и обеспечения динамической устойчивости СГ во время близких КЗ на основе энергетического критерия полной энергии ЭЭС и синхронизированных векторных измерений и его апробации на

математических и физических моделях. Исследование выполнялось и обсуждалось в контакте с научно-технической (АО «НТЦ ЕЭС», г. Санкт-Петербург), диспетчерско-технологической (АО «СО ЕЭС», г. Москва) организациями, а также компанией-разработчиком программного обеспечения для электроэнергетики и промышленности (ООО «АльгероСмарт», г. Екатеринбург).

Публикации. По результатам диссертационного исследования опубликовано 12 работ, из них 12 статей, опубликованных в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ, в том числе 8 статьи в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах данных WoS и Scopus.

Диссертационная работа выполнена при поддержке гранта РФФИ «Разработка алгоритма противаварийного управления режимами энергосистем для обеспечения динамической устойчивости во время электромеханических переходных процессов на основе векторных измерений» № 20-38-90140 Аспиранты.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и 2 приложений. Полный объем диссертации составляет 138 страниц, включая 59 рисунков и 21 таблицу. Список литературы содержит 144 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится обоснование актуальности исследования, поставлена цель, сформулированы задачи, определены теоретическая и практическая значимость работы.

Первая глава посвящена анализу существующих подходов к противаварийному управлению режимами ЭЭС с целью обеспечения ДУ в рамках локальных и централизованных ПА по способам «П-До», «I-До» и «После».

Рассмотрены достоинства и недостатки каждого способа. Обоснована необходимость усовершенствования алгоритма локальной автоматики разгрузки при близких коротких замыканиях (АРБКЗ) с точки зрения перехода к способу «После». Общая схема АРБКЗ по способу «После» приведена на рисунке 1.

В главе рассмотрены существующие алгоритмы идентификации пускового органа (ПОР), оценки ДУ и выбора УВ на основе данных, получаемых с УСВИ. Определены направления развития рассмотренных алгоритмов.

Для оценки ДУ и синтеза закона импульсной разгрузки паровой турбины (ИРТ) по способу «После» выбрано правило площадей, ввиду высокого быстродействия и адаптивности. Для идентификации ПОР разработаны ускоренные адаптивные алгоритмы, использующие в качестве исходных данных мгновенные значения токов и напряжений с высокой частотой дискретизации.

Во второй главе приведены результаты разработки и апробации метода оценки ДУ по способу «После» с помощью правила площадей и данных, получаемых с УСВИ.

При разработке алгоритма оценки ДУ СГ использована следующая система допущений:

- ПЭР СГ оцениваются с помощью ускоренного алгоритма экспресс-оценки;
- на валу ротора СГ установлен датчик прямого измерения угла нагрузки и скорости вращения ротора;
- подключение защищаемого СГ к ЭЭС выполнено посредством слабых радиальных связей.

Для идентификации времени возмущения и начала послеаварийного режима (ПАР) используется модифицированный автором ускоренный алгоритм, описание которого приведено в главе 4. Оценка ДУ СГ выполняется по следующему предложенному алгоритму: идентификация ПОР, вычисление добавочной кинетической энергии СГ и турбины, идентификация начала ПАР, получение коэффициентов модели аппроксимации послеаварийной угловой характеристики СГ, оценка энергии торможения ротора СГ и турбины, оценка энергии демпфирования, оценка ДУ СГ по правилу площадей.

На рисунке 2 приведено графическое представление закона сохранения энергии в СГ во время переходного процесса. На рисунке 2 приняты следующие обозначения: W_m – механическая энергия, подводимая к СГ от турбины; W_e – электрическая энергия, вырабатываемая СГ; W_l – энергия, затраченная на потери активной мощности в обмотках статора СГ; W_d – энергия, затрачиваемая на демпфирование колебаний вращающихся масс ротора СГ и турбины (в установившемся режиме $W_d = 0$), ΔW_d – изменение энергии, затрачиваемой на демпфирование колебаний вращающихся масс ротора СГ и турбины; W_k – кинетическая (запасенная) энергия ротора СГ, в переходном процессе данная величина определяется с учётом приращения кинетической энергии (ΔW_k).

Величиной W_l можно пренебречь из-за незначительной величины потерь активной мощности в статорной обмотке современных СГ.

Баланс изменения (Δ) энергии СГ во время переходного процесса записывается уравнением (1).

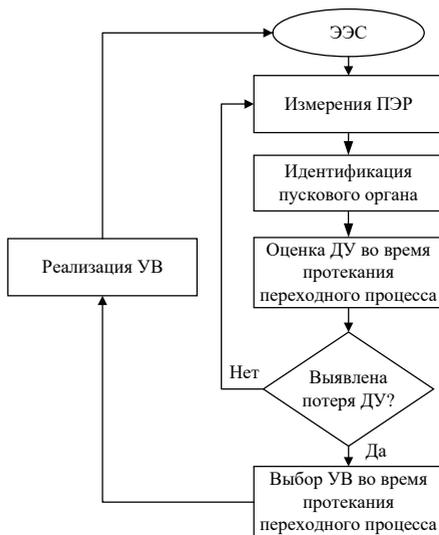


Рисунок 1 — Блок-схема АРБКЗ по способу «После»

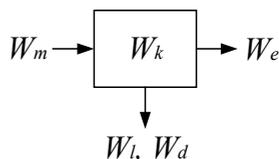


Рисунок 2 — Графическое представление закона сохранения энергии в СГ

$$\Delta W_m - (\Delta W_e + \Delta W_d) = \Delta W_k, \quad (1)$$

где ΔW_e – величина энергии, которую СГ выдаёт в сеть в электромагнитном переходном процессе.

При допущении, что изменение энергии, поступающей от турбины в течение КЗ (ΔW_m) равно 0, выражение (1) можно представить:

$$-\Delta W_k = \Delta W_e + \Delta W_d. \quad (2)$$

Энергия, потраченная на демпфирование изменения скорости ротора СГ и турбины в электромагнитном переходном процессе, определяется соотношением:

$$\Delta W_d = -\Delta W_k - \Delta W_e. \quad (3)$$

Добавочная кинетическая энергия ускорения вращающихся масс ротора СГ и турбины, приобретённая за время КЗ, определяется следующим образом:

$$\Delta W_k = \frac{J}{2} \cdot (2 \cdot \Omega_0 \cdot \Delta\Omega + \Delta\Omega^2), \quad (4)$$

где $\Delta\Omega$ – изменение угловой скорости ротора СГ к моменту окончания КЗ, Ω_0 – угловая скорость ротора СГ в установившемся режиме, J – момент инерции ротора СГ и турбины.

После идентификации начала ПАР выполняется прогнозирование угловой характеристики СГ:

$$P_e(\delta) = P_1 \cdot \sin(\delta + \phi_1) + P_2 \cdot \sin(2 \cdot \delta + \phi_2), \quad (5)$$

где P_e – активная мощность СГ, P_1, P_2 – коэффициенты полинома, ϕ_1 и ϕ_2 – начальные фазы синусоид.

По полученным коэффициентам выражения (5) вычисляется энергия торможения ротора СГ и турбины в пространстве «Активная мощность СГ – время»:

$$A_{dec}^{(P-t)} = \int_{\delta_{start}}^{\delta_{finish}} \frac{(P_m(\delta) - P_e(\delta))}{\Delta\omega(t)} d\delta, \quad (6)$$

где $A_{dec}^{(P-t)}$ – величина энергии торможения ротора СГ и турбины на первом цикле колебаний ПАР, $\Delta\omega(t)$ – отклонение угловой скорости магнитного поля СГ от синхронной, $P_e(\delta)$ и $P_e(t)$ – величина активной мощности СГ, δ_{start} и δ_{finish} – углы нагрузки СГ в начале и конце расчётного интервала.

Прогнозирование энергии, затраченной на демпфирование колебаний ротора СГ и турбины на первом цикле колебаний ПАР, выполняется за счёт аппроксимации величины Ω полиномом второй степени. В результате определяется энергия небаланса по выражению (7).

$$\Delta W = \Delta W_k - \left(A_{dec}^{(P-t)} + \Delta W_d \right), \quad (7)$$

где ΔW – величина энергии небаланса.

Отрицательное значение ΔW указывает на сохранение ДУ СГ, положительная – на потерю.

Третья глава посвящена описанию разработанного алгоритма синтеза закона ИРТ и его апробации на многомашинной тестовой модели ЭЭС. Синтез закона противоаварийного управления режимом работы СГ основан на применении правила площадей в пространстве «Момент СГ – угол нагрузки». Выбор пространства для записи правила площадей обоснован требованием к точности представления движения вращающихся масс ротора СГ и турбины в процессе протекания переходного процесса, сопровождающегося значительным изменением частоты переменного тока. Подобные переходные процессы характерны для изолированных ЭЭС или ЭЭС с малой инерцией.

Синтез закона ИРТ заключается в выборе параметров сигнала положения отсечного клапана (IV), который описывается следующими характеристиками:

- задержка между поступлением команды (сигнала) на реализацию ИРТ и началом движения отсечного клапана (T_d);
- время закрытия отсечного клапана (T_c);
- время, в течение которого отсечной клапан является закрытым (T_{FV});
- время открытия отсечного клапана (T_o);
- положение отсечного клапана, соответствующее его нижнему положению (μ_{min});
- положение отсечного клапана, соответствующее мощности турбины после ИРТ (μ_{inf});
- положение отсечного клапана, соответствующее мощности турбины в нормальном режиме (μ_0).

На рисунке 3 приведён график изменения положения отсечного клапана во время ИРТ, по оси ординат приведено положение отсечного клапана (μ_{IV}), по оси абсцисс – время в секундах.

При синтезе закона ИРТ варьируемыми параметрами являются: T_c , T_{FV} , T_o , μ_{min} и μ_{inf} . Закрытие отсечного клапана производится с максимально возможной скоростью. Для предотвращения низкочастотных колебаний (НЧК) ПЭР при увеличении мощности турбины после ИРТ открытие отсечного клапана выполняется с ограниченной скоростью. Время, в течение которого отсечной клапан является закрытым, ограничено производительностью быстродействующей редуционной установки. Глубина разгрузки турбины и мощность турбины после ИРТ также имеют ограничения, обусловленные допустимостью режимов работы парового котла и турбины.

Синтез закона ИРТ можно рассматривать как задачу условной оптимизации с ограничениями типа неравенства, целью которой является определение параметров T_{FV} , μ_{min} и μ_{inf} . В исследовании под синтезом закона ИРТ понимается определение величины минимального положения отсечного клапана

и времени закрытого положения отсечного клапана. Положение отсечного клапана в послеаварийном режиме принято равным исходному состоянию в нормальном режиме.

На рисунке 4 приведены характеристики нормального, аварийного и послеаварийного режимов СГ, чёрной сплошной линией показан момент паровой турбины, жёлтой областью – площадка ускорения, серой – упрощённая площадка торможения до ИРТ, характеризующая процесс закрытия отсечного клапана и временную задержку аппроксимации угловой характеристики, площадка торможения после ИРТ выделена зелёной областью. При реализации ИРТ площадка торможения СГ разбивается на два фрагмента: до реализации ИРТ и после.

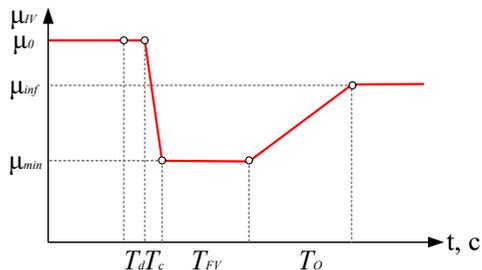


Рисунок 3 — Положение отсечного клапана паровой турбины во время ИРТ

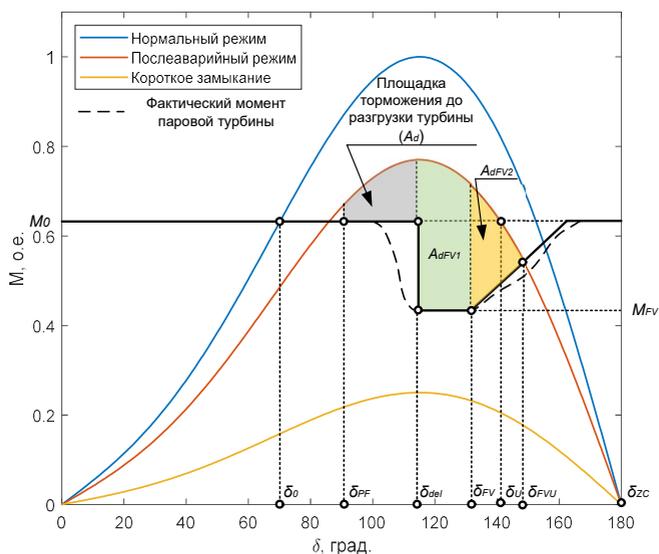


Рисунок 4 — Угловые характеристики СГ при реализации ИРТ

По оси абсцисс на рисунке 4 приведены следующие значения:

- δ_0 – угол нагрузки СГ, соответствующий нормальному режиму;
- δ_{PF} – угол нагрузки СГ, соответствующий окончанию КЗ;
- δ_{del} – угол нагрузки СГ, соответствующий окончанию разгрузки турбины;

- δ_{FVU} – угол нагрузки СГ, соответствующий пересечению угловой характеристики послеаварийного режима СГ и момента турбины после ИРТ (M_{FV});
- δ_{ZC} – угол нагрузки СГ, соответствующий пересечению угловой характеристики послеаварийного режима СГ и нулевого значения момента СГ;
- δ_U – угол нагрузки СГ, соответствующий пересечению угловой характеристики послеаварийного режима СГ и момента турбины при ИРТ;
- δ_{FV} – угол нагрузки СГ, соответствующий моменту окончания ИРТ.

С учётом реализации ИРТ правило площадей записывается следующим образом:

$$\Delta W_k = A_d + A_{dFV1} + A_{dFV2} + \Delta W_d, \quad (8)$$

где A_d – площадка торможения до реализации ИРТ, A_{dFV1} , A_{dFV2} – площадки торможения после реализации ИРТ, W_d – энергия, затрачиваемая на демпфирование колебаний ротора СГ и турбины.

Величины A_{dFV1} и A_{dFV2} определяются из угловой характеристики послеаварийного режима работы СГ:

$$A_{dFV1} = \int_{\delta_{det}}^{\delta_{FV}} (M_1 \cdot \sin(\delta + \phi_1) + M_2 \cdot \sin(2 \cdot \delta + \phi_2) - M_{FV}) d\delta, \quad (9)$$

где M_{FV} – момент турбины при нижнем положении отсечного клапана.

$$A_{dFV2} = \int_{\delta_{FV}}^{\delta_{FVU}} (M_1 \cdot \sin(\delta + \phi_1) + M_2 \cdot \sin(2 \cdot \delta + \phi_2) - M(\delta)) d\delta, \quad (10)$$

где $M(\delta)$ – изменение момента турбины при открытии отсечного клапана.

Выражение (8) содержит две искомые характеристики закона ИРТ: M_{FV} и δ_{FV} , для определения которых может быть произведён переход к задаче условной оптимизации.

$$\begin{cases} S = \Delta W_k - A_d - \Delta W_d - k_r \cdot (A_{dFV1} + A_{dFV2}) \rightarrow \min; \\ M_{FV} \in [M_{FVmin}, M_{FVmax}]; \\ T_{FV} \in (0, T_{FVmax}). \end{cases} \quad (11)$$

где k_r – коэффициент запаса.

Для решения задачи (11) используется метод Лагранжа. На рисунке 5 приведена графическая интерпретация задачи (11) с решением, показным красной точкой на линиях равного уровня.

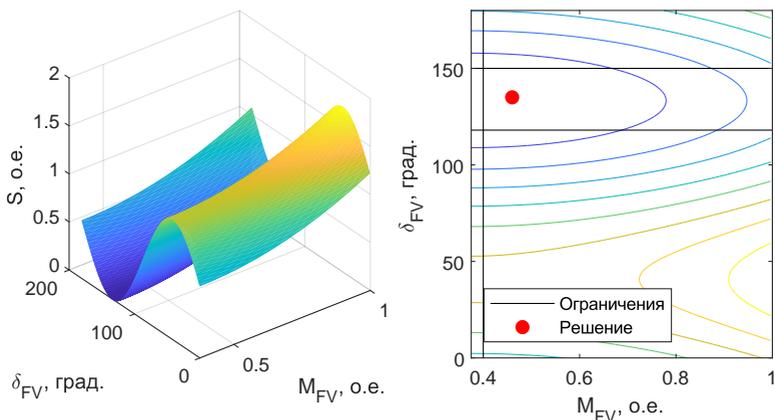


Рисунок 5 — Пример определения характеристик закона ИРТ

Для модели паровой одновальной турбины по вычисленному значению M_{FV} минимальное положение отсечного клапана определяется следующим образом:

$$\mu_{min} = \frac{M_{FV} - M_0 \cdot K_1}{M_0 \cdot (K_2 + K_3)}, \quad (12)$$

где K_1, K_2, K_3 – составляющие механической мощности объемов высокого, среднего и низкого давления, M_0 – момент турбины в нормальном режиме.

Для апробации алгоритма синтеза закона ИРТ была выполнена серия численных экспериментов на тестовой математической модели IEEE39, содержащей 39 узлов, 10 СГ с автоматическими регуляторами возбуждения, системными стабилизаторами, моделями паровых турбин, автоматических регуляторов частоты вращения (АРЧВ) и ИРТ. Схема модели приведена на рисунке 6, красной стрелкой показано место КЗ, синей областью выделены СГ, теряющие ДУ после рассмотренного трёхфазного КЗ в середине одной из параллельных ЛЭП 19-16 в момент времени 10 с, длительностью 0,15 с.

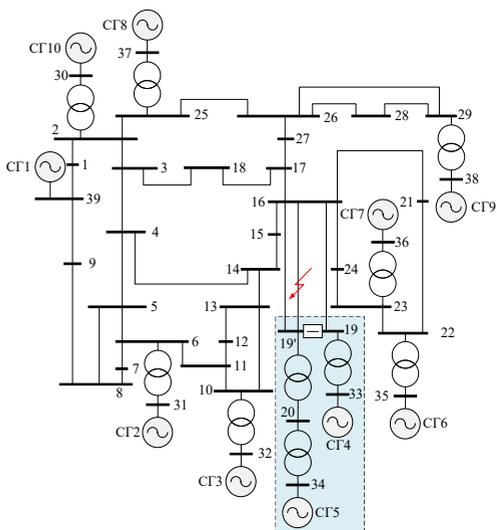


Рисунок 6 — Схема тестовой модели IEEE39

На рисунке 7 приведено изменение углов нагрузки СГ 2 – 10 в ходе протекания смоделированного переходного процесса. Потеря ДУ СГ 4 и 5 характеризуется превышением угла нагрузки значения в 360° . Колебания углов нагрузок СГ 2, 3, 7-10 в послеварийном режиме связаны с колебаниями ПЭР тестовой ЭЭС, обусловленными потерей ДУ СГ 4 и 5. После идентификации ПОр выполняется вычисление избыточной кинетической энергии роторов защищаемых СГ. Результаты вычисления значений ΔW_k , а также величин энергий, затраченных на демпфирование колебаний ротора СГ и турбины. Прогнозирование энергии торможения ротора СГ и турбины выполнено с помощью аппроксимации послеварийной угловой характеристики СГ следующим выражением:

$$M(\delta) = M_1 \cdot \sin(\delta + \phi_1) + M_2 \cdot \sin(2 \cdot \delta + \phi_2), \quad (13)$$

где M_1, M_2 – коэффициенты полинома, ϕ_1 и ϕ_2 – начальные фазы синусоид.

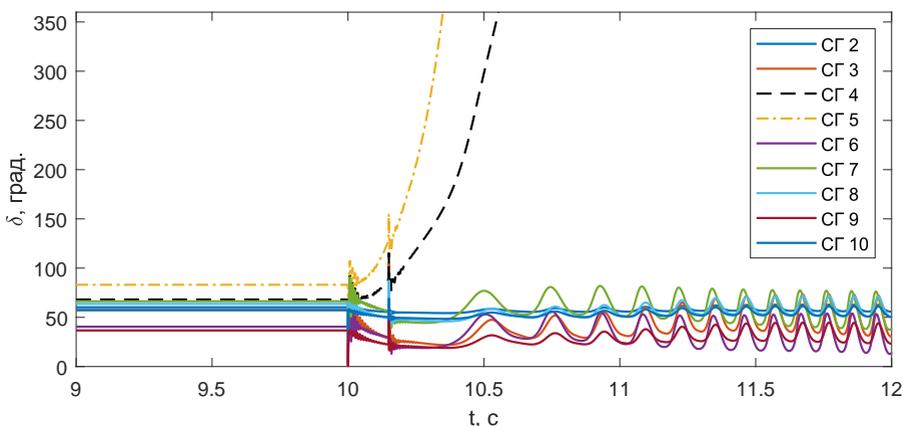


Рисунок 7 – Изменение углов нагрузок СГ для рассмотренного возмущения

Значение энергии, потраченной на демпфирование колебаний ротора СГ и турбины, вычисляется с помощью выражения (3), для которого необходимо выполнить прогноз изменения скоростей роторов СГ и их активных мощностей. Значение активной мощности СГ прогнозируется по полученным угловым характеристикам в пространстве «Момент – угол нагрузки СГ» с переходом от момента к активной мощности, изменение скорости ротора прогнозируется с помощью полинома второй степени. В таблице 1 приведены результаты определения избыточной энергии ускорения ротора СГ и турбины, потенциальной энергии торможения, энергии, потраченной на демпфирование ротора СГ и турбины, величина энергии небаланса, а также результаты синтеза закона ИРТ по выражению (12). Для СГ 5 минимальное положение отсечного клапан составило $-0,12$ о.е., что указывает на невозможность обеспечения ДУ за счёт применения ИРТ. Для СГ 2, 3, 6 – 10 значение минимального положения отсечного клапана

равно 1 (ИРТ не требуется). На рисунке 8 приведены результаты расчёта переходного процесса в рассмотренной тестовой ЭЭС с учётом реализации ИРТ на СГ 4 и отключения СГ 5 через 100 мс после устранения КЗ.

Таблица 1 — Результаты оценки ДУ и синтеза закона ИРТ

№ СГ	ΔW_k , МВт·с	A_{deac} , МВт·с	ΔW_d , МВт·с	ΔW , МВт·с	M_{FV} , о.е.	M_0 , о.е.	μ_{min} , о.е.	T_{FV} , с
2	5,74	36,85	3,14	-34,25	0,71	0,71	1,00	0,0
3	5,47	37,24	2,97	-34,74	0,68	0,68	1,00	0,0
4	36,14	20,47	4,12	11,55	0,45	0,84	0,33	0,85
5	49,37	12,94	8,15	28,28	0,12	0,92	—	—
6	15,17	38,14	1,96	-24,93	0,65	0,65	1,00	0,0
7	19,14	32,17	2,18	-15,21	0,82	0,82	1,00	0,0
8	5,92	40,12	1,64	-35,84	0,77	0,77	1,00	0,0
9	4,12	45,71	1,83	-43,42	0,54	0,54	1,00	0,0
10	5,36	38,17	1,85	-34,66	0,72	0,72	1,00	0,0

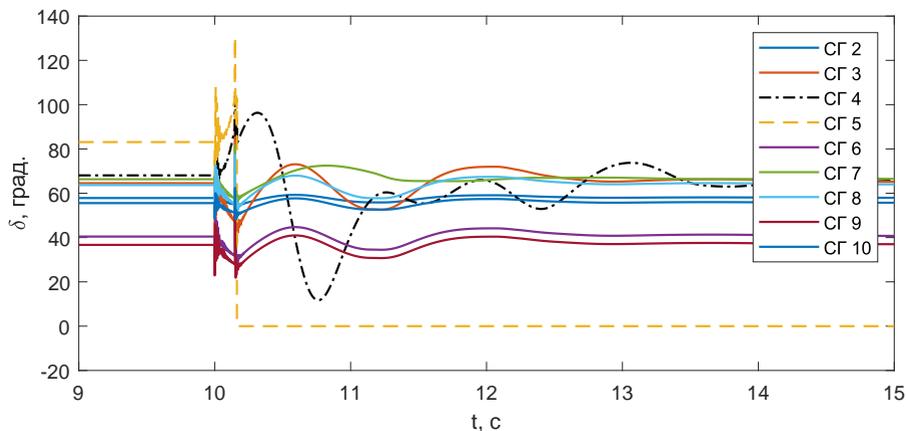


Рисунок 8 — Значения углов нагрузок СГ в переходном процессе с учётом реализации ИРТ на СГ 4 и отключении СГ 5

Реализация ИРТ СГ 4 сопровождается уменьшением угла нагрузки СГ 4 и увеличением углов нагрузок СГ 2, 3, 6 – 10 за счёт действия АРЧВ. Небаланс, связанный с отключением СГ 5, ликвидируется за счёт увеличения мощности СГ 1, который является эквивалентом внешней ЭЭС. В предлагаемом алгоритме АРБКЗ для повышения эффективности ИРТ применяется опережающее деление распределительного устройства защищаемой электростанции при идентификации близкого КЗ.

После идентификации КЗ в тестовой схеме, показанной на рисунке 6, выполняется отключение выключателя между узлами 19 и 19'. В таблице 2 приведены результаты синтеза закона ИРТ для СГ4 и СГ 5 при превентивном отключении выключателя между узлами 19 и 19'.

Таблица 2 — Результаты оценки ДУ и синтеза закона ИРТ СГ 4 и 5 при превентивном отключении выключателя между узлами 19 и 19'

№ СГ	ΔW_k , МВт·с	A_{deac} , МВт·с	ΔW_d , МВт·с	ΔW , МВт·с	M_{FV} , о.е.	M_0 , о.е.	μ_{min} , о.е.	T_{FV} , с
4	36,14	20,02	4,03	12,09	0,42	0,84	0,31	0,82
5	21,17	8,14	4,36	8,67	0,51	0,92	0,36	0,61

На рисунке 9 приведены значения углов нагрузки СГ 4 и 5 при отключении выключателя между узлами 19 и 19' и ИРТ.

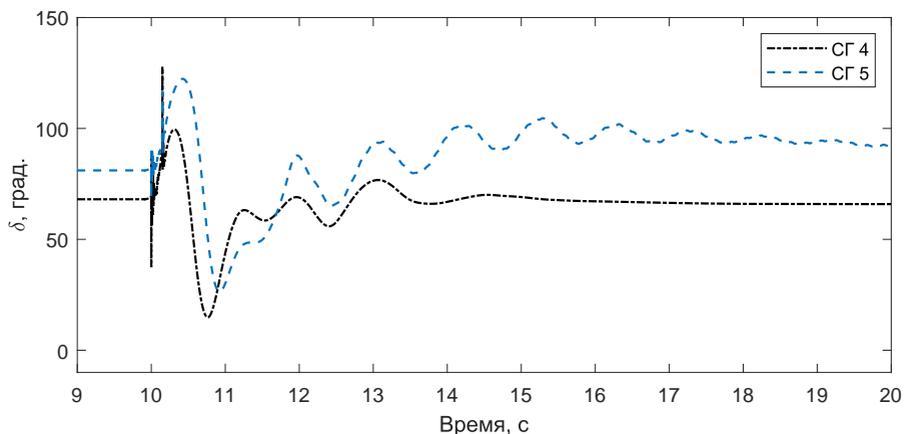


Рисунок 9 — Значения углов нагрузок СГ 5 и СГ 4 при реализации ИРТ и отключении выключателя между узлами 19 и 19'

Применение деления электрической сети позволяет обеспечить ДУ СГ 5 за счёт применения ИРТ. В ходе численного эксперимента показано, что разработанный алгоритм может быть применён для СГ и паровой турбины с постоянной инерции больше 2,6 с.

В четвертой главе представлено описание и апробация разработанных ускоренных алгоритмов идентификации ПОр и результаты оценки приемлемой величины расчётного окна модифицированного метода экспресс-оценки ПЭР.

Для идентификации ПОр разработаны три ускоренных алгоритма, основанных на анализе ошибки прогнозирования огибающей сигнала, ошибки прогнозирования сигнала и оценке величины разности первых производных сигнала.

Алгоритм 1

В алгоритме 1 используется процедура прогнозирования экстремума сигнала на интервале упреждения с помощью аппроксимации полиномом второй степени:

1. Для заданного интервала обучения с помощью метода скользящих парабол определяются координаты экстремумов модуля рассматриваемого сигнала.
2. С помощью полинома второй степени производится аппроксимация координат экстремумов.
3. На интервале обучения вычисляется среднеквадратическое отклонение (СКО) разности фактических и прогнозируемых координат модулей экстремумов.
4. По полученным коэффициентам полинома второй степени выполняется прогнозирование экстремумов на заданный интервал.
5. Для каждого определённого экстремума вычисляется разность прогнозного значения и фактического.
6. Если на интервале прогнозирования фиксируется выход значения ошибки прогноза за коридор $MO \pm k \cdot CКО$, то идентифицируется возмущение.

Настраиваемыми параметрами алгоритма являются:

1. Количество ретроспективных экстремумов.
2. Количество прогнозируемых экстремумов.
3. Ширина окна поиска экстремума.
4. Коэффициент k , определяющий ширину допустимого коридора изменения ошибки прогнозирования.

Алгоритм 2

Алгоритм 2 основан на прогнозировании сигнала на интервале упреждения с помощью многопараметрической модели (МППМ):

1. Для заданного интервала обучения с помощью МППМ и многочлена, соответствующего первым членам ряда Фурье, выполняется аппроксимация сигнала.
2. На интервале обучения вычисляется разность фактического и прогнозируемого сигналов.
3. По полученным коэффициентам модели выполняется прогнозирование сигнала на заданный интервал упреждения.
4. На каждом такте расчёта вычисляется отклонение прогнозного значения от фактического.
5. Если на интервале прогнозирования фиксируется выход ошибки прогноза сигнала за коридор $MO \pm k \cdot CКО$, то идентифицируется возмущение.

6. При определении времени возмущения происходит блокировка алгоритма на заданное время. Такая блокировка позволяет отстроиться от ложных срабатываний, вызванных увеличением погрешности алгоритма во время электромагнитного переходного процесса.

Настраиваемыми параметрами алгоритма являются:

1. Размер интервала обучения.
2. Размер интервала прогнозирования.
3. Коэффициент k , определяющий ширину допустимого коридора изменения ошибки прогнозирования.
4. Время блокировки.

Алгоритм 3

Алгоритм 3 является модификацией разработанного ранее метода шарнира, который был предложен для анализа НЧК ПЭР. Модификация заключается в использовании аппроксимации полиномом второй степени:

1. Для нахождения времени возмущения используются два полинома второй степени, для обеспечения совпадения их значений в точке шарнира используется дублирование данными, которые позволяют «притянуть» аппроксимирующие полиномы к одной точке.
2. Выполняется аппроксимация полиномом второй степени значений сигнала на каждом из окон шарнира.
3. Вычисляется разность производных сигнала для первого и второго окна в точке шарнира.
4. На интервале обучения вычисляется разность производных сигнала для первого и второго окна.
5. На каждом такте расчёта вычисляется разность производных сигнала для первого и второго окна.
6. Если на текущем расчётном такте фиксируется выход разности производных за допустимый коридор $MO \pm k \cdot CKO$, то идентифицируется возмущение.
7. При определении времени возмущения происходит блокировка алгоритма на заданное время.

Настраиваемыми параметрами алгоритма являются:

1. Величина первого окна.
2. Величина второго окна.
3. Размер интервала обучения.
4. Коэффициент k , определяющий ширину допустимого коридора изменения ошибки прогнозирования.
5. Количество дублируемых элементов.
6. Время блокировки.

Точность определения времени возмущения, полученного с помощью одного из Алгоритмов 1 – 3, может быть увеличена за счёт параллельного анализа сигналов фазных и линейных напряжений и токов.

На рисунке 10 и в таблице 3 приведено сравнение результатов определения времени возмущения для смоделированного и физического сигналов при частоте дискретизации исходных данных 10 кГц. На рисунке 10 вычисленное время возмущения обозначение как t_B .

Таблица 3 — Сравнение результатов определения времени возмущения

Характеристика	Алгоритм		
	1	2	3
Время начала смоделированного переходного процесса, с	1,0020	1,0010	1,0011
Отклонение от эталона, %	0,20	0,10	0,11
Время начала физического переходного процесса, с	0,837	0,834	0,834
Отклонение от среднего значения, %	0,231	0,097	0,135

На рисунке 10 всем графикам соответствует легенда, приведённая на графике «Смоделированный сигнал, Алгоритм 1». Времена возмущения показаны пунктирными вертикальными линиями. Алгоритм 1 позволяет определить время возмущения с точностью до первого экстремума, соответствующего переходному процессу, в результате чего обладает меньшей точностью по сравнению с Алгоритмами 2 и 3. Алгоритмы 2 и 3 обладают схожей точностью. С точки зрения противоаварийного управления режимами ЭЭС, одним из основных требований является быстрое действие алгоритма цифровой обработки сигналов. Алгоритм 2 и 3 позволяют вычислить время начала переходного процесса со схожей точностью.

В главе 4 рассмотрена задача определения приемлемых величин расчётного окна усовершенствованного за счёт адаптации угловой базисной скорости ω метода экспресс-оценки параметров электрического режима и частоты дискретизации измерений мгновенных токов и напряжений, согласно тестам по методике сертификационных испытаний УСВИ. Метод экспресс-оценки ПЭР основан на аппроксимации сигнала первыми членами ряда Фурье на скользящих окнах с помощью МПМ:

$$x(t) = a_0(t) + a(t) \cdot \sin(\omega t) + b(t) \cdot \cos(\omega t), \quad (14)$$

где $x(t)$ – значение сигнала тока или напряжения в момент времени t , ω – «базисная» угловая скорость сигнала, a_0 – постоянная составляющая сигнала, a, b – коэффициенты при первых членах ряда Фурье.

В условиях изменения частоты входного сигнала применяется адаптивная коррекция угловой базисной скорости в выражении (14). Алгоритм коррекции заключается в использовании в качестве текущего значения «базисной» угловой скорости сигнала значения с предыдущего такта расчёта. По полученным коэффициентам выражения (14) значения амплитуды A и фазы сигнала $\phi(t)$

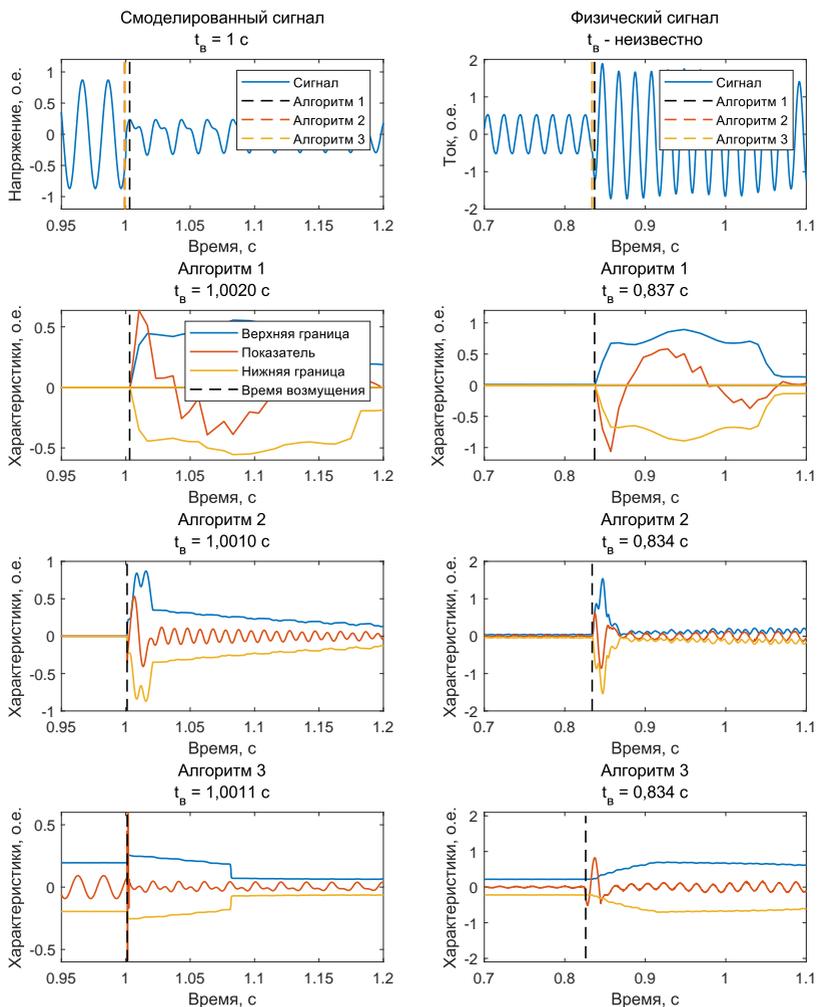


Рисунок 10 — Результаты определения времени возмущения для математически смоделированного и физического сигналов

определяются аналогично классическим методам разложения сигнала на ортогональные составляющие:

$$A(t) = \sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}. \quad (15)$$

$$\phi(t) = \arcsin \left(\frac{a(t)}{\sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}} \right). \quad (16)$$

Мгновенная частота сигнала определяется путём численного дифференцирования сигнала фазы на скользящих окнах с помощью аппроксимации полиномом второй степени. Для оценки точности определения ПЭР при отсутствии эталонных значений сигнала разработан метод анализа статистических характеристик отклонения исходного сигнала от восстановленного по выражению:

$$x_{rec}(t) = a_0(t) + A(t) \cdot \sin(\phi(t)), \quad (17)$$

где $x_{rec}(t)$ – значение восстановленного сигнала в момент времени t .

Точность оценки ПЭР определена с помощью вычисления общей ошибки вектора (TVE):

$$TVE = \sqrt{\left(\frac{(X_r - x_r)^2 + (X_i - x_i)^2}{x_r^2 + x_i^2}\right)} \cdot 100\%, \quad (18)$$

где X_r – действительная часть измеренного вектора, x_r – действительная часть истинного вектора, X_i – мнимая часть измеренного вектора, x_i – мнимая часть истинного вектора.

В результате численных экспериментов были получены распределения значения TVE в зависимости от частоты дискретизации сигнала и величины расчётного окна. Пример характеристик для динамического процесса с модуляцией амплитуды приведён на рисунке 11, на котором приняты следующие обозначения: $Window$ – минимальное расчётное окно, TVE_{max} – максимально допустимое значение TVE .

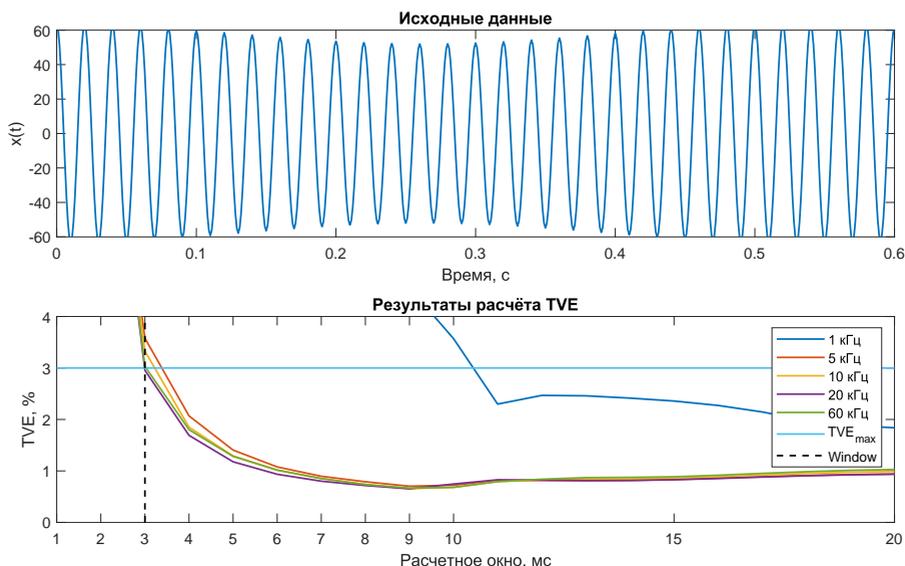


Рисунок 11 — Результаты расчёта, процесс с модуляцией амплитуды

С целью проверки выражения (17) рассмотрено распределение СКО разности исходного сигнала, смоделированного в *Matlab Simulink®*, и восстановленного по оценённым значениям ПЭР с помощью модифицированного метода экспресс-оценки.

Для рассмотренных в диссертационном исследовании сценариев тестирования УСВИ приемлемая величина расчётного окна соответствует значению 5 мс, частота дискретизации исходных данных от 5 кГц.

В заключении приведены основные выводы и обобщены полученные результаты.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. В результате анализа существующих исследований определена структура алгоритма АРБКЗ по способу «После», выявлены достоинства и недостатки методов идентификации ПОр, оценки ДУ СГ и синтеза закона противоаварийного управления режимом ЭЭС на основе данных, поступающих с устройства локальных измерений ПЭР. В качестве метода выбора УВ с целью обеспечения ДУ СГ выбрано правило площадей.
2. Разработан и апробирован метод оценки ДУ СГ с помощью правила площадей и данных, поступающих с устройства локальных измерений ПЭР. Адаптивность разработанного алгоритма достигается за счёт минимального числа использованных априорно заданных параметров защищаемого СГ
3. Представлен алгоритм синтеза закона ИРТ по способу «После». Разработанный алгоритм основан на правиле площадей в пространстве «Момент СГ – угол нагрузки». Выбор используемого пространства для записи правила площадей обоснован необходимостью обеспечения приемлемой точности представления движения ротора СГ в режимах со значительными изменениями частоты переменного тока. Такие режимы характерны для ЭЭС со сниженной инерцией, вызванной значительной долей ВИЭ в структуре генерации. Разработанный алгоритм протестирован на многомашинной модели тестовой ЭЭС.
4. Разработаны алгоритмы ускоренной идентификации ПОр, основанные на анализе ошибки прогнозирования огибающей сигнала, формы сигнала и разности производных сигнала в точке «шарнира». Выполнена апробация алгоритмов на математически смоделированных и физических сигналах. Для применения в качестве ПОр АРБКЗ по способу «После» рекомендовано использование алгоритма, анализирующего разность производных сигнала в точке «шарнира».
5. Выполнено тестирование метода экспресс-оценки ПЭР, согласно требованиям методики сертификационных испытаний УСВИ. Для рассмотренных тестов требования стандарта удовлетворяются при величине расчётного окна от 5 мс и частоте дискретизации измерений от 5 кГц.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ:

1. **Senyuk M.** The accelerate estimation method of power system parameters in static and dynamic processes / S. Beryozkina, **M. Senyuk**, A. Berdin, A. Dmitrieva, S. Dmitriev, P. Erokhin // IEEE Access. – 2022. – Vol. 10. – P. 61522-61529, (0,44 п.л. / 0,35 п.л.), (Scopus и Web of Science);
2. **Сенюк, М.Д.** Апробация алгоритма анализа динамической устойчивости и противоаварийного управления режимом синхронного генератора на многомашинной модели энергосистемы / **М.Д. Сенюк**, А.А. Дмитриева // Электротехнические системы и комплексы. – 2022. – №1 (54). – С. 46-53, (0,43 п.л. / 0,40 п.л.);
3. **Сенюк, М.Д.** Развитие алгоритма автоматической разгрузки энергоблока при близких коротких замыканиях на основе синхронизированных векторных измерений / А.С. Бердин, А.А. Лисицын, А.Н. Мойсейченко, **М.Д. Сенюк** // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – №2(85). – С. 76-89, (0,81 п.л. / 0,73 п.л.);
4. **Сенюк, М.Д.** Исследование характеристик метода экспресс-оценки параметров электрического режима в стационарных и динамических процессах / **М.Д. Сенюк**, А.А. Дмитриева, С.А. Дмитриев // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – №4 (53). – С. 4-12, (0,50 п.л. / 0,41 п.л.);
5. **Senyuk M.** Acceleration energy analysis of synchronous generator rotor during a disturbance taking into account current transformer saturation / P. Kovalenko, **M. Senyuk**, V. Mukhin // 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus). – 01/2021 – 9396078, (0,18 п.л. / 0,15 п.л.), (Scopus и Web of Science);
6. **Senyuk M.** The technique of calculating a steam turbine power for characterization of the turbine fast valving / A. Moiseichenkov, **M. Senyuk**, P. Kovalenko, A. Dmitrieva // 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 01/2021 – P. 79-82, (0,18 п.л. / 0,15 п.л.), (Scopus и Web of Science);
7. **Senyuk M.** Estimation of acceptable ADC sampling rate for synchrophasor measurements / **M. Senyuk**, P. Kovalenko, V. Mukhin, A. Dmitrieva // 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 01/2021 – P. 74-78, (0,25 п.л. / 0,21 п.л.), (Scopus и Web of Science);
8. **Senyuk M.** Adaptive algorithm for steam turbine fast valving based on the equal area criterion and synchrophasor measurements / **M. Senyuk**, A. Moiseichenkov, P. Kovalenko, A. Dmitrieva // 2021 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 01/2021 – P. 68 - 73. (0,31 п.л. / 0,28 п.л.), (Scopus и Web of Science);

9. **Сенюк, М.Д.** Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации / А.С. Бердин, А.А. Дмитриева, П.Ю. Коваленко, **М.Д. Сенюк** // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – №1(82). – С. 137-146, (0,56 п.л. / 0,51 п.л.);
10. **Senyuk M.** Determination of the instantaneous electrical operating parameters with an increased sampling rate / P. Kovalenko, **M. Senyuk**, A. Dmitrieva // 2020 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 10/2020 – 9278482, (0,18 п.л. / 0,15 п.л.), (Scopus и Web of Science);
11. **Senyuk M.** Detection event inception point algorithms based on instantaneous point-on-wave measurements / P. Kovalenko, **M. Senyuk**, V. Mukhin, D. Kornilova // 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC). – 11/2020 – 9281158, (0,18 п.л. / 0,15 п.л.), (Scopus и Web of Science);
12. **Senyuk M.** Synchronous frequency calculation based on synchrophasor measurements / P. Kovalenko, **M. Senyuk**, V. Mukhin, A. Korelina // 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS). – 10/2019 – 8949985, (0,18 п.л. / 0,15 п.л.), (Scopus и Web of Science).