

ЛИСИЦЫН Андрей Андреевич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПОЛОЖЕНИЙ
И АЛГОРИТМИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ
АВТОМАТИКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ**

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург
2025

Работа выполнена в акционерном обществе «Научно-технический центр
Единой энергетической системы» (АО «НТЦ ЕЭС»)

Научный руководитель:

Кошечев Лев Ананьевич, доктор технических наук,
профессор, заслуженный деятель науки РФ

Официальные оппоненты:

Мокеев Алексей Владимирович,
доктор технических наук, доцент, профессор кафедры
электроэнергетики и электротехники
федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Северный (Арктический) федеральный университет
имени М. В. Ломоносова», г. Архангельск

Подшивалин Андрей Николаевич,
доктор технических наук, заместитель генерального
директора – директор по науке акционерного общества
«Всероссийский научно-исследовательский, проектно-
конструкторский и технологический институт
рестроения с опытным производством»,
г. Чебоксары

Ведущая организация:

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

Защита состоится «16» октября 2025 г. в 16.00 часов на заседании диссертационного
совета У.2.4.2.13 федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»
по адресу: 195251, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Академическое,
ул. Политехническая, д.29 литера Б, главный учебный корпус, аудитория 150

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке федерального государственного
автономного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский
политехнический университет Петра Великого» и на сайте www.spbstu.ru

Автореферат разослан « ____ » _____ 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета У.2.4.2.13
кандидат технических наук, доцент



Иванов Дмитрий Владимирович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Одной из особенностей электроэнергетической системы нашей страны является неравномерное распределение мощных генерирующих узлов и крупных узлов потребления электроэнергии и тепла по большой территории и значительное число протяженных электрических связей. Эта особенность предопределила повышенное внимание к вопросам устойчивости параллельной работы при создании и развитии отдельных энергосистем, а затем и Единой электроэнергетической системы (ЕЭС).

Имея в виду огромные затраты, связанные с усилением электрических связей высших классов напряжений, на всех этапах развития ЕЭС большое внимание уделялось совершенствованию средств регулирования и автоматики, в том числе созданию электротехнического комплекса противоаварийной автоматики (ПА), действие которой направлено на предотвращение нарушения устойчивости и развития аварийных процессов в энергосистемах.

С укрупнением энергосистем и усложнением схемы основной системообразующей сети возникла необходимость учета условий работы электротехнического оборудования во все более отдаленных частях энергосистемы при выборе и дозировке управляющих воздействий ПА.

Реальная возможность организации противоаварийной автоматики, действующей взаимосвязано в интересах энергосистемы в целом, появилась лишь при внедрении в электроэнергетику цифровых систем управления и новых высокоэффективных средств передачи информации.

Однако ограниченные технические возможности вычислительной техники 70-х – 80-х годов вынудили при создании централизованной системы ПА (ЦСПА) отказаться от централизованной оценки динамической устойчивости и ограничиться выбором управляющих воздействий только по условиям статической устойчивости и предотвращению перегрузки по току в послеаварийных режимах, в том числе электротехнического оборудования. При этом были приняты многие допущения и априорные положения. Все это ограничивало область использования ЦСПА.

Быстрое развитие вычислительной техники в последние годы дало возможность не только отказаться от многих допущений и искусственных приемов при оценке статической устойчивости, но и выполнять оценку динамической устойчивости в режиме реального времени при изменении схемно-режимной ситуации в сложной энергосистеме. Для реализации этой возможности необходимо было наряду с решением ряда технических задач разрабатывать новые методики и алгоритмы, что и определило основное содержание диссертационной работы.

Целью диссертационной работы является разработка методики и алгоритмов выбора и

дозировки управляющих воздействий электротехнического комплекса ПА по условиям обеспечения динамической и статической устойчивости энергосистемы в послеаварийном режиме с учетом изменения частоты и предотвращения перегрузки по току элементов электрической сети и выхода напряжения в узлах сети за допустимые пределы.

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

- обеспечить эффективность функционирования электротехнического комплекса ПА в динамической фазе переходного процесса энергосистемы при возникновении аварийных возмущений – отключений элементов электрической сети и генераторов, коротких замыканий, сопровождающихся отключением элементов электрической сети, в том числе при использовании АПВ на основе разработанной методики оценки устойчивости;
- разработать алгоритм выбора и дозировки управляющих воздействий из числа заранее заданных для обеспечения устойчивости энергосистемы в динамической фазе переходного процесса;
- разработать методику расчета послеаварийного режима и оценки статической устойчивости на базе классической модели энергосистемы с учетом жестких ограничений по времени расчетного цикла;
- в рамках оптимизации электротехнического комплекса ПА разработать алгоритм корректировки управляющих воздействий, определенных по условиям устойчивости в динамической фазе аварийного процесса, для обеспечения нормативных запасов апериодической статической устойчивости по активной мощности и напряжению и предотвращения перегрузки по току основных элементов электротехнического оборудования энергосистемы.

Научная новизна работы определяется следующими положениями:

- разработаны методика и алгоритм выбора и дозировки управляющих воздействий по условиям предотвращения нарушения устойчивости в динамической фазе переходного процесса сложной энергосистемы;
- разработана методика определения векторов изменения режима, обеспечивающая определение оптимальных воздействий средств противоаварийного управления для реализации послеаварийного режима с нормативным запасом устойчивости;
- разработаны методика и алгоритм выбора и дозировки управляющих воздействий по условиям допустимости послеаварийного режима по указанным выше критериям.

Практическая ценность работы состоит в использовании ее результатов при разработке программного-технического комплекса ЦСПА нового поколения, включенного в промышленную эксплуатацию в ОЭС Востока.

Достоверность и обоснованность научных положений и результатов работы обеспечивается использованием критерия А.А. Горева и классических методов расчета электроэнергетических режимов энергосистемы, а также результатами тестирования разработанных в диссертационной работе алгоритмов в схемах энергосистем с различной структурой основной электрической сети.

На защиту выносятся следующие научные положения:

Методика и алгоритм расчета установившихся режимов ЭЭС с учетом изменения частоты в послеаварийном режиме;

Методика определения векторов изменения режима, обеспечивающая определение оптимальных воздействий средств противоаварийного управления для реализации послеаварийного режима с нормативным запасом устойчивости;

Алгоритм выбора управляющих воздействий для обеспечения нормативных запасов аperiodической статической устойчивости по активной мощности и предотвращению перегрузки элементов сети по току и недопустимых снижений напряжения.

Личный вклад автора состоит в разработке основных методических положений оценки статической и динамической устойчивости энергосистемы и технологической части алгоритма выбора и дозировки управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости и допустимого послеаварийного режима.

Апробация работы прошла в виде тестирования технологического алгоритма в схемах нескольких ОЭС, а также при обсуждениях основных результатов работы на научных конференциях и семинарах, в том числе международных.

Публикации

Результаты работы опубликованы в виде 68 статей в журналах и 4 докладах на конференциях и семинарах.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, приложений и библиографического списка из 73 наименований. Материал диссертации изложен на 127 страницах машинописного текста, включает 23 рисунка и 3 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении раскрывается актуальность диссертационной работы и определяются ее основные цели и задачи.

В первой главе диссертации даётся оценка энергосистемы как объекта управления в аварийных ситуациях, приводятся определения и характеристики аварийных возмущений и переходных процессов в энергосистеме. Вводится понятие «опасного сечения» для определенной группы схемно-режимных ситуаций и аварийных возмущений.

В ЕЭС и входящих в её состав энергосистемах одной из важнейших задач системы автоматического противоаварийного управления является сохранение устойчивости в аварийных ситуациях.

Идея создания централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) появилась и начала обсуждаться в 60-е годы, годы быстрого развития электроэнергетических систем и создания ЕЭС СССР.

ЦСПА на базе алгоритма, использующего так называемый принцип ИДО (выбор управляющих воздействий путем расчетов переходных режимов для всех расчетных аварийных возмущений в исходном режиме, предшествующем возникновению аварийной ситуации) был разработан к началу 80-х годов и внедрен в ОЭС Урала. Эта энергосистема включает несколько десятков крупных электростанций и развитую сеть 500 и 220 кВ.

Разработка алгоритма потребовала использования ряда значительных допущений, принятия гипотетических положений и искусственных приемов при оценке устойчивости и дозировке управляющих воздействий.

Разработка и внедрение ЦСПА в ОЭС Урала были достижением мирового уровня – централизованные устройства ПА, имевшиеся в других странах, контролировали участки энергосистемы значительно меньшие по мощности и территории, чем ОЭС Урала. На базе модификации этого алгоритма были разработаны и внедрены ЦСПА в Тюменской энергосистеме, в ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга.

Быстрое развитие вычислительной техники в последние годы привело к многократному повышению производительности ЭВМ, появлению многоядерных процессоров, позволяющих «распараллелить» процесс расчета для нескольких аварийных возмущений. Появилась принципиальная возможность не только отказаться от многих допущений и искусственных приемов при оценке статической устойчивости, но и выполнять оценку динамической устойчивости в сложной энергосистеме уровня ОЭС.

В заключительной части первой главы диссертации представлен технологический алгоритм нового поколения, который определяет последовательность действий, определяющих выбор и дозировку минимально необходимых управляющих воздействий, обеспечивающих динамическую устойчивость с переходом к послеаварийному режиму с нормируемым запасом аperiodической статической устойчивости при отсутствии перегрузки по току элементов сети и сохранении допустимого уровня напряжения в узлах сети. В структуре алгоритма эти задачи

разделены на несколько блоков, в которых последовательно решаются следующие задачи:

- оценка устойчивости энергосистемы в динамической фазе аварийного процесса при каждом из расчетных аварийных возмущений;
- выбор управляющих воздействий для предотвращения нарушения устойчивости в динамической фазе переходного процесса, если это необходимо;
- расчет установившегося послеаварийного режима с учетом требования по нормируемому запасу апериодической статической устойчивости;
- выбор и дозировка дополнительных управляющих воздействий к воздействиям, выбранным по условиям устойчивости в динамической фазе переходного процесса, для обеспечения требуемых условий допустимости послеаварийного режима.

Основное отличие описываемой ЦСПА от предыдущих разработок заключается в алгоритмах работы блока, осуществляющего выбор УВ по условиям динамической устойчивости, и блока, осуществляющего корректировку УВ для обеспечения нормативных запасов устойчивости по активной мощности и напряжению, и отсутствию токовой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме. Методические и алгоритмические разработки для этих блоков составляют основное содержание следующих двух глав диссертации.

Во второй главе представлено краткое описание алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости, разработанного для нового поколения централизованной противоаварийной автоматики.

Следует отметить, что разработанный в настоящей работе алгоритм является первой попыткой решения задачи автоматического выбора управляющих воздействий для предотвращения нарушения динамической устойчивости для энергосистем произвольной сложности на основе расчета переходного процесса в полной схеме замещения.

В качестве управляющих воздействий в настоящее время могут использоваться: отключение генераторов и отключение нагрузки. Впоследствии будут добавлены импульсная разгрузка (с заданной характеристикой) и возможности противоаварийного управления, предоставляемые современными полупроводниковыми преобразовательными устройствами.

Выбор УВ по условиям динамической устойчивости производится итерационно. Основные этапы работы алгоритма состоят в следующем:

А. Для заданного режима при заданном аварийном возмущении рассчитывается переходный процесс.

В. Если по результатам расчета процесс устойчив, то выбор УВ не требуется. Если фиксируется нарушение устойчивости, то рассчитанный процесс представляется в виде движения двух эквивалентных синхронных машин.

С. Для двухмашинного эквивалента с использованием «правила площадей» выбираются управляющие воздействия и распределяются по конкретным объектам управления в частях разделяющейся энергосистемы.

Д. Повторяется расчет переходного процесса с введенными УВ.

Е. Если процесс устойчив, то производится оценка избыточности УВ и, в случае необходимости, величина УВ снижается, после чего расчет повторяется вновь – производится переход к п. А. Если УВ не избыточны, то расчет заканчивается.

Ф. Если расчет по п. Д неустойчив, то производится переход на п. В.

Функциональная схема алгоритма выбора УВ по условиям динамической устойчивости представлена на рисунке 1. На каждой итерации данные для выбора УВ получаются в результате расчета переходного процесса в энергосистеме, вызванного аварийным возмущением. На первой итерации начальные условия, задаваемые в блоке 1, определяются изменением схемы энергосистемы в первый момент аварийного возмущения (включение шунта КЗ или отключение элемента сети).

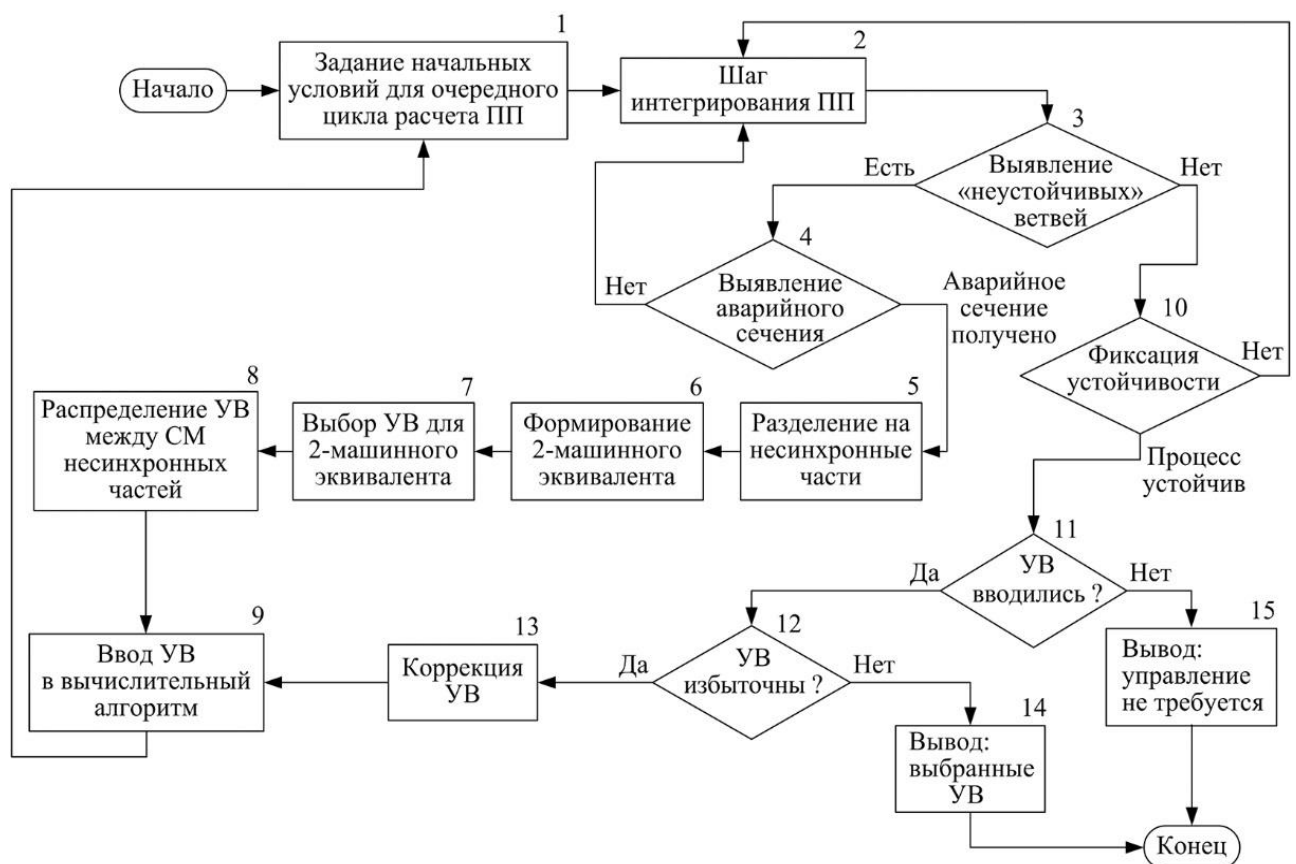


Рис. 1. Функциональная схема алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости

В блоке 2 производится очередной шаг интегрирования переходного процесса.

По окончании каждого шага интегрирования в блоке 3 производится выявление «неустойчивых» ветвей расчетной схемы – ветвей, на которых по факту перехода угла между

напряжениями по концам ветви через значение 180° фиксируется асинхронный проворот. Если ни одной «неустойчивой» ветви не зафиксировано, то в блоке 10 по величинам отклонений углов роторов синхронных машин от средневзвешенного угла всей энергосистемы проводится оценка устойчивости переходного процесса. Если в блоке 3 выявлена хотя бы одна «неустойчивая» ветвь, то в блоке 4 выявляется аварийное сечение – совокупность «неустойчивых» ветвей, образующих полное сечение расчетной схемы.

Если в блоке 10 переходный процесс не зафиксирован как устойчивый или при выявлении «неустойчивых» ветвей в блоке 4 не выявлено аварийное сечение, то производится возврат к блоку 2, в котором выполняется очередной шаг интегрирования.

Если переходный процесс неустойчив, то после выявления аварийного сечения в блоке 4 интегрирование прекращается. В блоке 5 по выявленному аварийному сечению расчетная схема разделяется на несинхронные части.

В блоке 6 с использованием результатов расчета переходного процесса и данных о несинхронных частях формируется двухмашинный эквивалент для рассчитанного процесса. Формирование такого эквивалента всегда может быть выполнено в случае выявления неустойчивости. Эквивалентирование производится суммированием параметров движения всех синхронных машин, входящих в каждую несинхронную часть.

Если синхронные машины с номерами от 1 до n_1 входят в состав 1-й части, СМ с номерами от $n_1 + 1$ до N_{SM} входят в состав 2-й части, то в результате эквивалентирования получаем уравнения движения двух эквивалентных синхронных машин:

$$\left. \begin{aligned} M_{j_{\vartheta_1}} \cdot \frac{ds_{\vartheta_1}}{dt} &= M_{t_{\vartheta_1}} - M_{e_{\vartheta_1}}, & M_{j_{\vartheta_2}} \cdot \frac{ds_{\vartheta_2}}{dt} &= M_{t_{\vartheta_2}} - M_{e_{\vartheta_2}}, \\ M_{j_{\vartheta_1}} &= \sum_{k=1}^{n_1} M_{j_k}, & M_{j_{\vartheta_2}} &= \sum_{k=n_1+1}^{N_{SM}} M_{j_k}, \\ s_{\vartheta_1} &= \frac{\sum_{k=1}^{n_1} M_{j_k} \cdot s_k}{M_{j_{\vartheta_1}}}, & s_{\vartheta_2} &= \frac{\sum_{k=n_1+1}^{N_{SM}} M_{j_k} \cdot s_k}{M_{j_{\vartheta_2}}}, \\ M_{t_{\vartheta_1}} &= \sum_{k=1}^{n_1} M_{t_k}, & M_{t_{\vartheta_2}} &= \sum_{k=n_1+1}^{N_{SM}} M_{t_k}, \\ M_{e_{\vartheta_1}} &= \sum_{k=1}^{n_1} M_{e_k}, & M_{e_{\vartheta_2}} &= \sum_{k=n_1+1}^{N_{SM}} M_{e_k}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где: $M_{j_{\vartheta_1}}, M_{j_{\vartheta_2}}$ – постоянные инерции эквивалентных СМ в МВт·с;

$M_{t_{\vartheta_1}}, M_{t_{\vartheta_2}}$ – механические моменты турбин эквивалентных СМ;

$M_{e_{\vartheta_1}}, M_{e_{\vartheta_2}}$ – электромагнитные моменты эквивалентных СМ;

$s_{\vartheta_1}, s_{\vartheta_2}$ – скольжения роторов эквивалентных СМ;

M_{tk}, M_{ek}, s_k – механический и электромагнитный моменты и скольжение ротора k -й СМ, соответственно.

Параметры $s_{\varepsilon 1}, s_{\varepsilon 2}, M_{e\varepsilon 1}, M_{e\varepsilon 2}$ вычисляются для всех точек рассчитанного переходного процесса. (Необходимо также отметить, что постоянные инерции $M_{e\varepsilon 1}, M_{e\varepsilon 2}$ и моменты $M_{t\varepsilon 1}, M_{t\varepsilon 2}$ турбин также могут изменяться во время переходного процесса после введения управления.) Также для всех точек переходного процесса рассчитываются углы роторов $\delta_{\varepsilon 1}$ и $\delta_{\varepsilon 2}$ эквивалентных синхронных машин:

$$\delta_{\varepsilon 1} = \frac{\sum_{k=1}^{n_1} M_{jk} \cdot \delta_k}{M_{j\varepsilon 1}}, \quad \delta_{\varepsilon 2} = \frac{\sum_{k=n_1+1}^{N_{SM}} M_{jk} \cdot \delta_k}{M_{j\varepsilon 2}}, \quad (2)$$

где δ_k – угол ротора k -ой СМ.

Условия устойчивости двухмашинной схемы определяются из уравнения ее относительного движения. Оно получается как разность уравнений движения (1), первое из которых предварительно умножается на $M_{j\varepsilon 2}$, а второе – на $M_{j\varepsilon 1}$:

$$\left. \begin{aligned} M_{j_o} \cdot \frac{ds_o}{dt} &= M_{t_o} - M_{e_o}, \quad M_{j_o} = \frac{M_{j\varepsilon 1} \cdot M_{j\varepsilon 2}}{M_{j\varepsilon 1} + M_{j\varepsilon 2}}, \quad s_o = s_{\varepsilon 1} - s_{\varepsilon 2}, \\ M_{t_o} &= \frac{M_{j\varepsilon 2} \cdot M_{t\varepsilon 1} - M_{j\varepsilon 1} \cdot M_{t\varepsilon 2}}{M_{j\varepsilon 2} + M_{j\varepsilon 1}}, \quad M_{e_o} = \frac{M_{j\varepsilon 2} \cdot M_{e\varepsilon 1} - M_{j\varepsilon 1} \cdot M_{e\varepsilon 2}}{M_{j\varepsilon 2} + M_{j\varepsilon 1}}, \\ \delta_o &= \delta_{\varepsilon 1} - \delta_{\varepsilon 2}, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где: M_{j_o} – постоянная инерции уравнения относительного движения;

s_o – относительное скольжение роторов эквивалентных СМ;

M_{t_o} – механический момент турбины относительного движения;

M_{e_o} – электромагнитный момент уравнения относительного движения;

δ_o – относительный угол между роторами эквивалентных СМ.

Из (3) видно, что получившееся уравнение представляет собой уравнение движения генератора относительно шин бесконечной мощности. Выбор УВ заключается в выборе изменения величины мощности эквивалентного «первичного двигателя» M_{t_o} в обобщенном уравнении движения с последующим распределением этого УВ на каждую из эквивалентных СМ.

После получения УВ для эквивалентных СМ в блоке 8 эти УВ распределяются между реальными синхронными генераторами, образующими каждый из эквивалентных генераторов. Математически строго решить эту задачу не представляется возможным, тем более, что в реальности управляемыми являются не все, а только отдельные генераторы в каждой из несинхронных частей. Однако практическое решение этой задачи возможно. Распределение

производится по результатам оценки величин отклонений углов и скольжений роторов реальных синхронных машин от величин скольжений и углов роторов эквивалентных машин. Графическая иллюстрация этого процесса представлена на рисунке 2.

На рисунке представлены временные зависимости:

- электромагнитного момента уравнения относительного движения двухмашинного эквивалента для рассматриваемого аварийного процесса, M_{eo} ;
- относительного угла между роторами эквивалентных СМ, δ_o ;
- относительных углов между роторами двух реальных СМ одной несинхронной части и эквивалентной СМ второй несинхронной части, δ_{o1} и δ_{o2} .

Как видно из рисунка, в момент максимума электромагнитного момента величина $\delta_{o2} - \delta_o$ положительна, в то время как величина $\delta_{o1} - \delta_o$ отрицательна. Очевидно, что если генераторы 1 и 2 находятся в ускоряющейся несинхронной части, то управление следует вводить на генераторе 2 и не вводить управление на генераторе 1.

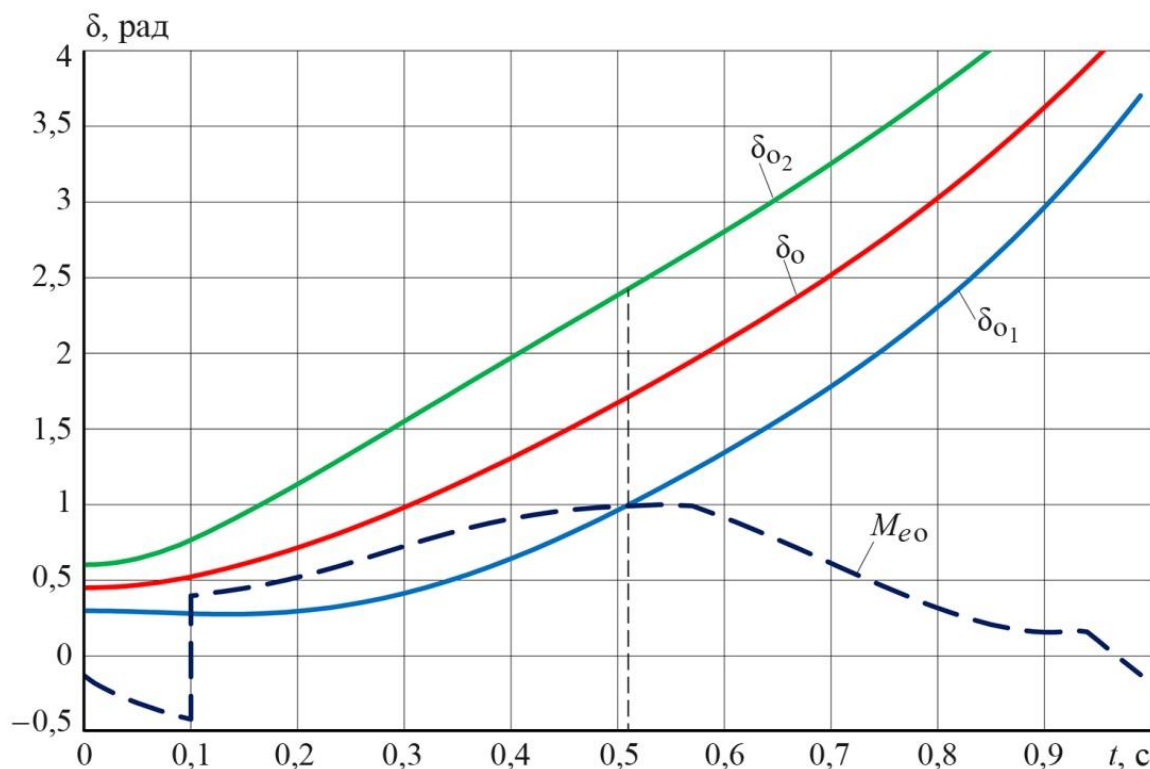


Рис. 2. Распределение УВ между генераторами несинхронных частей

В блоке 9 данные для расчета корректируются в соответствии с выбранными УВ, после чего выполняется переход к следующей итерации, на которой интегрирование переходного процесса производится с введенными УВ.

Если на протяжении всего расчета не будет выявлено ни одной «неустойчивой» ветви, то после того как в блоке 10 будет зафиксировано, что переходный процесс устойчив, в блоке 11

выясняется, вводились ли УВ. Если УВ не вводились, то расчет заканчивается (управление не требуется).

Если УВ вводились, то в блоке 12 производится оценка избыточности УВ. Эта оценка выполняется на основе сравнения максимального вылета относительного угла между роторами синхронных машин двухмашинного эквивалента, построенного по данным устойчивого переходного процесса с делением на несинхронные части как в последнем рассчитанном неустойчивом переходном процессе, со значением критического значения угла, определенного для последнего неустойчивого переходного процесса при вводе выбранных УВ. Если УВ оцениваются в этом блоке как не избыточные, то расчет прекращается и выбранные УВ выдаются в качестве результата (блок 14). В противном случае в блоке 13 УВ корректируются (уменьшаются), в блоке 9 соответствующим образом корректируются расчетные данные и выполняется очередная итерация.

В третьей главе представлено краткое описание алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям допустимости послеаварийного режима, разработанного для нового поколения централизованной противоаварийной автоматики.

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров ПАР принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов установившихся режимов в распространенных программных комплексах. В отличие от последних синхронные машины представляются постоянной ЭДС за реактивностью. Это расширяет возможности моделирования ПАР, позволяя, если надо, имитировать статизм регуляторов возбуждения путем задания соответствующих внутренних сопротивлений синхронных машин. При этом остается возможность имитации поддержания напряжения в точке регулирования неизменным по величине (путем задания малого сопротивления синхронной машины) до тех пор, пока не наступает ограничение по выработке максимальной или минимальной величины реактивной мощности. Синхронные компенсаторы и управляемые шунтирующие реакторы моделируются синхронными генераторами с $\cos \varphi = 0$.

Особенностью математического описания установившихся режимов является использование двух систем уравнений, решаемых совместно:

$$C \cdot \delta = D, \quad (4)$$

$$A \cdot U = B. \quad (5)$$

Уравнение (4) – матричное линеаризованное уравнение изменения фаз напряжений в функции от небаланса активной мощности в узлах, получаемое в результате составления уравнений баланса активной мощности в узлах и линеаризации нелинейной функции перетока активной мощности в ветвях схемы. Уравнения составляются для всех узлов кроме балансирующего.

Нелинейная функция зависимости перетока активной мощности в общем случае трансформаторной ветви схемы от разности фаз напряжений по ее концам линеаризуется в виде:

$$P_{ij} = |U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}| \cdot \delta_{ij}, \quad (6)$$

где $|K_{ij}|$, $|Y_{ij}|$, $|U_i|$, $|U_j|$ – модули соответственно коэффициента трансформации ветви, проводимости ветви и напряжений в узлах i и j ветви в исходном режиме,

$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ – разность фаз напряжений в узлах i и j ,

$\mathbf{C}$ – квадратная матрица размером $(N-1) \times (N-1)$ (N – число узлов схемы) с элементами из (6).

Вектор правой части $\mathbf{D}$ на каждом шаге итерации определяется как разница между заданным и расчетным значением активной мощности в узлах схемы.

Уравнение (5) – матричное уравнение баланса токов в узлах, записанных в комплексной форме. $\mathbf{A}$ – известная квадратная матрица проводимостей сети размером $N \times N$ (N – число узлов схемы), включает в диагональных элементах проводимости генераторов (10^{+6} сим) и шунтов нагрузок в исходном режиме, определяемых для i -х узлов как

$$Y_{0ni} = S'_{0ni} / |U_i|^2, \quad (7)$$

где S'_{0ni} – сопряженный комплекс мощности нагрузки в i -м узле,

$|U_i|$ – величина напряжения в i -м узле.

По параметрам исходного режима (напряжению, мощности генераторов) и внутреннему сопротивлению генераторов рассчитывается вектор ЭДС исходного режима.

Вектор правой части $\mathbf{B}$ имеет размерность тока и определяется векторами ЭДС и проводимостями генераторов.

Согласно рекомендациям Системного Оператора утяжеление режима для заданного пускового органа (ПОр) следует осуществлять, прежде всего, изменением генерации в избыточной и дефицитной частях энергосистемы. В работе предложено приближенное, но достаточно точное формирование вектора изменения режима (ВИР) в послеаварийной схеме: первый участок – для несуществующего без управляющих воздействий послеаварийного режима, второй участок – для существующего послеаварийного режима. В обоих случаях (для данного ПОр) определены подмножества узлов в избыточной и дефицитной частях схемы и соответствующие изменения узловых инъекций с составляющими по активной и реактивной мощности: $P_{изб}$, $Q_{изб}$, $P_{деф}$, $Q_{деф}$. При этом вектор изменения режима $\mathbf{V}$ представляет собой изменения нагрузки (для генерации – со знаком минус) в узлах схемы по линейному закону:

$$V_p = (P_{изб} + P_{деф}) \cdot (1 - K_V), \quad (8)$$

$$V_q = (Q_{изб} + Q_{деф}) \cdot (1 - K_V), \quad (9)$$

где V_p , V_q – активная и реактивная составляющие вектора $\mathbf{V}$;

K_V – длина вектора $\mathbf{V}$.

При K_V , равном нулю, вектор $\mathbf{V}$ целиком суммируется с вектором нагрузок исходного

режима $S_{н.0} = P_{н.0} + jQ_{н.0}$ и расчетный режим в схеме с отключенными ПОР элементами сети совпадает с исходным. При K_V , равном единице, расчетный режим определяет ПАР, при K_V , большем единицы, – утяжеленный режим.

Расчет предельного режима сводится к расчету предельного значения K_V .

Выбор УВ по условиям допустимости послеаварийного режима производится итерационно. Основные этапы работы алгоритма состоят в следующем:

A. Для заданного режима при заданном аварийном возмущении формируются вектор изменения режима V , матрицы A и C уравнений (4, 5) и рассчитывается исходный режим в послеаварийной схеме.

B. Выполняется расчет предельного режима с учетом УВ, выбранных на этапе расчета динамической устойчивости и дополнительных УВ по условиям допустимости ПАР (последние при первом обращении равны нулю).

C. По данным исходного и предельного режима рассчитывается опасное сечение (ОС) и перетоки в нем: в послеаварийных установившемся и предельном режимах и в режиме, допустимом по условию обеспечения нормативного запаса аperiodической статической устойчивости с учетом нерегулярных отклонений. Запоминаются подмножества узлов, соответствующие избыточной и дефицитной (относительно ОС) частям схемы.

D. По разнице перетоков в установившемся и допустимом режимах определяется величина необходимой разгрузки ОС.

E. Величина разгрузки определяет величину непрерывных УВ, распределяемых между генераторами и узлами потребления. Если величина разгрузки и, соответственно УВ, не равна нулю, то выполняется переход к п. *B*.

F. Если величина необходимой разгрузки ОС равна нулю, т.е. обеспечен ПАР с 8%-м запасом по активной мощности в ОС, выполняется расчет утяжеленного режима (на величину амплитуды нерегулярных отклонений в ОС) для проверки допустимости уровней узловых напряжений и токов в ветвях схемы.

G. Выполняется выбор непрерывных УВ для обеспечения допустимых уровней напряжения.

H. По данным о суммарных непрерывных УВ (по пп. *F* и *G*) выполняется выбор минимального объема ступеней УВ.

I. Выполняется выбор дополнительных ступеней УВ для снятия токовой перегрузки ветвей схемы.

J. Если выбирались ступени УВ: первый раз или по условиям допустимости напряжений и токов, – то выполняется переход к п. *B* с целью контроля достаточности выбранных ступеней

УВ для обеспечения допустимости ПАР по условиям статической устойчивости по активной мощности и напряжению и отсутствия перегрузки по току.

К. Если на очередном шаге дополнительные УВ по условиям п. *Ж* не выбирались, то выполняется выбор дополнительных ступеней УВ для обеспечения допустимого небаланса: результирующего, от возмущения и выбранных УВ по условиям динамической устойчивости и допустимости ПАР.

Л. Выполняется переход к п. *В–К*, до тех пор, пока не будут выполнены все условия допустимости ПАР, включая и допустимый небаланс.

Если очередная проверка обеспечивает выполнение всех рассмотренных выше условий, то работа алгоритма завершается.

Работа алгоритма завершается и во всех других случаях, когда доступными УВ не удастся выполнить то или иное условие допустимости ПАР.

Во всех случаях выбранные УВ запоминаются с выдачей соответствующих сообщений.

Функциональная схема алгоритма выбора УВ по условиям допустимости ПАР представлена на рисунке 3.

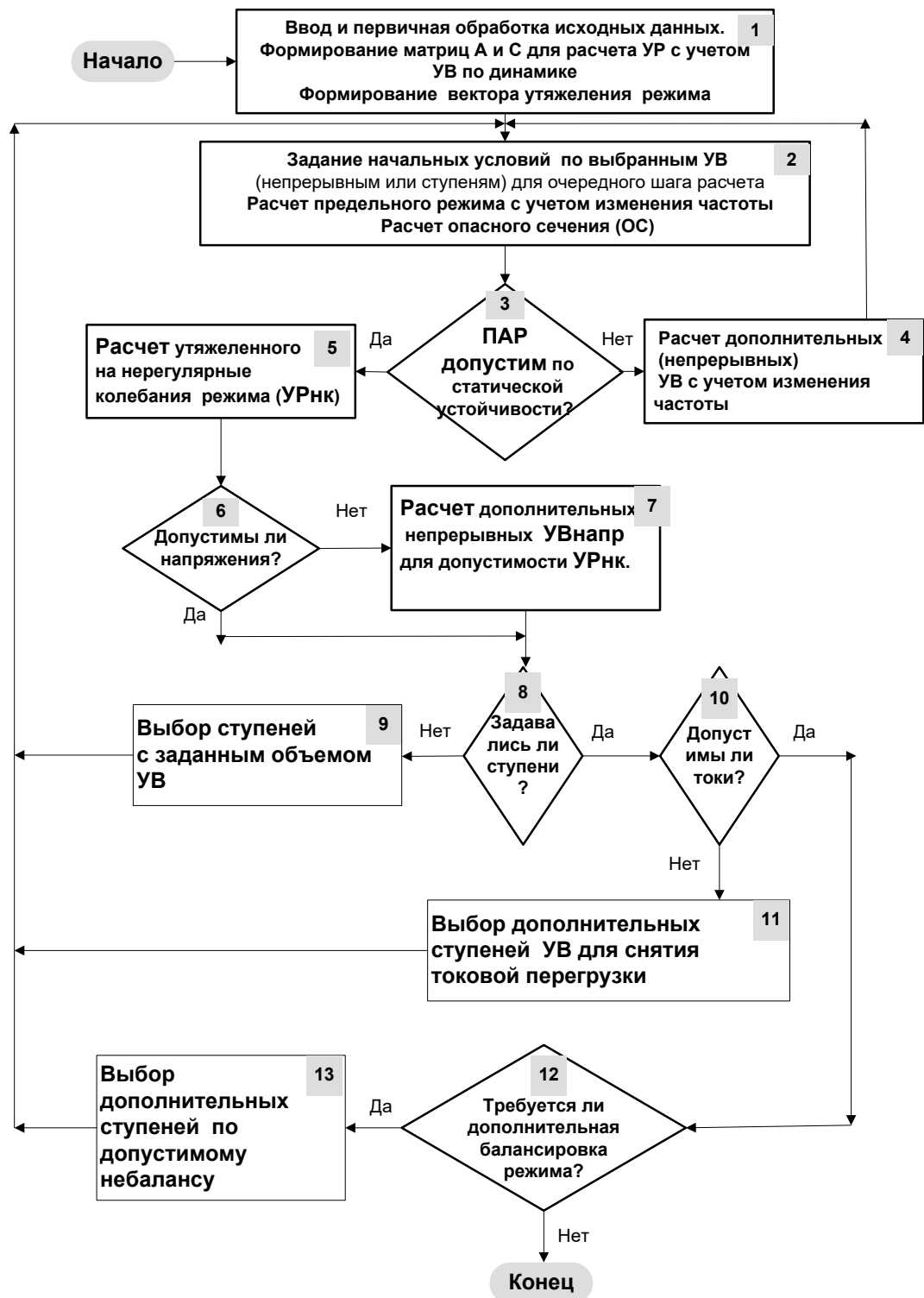


Рис 3. Функциональная схема алгоритма расчета УВ по условиям допустимости ПАР

Из внешней по отношению к рассматриваемому алгоритму программы передаются данные о:

- параметрах и исходном режиме расчетной модели энергосистемы или ее фрагмента, содержащего опорный (балансирующий) узел; только для таких схем выполняется выбор УВ в ПАР,
- доступных ступенях УВ и УВ, использованных в динамической фазе переходного процесса (ПП),

– пусковом органе (ПОр), если его срабатывание не делит схему на электрически несвязанные части. Если ПОр делит схему на несвязанные части, то последовательно на расчет подается каждая из этих частей.

В блоке 1 формируются матрицы A и C уравнений УР (5–7) и корректируются по возмущению и УВ, выбранных для обеспечения динамической устойчивости. По (8–9) формируется ВИР.

В блоке 2 выполняется расчет вдоль сформированного в блоке 1 ВИР предельного режима и опасного сечения (ОС).

Для определения ветвей ОС предложена критериальная функция, по которой определяется «самая опасная ветвь» с узлами примыкания $i-j$:

$$\max ((\delta_{ij \text{ ПР}} - \delta_{ij 0}) \cdot (a^{(1 - U_{i \text{ ПР}} \cdot U_{j \text{ ПР}} / U_{i 0} \cdot U_{j 0})})), \quad (10)$$

где $\delta_{ij \text{ ПР}}, \delta_{ij 0}$ – разности фаз напряжений по концам ветви в предельном и исходном режимах, $U_{i \text{ ПР}} \cdot U_{j \text{ ПР}}, U_{i 0} \cdot U_{j 0}$ – величины напряжений по концам ветви в предельном и исходном режимах,

a – число, больше 1 и меньше 10, по умолчанию принято 5.

Эта ветвь и все ветви, связанные с ней и имеющие одинаковое с ней направление перетока активной мощности, определяют «самую опасную угловую характеристику мощности» и из дальнейшего рассмотрения удаляются. Из оставшихся ветвей ищется новая самая опасная ветвь и так далее до тех пор, пока совокупность опасных ветвей не разделит схему на две части. Указанная совокупность ветвей определяет ОС.

В блоке 3 по данным предельного режима и ОС, определенных в блоке 2, рассчитывается допустимый в ОС переток активной мощности (с запасом 8% и с учетом амплитуды нерегулярных отклонений).

Разница между расчетным и допустимым значениями перетоков определяет необходимую величину разгрузки ОС – $P_{\text{разгр}}$.

В блоке 4 выполняется расчет дополнительных непрерывных УВ, в общем случае с учетом изменения частоты. Учет частоты осуществляется путем задания потребления и генерации как функции от соответствующих регулирующих эффектов: $K_{н, f}$ и $K_{г, f}$.

Тип УВ (ОН или ОГ) определяются той частью, эффективность управления в которой $e_{\text{ч}}$ (на снижение перетока в ОС) больше. Если часть с более эффективным управлением избыточна, то выбирается ОГ, если дефицитна – ОН.

Суммарный объем УВ вычисляется как

$$\text{УВ} = P_{\text{разгр}} / e_{\text{ч}}. \quad (11)$$

Распределение УВ в случае ОН выполняется в узлах с наибольшим снижением напряжения.

При распределении УВ типа ОГ предпочтение отдается генераторам с наибольшим изменением фазы ЭДС при утяжелении режима (по аналогии со скольжением в динамическом переходном процессе).

В блоке 5 выполняется расчет утяжеленного режима для проверки допустимости уровней узловых напряжений и токов в ветвях схемы.

К блоку 5 происходит обращение только в случае, если УВ обеспечивают ПАР с нормативным запасом по активной мощности и запасом на амплитуду нерегулярных отклонений. Утяжеленному режиму соответствует переток в ОС, увеличенный на амплитуду нерегулярных отклонений.

В блоке 6 выполняется контроль допустимости узловых напряжений в ПАР путем сравнения расчетных значений с допустимыми величинами, задаваемыми в числе исходных данных.

В блоке 7 выполняется расчет дополнительных непрерывных УВ для обеспечения допустимых уровней напряжения.

Обращение к блоку происходит только в том случае, если в утяжеленном режиме УРнк выявлены узлы с недопустимо низкими уровнями напряжения.

В итерационной процедуре на каждом шаге рассчитывается необходимый объем отключения нагрузки (в дефицитной части системы) и новый установившийся режим. Под дефицитной частью системы в данном блоке понимается дефицитная по активной мощностью часть системы, определяемая ОС, или дефицитный по реактивной мощности район избыточной по активной мощности части системы.

Объем отключаемой нагрузки определяется пропорционально суммарному потреблению в дефицитной части и максимальному снижению напряжению:

$$dP = P_{\text{деф}} \cdot \max((U_{\text{доп}} - U) / U_{\text{доп}}), \quad (12)$$

где $P_{\text{деф}}$ – суммарный объем активной мощности нагрузки в районе с пониженными напряжениями,

$U_{\text{доп}}$, U – соответственно допустимые и расчетные величины напряжения в узлах района с пониженными напряжениями.

Отключение нагрузки, как и при обеспечении устойчивости, осуществляется в узлах с наименьшими (относительными) величинами напряжения.

Отключаемая по условию обеспечения нормативного запаса по напряжению нагрузка суммируется с нагрузкой, которую необходимо отключить по условию обеспечения статической устойчивости. Этот объем является заданием для выбора ступеней УВ для выполнения двух условий: обеспечения нормативных запасов статической устойчивости и по активной мощности, и по напряжению.

В блоке 8 выполняется контроль первого обращения к выбору ступеней УВ.

Необходимость такого контроля продиктована тем, что в разработанном в работе алгоритме дополнительные УВ для обеспечения нормативного запаса по напряжению выбираются по логике непрерывных УВ и, являясь составляющей задания для выбора ступеней УВ, обеспечивают повышение общего уровня напряжения в системе и, следовательно, при прочих равных условиях снижают токовую загрузку сетевых элементов. Поэтому контроль токовой загрузки сетевых элементов и выбор дополнительных ступеней УВ для недопущения их перегрузки осуществляется после ввода ступеней УВ.

В блоке 9 выполняется выбор ступеней с заданным объемом УВ.

Алгоритм выбора ступеней реализован по одной и той же схеме как для ступеней по нагрузке, так и для ступеней по генерации.

Поставлена и решена задача выбора ступеней управления с минимальной «технологической ценой» и суммарной мощностью управления не меньше необходимого объема.

В блоке 10 выполняется контроль допустимости токовой загрузки сетевых элементов системы путем сравнения расчетных и допустимых значений.

В блоке 11 выполняется расчет дополнительных ступеней УВ для снятия токовой перегрузки.

Выбранные ступени УВ для обеспечения устойчивости и допустимого уровня напряжения и соответствующий им установившийся режим запоминаются и являются базовыми для последующих расчетов. Выбираемые ступени УВ для снятия токовых перегрузок являются дополнительными к указанным базовым.

Основой для выбора УВ в этом блоке являются расчеты по уравнениям (4-6) эффективности неиспользованных на предыдущих шагах расчета ступеней управления.

В блоках 12, 13 выполняется контроль сбалансированности ПАР и выбор дополнительных ступеней УВ для обеспечения допустимого небаланса.

Допустимые небалансы в системе (результатирующие, от возмущения и действия противоаварийной автоматики) задаются в исходных данных.

Расчетный небаланс вычисляется как

$$\text{НБ} = P_{Г, f_0} - P_{н, f_0} - \Delta P, \quad (13)$$

где $P_{Г, f_0}$, $P_{н, f_0}$ – генерация и потребление системы в ПАР на частоте исходного режима,

ΔP – расчетное значение потерь в ПАР.

Если расчетный небаланс превышает максимальный, то требуется балансирующие УВ типа ОН; если расчетный небаланс меньше минимального, то требуется балансирующие УВ типа ОГ. Превышение расчетного небаланса над заданным является заданием на объем дополнительных УВ.

При этом УВ, выбранные по всем условиям допустимости ПАР, являются базовыми, а УВ по небалансу являются буквально дополнительными.

Если последующая проверка обеспечивает выполнение всех рассмотренных выше условий, то работа алгоритма завершается.

Работа алгоритма завершается и во всех других случаях, когда доступными УВ не удастся выполнить то или иное условие допустимости ПАР.

Во всех случаях выбранные УВ запоминаются с выдачей соответствующих сообщений. Чтобы не усложнять изложение основных положений разработанного алгоритма, эта логика не отражена на рисунке 3.

В четвертой главе приводится описание условий и результатов тестирования и промышленной эксплуатации ЦСПА в ОЭС Востока.

Выбор ОЭС Востока в качестве первого объекта внедрения ЦСПА нового поколения продиктован отсутствием в ОЭС централизованной системы ПА, а также наличием ярко выраженной динамической фазы переходного процесса при многих возможных аварийных ситуациях в энергосистеме.

Учитывая требование универсальности алгоритма ЦСПА, разработанный программный комплекс подвергся тестированию не только в ОЭС Востока, но и на математических моделях в схемах ОЭС Урала, Юга и Средней Волги. С участием специалистов диспетчерских управлений соответствующих ОЭС выбирались схемно-режимные ситуации и виды аварийных возмущений, в том числе – нерасчетных.

На основании результатов тестирования была продемонстрирована эффективность алгоритмов ЦСПА нового поколения. Погрешность определения УВ находится в пределах одной ступени отключения нагрузки или генерации с выбором ступени «в запас». Эти результаты были признаны достаточными на данном этапе реализации ЦСПА, что дало основание включить ЦСПА нового поколения в эксплуатацию в ОЭС Востока и начать проектные работы по созданию ЦСПА нового поколения в других ОЭС.

ЦСПА ОЭС Востока имеет двухуровневую структуру, предусматривающую установку программно-аппаратного комплекса верхнего уровня в ОДУ Востока, и устройств нижнего уровня – на Приморской ГРЭС, Зейской и Бурейской ГЭС.

В течение года продолжалась эксплуатация ЦСПА в ОЭС Востока с действием на сигнал, а с начала 2014 г. ЦСПА была переведена в режим промышленной эксплуатации. С этого времени не было зафиксировано ложных срабатываний или других неправильных действий системы, что подтверждает жизнеспособность программно-технического комплекса ЦСПА на базе алгоритма нового поколения.

Заключение

1. В результате выполнения работы разработан алгоритм выбора управляющих воздействий, обеспечивающий предотвращение нарушения динамической устойчивости при аварийных возмущениях в энергосистеме.

Для формирования УВ алгоритм использует расчетную модель энергосистемы с подробным моделированием ее элементов. В частности, синхронные машины моделируются полными уравнениями, моделируются системы возбуждения синхронных машин и АРВ.

Характерной особенностью алгоритма является циклический характер работы: на первых циклах выбирается начальное приближение УВ, последующими циклами начальное приближение уточняется для минимизации избыточности УВ. Начальное приближение УВ формируется с использованием двухмашинного эквивалента по «правилу площадей»; распределение УВ по объектам управления производится на основе сопоставления траектории движения двухмашинного эквивалента с траекториями движения генераторов электростанций энергосистемы; уточнение УВ с целью минимизации их избыточности осуществляется также с использованием двухмашинного эквивалента энергосистемы по результатам анализа его движения при введенных УВ.

2. Разработан метод расчета переходных процессов в энергосистеме, обеспечивающий многократное снижение объема вычислений. Метод использует переменный шаг интегрирования в сочетании с интерполяционными способами прогноза значений режимных параметров энергосистемы в переходном процессе.

Разработана методика и алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийном режиме энергосистемы, а также предотвращения перегрузки элементов электрической сети по току и выхода напряжения в узлах за допустимые пределы. В основу алгоритма положены оригинальный метод расчета электрического установившегося режима энергосистем и оригинальная критериальная функция определения опасного сечения при утяжелении электрического установившегося режима энергосистем. Разработана процедура выбора минимальных из числа доступных управляющих воздействий.

3. Программный комплекс на основе алгоритмов, разработанных в диссертационной работе, успешно прошел тестирование в схемах нескольких ОЭС с разной структурой системообразующей сети при широком варьировании режимных и аварийных ситуаций, что подтверждает универсальность разработанных алгоритмов.

4. ЦСПА с алгоритмом нового поколения в 2014 г. внедрена в промышленную эксплуатацию в Объединенной энергосистеме Востока. За время эксплуатации ЦСПА не выявлено ложных или избыточных срабатываний.

5. Применение ЦСПА снижает объем отключений генерации и потребителей действием противоаварийной автоматики, повышает уровень использования электрической сети при обеспечении требуемого уровня надежности, а также снижает опасность развития аварийного процесса при нерасчетных аварийных ситуациях в энергосистеме. Разработанные в диссертационной работе алгоритмы могут при определенной их модификации быть использованы при создании системы текущего контроля запаса устойчивости в сечениях основной сети энергосистемы.

6. Промышленная эксплуатация алгоритма показала целесообразность дальнейшего его развития в части оптимизации выбора УВ путем учета степени тяжести расчетных возмущений, а также расширения номенклатуры моделей элементов энергосистем (более точные модели СМ, модели асинхронных двигателей, модели силовых полупроводниковых устройств и т. п.) и управляющих воздействий (импульсная разгрузка турбин, управления силовыми полупроводниковыми устройствами), моделирования работы локальных устройств противоаварийной автоматики.

В приложениях приведены результаты разработки алгоритма выбора УВ при использовании ОАПВ линий электропередачи, а также результаты тестирования программного модуля технологического алгоритма в схемах Объединенной энергосистемы Востока, Урала, Юга и Средней Волги и результаты комплексной проверки ЦСПА при вводе ее в промышленную эксплуатацию.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Лисицын, А.А. Методика выбора управляющих воздействий для обеспечения статической устойчивости и предотвращения перегрузки по току в алгоритме ЦСПА / А.А. Лисицын // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2024. - № 1 (90). - С. 66-77.

2. Лисицын, А.А. Методика и алгоритмы учета изменения частоты в задачах ЦСПА / Б. Андранович, А.А. Лисицын // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2024. - № 1 (90). - С. 78-92.

3. Лисицын, А.А. Интеллектуальное управление режимами изолированно работающей энергосистемы / Б. Андранович, А.С. Герасимов, Л.А. Кошечев, В.А. Крицкий, А.А. Лисицын // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. - № 1 (84). - С. 61-66.

4. Лисицын, А.А. Развитие алгоритма автоматической разгрузки энергоблока при близких коротких замыканиях на основе синхронизированных векторных измерений / А.С. Бердин, А.А. Лисицын, А.Н. Мосейченков, М.Д. Сенюк // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. - № 2 (85). - С. 76-89.

5. Лисицын, А.А. Результаты натурных испытаний программно-технического комплекса противоаварийной автоматики калининградской энергосистемы / Б.И. Аюев, Е.П.

Грабчак, А.А. Лисицын // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. - № 1 (82). - С. 36-42.

6. Лисицын, А.А. Противоаварийное управление в изолированно работающих энергосистемах / Б. Андранович, Б.И. Аюев, Е.П. Грабчак, А.В. Жуков, А.А. Лисицын // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. - № 1 (82). - С. 19-25.

7. Лисицын, А.А. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистемах / А.С. Герасимов, Л.А. Кошечев, В.А. Крицкий, А.А. Лисицын // Электрические станции. – 2020. - № 1 (1062). - С. 41-49.

8. Лисицын, А.А. Предотвращение токовой перегрузки и выхода за допустимые пределы напряжения в узлах электрической сети / А.А. Лисицын, П.Я. Кац // Электрические станции. – 2018. - № 3 (1040). - С. 30-36.

9. Лисицын, А.А. Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости в ЦСПА нового поколения / А.А. Лисицын, М.А. Эдлин // Электрические станции. – 2015. - № 11 (1012). - С. 21-24.

10. Лисицын, А.А. Расчет управляющих воздействий по условиям статической устойчивости в программном обеспечении централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения / С.А. Павлушко, А.В. Жуков, Е.И. Сацук, П.Я. Кац, А.А. Лисицын // Электрические станции. – 2015. - № 2 (1003). - С. 35-40.

11. Лисицын, А.А. Организация системы централизованной противоаварийной автоматики в ОЭС Востока / А.А. Лисицын // Электрические станции. – 2015. - № 11 (1012). - С. 25-29.

12. Пат. 129313 Российская Федерация, МПК H02J3/24 (2006.01). Централизованная система противоаварийной автоматики / Жуков А.В., Данилин А.В., Легкоконцев П.В., Демидов С.И., Исаев Е.В., Кац П.Я., Лисицын А.А., Николаев А.В., Прихно В.Л., Роева О.В., Тен Е.А., Эдлин М.А. ; Заявитель и патентообладатель ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – № 2013104926 ; заявл. 06.02.2013; опубл. 20.06.2013. Бюл. № 17.