

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (1) 68

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2013

УДК 621.311; 621.314

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошечев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Асанбаев Ю. А., д-р техн. наук;
Вагин В. П., канд. техн. наук;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Зеккель А. С., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;
Виленина И. И. – секретарь редакции.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете

Общие сведения о научном журнале «Известия НТЦ Единой энергетической системы», условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

Журнал включен в базу данных «Российский индекс научного цитирования» (РИНЦ), размещенную на платформе Научной электронной библиотеки на сайте: <http://www.elibrary.ru>.

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».

Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

ISSN 2307-261X

© ОАО «НТЦ ЕЭС», 2013

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ И ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ЦСПА ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ В ОЭС ВОСТОКА	
<i>Кощев Л. А., Шульгинов Н. Г.</i>	
ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной этап в развитии противоаварийного управления в энергосистемах.....	7
<i>Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А., Эдлин М. А.</i>	
Особенности нормальных и переходных режимов ОЭС Востока.....	15
<i>Николаев А. В., Прихно В. Л.</i>	
Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока.....	25
<i>Лисицын А. А., Эдлин М. А.</i>	
Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости.....	41
<i>Исаев Е. В., Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А.</i>	
Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме.....	48
<i>Исаев Е. В., Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А.</i>	
Алгоритм расчета управляющих воздействий по условию обеспечения нормативного запаса по напряжению в узлах схемы и недопущения токовой перегрузки сетевых элементов в послеаварийном режиме энергосистемы.....	58
<i>Гайдамакин Ф. Н., Демидов С. И.</i>	
Аппаратные и программные средства комплекса ЦСПА ОЭС Востока.....	69
<i>Лисицын А. А., Николаев А. В., Сацук Е. И., Тен Е. А.</i>	
Организация и результаты тестирования алгоритмов ЦСПА нового поколения.....	79
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ И ПРОГРАММНО-АППАРАТНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ЦСПА ОЭС СИБИРИ	
<i>Аржанников С. Г., Вторушин А. С., Захаркин О. В., Ландман А. К., Петров А. Э., Попова Е. Ю.</i>	
Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития.....	91

<i>Вторушин А. С., Грунин О. М., Петров А. Э.</i> Оценивание состояния энергосистем в задачах противоаварийной автоматики.....	99
<i>Ландман А. К., Петров А. Э., Сакаев О. О.</i> Организация межмашинного обмена информацией в иерархической системе противоаварийного управления ЦСПА ОЭС Сибири	105
СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ	
<i>Демидов С. И., Роева О. Д.</i> История создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики в ОЭС Урала	113
<i>Иванов Е. Н., Трофименко В. В.</i> Централизованная система противоаварийной автоматики ОЭС Средней Волги.....	119
<i>Волков А. В., Кузнецов В. Н., Редин С. В., Федоров М. М.</i> История создания и существующая структура ЦСПА энергосистемы Тюменской области	129

Технический редактор *М. В. Леонтьева*
Компьютерная верстка *А. Г. Курбатов*

Подписано в печать 23.08.2013	Формат 70×108/16
Тираж 300 экз.	Заказ 11052b. Печ. л. 8,63

Отпечатано с готового оригинал-макета
в типографии Издательства Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Этот номер нашего журнала целиком посвящен развитию централизованной противоаварийной автоматики. Большая часть статей (1–8) подготовлена сотрудниками ОАО «НТЦ ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС». В этих статьях отражены, в основном, результаты разработки алгоритма ЦСПА нового (третьего) поколения.

Наряду с разработками ОАО «НТЦ ЕЭС» представлены статьи, отражающие результаты разработок ЗАО «ИАЭС» для ЦСПА ОЭС Сибири (9–11). При разработке этой системы использована иная методология и другой принцип построения ЦСПА с разделением функций определения управляющих воздействий по условиям статической и динамической устойчивости (в центральном блоке расчет проводится только по условиям статической устойчивости).

Оба новых устройства ЦСПА в настоящее время проходят период опытной эксплуатации. Очевидно, что через некоторое время целесообразно будет проанализировать результаты эксплуатации, и мы готовы предоставить страницы журнала для публикации этих материалов.

Поколения ЦСПА принято различать по используемым технологическим алгоритмам. К первому поколению относятся устройства ЦСПА на базе алгоритма П-ДО, при котором оценка устойчивости и выбор управляющих воздействий выполняются с использованием заранее рассчитанных областей устойчивости. ЦСПА второго поколения базируются на алгоритме I-ДО, согласно которому оценка устойчивости и выбор управляющих воздействий выполняются непосредственным расчетом по данным текущего режима. При этом выбор управляющих воздействий осуществляется только по условиям статической устойчивости и перегрузки по току, с использованием некоторых искусственных расчетных методов оценки устойчивости. Первая ЦСПА такого типа была введена в эксплуатацию в 1986 г. в ОЭС Урала. К третьему поколению относятся устройства ЦСПА с алгоритмом I-ДО, включающим выбор управляющих воздействий по условиям как статической, так и динамической устойчивости и использующим классические расчетные методы оценки устойчивости. Первая ЦСПА третьего поколения введена в опытную эксплуатацию в 2012 г. в ОЭС Востока.

На разных этапах развития изменяются и технические средства ЦСПА. Для ЦСПА с алгоритмом П-ДО наиболее жесткими были требования к объему памяти. При обращении к алгоритму I-ДО требовалось максимальное быстродействие. При этом переход к алгоритму I-ДО, используемому в ЦСПА третьего поколения, стал возможен в значительной степени благодаря использованию быстродействующих ЭВМ с многоядерными процессорами.

Данные опыта эксплуатации устройств ЦСПА предыдущего поколения указывают на существенное снижение числа срабатываний устройств ЦСПА в настоящее время по сравнению с ранними годами эксплуатации. Однако этот факт не следует рассматривать как свидетельство снижения эффективности ЦСПА, а лишь как снижение напряженности режимов энергосистемы. Основным экономический эффект ЦСПА связан с возможностью расширения области допустимых режимов

загрузки электрической сети. В полной мере сохраняется и эффективность ЦСПА как мероприятия по повышению уровня живучести энергосистемы. Кроме того, программный комплекс с алгоритмом ЦСПА третьего поколения при тех или иных его модификациях может быть использован для решения ряда важных практических задач мониторинга и выработки рекомендаций по ведению режима, анализа ремонтных схем, оперативного выбора настроек устройств РЗА, экспресс-оценки режимов при проектировании развития энергосистем и др.

В разделе «Страницы истории» приведены три статьи, посвященные созданию и развитию ЦСПА второго поколения в ОЭС Урала, Юга и Тюменской энергосистеме.

В следующих номерах журнала мы вернемся к публикации материалов по широкому кругу вопросов. Приглашаем к участию специалистов исследовательских и проектных центров, вузов и эксплуатационных организаций.

*Главный редактор
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»
Л. А. Кощеев*

УДК 621.311

Л. А. Кощев, Н. Г. Шульгинов

ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной этап в развитии противоаварийного управления в энергосистемах

Представлен процесс становления и развития системы противоаварийного централизованного автоматического управления в ЕЭС России. Определена роль ЦСПА в системе противоаварийного управления.

Ключевые слова: ЦСПА, энергосистема, устойчивость, противоаварийная автоматика, управляющие воздействия.

Централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) наибольшее развитие получила в России (СССР). Впервые идея централизованного противоаварийного управления возникла еще в 1960-е годы, с началом масштабного развития энергосистем. В 1960–1970-е годы были построены крупнейшие электростанции, однако в ряде случаев сетевое строительство отставало от темпов ввода генерирующих мощностей, в результате чего сети высших классов напряжения зачастую использовались на пределе своих возможностей по условиям устойчивости.

Наличие большого количества протяженных связей в энергообъединениях в условиях их высокой загрузки приводило к необходимости учета режима работы удаленных связей при выборе противоаварийных мероприятий для обеспечения устойчивости в случае возникновения расчетных аварийных возмущений. В это время впервые появилось понятие «опасное сечение» [1], в которое подчас оказывались включенными элементы электрической сети, удаленные друг от друга на сотни и даже тысячи километров.

Решение задачи противоаварийного управления было сопряжено с необходимостью учета большого количества режимных параметров в режиме реального времени, что в начале второй половины прошлого века технически не представлялось возможным. Оставалось либо вводить режимные ограничения, что во многих случаях приводило к неразрешимым противоречиям с народно-хозяйственными требованиями, либо выбирать управляющие воздействия (УВ) от противоаварийной автоматики из условия наиболее неблагоприятных режимов работы удаленной электрической сети. При этом, естественно, имело место избыточное использование управляющих воздействий, прежде всего – отключения нагрузки.

Первые опыты автоматического учета режима удаленных частей энергосистемы относятся к 1960-м годам. С использованием техники того времени, в основном релейной, и имевшихся возможностей телекоммуникации создавались довольно неуклюжие устройства, которые, однако, позволяли учесть хотя бы некоторые схемно-режимные условия в энергосистеме. Выбор настроек (уставок) этих, по существу, локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) осуществлялся на основе предварительных расчетов конкретных схемно-режимных, режимно-балансовых и аварийных ситуаций.

Появление и быстрое развитие вычислительной техники открыло широкие возможности управления настройками устройств ПА с учетом (в том или ином объеме) изменений схемно-режимной ситуации. Одновременно развивалась и технически совершенствовалась система телекоммуникации, что позволило учитывать при оценке допустимости электроэнергетического режима и выборе управляющих воздействий параметры режима в удаленных частях энергосистемы. Таким образом, с учетом вышеуказанного развития техники и технологий, и появилась идея создания ЦСПА в ее современном понимании.

Наиболее интенсивно работы по разработке и внедрению ПА в энергосистемах СССР велись в институтах «Энергосетьпроект» и «НИИПТ», причем многие работы велись совместно. Естественно, что именно в этих организациях прежде всего начались и разработки по созданию ЦСПА.

Общий подход к созданию ЦСПА предполагал два возможных типа технологического алгоритма выбора управляющих воздействий, которые были условно названы I-ДО и II-ДО. Кратко различие между этими типами алгоритмов можно охарактеризовать следующим образом.

- алгоритм II-ДО подразумевает выбор УВ на основании предварительного расчета всех заранее заданных аварийных ситуаций. Результаты расчетов в виде областей и полиномов помещались в память центральной ЭВМ. В реальном времени производился логический выбор решения с учетом данных о текущей схемно-режимной ситуации;
- алгоритм I-ДО предполагал выбор УВ непосредственным расчетом центральной ЭВМ на основании данных о текущей схемно-режимной ситуации.

Общим для обоих типов алгоритма был выбор УВ для всех расчетных аварийных возмущений с циклической корректировкой УВ в режиме реального времени, при изменении параметров электроэнергетического режима.

Очевидно, что для реализации алгоритма II-ДО требовалось выполнить огромный объем предварительных расчетов, чтобы охватить всю область возможных режимов, а также схем электрической сети контролируемой части энергосистемы. С другой стороны, поскольку данные расчеты не проводились в режиме реального времени, к их выполнению можно было привлекать наиболее современную вычислительную технику.

Для алгоритма I-ДО главная проблема заключалась в необходимости выполнения сложных расчетов по выбору УВ для всех расчетных аварийных возмущений в весьма ограниченный промежуток времени, практически в режиме on-line.

Большинство специалистов считало, что при имевшемся уровне вычислительной техники ЦСПА может быть создана только на основе алгоритма II-ДО, а разработка алгоритма I-ДО и его реализация – дело далекого будущего.

Группа специалистов Энергосетьпроекта занялась разработкой ЦСПА с техническим алгоритмом II-ДО. В дальнейшем эта ЦСПА была внедрена на Братской ГЭС и охватывала район Братской и Усть-Илимской ГЭС и примыкающих ВЛ 500 кВ. Эта ЦСПА решала задачу обеспечения устойчивости и выбора УВ для сравнительно небольшой, хотя и важной, части энергосистемы. Но в то время интерес представляла, прежде всего, задача выбора необходимого объема УВ для

обеспечения устойчивости сложного энергообъединения, например, ОЭС. Это побудило начать параллельно с разработками Энергосетьпроекта разработку ЦСПА на базе алгоритма I-ДО.

Данная работа проводилась в НИИПТе при поддержке Главного технического управления Минэнерго СССР и ЦДУ ЕЭС СССР. В качестве первого объекта внедрения была определена ОЭС Урала. Сотрудники ОДУ Урала приняли самое деятельное участие в разработке и внедрении ЦСПА, что во многом и обеспечило успех этой работы.

Центральный терминал ЦСПА ОЭС Урала располагался в ОДУ Урала, что позволило максимально использовать имеющуюся технику и систему телекоммуникации. При этом в отличие от специальной ЭВМ ТА100, установленной на Братской ГЭС, при создании ЦСПА ОЭС Урала использовали стандартные ЭВМ.

Наряду с этими, весьма важными отличиями характеризовался и сам технологический алгоритм определения УВ. Если при использовании алгоритма II-ДО выполнялись обычные расчеты и оригинальные решения требовались в основном при размещении результатов расчетов в памяти ЭВМ и выборе результатов, соответствующих текущим условиям, то для реализации алгоритма I-ДО потребовалась разработка оригинальных решений по всем составляющим выбора УВ: специальное эквивалентирование схемы энергосистемы в исходном режиме с выделением так называемых звезд, расчет электроэнергетических режимов в доаварийной схеме с возможностью получения несуществующего послеаварийного режима, специальный формульный метод оценки устойчивости с использованием звездных эквивалентов, специальная методика выявления опасных сечений и т. д. Собственно оценка устойчивости энергосистемы в целом на основе оценки устойчивости звездных эквивалентов базировалась на гипотезе, которая подтверждалась только опытом расчетов.

Но даже с учетом всех этих допущений и методик, выбор управляющих воздействий проводился только по условиям обеспечения статической устойчивости в послеаварийных режимах и допустимых токовых нагрузок сетевого оборудования.

Это известное при начале разработки ограничение диктовало выбор первого объекта внедрения ЦСПА с алгоритмом I-ДО. В результате предварительных исследований режимов и устойчивости ОЭС Урала была показана возможность разделения задач обеспечения требуемых запасов устойчивости в послеаварийных режимах и предотвращения нарушения устойчивости в динамической фазе процесса при аварийных возмущениях вблизи крупных электростанций. В связи с этим, данные задачи были распределены между ЦСПА и локальными устройствами ПА с достаточно грубым учетом действия последних при выборе УВ в ЦСПА.

В промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Урала была введена в 1986 г. Основные характеристики и принципы функционирования ЦСПА ОЭС Урала на базе алгоритма I-ДО отражены в самом общем виде в статье [2], а отдельные составляющие технологического алгоритма и принципиальные решения при их реализации приведены в статьях тематических выпусков сборника научных трудов НИИПТ [3, 4].

Очевидно также, что использование нетрадиционных расчетных методов, к тому же базирующихся на гипотезе, не имеющей строгого доказательства, приводит к непрозрачности действия ЦСПА, трудности восприятия и невозможности строгой оценки погрешности расчета.

Несмотря на эти недостатки, создание ЦСПА с алгоритмом I-ДО представляло серьезный прорыв. Эта работа, выполненная на уровне, превышающем мировой, была отмечена высшей наградой за научные достижения – Государственной премией СССР.

При оценке эффективности ЦСПА ОЭС Урала было выявлено существенное снижение объема отключения потребителей действием ЦСПА по сравнению с объемом отключения действием локальных устройств. Столь значительный эффект применения ЦСПА определился, прежде всего, сложной кольцевой схемой системообразующей электрической сети ОЭС Урала и очень напряженными режимами работы ОЭС в тот период времени.

Вторым важнейшим показателем эффективности ЦСПА явилась ее способность к адаптивному выбору объемов, видов и мест реализации управляющих воздействий в условиях каскадного развития аварии. В первые годы эксплуатации ЦСПА возникла тяжелая ситуация, связанная с прохождением грозового фронта по территории ОЭС, сопровождающегося последовательным отключением ВЛ. За время между последовательными отключениями ЦСПА успевала скорректировать управляющие воздействия с учетом новых схемно-режимных условий, и реализация этих воздействий обеспечила сохранение устойчивости энергосистемы, хотя и за счет отключения значительного объема нагрузки потребителей. Последующие расчеты показали, что при отсутствии ЦСПА развитие аварийного процесса с разделением и полным погашением энергосистемы в тех условиях было неизбежным.

Основной народно-хозяйственный (экономический) эффект от использования ЦСПА определялся расширением области допустимых режимов работы энергосистемы.

В 2005 году была выполнена модернизация ЦСПА ОЭС Урала – ЦСПА была переведена с устаревших программно-технических средств на платформу Windows. Для ЦСПА был разработан специализированный современный графический интерфейс пользователя, реализованы современные способы организации расчетного цикла ЦСПА, контроля за ходом вычислительного процесса, хранения информации, передачи информации на низовое устройство. При этом технологический алгоритм и архитектура ЦСПА (возможность работы только с одним низовым устройством, невозможность функционирования низового устройства в режиме II-ДО) не претерпели изменений.

Технические и интеллектуальные решения, положенные в основу разработки ЦСПА ОЭС Урала были использованы при создании ЦСПА Тюменской энергосистемы, а модернизированной ЦСПА ОЭС Урала – при создании ЦСПА ОЭС Средней Волги и ЦСПА ОЭС Юга. При этом каждый новый проект ЦСПА отличался от предыдущего – проводилось усовершенствование алгоритмов функционирования и технических средств ЦСПА.

В частности, при разработке ЦСПА ОЭС Средней Волги была обеспечена возможность ее работы с несколькими низовыми устройствами. Кроме того, данные низовые устройства могли работать в двух режимах:

- запоминания дозировки управляющих воздействий, рассчитанных верхним уровнем ЦСПА;
- локального устройства предотвращения нарушения устойчивости, работающего в режиме П ДО по заранее рассчитанным таблицам при отсутствии связи с верхним уровнем ЦСПА.

Применение данных технических решений позволило существенно повысить надежность противоаварийного управления в целом.

При разработке ЦСПА ОЭС Юга, наряду с использованием усовершенствованной архитектуры ЦСПА, апробированной в ОЭС Средней Волги, были внесены существенные дополнения и в технологический алгоритм ЦСПА – была обеспечена возможность расчета управляющих воздействий с учетом ограничений по токовой нагрузке элементов электрической сети, что являлось весьма актуальным для ОЭС Юга.

В то же время ЗАО «ИАЭС» проводилась разработка ЦСПА ОЭС Сибири. В указанной разработке применялся технологический алгоритм, использующий оригинальные технические решения разработчика в части выполнения оценивания состояния, определения опасных сечений и расчета управляющих воздействий. Тем не менее в целом алгоритм функционирования ЦСПА ОЭС Сибири имел те же недостатки, что и описанные выше разработки.

Таким образом, несмотря на то, что все указанные устройства ЦСПА подтвердили свою эффективность многолетней успешной эксплуатацией, каждое из них использовало уникальные, нетиповые технические и алгоритмические решения, что затрудняло их обслуживание и адаптацию при изменении схемно-режимной ситуации. Кроме того, все используемые технологические алгоритмы не имели возможности расчета УВ по условиям обеспечения динамической устойчивости в начальной фазе переходного процесса.

В целях повышения эффективности ЦСПА, разработки и интеграции универсальных технических и алгоритмических решений Системным оператором и ОАО «НИИПТ» была организована разработка ЦСПА нового поколения. При этом были поставлены следующие основные задачи:

- реализовать алгоритм с использованием традиционных расчетных методов, обеспечив его транспарентность, доступность и возможность использования при решении иных расчетных задач;
- разработать алгоритм и программную реализацию выбора УВ для обеспечения устойчивости в динамической фазе переходного процесса;
- обеспечить максимальную универсальность, т. е. возможность использования в схемах энергосистем любой конфигурации;
- повысить быстродействие ЦСПА путем перехода на параллельный расчет пусковых органов.

Отказ от нетрадиционных методов расчета, а также расширение области использования ЦСПА за счет обеспечения выбора УВ по условиям обеспечения устой-

чивости в динамической фазе переходного процесса требовали радикальной переработки технологического алгоритма, программной реализации и использования новых технических разработок в области вычислительных средств и средств телекоммуникации.

Роль ЦСПА в системе противоаварийного управления ЕЭС России определена в руководящих материалах ОАО «СО ЕЭС» [5, 6]. Требования к разработке ЦСПА нового поколения неоднократно обсуждались, основные положения технологического алгоритма ЦСПА приводятся в [7, 8].

Возможность реализации ЦСПА нового поколения базировалась на появлении новой вычислительной техники (прежде всего – многоядерных процессоров), повышении качества системы сбора и передачи телеинформации в энергосистемах и накоплении опыта эксплуатации ЦСПА предыдущего поколения. Несмотря на наличие этих предпосылок и, казалось бы, более очевидный подход к разработке технологического алгоритма с использованием традиционных методик, при разработке алгоритма встретились значительные трудности, и реализация ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения потребовала значительного времени.

Основные положения нового универсального технологического алгоритма изложены в статьях, представленных в данном номере журнала. Здесь же приведено описание основных технических решений, принятых при создании ЦСПА для ОЭС Востока.

Выбор ОЭС Востока в качестве объекта для первого внедрения ЦСПА нового поколения определился, в основном, двумя причинами – в ОЭС Востока ранее не было централизованной противоаварийной автоматики и схемно-режимные особенности этого энергообъединения обуславливают ярко выраженную динамическую фазу переходного процесса при многих расчетных аварийных возмущениях. Кроме того, в ряде послеаварийных режимов наряду с ограничениями по условиям статической устойчивости могут возникать и ограничения по условиям перегрузки элементов электрической сети по току. Таким образом, в рамках данной ОЭС актуальными являются все три составляющие нового технологического алгоритма ЦСПА.

Сравнительно простая схема основной сети ОЭС Востока позволяет организовать довольно эффективную систему предотвращения нарушения устойчивости при расчетных аварийных возмущениях с использованием локальных устройств противоаварийной автоматики. Однако, следует иметь в виду, что в определенных случаях действие ЦСПА, в отличие от локальных устройств ПА, позволяет предотвращать каскадное развитие аварий, а также развитие аварий в нерасчетных ситуациях, т. е. является средством обеспечения живучести энергосистемы. Кроме того, при применении ЦСПА в ОЭС Востока в полной мере сохраняется экономический эффект, получаемый за счет расширения области допустимых режимов.

Также следует отметить, что новый комплекс программ ЦСПА в тех или иных модификациях может быть использован для решения следующих практических задач:

- мониторинг режимов (запасов устойчивости) в сечениях основной сети и получение рекомендаций по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы;

- анализ режимов при подготовке ремонтных схем;
- оперативные расчеты переходных и послеаварийных режимов энергосистемы для определения настроек и выбора уставок устройств автоматики и релейной защиты.

На момент выхода данного номера журнала ЦСПА в ОЭС Востока находится в опытной эксплуатации. Главной целью опытной эксплуатации является проверка правильного выбора УВ при расчетных аварийных возмущениях во всех возникающих схемно-режимных эксплуатационных условиях. Контроль должен осуществляться путем расчетов установившихся режимов и переходных процессов в реальных схемно-режимных условиях при расчетных возмущениях и выбранных УВ с оценкой точности и оптимальности выбора управляющих воздействий.

Положительные результаты опытной эксплуатации будут являться основанием к вводу ЦСПА ОЭС Востока в промышленную эксплуатацию, а также к проектированию ЦСПА нового поколения в других ОЭС.

Таким образом, разработка и реализация ЦСПА на базе алгоритма нового поколения обеспечивает повышение эффективности системы противоаварийного управления в ЕЭС России и открывает новые возможности использования алгоритма ЦСПА для повышения управляемости и живучести ЕЭС и входящих в нее энергосистем.

В ряде статей данного номера журнала представлены основные разделы технологического алгоритма и общая структура ЦСПА, разработанные в НТЦ ЕЭС и реализованные в ОЭС Востока, а также другие разработки и обобщения опыта эксплуатации устройств ЦСПА. В совокупности этот материал дает достаточно полное представление о состоянии и перспективах развития этого вида автоматического противоаварийного управления в ЕЭС России.

Заключение

В России разработана централизованная система автоматического противоаварийного управления нового поколения с технологическим алгоритмом, использующим только традиционные общепризнанные расчетные методики и обеспечивающим выбор управляющих воздействий не только по условиям обеспечения требуемого запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и предотвращения перегрузок по току, но и по условию сохранения устойчивости в динамической фазе переходного процесса.

Тем самым обеспечивается универсальность ЦСПА на базе этого алгоритма, а также возможность использования его при решении других задач повышения надежности и управляемости ЕЭС России и входящих в нее энергосистем.

Список литературы

1. Глебовская А. А., Кощев Л. А., Садовский Ю. Д. Устойчивость и противоаварийная автоматика энергосистемы с кольцевой схемой высоковольтной сети // Электрические станции, 1972, № 9.
2. Кощев Л. А., Мошкин Е. А., Окун В. А. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики // Электричество, 1991, № 10.

3. Сборник научных трудов НИИПТ «Противоаварийное управление и регулирование энергосистем». – № 34, 1982.
4. Сборник научных трудов НИИПТ «Способы повышения устойчивости и надежности объединенных энергосистем». – № 36, 1983.
5. Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Кощеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А. Концепция противоаварийного управления ЕЭС России // Электрические станции, 2010, № 11.
6. Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Кощеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А. Повышение эксплуатационной надежности ЕЭС России средствами противоаварийного автоматического управления. Доклад на сессии СИГРЭ, 2010.
7. Аюев Б. И., Кощеев Л. А., Шульгинов Н. Г. Развитие принципов, алгоритмов и задач противоаварийного управления в ЕЭС России // Сб. докладов междунар. науч.-практ. конф. «Энергосистемы: управление, конкуренция, образование», 2008.
8. Кощеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А., Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т. Технологический алгоритм централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения // Электрические станции, 2010, № 11.

Кощеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Шульгинов Николай Григорьевич, канд. техн. наук, Первый заместитель Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Koshcheev L. A., Shulginov N. G.

Centralized emergency control system based on the new generation algorithms – next stage of power systems emergency control development.

The process of formation and development of centralized emergency control system in UPS of Russia and its important role in a complex emergency control system is presented.

Key words: centralized emergency control system, power system, power flow stability, control action.

Особенности нормальных и переходных режимов ОЭС Востока

Представлены основные результаты исследования статической и динамической устойчивости ОЭС Востока, которые определили требования к алгоритмам ЦСПА и расчетной модели ОЭС Востока для ЦСПА. Исследования охватывают временной диапазон 2007–2011 гг. и касаются, в первую очередь, режимов зимних максимальных нагрузок.

Ключевые слова: ОЭС Востока, ЦСПА, статическая устойчивость, динамическая устойчивость, переходный процесс.

ОЭС Востока представляет собой энергообъединение цепочечной структуры, работающее изолированно от ЕЭС. В состав энергообъединения входят Южно-Якутский энергорайон, Амурская, Хабаровская и Дальневосточная энергосистемы (рис. 1). Основные электростанции: Нерюнгринская ГРЭС в Южно-Якутском энергорайоне; Зейская и Бурейская ГЭС, Благовещенская ТЭЦ в Амурской ЭС; Хабаровские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3 в Хабаровской ЭС; Приморская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Артемовская ТЭЦ и Партизанская ГРЭС в Дальневосточной ЭС (ДВЭС). Несколько в стороне от этой цепочки находится Комсомольский энергорайон, входящий в состав Хабаровской ЭС. В его состав входят четыре ТЭЦ, практически полностью обеспечивающие этот энергорайон.

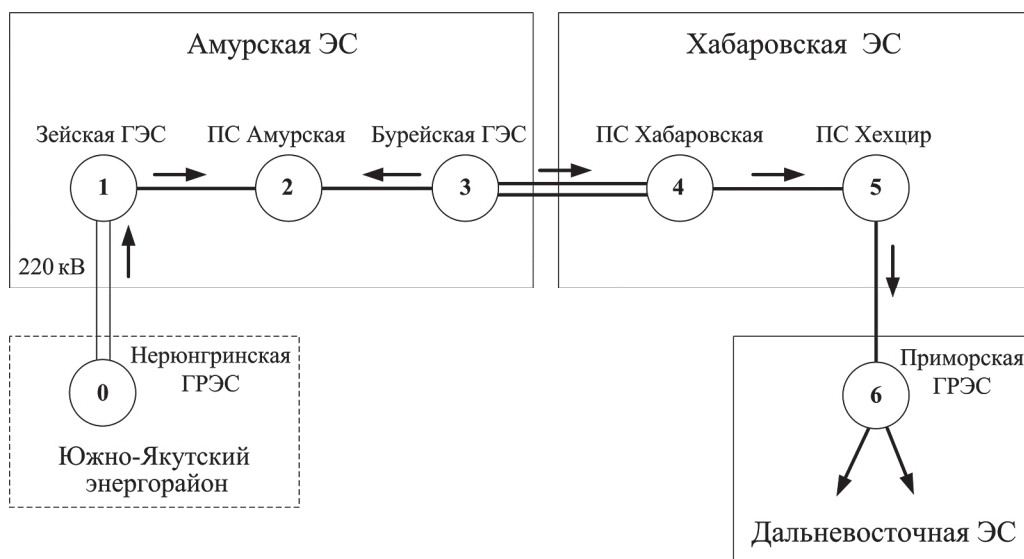


Рис. 1. Сеть 500 кВ ОЭС Востока

Основные системообразующие сети энергообъединения выполнены на напряжении 500 и 220 кВ. Сеть 500 кВ имеет ярко выраженную цепочечную структуру и простирается от Зейской ГЭС до южной части ДВЭС. Сеть 220 кВ – разветвленная

и охватывает все энергообъединение. Наиболее дефицитный район ОЭС – южная часть ДВЭС. Поэтому напряженные режимы характеризуются направлением потоков активной мощности от Зейской и Бурейской ГЭС через Хабаровскую ЭС в ДВЭС. Большое потребление имеется и в Амурской ЭС, однако, поскольку там находятся самые мощные электростанции, эта энергосистема является избыточной.

Цепочечная структура ОЭС Востока позволяет проводить анализ устойчивости независимо по связям между основными электростанциями энергообъединения [1].

Условия устойчивости связи Нерюнгринская ГРЭС – Зейская ГЭС

Сеть этой связи – однородна, содержит только ВЛ 220 кВ, образованные параллельно двумя, а на некоторых участках тремя цепями. В связи с этим ослабления связи не приводят к значительному снижению ее пропускной способности. Наиболее тяжелыми аварийными возмущениями с точки зрения динамической устойчивости являются 3-фазные и 2-фазные короткие замыкания (КЗ) вблизи шин Нерюнгринской ГРЭС. Результаты расчетов предельных перетоков по условию динамической устойчивости на уровень развития 2010, 2011 годов приведены в табл. 1. Загрузка контролируемого сечения в предельных режимах приведена в о.е. относительно предельного перетока по условию статической устойчивости в нормальной схеме ($P_{\text{пред. норм}}$), которая в режиме 2010 г. составляет 578 МВт, а в режиме 2011 г. – 531 МВт.

Таблица 1

Предельные загрузки связи Нерюнгринская ГРЭС – Зейская ГЭС по условиям динамической устойчивости

Аварийное возмущение	Предельная нагрузка контролируемого сечения, о.е.	
	2011 г.	2010 г.
3-фазное КЗ на Нерюнгринской ГРЭС 220 кВ с отключением связи Нерюнгринская ГРЭС – Тында	0,42	0,29
2-фазное КЗ на Нерюнгринской ГРЭС 220 кВ с отключением связи Нерюнгринская ГРЭС – Тында	0,51	0,42
1-фазное КЗ на Нерюнгринской ГРЭС 220 кВ с отключением связи Нерюнгринская ГРЭС – Тында	0,65	0,68
2-фазное КЗ на ПС Тында 220 кВ с отключением связи Тында – Дипкун	0,71	0,61
1-фазное КЗ на ПС Тында 220 кВ с отключением связи Тында – Дипкун (в ремонте ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино)	0,85	0,66

Как видно из таблицы, предельный переток по связи Нерюнгринская ГРЭС – Зейская ГЭС сильно зависит от вида КЗ, предшествующего отключению элемента сети.

Исходная нагрузка контролируемого сечения в максимальных режимах 2007–2011 гг. составляет 0,3–0,4 $P_{\text{пред. норм}}$ и, следовательно, маловероятно возникновение аварийных режимов, требующих ввода управляющих воздействий или ограничения

режима. Ограничение режима требуется, в основном, при КЗ вблизи шин Нерюнгринской ГРЭС. Опасное сечение [2] при нарушении динамической устойчивости располагается, как правило, вблизи шин ГРЭС и, в зависимости от степени и места ослабления связей Нерюнгринской ГРЭС с системой, может в той или иной степени удаляться от станции.

Условия устойчивости связи Зейская ГЭС – Бурейская ГЭС

Сети этой связи содержат ВЛ 500, 220 и 110 кВ. Наибольшие ослабления связи имеют место при отключении ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская и Амурская – Бурейская ГЭС. При исследованиях как статической, так и динамической устойчивости целесообразно рассматривать утяжеления режима от исходного в двух направлениях. При этом характер аварийных процессов зависит от направления перетока.

При утяжелении режима от Зейской к Бурейской ГЭС наиболее тяжелое аварийное возмущение с точки зрения как статической так и динамической устойчивости связано с отключением ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская, при отключении этой ВЛ имеет место снижение величины предельного перетока на 60–70 %.

Динамика развития переходного процесса этой связи не такая сильная, как по остальным сечениям ОЭС Востока, пределы по статической и динамической устойчивости на период 2011 г. в значительной мере совпадают. Однако на характер переходного процесса здесь сильное влияние оказывают состав генерации на Зейской и Бурейской ГЭС, отбор мощности на ПС Амурская, суммарное потребление района, загрузка контролируемого сечения в доаварийном режиме. Для иллюстрации этого влияния:

1) в табл. 2 представлены результаты расчетов статической и динамической устойчивости в режиме зимнего максимума 2010 г., который характеризуется близкой к номинальной загрузкой генераторов Зейской ГЭС в предельном режиме и наличием отбора мощности на ПС Амурская. Как следует из таблицы, предельные перетоки по условию «динамики» ниже, чем по условию «статики», предельная загрузка по контролируемому сечению по условию статической устойчивости принята в качестве базовой величины и составляет 716 МВт;

Таблица 2

Предельные загрузки связи Зейская ГЭС – Бурейская ГЭС по условиям статической и динамической устойчивости, режим 2010 г.

Состав сети связи	Предельная загрузка контролируемого сечения, о.е.
Статика	
Отключена ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	1
Динамика	
2-фазное КЗ на Зейской ГЭС 500 кВ с отключением ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	0,72
1-фазное КЗ на Зейской ГЭС 500 кВ с отключением ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	0,75

2) на рис. 2 представлены зависимости объемов необходимых УВ по условиям динамической и статической устойчивости от доаварийной загрузки опасного сечения при 2-фазном КЗ вблизи шин Зейской ГЭС на ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская с неуспешным трехфазным автоматическим повторным включением (ТАПВ) этой ВЛ, построенные на основании расчета режимов 2007 г. Линия 1 получена при применении ОГ и ОН по факту отключения ВЛ. Как видно из рисунка, на окончательный выбор управляющих воздействий $P_{УВ}$ при нарушении устойчивости сильное влияние оказывает доаварийная загрузка опасного сечения $P_{АВ}$. При большей загрузке сечения генераторы Зейской ГЭС ближе к своей номинальной мощности, более явно выраженной становится динамическая составляющая переходного процесса. С увеличением доаварийного перетока по сечению увеличивается объем УВ, необходимый для сохранения динамической устойчивости, и в какой-то момент он становится больше, чем объем УВ, который требуется для обеспечения статической устойчивости.

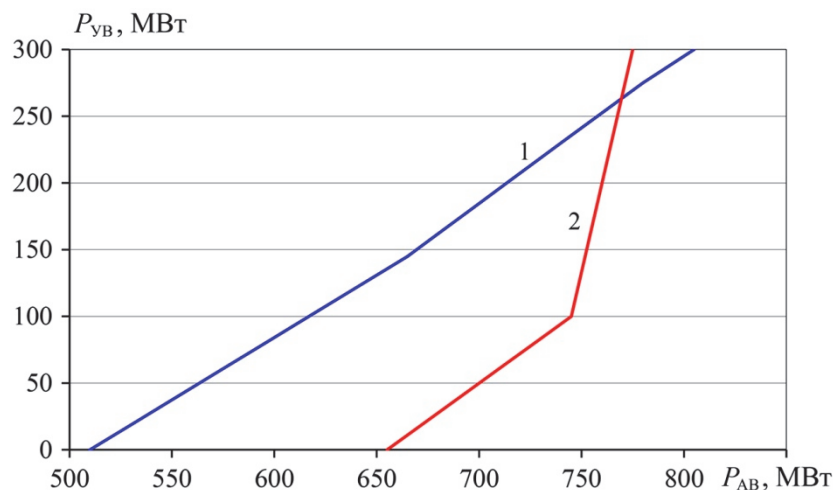


Рис. 2. Зависимости объемов необходимых УВ по условиям динамической (1) и статической (2) устойчивости от доаварийной загрузки опасного сечения при 2-фазном КЗ вблизи шин Зейской ГЭС на ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская с отключением этой ВЛ

Аварийные процессы при утяжелении режима от Зейской к Бурейской ГЭС характеризуются ускорением Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС относительно остальной ОЭС Востока. Траектория утяжеления режима от Бурейской к Зейской ГЭС менее характерна для данного участка, однако с ростом нагрузки на ПС Амурская в режимах низкой генерации Зейской ГЭС вероятным становится возникновение нарушения устойчивости по сечению Бурейская ГЭС – Амурская, при котором Бурейская ГЭС оказывается в избыточной части. При таком векторе утяжеления в режиме при большой нагрузке на ПС Амурская была выявлена ситуация, в которой аварийное отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС приводит к разделению ОЭС на 3 части (рис. 3): ускоряющаяся восточная часть, в состав которой входит Бурейская ГЭС; тормозящаяся западная часть ОЭС Востока, в состав которой попадает большая часть потребителей, питающихся от ПС Амурская и тормозя-

щийся район Благовещенской ТЭЦ, расположенной на транзите 110 кВ Зейская ГЭС – Бурейская ГЭС. При этом существует узкая область режимов, в которых аварийное отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС приводит к отделению только района Благовещенской ТЭЦ, в то время как синхронная работа между западной и восточной частями сохраняется. Как видно из рисунка основополагающим с точки зрения нарушения устойчивости является торможение Благовещенской ТЭЦ, отделение района Благовещенской ТЭЦ с электрическим центром качаний в сети 110–220 кВ провоцирует развитие аварийного процесса и способствует нарушению устойчивости по связи Бурейская ГЭС – Зейская ГЭС, при котором генераторы Зейской ГЭС тормозятся, а значит их отключение не может использоваться для обеспечения устойчивости.

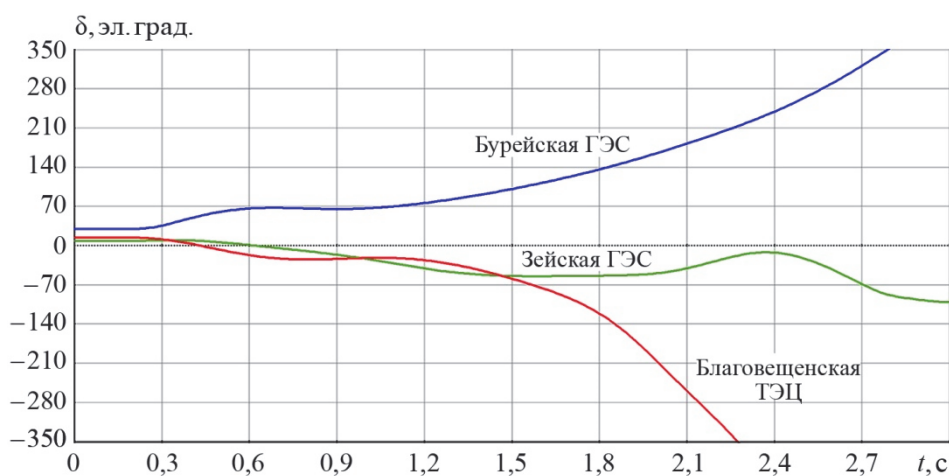


Рис. 3. Предельный по условиям динамической устойчивости переходный процесс, вызванный 2-фазным КЗ вблизи шин 500 кВ Бурейской ГЭС с отключением ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская, режим 2010 г. (предельный режим получен при утяжелении от Бурейской к Зейской ГЭС)

Условия устойчивости связи Бурейская ГЭС – Приморская ГРЭС

Переток активной мощности по данной связи всегда имеет направление от Бурейской ГЭС к Приморской ГРЭС. Опасные сечения при возникновении аварий могут располагаться на любой ветви 220, 500 кВ, входящих в состав транзита, а для предотвращения нарушения устойчивости с наибольшей эффективностью необходимо точно определять опасное сечение для отключения нагрузки в дефицитной, а генераторов – в избыточной части.

Данную связь условно можно разбить на три участка: Бурейская ГЭС – ПС Хабаровская, ПС Хабаровская – ПС Хехцир и ПС Хехцир – Приморская ГРЭС. Аварийные возмущения на первом участке характеризуются в первую очередь ускорением генераторов Бурейской ГЭС, процесс торможения при этом происходит менее интенсивно. В то же время аварии с отключением ВЛ Приморская ГРЭС – Хабаровская сопровождаются торможением генераторов станций ДВЭС, а ускорение Зейской и Бурейской ГЭС не значительно. На рис. 4 представлены осциллограммы изменения углов роторов при удалении места аварийного возмущения от Бурей-

ской ГЭС к Приморской ГРЭС, здесь мы можем наблюдать смещение характера переходного процесса от «ускоряющегося» к «тормозящемуся». Если первая кривая сопровождается интенсивным ускорением избыточной части и уже к моменту времени 1,5 с после начала переходного процесса угол ротора генераторов достигает 240 эл. град., то для третьей кривой, которая соответствует аварии вблизи шин Приморской ГРЭС, «выбег» генераторов уже не такой быстрый, значение угла 240 эл. град. достигается лишь к третьей секунде переходного процесса. При приближении места КЗ к шинам Приморской ГРЭС наблюдается небольшое ускорение генераторов станций Юга ДВЭС, что объясняется просадкой напряжения на их шинах, кратковременный процесс ускорения резко переходит в тормозящийся, после ликвидации КЗ, скорость торможения тем интенсивнее, чем ближе место аварийного возмущения к Приморской ГРЭС.

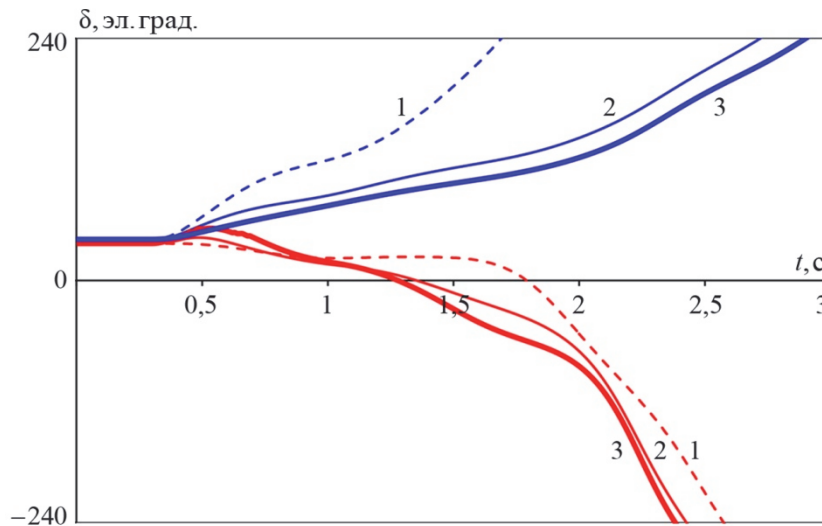


Рис. 4. Изменение угла ротора генераторов Бурейской ГЭС (синий цвет) и Партизанской ТЭЦ (красный цвет) в переходном процессе при аварийных возмущениях:
 1 – КЗ вблизи Бурейской ГЭС с отключением ВЛ 500 кВ Бурейская – Хабаровская;
 2 – КЗ вблизи ПС Хехцир с отключением ВЛ 500 кВ Хехцир – Приморская ГРЭС;
 3 – КЗ вблизи Приморской ГРЭС с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир

При ослаблении связи на участке от Бурейской ГЭС до ПС Хехцир в качестве противоаварийных мероприятий должно использоваться отключение генераторов на Бурейской ГЭС (Зейской ГЭС) и отключение нагрузки в районе Хабаровска, а при ослаблении связи на участке от ПС Хехцир до Приморской ГРЭС в первую очередь требуется отключение нагрузки на подстанциях района ДВЭС.

Условия устойчивости связи Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС

Вследствие относительно небольшого объема генерирующих мощностей, установленных в южной части ДВЭС, скорость развития переходных процессов при аварийных возмущениях на этой связи более высокая, чем на большинстве остальных связей ОЭС. Это приводит к тому, что АРВ генераторов, как Приморской

ГРЭС, так и электростанций южной части ДВЭС не успевают поддерживать напряжение на своих шинах.

Для предотвращения нарушения устойчивости при аварийных возмущениях на связи Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС первоочередным является отключение нагрузки в южной части ДВЭС. Как балансирующее воздействие целесообразно использовать отключение генераторов Бурейской или Зейской электростанций. Отключение генераторов Приморской ГРЭС нецелесообразно из-за опасности снижения пропускной способности транзита Бурейская ГЭС – Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС.

Для иллюстрации возможных аварийных процессов по связи на рис. 5 представлены осциллограммы изменения взаимного угла при аварийном процессе, вызванном 2-фазным КЗ на ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная вблизи шин Приморской ГРЭС с отключением этой ВЛ. Как видно из рисунка, процесс сопровождается ускорением Приморской ГРЭС и торможением станций ДВЭС, причем процесс торможения более интенсивный, несмотря на то, что КЗ происходит вблизи шин Приморской ГРЭС.

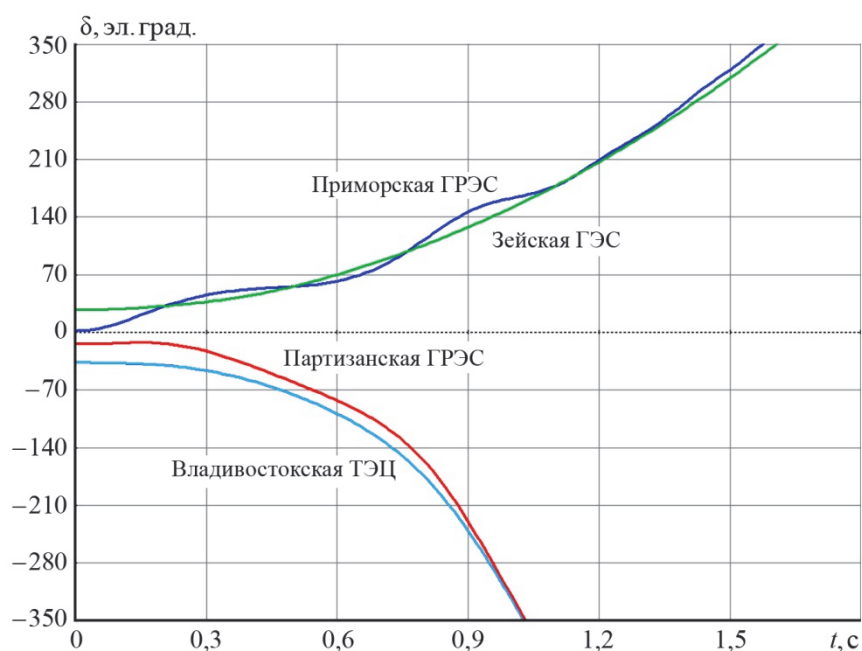


Рис. 5. Осциллограммы переходного процесса, вызванного 2-фазным КЗ вблизи шин 500 кВ Приморской ГРЭС с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, режим 2011 г.

На рис. 6 представлены осциллограммы взаимного угла при той же аварии, но в доаварийном режиме выведена в ремонт ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир. Рисунок наглядно демонстрирует возможность разделения системы на три несинхронно работающие части. Процесс характеризуется торможением генераторов станций ДВЭС, связь Приморской ГРЭС ослаблена как с генераторами избыточной части (ремонт ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир) так и с генераторами тормозящейся части (аварийное отключение Приморская ГРЭС – Дальневосточная). Находясь, неко-

торое время в положении равновесия относительно избыточной и дефицитной части Приморская ГРЭС в итоге отделяется от обеих частей с собственной частотой. В данном случае показан процесс отделения Приморской ГРЭС, Зейской и Бурейской ГЭС и станций ДВЭС между собой, однако возможно разделение и по другим сечениям с отделением станций, значительно удаленных от места возмущения.

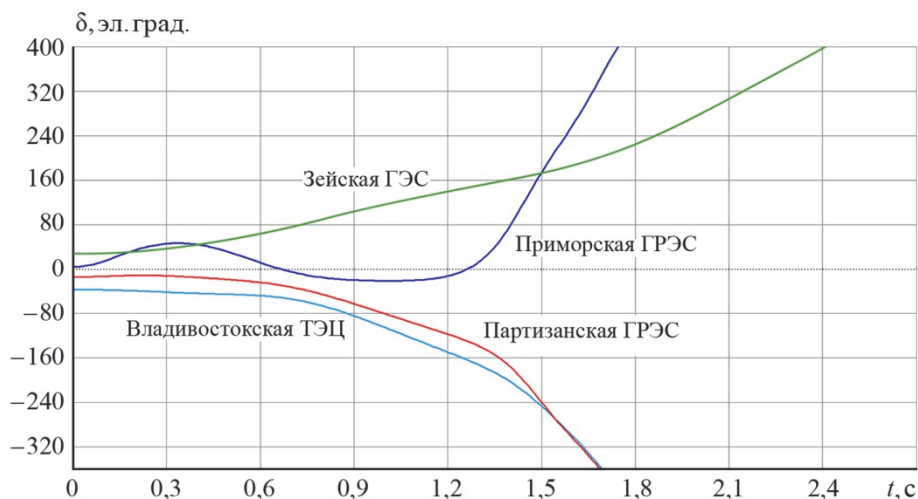


Рис. 6. Осциллограммы переходного процесса, вызванного 2-фазным КЗ вблизи шин 500 кВ Приморской ГРЭС с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, режим 2011 г., в ремонте ВЛ 500 кВ Хабаровская – Хехцир

Опасное сечение при нарушении устойчивости по связи Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС в некоторых случаях располагается в сети 110 кВ (табл. 3), которая является ненаблюдаемой (отсутствуют телеизмерения по ВЛ). Этот факт необходимо учитывать при создании расчетной схемы для ЦСПА ОЭС Востока. Некорректное или чрезмерное эквивалентирование сети 110 кВ для задач ЦСПА может негативно сказаться на выборе управляющих воздействий технологическим алгоритмом ЦСПА.

Таблица 3

Опасные сечения на связи Бурейская ГЭС – Приморская ГРЭС при нарушении динамической устойчивости

Аварийное возмущение	Опасное сечение
2-фазное КЗ вблизи шин 500 кВ Приморской ГРЭС с отключением связи Приморская ГРЭС – Дальневосточная	Чугуевка – Партизанская (220 кВ), Кировка – Свягино (220 кВ), Чугуевка – Арсеньевка (220 кВ), Чугуевка – Молодежная (110 кВ)
2-фазное КЗ на ПС Дальневосточная 500 кВ с отключением связи Приморская ГРЭС – Дальневосточная	Уссурийск – Павловка 1 (110 кВ), Полевая – Липовцы (110 кВ), Уссурийск – Павловка 2 (110 кВ), Чугуевка – Партизанская (220 кВ), Уссурийск – Владивосток (220 кВ)
2-фазное КЗ на шинах 500 кВ Приморской ГРЭС с отключением связи Приморская ГРЭС – Дальневосточная (отключена ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка)	Чугуевка – Партизанская (220 кВ), Кировка – Свягино (220 кВ), Чугуевка – Арсеньевка (220 кВ)

Выводы

1. ОЭС Востока представляет собой энергообъединение цепочечной структуры, основные системообразующие сети энергообъединения выполнены на напряжении 500 и 220 кВ. При потере в результате аварийного возмущения ВЛ 500 кВ имеет место значительное снижение пропускной способности связей, в этом случае может потребоваться значительный объем управляющих воздействий ЦСПА. Необходимо, чтобы с ростом энергопотребления в районе на перспективу всегда был обеспечен необходимый объем отключаемой нагрузки для сохранения статической и динамической устойчивости.

2. Для аварийных процессов ОЭС Востока характерна ярко выраженная динамическая составляющая, что определяет необходимость выбора управляющих воздействий по условию обеспечения устойчивости в динамической фазе переходного режима энергосистемы.

3. В отдельных аварийных ситуациях возможно разделение ОЭС Востока на три несинхронно работающие части. Для предупреждения этого процесса необходимо правильно определять опасное сечение, избыточные и дефицитные районы, образовавшиеся в каждой конкретной аварийной ситуации. Многообразие сечений и возможных аварийных ситуаций ведет к усложнению процесса выбора уставок для локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

4. При аварийных возмущениях на связях Приморская ГРЭС – Юг ДВЭС опасное сечение может располагаться в сети 110 кВ, поэтому при создании расчетной схемы для ЦСПА ОЭС Востока необходим корректный учет сети 110 кВ, позволяющий правильно оценить объем управляющих воздействий по условию статической и динамической устойчивости.

5. Изолированная работа ОЭС Востока от ЕЭС предъявляет жесткие требования к сбалансированному вводу УВ для сохранения устойчивости. Несбалансированный ввод УВ может привести к недопустимому изменению частоты в ОЭС Востока и каскадному развитию аварии.

Список литературы

1. Змазнов Е. Ю., Николаев А. В. Разработка технических материалов к ТЭО ЦСПА ОЭС Востока. Отчет о НИР. – НИИПТ, 2006.
2. Кощеев Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. – Л.: Ленинградское отделение Энергоатомиздата, 1989.

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev.a@rambler.ru

Тен Евгений Альбертович, младший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eat_evgeny@mail.ru

Эдлин Михаил Аронович, канд. техн. наук.

E-mail:edlin@sknt.ru

Lisitsyn A. A., Nikolaev A. V., Ten E. A., Edlin M. A.

Features of operation conditions and transients in IPS of East.

The paper presents main results of the investigation of static and transient stability of Integrated Power System of East, which sets the requirements for algorithms of Centralized Emergency Control Schemes and computational model for IPS of East.

Key words: IPS of East, centralized emergency control system, static stability, transient stability, transients.

УДК 621.311

А. В. Николаев, В. Л. Прихно

Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока

Рассматривается задача оценивания состояния, применяемая в комплексах централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА) для формирования моделей текущих режимов работы энергосистем на основе телеметрической информации.

Ключевые слова: оценивание состояния, ЦСПА, программный комплекс КОСМОС, псевдозамеры, эквивалентирование.

Введение

Программа оценивания состояния является обязательной составной частью всех комплексов централизованной противоаварийной автоматики (ЦСПА), находящихся в эксплуатации в энергообъединениях России. На нее возлагается функция формирования моделей текущих режимов работы энергосистем на основе телеметрической информации (телеизмерений и телесигналов). Полученные в результате оценивания модели создают основу для решения задач проверки устойчивости и расчета дозировок управляющих воздействий в случаях, если необходимый запас устойчивости в послеаварийных режимах не обеспечивается. Очевидно, что от качества решения задачи оценивания состояния во многом зависит и качество работы комплекса ЦСПА в целом. В данном конкретном применении чрезвычайно важны такие характеристики программы оценивания как надежность получения результатов и их достоверность.

Поскольку ЦСПА функционирует в автоматическом режиме, взаимодействие с технологом в процессе выполнения расчетов невозможно, как невозможна и верификация результатов. Однако, и на этапе настройки комплекса, и в процессе его эксплуатации, технолог должен иметь возможность всестороннего анализа любого из расчетов, выполненных в автоматическом режиме. Для обеспечения данной функции в составе комплекса должны быть предусмотрены специальные сервисные средства, которые условно можно назвать «рабочим местом технолога».

К проблеме оценивания близка задача формирования утяжеленных режимов с заранее заданными свойствами. Наличие программных средств, позволяющих облегчить этот процесс, необходимо на этапе тестирования технологических алгоритмов. Особенность комплексов ЦСПА состоит в том, что даже длительная опытная эксплуатация не гарантирует того, что в течение этого периода возникнет весь набор схемно-режимных ситуаций, реакция на которые должна быть проверена. В связи с этим для проверки необходимо такие ситуации создавать искусственно. Решение задачи целенаправленного формирования утяжеленных режимов целесообразно выполнять при непосредственном взаимодействии с технологом и, следовательно, эта функция также должна поддерживаться сервисной подсистемой.

До недавнего времени программы оценивания состояния, входящие в состав ЦСПА, формировались на основе модулей, извлеченных из программного комплекса КОСМОС, предназначенного для оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации [1, 2]. Создание очередной версии программы оценивания сводилось к тому, что к отобраным из базового комплекса модулям дописывались подпрограммы, обеспечивающие стыковку с актуальной на тот момент базой данных. Каждая такая программа становилась уникальной и жила жизнью, отдельной от исходного продукта. Вследствие этого программы оценивания в комплексах противоаварийной автоматики не совершенствовались и не развивались. Их было сложно сопровождать, поскольку тексты выделенных модулей и аналогичных модулей в составе комплекса КОСМОС через некоторое время существенно расходились.

В последней реализации ЦСПА, ориентированной на внедрение в ОЭС Востока, подход коренным образом изменен. Этому способствовала полная переработка программного обеспечения КОСМОС. В настоящее время в составе ЦСПА работает непосредственно часть базового комплекса, оформленная в виде динамических библиотек. Теперь это единый продукт и развитие алгоритмов решения задачи оценивания не требует внесения изменений в иные компоненты комплекса.

Прежде чем рассматривать особенности решения задачи оценивания состояния в составе комплекса ЦСПА, изложим базовый алгоритм, предполагающий решение четырех взаимосвязанных подзадач:

- синтеза расчетной схемы;
- проверки наблюдаемости и восполнения дефицита измерений;
- отбраковки грубых ошибок в измерениях;
- расчета сбалансированного электрического режима по методу взвешенных наименьших квадратов.

В комплексе КОСМОС задача синтеза расчетной схемы решается на основе описаний топологии основной сети и отдельных энергообъектов – электростанций и подстанций. В ЦСПА возможность задания описаний схем первичных коммутаций пока не предусмотрена. Поэтому для адекватного моделирования наиболее часто возникающих ситуаций, приводящих к появлению новых узлов, в расчетную схему сразу же, на этапе ее создания, закладываются некоторые варианты деления. Очевидно, таким способом нельзя предусмотреть все возможные ситуации и в некоторых режимах топология сети может не в полной мере соответствовать реально сложившейся. В перспективных планах развития комплексов ЦСПА предполагается этот недостаток устранить – предусмотреть возможность занесения в базу данных описаний коммутационных схем, формируемых с помощью специального графического редактора. При наличии таких описаний расчет режима по измеряемым параметрам будет начинаться с выполнения процедуры синтеза, уже реализованной в расчетном модуле. Пока в базе данных отсутствуют описания схем станций и подстанций, задача синтеза сводится к объединению узлов, соединенных включенными ветвями нулевого сопротивления, посредством которых моделируются коммутационные аппараты. При расчетах установившихся режимов в традиционной постановке, дабы избежать выполнения процедуры синтеза, часто практикуется

замена выключателей и разъединителей ветвями малого сопротивления. Однако для решения задачи оценивания такой подход недопустим. Не вдаваясь в объяснения, заметим, что большая разнородность сети приводит к увеличению влияния погрешностей измерений на конечный результат.

При объединении узлов, связанных включенными ветвями нулевого сопротивления, на этапе синтеза выполняются следующие преобразования:

- суммируются измерения генераций активных и реактивных мощностей;
- суммируются измерения нагрузок активных и реактивных мощностей;
- усредняются измерения напряжений в узлах;
- объединяются диапазоны допустимых изменений генераций активных и реактивных мощностей;
- объединяются диапазоны допустимых изменений нагрузок активных и реактивных мощностей;
- суммируются проводимости шунтов.

На уровне объединенных энергосистем измеряются, как правило, потоки активных и реактивных мощностей по линиям электропередачи и трансформаторам, генерации и нагрузки активных и реактивных мощностей и напряжения на шинах. Измерения токов, как правило, отсутствуют. Предположим, что расчетная схема, сформированная в результате решения подзадачи синтеза, содержит k узлов, а телеметрическая система обеспечивает поступление n замеров. В качестве искомым независимых параметров расчета могут использоваться либо модули U и фазы φ напряжений (полярные координаты), либо продольные U' и поперечные U'' составляющие комплексных величин напряжений в узлах схемы (прямоугольные координаты). В первом случае вектор независимых переменных имеет вид $\begin{bmatrix} U \\ \varphi \end{bmatrix}$,

а во втором – $\begin{bmatrix} U' \\ U'' \end{bmatrix}$. В дальнейшем, чтобы абстрагироваться от системы координат, будем считать, что независимые переменные составляет вектор комплексных напряжений \dot{U} .

В программе оценивания реализована возможность расчета как в полярных, так и в прямоугольных координатах. Выбор системы координат реализуется с помощью программных констант.

Если расчетная схема состоит из m подсистем, то для вычисления k продольных и $k - m$ поперечных составляющих узловых напряжений требуется $2k - m$ линейно независимых уравнений. Для упрощения реализации в программе вводится m равных нулю псевдоизмерений фаз напряжений в опорных узлах каждой из подсистем и решается система, состоящая из $2k$ уравнений.

Уравнения, отражающие связь между независимыми и измеряемыми параметрами режима, образуют исходную нелинейную систему (1):

$$V(\dot{U}) = \bar{V} - W, \quad (1)$$

где $V(\dot{U})$ – n -мерный вектор-функция независимых параметров;

\bar{V} – n -мерный вектор измеряемых величин;

W – n -мерный вектор погрешностей измерений.

Решение нелинейной системы (1) возможно лишь итерационными методами, предполагающими линеаризацию исходных уравнений на каждой итерации вычислительного процесса. Линеаризованная система имеет вид:

$$V^{(i)} + J^{(i)} \cdot \dot{U} = \bar{V} - W \quad (2)$$

или в приращениях:

$$J^{(i)} \cdot \Delta \dot{U} = \Delta V^{(i)} - W, \quad (3)$$

где $J^{(i)} = \left[\frac{\partial V}{\partial \dot{U}} \right]$ – матрица Якоби размерности $n \times 2k$;

$V^{(i)}$ – n -мерный вектор расчетных значений параметров режима;

$\Delta V^{(i)}$ – n -мерный вектор небалансов;

i – номер итерации.

Необходимым условием существования решения линейной системы (3), а значит, и наблюдаемости режима, является полный ранг матрицы коэффициентов:

$$\text{rank } J = 2k.$$

Наблюдаемость зависит как от общего числа измерений, так и от их расположения на схеме замещения. В реальных условиях очень часто возникают ситуации, когда наблюдаемость режима не обеспечивается при общем числе измерений, значительно превышающем минимально необходимое (из-за их неравномерного распределения). Рассчитывать ненаблюдаемые режимы невозможно. Игнорирование факта ненаблюдаемости может привести к непредсказуемым результатам, что категорически недопустимо в условиях функционирования программы в составе ЦСПА. В связи с этим требуется восполнять дефицит реальных измерений за счет привлечения псевдозамеров. Способы расчета псевдозамеров приведены ниже, поскольку этот вопрос заслуживает углубленного рассмотрения.

В расчетном модуле оценивания для проверки наблюдаемости используется алгебраический критерий, опирающийся на проверку свойств матриц коэффициентов линеаризованной системы. Ненаблюдаемость обуславливается дефицитом линейно независимых уравнений в системе (3) и приводит к уменьшению ранга матрицы коэффициентов:

$$\text{rank } J < 2k.$$

Выявить ненаблюдаемость можно в процессе разложения (4):

$$J = L \cdot U, \quad (4)$$

где L – трапециевидная матрица размерности $n \times 2k$;

U – верхняя треугольная матрица размерности $2k \times 2k$.

Для проверки наблюдаемости в программе реализован подход, основанный на сравнении свойств системы уравнений, составленной на основе реальных измерений, со свойствами системы, расширенной за счет псевдоизмерений узловых мощностей, и, следовательно, гарантированно наблюдаемой. Разложение (4) выполняется с выбором ведущего элемента в пределах каждого из столбцов. При выборе

преимущество отдается строкам, соответствующим реальным измерениям. Если в процессе разложения оказывается, что в пределах очередного столбца нет элементов, отличных от нуля и относящихся к реальным измерениям, привлекаются резервные строки из числа псевдоизмерений. Таким образом, на момент окончания разложения число используемых псевдоизмерений будет минимальным, лишь компенсирующим дефицит линейно независимых уравнений.

При отсутствии погрешностей измерений ($W = 0$), из общего числа уравнений, которое, как правило, превышает число независимых переменных, необходимо выбрать $2k$ линейно независимых и, опираясь на эти уравнения, определить искомые параметры. Однако если в число независимых переменных включить и погрешности измерений ($W \neq 0$), то переопределенная система становится недоопределенной, имеющей множество решений. В таком случае для получения единственного решения должны быть введены дополнительные условия. К таким можно отнести выполнение критерия метода взвешенных наименьших квадратов (МВНК) [3, 4].

Поскольку

$$W = \Delta V^{(i)} - J^{(i)} \cdot \Delta \dot{U},$$

то целевая функция, минимизируемая на каждой итерации вычислительного процесса, будет иметь вид

$$F = [\Delta V^{(i)} - J^{(i)} \cdot \Delta \dot{U}]^T \cdot R \cdot [\Delta V^{(i)} - J^{(i)} \cdot \Delta \dot{U}], \quad (5)$$

где R – диагональная матрица весовых коэффициентов, учитывающая точности измерений.

Точка минимума функции (5) определяется из решения системы уравнений (6):

$$J^T \cdot R \cdot J \cdot \Delta U = -J^T \cdot R \quad (6)$$

или в результате замен $G = J^T \cdot R \cdot J$ и $g = -J^T \cdot R$ система (6) принимает вид:

$$G \cdot \Delta U = g. \quad (7)$$

Решение системы уравнений (7) выполняется с помощью разложения Холецкого:

$$G = L \cdot D \cdot L^T, \quad (8)$$

где L – нижняя треугольная матрица с единичной главной диагональю;

D – диагональная матрица.

Для удобства вычислений разложение (8) реализуется в мультипликативной форме. Матрица G последовательно умножается слева и справа на элементарные матрицы M_i и M_i^T , каждая из которых зануляет элементы n -го столбца и k -й строки преобразуемой матрицы:

$$G_{i+1} = M_i \cdot G_i \cdot M_i^T.$$

Таким образом, в результате преобразований исходная матрица приводится к диагональной матрице D :

$$G_n = M_n \cdot \dots \cdot M_2 \cdot M_1 \cdot G \cdot M_1^T \cdot M_2^T \cdot \dots \cdot M_n^T = D.$$

Произведение обратных матриц-мультипликаторов равно сомножителю L в разложении Холецкого:

$$M_n^{-1} \cdot \dots \cdot M_2^{-1} \cdot M_1^{-1} = L.$$

При плохой обусловленности матрицы G по ходу зануления строк и столбцов на главной диагонали преобразуемой матрицы может появиться близкий к нулю элемент, приводящий к неустойчивости вычислительного процесса. Чтобы избежать этого, значение диагонального элемента увеличивается до некоторой пороговой величины Δ , которая специальным образом определяется для каждого конкретного зануляемого столбца.

Перед завершением каждой из итераций с целью повышения устойчивости вычислительного процесса выполняется одномерная минимизация целевой функции в направлении, определяемом из решения системы линейных уравнений (7):

$$F(\alpha) = \sum_{j=1}^n [\bar{v}_j - v_j(U^{(i)} + \alpha \cdot \Delta \dot{U}^{(i)})]^2,$$

где α – параметр одномерной минимизации;

i – номер итерации;

j – номер измерения.

После определения оптимального значения параметра α вносятся приращения в независимые переменные

$$U^{(i+1)} = U^{(i)} + \alpha \cdot \Delta \dot{U}^{(i)}$$

и процесс минимизации продолжается.

Одним из самых важных этапов решения задачи оценивания состояния является отбраковка измерений, содержащих грубые ошибки. Недостаточное внимание к этой составной части может приводить к неприемлемым результатам, особенно в условиях небольшой избыточности, когда отдельные ошибки не подавляются остальными, правильными измерениями. В описываемой программе отбраковка ошибок реализована в два этапа. Первый этап выполняется до начала минимизации целевой функции, а второй – уже в процессе минимизации.

На первом этапе выполняется проверка простейших соотношений, таких как:

- соответствие величин потоков мощности по концам ветвей;
- соответствие потоков реактивных мощностей уровням напряжений узлов, ограничивающих ветви;
- соблюдение балансов активных и реактивных мощностей в узлах (первый закон Кирхгофа).

Проверки, выполняемые на первом этапе, не связаны с серьезными вычислениями и носят логический характер. Результатом первого этапа является отбраковка некоторого числа грубых ошибок и установка признаков достоверности для части измерений, прошедших проверку в различных соотношениях. Так, например, можно считать достоверными величинами потоки по началам и концам ветвей, если они хорошо согласуются между собой. В дальнейшем, на втором этапе отбраковки, достоверность этих измерений сомнению не подвергается.

Второй этап отбраковки грубых ошибок выполняется в процессе минимизации целевой функции. Его цель – вывести из расчета минимальное число измерений таким образом, чтобы для оставшихся отклонения между измеренными и расчетными величинами не превышали некоторых пороговых значений. Отбраковка выполняется последовательно, по одному измерению. При этом оценивается эффект снижения целевой функции.

Важным фактором, повышающим надежность отбраковки грубых ошибок, особенно в условиях небольшой избыточности, является использование ограничений на рассчитываемые параметры. При решении вопроса об источнике ошибки учитываются не только противоречия между отдельными измерениями, но и влияние тех или иных измерений на заданные ограничения. К примеру, конфликтуют между собой два измерения, а проверочного третьего нет. Если использование одного из измерений приводит к нарушению заданных ограничений, а второго – не приводит, то, очевидно, выбор должен быть сделан в пользу второго.

Из общей совокупности расчетных величин обоснованно могут быть заданы ограничения на диапазоны изменения генераций и нагрузок узлов, поскольку эти величины связаны непосредственно с физическими свойствами объектов и не зависят от конкретного режима. В программе оценивания, входящей в комплекс ЦСПА, реализован учет ограничений на рассчитываемые узловые мощности, хотя на уровне исходных данных диапазоны допустимых изменений параметров задаются отдельно по генерациям и по нагрузкам.

Учет ограничений в форме неравенств выполняется с помощью штрафных функций. Использование этого подхода приводит к необходимости минимизации функции $\bar{F}(\dot{U})$, включающей, кроме основной функции $F(\dot{U})$, еще и штрафное слагаемое:

$$\bar{F}(\dot{U}) = F(U) + [\bar{P} - P(\dot{U})]^T \cdot Z \cdot [\bar{P} - P(\dot{U})], \quad (9)$$

где \bar{P} – m -мерный вектор активных ограничений;

$P(U)$ – вектор-функция расчетных параметров, соответствующих активным ограничениям;

Z – диагональная матрица весовых коэффициентов.

По структуре целевая функция (9) полностью соответствует исходной. Это очень важное обстоятельство, поскольку позволяет организовать учет ограничений и отбраровку грубых ошибок в едином вычислительном процессе. Очевидно, наложение очередного ограничения эквивалентно появлению дополнительного измерения, а снятие ограничения или отбраковка некоторого измерения равносильны уменьшению числа строк в системе уравнений (1) с учетом штрафных слагаемых.

Чтобы обеспечить высокое быстродействие программы необходимо максимально сократить время, необходимое на получение нового решения, связанного с изменением числа строк системы уравнений (1). Очевидно, включение или исключение строки сказывается как на матрице коэффициентов G , так и на правой части g системы уравнений (7). Чтобы повторно не выполнять их расчет и наиболее трудоемкую процедуру разложения Холесского (8), можно осуществлять коррекцию уже существующего решения.

Коррекция правой части заключается в расчете добавки Δg , определяемой следующим образом:

$$\Delta g = \sqrt{z_{n+1}} \cdot \Delta p_{n+1}^{(k)} \cdot j_{n+1}^T, \quad (10)$$

где j_{n+1} – дополнительная строка матрицы Якоби;

$\Delta p_{n+1}^{(k)}$ – небаланс учитываемого ограничения.

Разработанный алгоритм коррекции разложения Холецкого представляет собой развитие одного из методов ортогональных преобразований – вращения Гивенса без извлечения квадратных корней – и выгодно отличается от последнего как по объему вычислений, так и по возможности более эффективной программной реализации. Важным моментом является то, что в используемом алгоритме при изменении числа строк в матрице Якоби треугольные сомножители в разложении Холецкого не изменяются, а лишь рассчитываются дополнительные матрицы-мультипликаторы. Так, при введении в систему уравнений (1) новой, $(2k + 1)$ -й строки, разложение примет вид:

$$G_{n+1} = L \cdot L_{n+1} \cdot D_{n+1} \cdot L_{n+1}^T \cdot L^T,$$

при добавлении k строк – соответственно:

$$G_{n+k} = L \cdot L_{n+1} \cdot \dots \cdot L_{n+k} \cdot D_{n+k} \cdot L_{n+k}^T \cdot \dots \cdot L_{n+1}^T \cdot L^T, \quad (11)$$

где L_{n+1}, \dots, L_{n+k} – дополнительные треугольные матрицы-мультипликаторы, рассчитанные в связи с введением новых строк;

D_{n+k} – диагональная матрица разложения Холецкого с учетом вновь введенных k дополнительных строк.

Корректирующие мультипликаторы имеют специальную структуру, приведенную на рис. 1. Как видно, необходимости хранения матрицы в полном виде нет – она легко восстанавливается по паре векторов α и β .

1				
$\alpha_2\beta_1$	1			
$\alpha_3\beta_1$	$\alpha_3\beta_2$	1		
$\alpha_4\beta_1$	$\alpha_4\beta_2$	$\alpha_4\beta_3$	1	
$\alpha_5\beta_1$	$\alpha_5\beta_2$	$\alpha_5\beta_3$	$\alpha_5\beta_4$	1

Рис. 1

В разработанном алгоритме учет ограничений в виде неравенств и отбраковка грубых ошибок выполняются одновременно в едином вычислительном процессе. Сначала выполняется безусловная минимизация целевой функции. Затем, в точке минимума, проверяются ограничения типа неравенств. Если есть нарушенные, то программа начинает их вводить по одному, начиная с того, которое имеет максимальное отклонение от допустимой величины (минимальной или максимальной).

Когда все ограничения учтены, проверяется возможность снятия некоторых из них. При необходимости часть ограничений выводится из активного набора. Наконец, после этого, программа ищет измерение, исключение которого сулит максимальное снижение целевой функции. Если разность между измеренной и расчетной величиной превышает допустимую, измерение выводится из расчета и признается ошибочным. Затем вновь проверяются ограничения и исключается следующее ошибочное измерение.

Все перечисленные действия выполняются на линеаризованной модели, соответствующей точке минимума целевой функции. При этом программа контролирует область линеаризации и, если после нескольких коррекций оказывается, что приращения некоторых независимых переменных выводят за пределы области, процесс коррекций прерывается и выполняется дооптимизация целевой функции с учетом текущего состава активных ограничений.

Сигналом к снятию активного ограничения является изменение знака отклонения расчетной величины от заданного предельного значения. С точки зрения влияния на целевую функцию, устранение активного ограничения равносильно его повторному учету, но с отрицательным весовым коэффициентом. Новое штрафное слагаемое должно компенсировать уже имеющуюся величину, появившуюся в целевой функции при наложении ограничения. Аналогичная ситуация и с исключением ошибочного измерения – в целевую функцию должно быть введено слагаемое с отрицательным коэффициентом, равным по модулю тому, что использовался для данного замера. Выше описан процесс коррекции решения задачи при появлении нового ограничения. Очевидно, аналогичная коррекция может быть применена и для снятия ограничений и исключения ошибок. Разница с описанным процессом состоит лишь в том, что для данной цели используется отрицательный весовой коэффициент. Таким образом, каждое действие, связанное с изменением состава активных ограничений или с исключением грубой ошибки, влечет за собой, в соответствии с (10), коррекцию правой части и расчет дополнительного мультипликатора, в соответствии с (11).

В программе принято ограничение на число возможных коррекций разложения Холесского. Экспериментально установлено, что не следует допускать выполнения более 20 коррекций, иначе начинает существенно возрастать время на расчет каждого следующего мультипликатора. Если процесс учета ограничений и исключения ошибок не заканчивается за 20 шагов, то он прерывается. После этого выполняется дооптимизация и описанный процесс продолжается.

Ранее отмечалось, что при выявлении ненаблюдаемости программа использует минимально необходимое число псевдозамеров, но не затрагивался процесс их получения. Далее будут описаны два основных способа расчета псевдозамеров, реализованные в программе оценивания.

Оба способа опираются на гипотезу о том, что нагрузки узлов, входящих в состав некоторых районов, изменяются пропорционально потреблению районов в целом. Отличаются способы расчета подходом к формированию районов. Очевидно, для реализации обоих вариантов необходимо программе оценивания передавать,

в качестве исходных данных, информацию, позволяющую определить пропорции в потреблении отдельных узлов. Такой информацией могут стать данные о нагрузках в некотором базовом режиме.

В первом подходе состав узлов каждой из подсистем определяется административным делением. Так, при расчетах режимов объединенных энергосистем в качестве энергорайонов могут выступать входящие в ее состав энергосистемы. Во всех эксплуатируемых оперативно-информационных комплексах (ОИК) решается задача расчета суммарных потреблений и генераций энергорайонов, выделенных административным способом. Рассчитанные таким образом величины хранятся в базах данных наряду с реальными измерениями и в программу оценивания поступают так же, как и другие измерения. Очевидно, при использовании первого подхода дополнительно должна быть задана информация о принадлежности узлов конкретным районам.

При расчете псевдозамеров первым способом выполняются следующие действия:

1. На основе принадлежности узлов энергорайонам и данных о нагрузках активной мощности узлов в базовом режиме рассчитываются суммарные потребления каждого из энергорайонов в базовом режиме.
2. Для каждого района рассчитывается коэффициент, представляющий собой отношение измеренного потребления энергорайона к рассчитанному:

$$k_p^{(i)} = \frac{P_{\text{изм}}^{(i)}}{P_{\text{сум.баз}}^{(i)}}.$$

3. Для каждого узла с номером j , входящим в состав i -го энергорайона, рассчитывается псевдозамер потребления активной мощности:

$$P_{\text{псевдо}}^{(j)} = k_p^{(i)} \cdot P_{\text{баз}}^{(j)}.$$

При использовании второго подхода расчет псевдозамеров начинается с выделения энергорайонов с минимальным числом узлов, в которых можно определить суммарное потребление на основе измеренных потоков активной мощности. Выделение районов осуществляется на основе анализа топологических свойств сети.

На рис. 2 представлен фрагмент реальной схемы, в котором программой топологического анализа выделены два района. В них можно рассчитать величины суммарных потреблений активной мощности. В соответствии с табл. 1 потребление первого из выделенных районов, состоящего из четырех узлов, определяется как сальдо потоков мощности по ветвям, ограничивающим этот район.

Таблица 1

Поток по ветви	197	–	114	16
Поток по ветви	197	–	141	33
Поток по ветви	105	–	146	35
Поток по ветви	105	–	142	9
Суммарная неизмеряемая нагрузка				93

Полученная величина суммарного потребления в текущем режиме (93 МВт) распределяется между узлами этого района в пропорциях базового режима. Коэффициент, на который умножаются нагрузки базового режима i -го выделенного района определяется соотношением:

$$k_p^{(i)} = \frac{P_{\text{сальдо}}^{(i)}}{P_{\text{сум. баз}}^{(i)}}.$$

В табл. 2 представлены результаты расчета псевдозамеров для узлов первого района.

Таблица 2

Узел	$P_{\text{баз. реж}}$	$Q_{\text{баз. реж}}$	$P_{\text{псевдо}}$	$Q_{\text{псевдо}}$
114	35	12	28,55	9,79
141	28	6	22,84	4,89
146	34	18	27,74	14,69
142	17	3	13,87	2,41
Сумма	114	–	–	–

Второй район отличается от первого тем, что в его составе есть узлы, в которых имеется измеренная генерация (узел 401) и измеренная нагрузка (узлы 429 и 4471). Для того чтобы определить суммарную неизмеряемую нагрузку района в текущем режиме, необходимо сальдо потоков мощности по ветвям, его ограничивающим, увеличить на величину измеряемой генерации и уменьшить на величину измеряемой нагрузки (табл. 3):

Таблица 3

Поток по ветви	429	–	168	57
Поток по ветви	429	–	168	57
Поток по ветви	105	–	1051	20
Поток по ветви	105	–	1052	6
Поток по ветви	176	–	174	39
Поток по ветви	176	–	134	36
Генерация в узле			401	42
Нагрузка в узле			429	–67
Нагрузка в узле			4471	–15
Суммарная неизмеряемая нагрузка				175

Во второй район входит 11 узлов, однако рассчитанная суммарная нагрузка 175 МВт распределяется лишь между восемью из них (табл. 4).

Расчет псевдозамеров потребления реактивной мощности выполняется одинаково как при использовании первого подхода, так и второго. Предполагается, что соотношение между нагрузкой активной и реактивной мощности каждого из узлов в текущем режиме сохраняется таким же, как и в базовом:

$$Q_{\text{псевдо}}^{(j)} = P_{\text{псевдо}}^{(j)} \cdot \frac{Q_{\text{баз}}^{(j)}}{P_{\text{баз}}^{(j)}}.$$

Таблица 4

Узел	$P_{\text{баз. реж}}$	$Q_{\text{баз. реж}}$	$P_{\text{псевдо}}$	$Q_{\text{псевдо}}$
174	49	22	42,56	19,11
134	27	14	20,45	10,60
2048	12	3	10,42	2,61
2049	12	3	10,42	2,61
151	10	6	8,69	5,21
143	12	7	10,42	6,08
1051	15	10	13,03	8,69
1052	15	10	13,03	8,69
Сумма	152	–	–	–

Практика показывает, что второй подход в большинстве случаев работает лучше первого, однако его недостаток состоит в незащищенности от влияния грубых ошибок в измерениях потоков по ветвям. При наличии таковых может быть неверно определена величина сальдо потоков и, как следствие, псевдозамеры будут рассчитаны с серьезными погрешностями. Чтобы снизить вероятность использования некачественных псевдозамеров, при работе над проектом ЦСПА ОЭС Востока было решено реализовать следующий подход. Псевдозамеры рассчитываются как по первому, так и по второму способу. Приоритет отдается последним. Однако, если оказывается, что некоторые псевдозамеры отличаются от базовых величин более чем в три раза, используются величины, рассчитанные первым способом.

Далее рассмотрим вопрос выбора расчетной схемы. Во всех проектах ЦСПА, кроме последнего, ориентированного на использование в ОЭС Востока, расчетные схемы, на основе которых выполнялось оценивание, формировались специально для целей противоаварийной автоматики. Как правило, объем этих схем был существенно меньше тех, что использовались для оперативных расчетов. В пользу создания отдельных схем технологи склонялись по соображениям обеспечения быстродействия и наблюдаемости. Однако очевидно, что при нынешнем быстродействии средств вычислительной техники вопрос времени расчетов для данной задачи теряет актуальность. Уровень обеспеченности телеметрической информацией также возрастает. Оценив эти изменения, при работе над проектом ЦСПА для ОЭС Востока принято решение об использовании единой схемы и для работы в составе комплекса, и для проведения оперативных расчетов в диалоговом режиме. У такого подхода очевидны следующие преимущества:

- необходимо сопровождать единую расчетную схему;
- в более подробной схеме псевдозамеры рассчитываются точнее, поскольку нагрузки в большей степени соответствуют реальным потребителям.

Оперативная схема ОЭС Востока состоит из 704 узлов и 968 ветвей. Для решения задач, базирующихся на результатах оценивания (проверки устойчивости и расчета дозировок), схема с таким уровнем детализации не требуется. Поэтому, после завершения оценивания целесообразно выполнить эквивалентирование режима и уменьшить схему до объема, при котором не страдает качество решения

названных задач. Задание на эквивалентирование состоит во внесении признаков в исходную информацию по узлам – отмечаются те, от которых следует избавиться. Полученная в результате эквивалентных преобразований схема ОЭС Востока состоит из 270 узлов и 373 ветвей. Число вновь появившихся эквивалентных ветвей равно 36.

В основе алгоритма решения задачи эквивалентирования используется метод исключения Гаусса. Программа реализована как опция задачи оценивания и выполняется сразу же, без промежуточного обмена информацией с базой данных.

В заключение приведем краткое описание программной реализации. Последняя версия ПК КОСМОС поставляется в виде *exe*-модуля и нескольких динамических библиотек (*dll*). При этом функции, возложенные на *exe*-модуль, минимальны и заключаются лишь в том, что он поддерживает диалог открытия новых режимных областей на основе различных источников данных и управляет расположением дочерних окон, соответствующих этим областям. Все функции, связанные с подготовкой и коррекцией исходных данных, выполнением расчетов, просмотром результатов, работой с графическими изображениями реализованы внутри библиотек. К этим функциям можно обратиться из любой внешней программы, в том числе из организующей программы комплекса ЦСПА. В последнем случае используется функция, имеющая всего два параметра – число объектов (*DataSet*) и массив указателей на эти объекты. По сути компоненты *DataSet* являются отображениями в оперативных таблицах, размещенных в базе данных. Программа оценивания анализирует состав параметров в таблицах и выбирает те, которые могут быть полезными для ее работы. По завершении оценивания программа изменяет некоторые поля в существующих *DataSet*, заносит в них результаты. Для записи эквивалентной схемы передаются ссылки на пустые наборы (с нулевым числом записей). В результате решения задачи эквивалентирования они заполняются заново.

Кроме записи в базу данных в процессе решения задачи оценивания могут создаваться файлы в формате КОСМОС. Средствами организующей программы ЦСПА они архивируются. Впоследствии, при необходимости ретроспективного анализа конкретных режимов, эти файлы можно выбрать из архива и открыть на рабочем месте технолога, сопровождающего работу комплекса. Файл хранит как исходную информацию, так и результаты расчета. Для анализа режимов могут использоваться все средства комплекса КОСМОС.

Как отмечалось, на программу оценивания возлагается функция формирования утяжеленных режимов, которые используются для тестирования технологических алгоритмов. Такую функцию можно реализовать лишь в режиме диалога с технологом, который возможен при наличии информации, описывающей графическое изображение схемы. Данные, необходимые для восстановления графики, также могут содержаться в виде таблиц в наборах *DataSet*. Утяжеление заключается в реализации некоторого сценария и обеспечивается отключением ветвей, изменением загрузки станций, изменением потреблений отдельных узлов или районов. Изменения вносятся в выбранный оцененный режим. Чтобы убедиться, что цель утяжеления достигнута, выполняется расчет режима в традиционной постановке и производится его анализ всеми средствами, реализованными в комплексе КОСМОС. Если полу-

ченный таким образом режим удовлетворяет задаче утяжеления, он заносится в базу, заменяя соответствующий оцененный.

Подготовка графических изображений, необходимых для работы в режиме диалога, может осуществляться с помощью специализированного графического редактора, входящего в состав комплекса КОСМОС. Описание графики может быть сохранено в базе данных ЦСПА.

Выводы

Использование единой расчетной схемы как для решения задач оперативного управления, так и для централизованной противоаварийной автоматики облегчает процесс сопровождения информационной модели, ее поддержание в актуальном состоянии.

Использование расчетных схем, применяемых для задач оперативного управления, позволяет повысить надежность решения задачи оценивания за счет использования псевдозамеров узловых нагрузок. Использование отдельной схемы уменьшенного объема для целей ЦСПА делает расчет псевдозамеров менее обоснованным.

Последовательное решение в оперативном цикле задач оценивания и эквивалентирования позволяет существенно упрощать описание модели текущего режима до размеров, достаточных для качественного решения задач проверки устойчивости в послеаварийных режимах и выбора дозировок управляющих воздействий.

Список литературы

1. Прихно В. Л. Программный комплекс КОСМОС оперативных расчетов режимов энергосистем на основе телеметрической информации // Труды Института электродинамики НАНУ. Энергоэффективность: Зб. Киев: ИЭД НАН Украины, 2000. – С. 118–127.
2. Аюев Б. И., Демчук А. Т., Прихно В. Л. Иерархическая система расчета текущего режима Единой энергетической системы по данным телеизмерений // Энергетик, 2004, № 5. – С. 9–12.
3. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
4. Лоусон Ч., Хенсон Р. Численное решение задач метода наименьших квадратов. – М.: Наука, 1986. – 230 с.

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev.a@rambler.ru

Прихно Виталий Леонидович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник Института электродинамики НАН Украины г. Киев, Украина.

E-mail: prihno.v@gmail.com

Nikolaev A. V., Prihno V. L.

The task of a state estimation in a centralized emergency control system of IPS of East.

The task of a state estimation, which is implemented in the software of centralized emergency control system for the current state computation model formation and based on telemetering information, is described.

Key words: state estimation, Centralized emergency control system, KOSMOS software, pseudo telemetering, equivalententing.

УДК 621.311

А. А. Лисицын, М. А. Эдлин

Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости

Представлено краткое описание алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости, разработанного для ЦСПА нового поколения. Рассмотрены математические модели, научные и технические решения, на которых базируется алгоритм.

Ключевые слова: энергосистема, аварийное возмущение, алгоритм, управляющие воздействия, математическая модель, переходный процесс, динамическая устойчивость, противоаварийное управление.

Одно из основных отличий нового поколения ЦСПА от предшествующих разработок состоит в учете динамической составляющей аварийных процессов и формировании отдельных управляющих воздействий (УВ), обеспечивающих сохранение динамической устойчивости энергосистемы.

Целесообразность формирования УВ по условиям динамической устойчивости обусловлена не только необходимостью учета влияния фазы КЗ и степени ослабления связей на величину требуемых УВ, но и работой автоматики повторного включения (АПВ) аварийно отключаемых элементов сети. В настоящее время большинство линий электропередачи классов напряжений 110 кВ и выше оснащены АПВ. Согласно многолетнему опыту эксплуатации значительная часть действий устройств АПВ является успешной и, следовательно, в этих авариях управляющие воздействия противоаварийной автоматики должны обеспечивать устойчивость энергосистемы только в аварийной фазе. Требуемые для этого управляющие воздействия зачастую существенно меньше, чем те, которые выбираются из условий обеспечения нормативных запасов устойчивости в послеаварийном режиме без учета АПВ.

Ниже представлено краткое описание алгоритма выбора УВ по условиям динамической устойчивости и основных научных и технических решений, положенных в его основу.

Для алгоритма в качестве расчетной модели принята однолинейная математическая модель энергосистемы. В принятой модели:

- синхронные машины (СМ), в том числе и синхронные двигатели нагрузки, либо моделируются полными уравнениями, либо представляются постоянством ЭДС за реактивным сопротивлением;
- системы возбуждения и АРВ моделируются упрощенно: дифференциальными уравнениями не более 5-го порядка;
- привод синхронных генераторов моделируется постоянством момента на валу, впоследствии планируется в тех случаях, когда это необходимо, упрощенное моделирование приводного двигателя с АРС дифференциальным уравнением не выше 3-го порядка;

- нагрузки моделируются статическими характеристиками, в последствии часть нагрузок будет представлена моделями асинхронных двигателей;
- аварийные возмущения моделируются: включением/отключением шунтов короткого замыкания (КЗ), отключением или изменением параметров элементов схемы (генераторов, нагрузок, линий, трансформаторов) с заранее заданным временем этих событий;
- автономно работающие локальные устройства противоаварийной автоматики, воздействующие на отключение элементов сети, моделируются с использованием упрощенных алгоритмов или временной программы их работы (в настоящее время – только устройства ликвидации асинхронного режима синхронных генераторов).

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» [1] 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 рис. 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).

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 относительного 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.

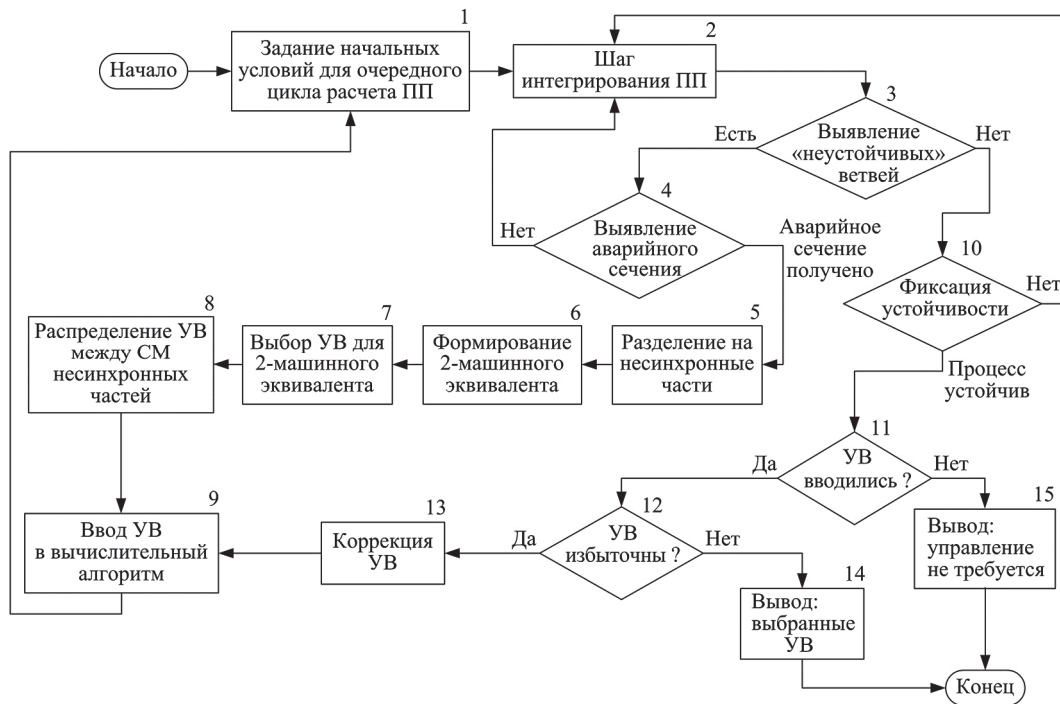


Рис. 1. Функциональная схема алгоритма выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости

Если в блоке 10 переходный процесс не зафиксирован как устойчивый или при выявлении «неустойчивых» ветвей в блоке 4 не выявлено аварийное сечение, то алгоритм возвращается 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 точно в случае выявления неустойчивости. Эквивалентирование производится суммированием уравнений движения всех синхронных машин, входящих в каждую несинхронную часть. Если СМ с номерами от 1 до n_1 входят в состав первой части, СМ с номерами от $n_1 + 1$ до $N_{СМ}$ входят в состав второй части, то в результате эквивалентирования получаем уравнения движения двух эквивалентных синхронных машин:

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

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_{t_k}, M_{e_k}, s_k – механический и электромагнитный моменты и скольжение ротора k -й СМ, соответственно.

Параметры $s_{\vartheta_1}, s_{\vartheta_2}, M_{e_{\vartheta_1}}, M_{e_{\vartheta_2}}$ вычисляются для всех точек рассчитанного переходного процесса. (Необходимо также отметить, что постоянные инерции $M_{e_{\vartheta_1}}, M_{e_{\vartheta_2}}$ и моменты $M_{t_{\vartheta_1}}, M_{t_{\vartheta_2}}$ турбин также могут изменяться во время переходного процесса после введения управления.) Также для всех точек переходного процесса рассчитываются углы роторов δ_{ϑ_1} и δ_{ϑ_2} эквивалентных синхронных машин:

$$\delta_{\vartheta_1} = \frac{\sum_{k=1}^{n_1} M_{j_k} \cdot \delta_k}{M_{j_{\vartheta_1}}}, \quad \delta_{\vartheta_2} = \frac{\sum_{k=n_1+1}^{N_{\text{СМ}}} M_{j_k} \cdot \delta_k}{M_{j_{\vartheta_2}}}, \quad (2)$$

где δ_k – угол ротора k -й СМ.

После получения двухмашинного эквивалента в блоке 7 по «правилу площадей» [1] выбираются УВ для синхронных машин эквивалента. Выбор УВ для двухмашинной схемы производится из уравнения относительного движения эквивалентных СМ. Оно получается как разность уравнений движения (1), первое из которых предварительно умножается на $M_{j_{\vartheta_2}}$, а второе – на $M_{j_{\vartheta_1}}$:

$$\left. \begin{aligned}
M_{j_o} \cdot \frac{ds_o}{dt} &= M_{t_o} - M_{e_o}, & M_{j_o} &= \frac{M_{j_{\vartheta_1}} \cdot M_{j_{\vartheta_2}}}{M_{j_{\vartheta_1}} + M_{j_{\vartheta_2}}}, & s_o &= s_{\vartheta_1} - s_{\vartheta_2}, \\
M_{t_o} &= \frac{M_{j_{\vartheta_2}} \cdot M_{t_{\vartheta_1}} - M_{j_{\vartheta_1}} \cdot M_{t_{\vartheta_2}}}{M_{j_{\vartheta_2}} + M_{j_{\vartheta_1}}}, & M_{e_o} &= \frac{M_{j_{\vartheta_2}} \cdot M_{e_{\vartheta_1}} - M_{j_{\vartheta_1}} \cdot M_{e_{\vartheta_2}}}{M_{j_{\vartheta_2}} + M_{j_{\vartheta_1}}}, \\
\delta_o &= \delta_{\vartheta_1} - \delta_{\vartheta_2},
\end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где M_{j_0} – постоянная инерции относительного движения;

s_0 – относительное скольжение роторов эквивалентных СМ;

M_{t_0} – механический момент турбины относительного движения;

M_{e_0} – электромагнитный момент уравнения относительного движения;

δ_0 – относительный угол между роторами эквивалентных СМ.

Из (3) видно, что получившееся уравнение представляет собой уравнение движения генератора относительно шин бесконечной мощности. Выбор УВ здесь заключается в выборе изменения величины M_{t_0} , ΔM_{t_0} , с последующим распределением этого УВ с учетом допустимого небаланса управления на каждую из эквивалентных СМ:

$$\left. \begin{aligned} \Delta M_{t_{\varepsilon_1}} &= \Delta M_{t_0} + \frac{M_{j_{\varepsilon_1}} \cdot P_{\text{неб}}}{M_{j_{\varepsilon_1}} + M_{j_{\varepsilon_2}}}, \\ \Delta M_{t_{\varepsilon_2}} &= \Delta M_{t_{\varepsilon_1}} - M_{\text{неб}}, \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

где $M_{\text{неб}} = \Delta M_{t_{\varepsilon_1}} - \Delta M_{t_{\varepsilon_2}}$.

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 рис. 2.

На рисунке представлены временные зависимости:

- электромагнитного момента уравнения относительного движения двухмашинного эквивалента для рассматриваемого аварийного процесса, M_{e_0} ,
- относительного угла между роторами эквивалентных СМ, δ_0 ,
- относительных углов между роторами двух реальных СМ одной несинхронной части и эквивалентной СМ второй несинхронной части, δ_{01} и δ_{02} .

Как видно из рисунка, в момент максимума электромагнитного момента величина $\delta_{02} - \delta_0$ положительна, в то время как величина $\delta_{01} - \delta_0$ 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.

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).

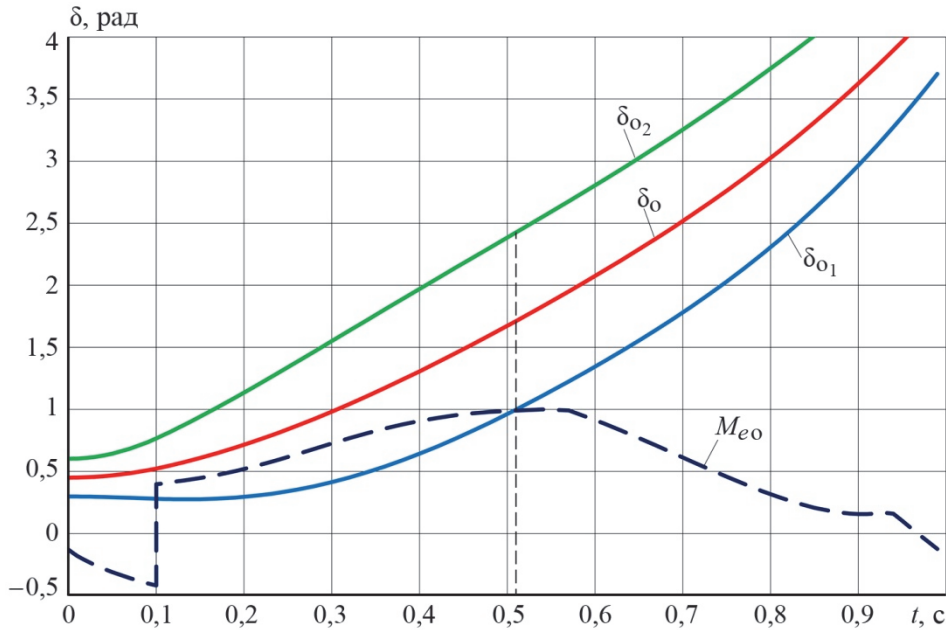


Рис. 2. Распределение УВ между генераторами несинхронных частей

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.

Избыточность УВ, фиксируемая в блоке 12, а также возможная необходимость повторной итерации при недостаточности УВ, выбранных по результатам первой итерации, обусловлена многими причинами, к которым в частности относятся: неконсервативность расчетной модели, невозможность точного обратного перехода от эквивалентной схемы к полной, ограниченность количества узлов с управляемой нагрузкой и генерацией и т. д. В результате, после введения УВ движение системы происходит по иной траектории и ее двухмашинный эквивалент может заметно отличаться от того, который был получен на первой итерации.

Описанный алгоритм и созданное на его основе программное обеспечение неоднократно тестировалось на расчетных моделях ряда ОЭС и в настоящее время проходит опытную эксплуатацию. Дальнейшее совершенствование алгоритма предполагается осуществить, оптимизировав УВ путем учета степени тяжести расчетных возмущений, а также расширением 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), моделированием работы локальных устройств противоаварийной автоматики.

Список литературы

1. *Горев А. А.* Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 260 с.

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Эдлин Михаил Аронович, канд. техн. наук.

E-mail: edlin@sknt.ru

Lisitsyn A. A., Edlin M. A.

Algorithm of control actions' choosing based of a transient stability criteria

The brief description of the algorithm of control actions' choosing according to the transient stability criteria is given. This algorithm is developed for the centralized emergency control system of a new generation. The mathematical models scientific and technical solutions, on which algorithm is based on, are described.

Key words: power system, emergency, algorithm, control action, mathematical model, transient, transient stability, emergency control.

УДК 621.311

Е. В. Исаев, П. Я. Кац, А. А. Лисицын, А. В. Николаев, Е. А. Тен

Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме

Представлен алгоритм оценки апериодической статической устойчивости и расчета управляющих воздействий для обеспечения нормативного запаса активной мощности в расчетных опасных сечениях с учетом изменения частоты в послеаварийном режиме энергосистемы.

Ключевые слова: апериодическая статическая устойчивость, нормативный запас по активной мощности, опасное сечение, послеаварийный режим с учетом изменения частоты, управляющее воздействие.

Введение

В настоящее время в ОАО «НТЦ ЕЭС» разработаны новые алгоритмы ЦСПА, ориентированные на современные программно-технические средства. Это позволяет сформулировать и решить задачи автоматического противоаварийного управления на основе известного классического описания процессов в энергосистемах.

В статье представлен алгоритм оценки апериодической статической устойчивости и расчета управляющих воздействий (УВ) для обеспечения нормативного запаса активной мощности в расчетных опасных сечениях [1] с учетом изменения частоты в послеаварийном режиме (ПАР) энергосистемы. В отличие от [2] существенно переработаны алгоритмы расчета установившихся (в том числе и предельных) режимов, формирования вектора утяжеления (изменения) режима, определения опасных сечений и выбора ступеней управляющих воздействий.

Математическая модель энергосистемы для расчета установившихся режимов энергосистемы

В качестве расчетной модели для определения допустимых параметров ПАР принята однолинейная математическая модель энергосистемы, аналогичная той, которая используется для расчетов установившихся режимов (УР) в таких распространенных программных комплексах, как *Mustang*, *RastWin*, *Eurostag* и др. 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.

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

$$\mathbf{C} \cdot \boldsymbol{\delta} = \mathbf{D}, \quad (1)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{U} = \mathbf{B}. \quad (2)$$

Уравнение (1) – 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 [3]. Уравнения составляются для всех узлов кроме балансирующего.

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

$$P_{ij} = |U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}| \cdot \delta_{ij}, \quad (3)$$

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 (3).

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

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

Уравнение (2) – матричное уравнение баланса токов в узлах, записанное в комплексной форме. \mathbf{A} – квадратная матрица проводимостей сети размером $N \times N$ (N – число узлов схемы), включает в диагональных элементах проводимости генераторов (10^{+6} См) и шунтов нагрузок в исходном режиме, определяемых для i -х узлов как:

$$Y_{0ni} = S'_{0ni} / |U_i|^2, \quad (4)$$

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

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

Вектор \mathbf{B} имеет размерность тока и определяется векторами ЭДС генераторов и разностью заданных и расчетных значений мощности нагрузок.

На рис. 1 приведена функциональная схема алгоритма выбора ступеней УВ по условию обеспечения статической устойчивости в 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 ступенчатых УВ и УВ, использованных в динамической фазе переходного процесса;
- пусковом органе (ПО), если его срабатывание не делит схему на электрически несвязанные части. Если ПО делит схему на несвязанные части, то последовательно на расчет подается каждая из этих частей.

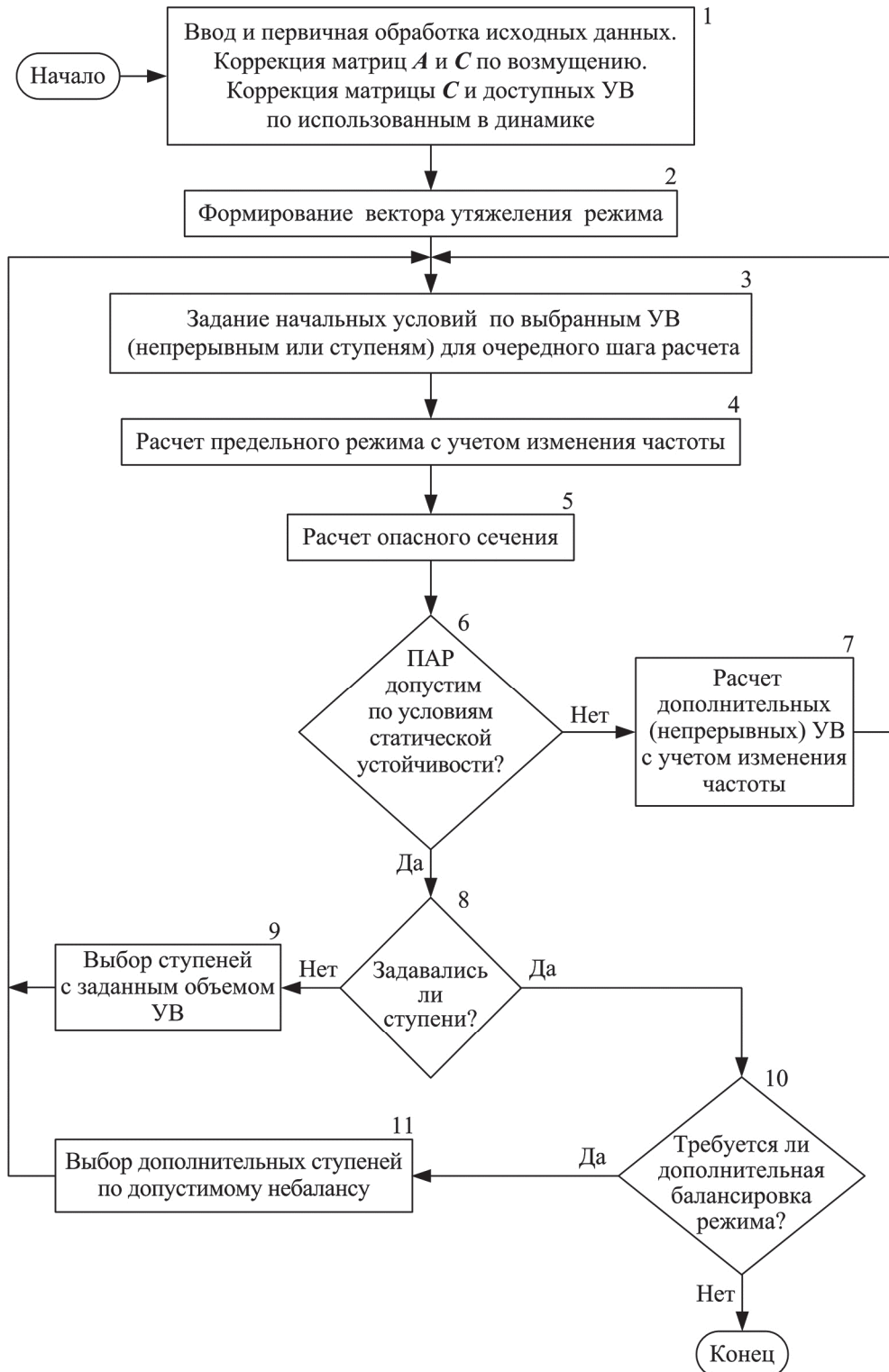


Рис. 1. Функциональная схема алгоритма выбора ступеней УВ по условию обеспечения статической устойчивости в ПАР

В блоке 1 формируются матрицы A и C уравнений УР и корректируются по возмущению и УВ, выбранным для обеспечения динамической устойчивости.

Формирование вектора утяжеления (изменения) режима (блок 2)

Для формирования вектора изменения режима (ВИР) определяются узлы, в которых, учитывая срабатывание ПО, возник небаланс активной мощности: избыток или дефицит. В соответствии с результатами выполненного анализа формируются четыре вектора размерности N :

- вектор избытков активной мощности $P_{изб}$ (больше нуля) и соответствующий ему вектор небалансов реактивной мощности $Q_{изб}$,
- вектор дефицитов активной мощности $P_{деф}$ (меньше нуля) и соответствующий ему вектор небалансов реактивной мощности $Q_{деф}$.

При этом вектор изменения режима V представляет собой изменения нагрузки в узлах схемы по линейному закону:

$$V_p = (P_{изб} + P_{деф}) \cdot (1 - K_V), \tag{5}$$

$$V_q = (Q_{изб} + Q_{деф}) \cdot (1 - K_V), \text{ для } K_V \leq 1, \tag{6}$$

$$V_q = P_{деф} \cdot tg_fi \cdot (1 - K_V), \text{ для } K_V > 1, \tag{7}$$

где V_p, V_q – активная и реактивная составляющие вектора V ;

K_V – длина вектора V ;

tg_fi – тангенс угла нагрузки в дефицитном районе, по умолчанию принят 0,5.

При K_V , равном нулю, вектор V целиком суммируется с вектором нагрузок исходного режима $S_{н.0} = P_{н.0} + jQ_{н.0}$ и расчетный режим совпадает с исходным.

При K_V , равном единице, расчетный режим определяет ПАР – с нормативным запасом по активной мощности и с учетом амплитуды нерегулярных колебаний.

Результаты работы блока являются исходными для последующих шагов расчета УВ по условиям допустимости ПАР.

Задание начальных условий по выбранным УВ (блок 3)

В блоке выполняется коррекция векторов нагрузки S_n и мощности турбин P_T и их номинальных значений $P_{Т.ном}$ (мощность генератора отличается от мощности турбины на малую величину, определяемую условиями сходимости итерационного процесса расчета уравнений установившегося режима) по выбранным УВ, дополнительным к УВ динамики. На первом шаге дополнительные (по условиям допустимости ПАР) УВ равны нулю.

Корректируются матрица A и доступные ступенчатые УВ на стадии их расчета.

Вход в этот блок происходит в четырех случаях:

- после формирования вектора утяжеления режима (из блока 2, один раз);
- после очередного шага расчета дополнительных непрерывных УВ (из блока 7) до тех пор, пока не обеспечен ПАР с требуемыми параметрами (блок 6);
- после задания ступенчатых УВ (из блока 9), объем и эффективное место реализации которых (множество узлов) определяется при расчете непрерывных УВ, до тех пор, пока не обеспечен допустимый ПАР со ступенчатым УВ;
- после задания балансирующих УВ (из блока 11).

В результате работы блока формируются текущие (на данном шаге) векторы S_n и $P_T, P_{Т.ном}$.

Расчет предельного режима с учетом изменения частоты (блок 4)

Расчет установившегося режима требует задания мощности нагрузок $S_{н.задан}$ и генераторов $P_{т.задан}$, $P_{т.ном}$. Учет изменения частоты выполняется путем задания известной линейной зависимости указанных параметров режима от частоты [4]:

$$\left. \begin{aligned} S_{н.задан} &= P_{н.задан} + jQ_{н.задан}, \\ P_{н.задан} &= P_{н} \cdot (1 + K_{н.f} \cdot D_f) + V_p, \\ Q_{н.задан} &= Q_{н} + V_q, \\ P_{т.задан} &= P_{т} - P_{т.ном} \cdot K_{г.f} \cdot D_f, \\ D_f &= \text{НБ} / (K_{г.f} \cdot \Sigma P_{т.ном} + K_{н.f} \cdot \Sigma P_{н}), \\ \text{НБ} &= \Sigma P_{т} - \Sigma P_{н} - \Delta P, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где параметры с индексом «задан» – исходные данные для расчета установившегося режима;

$K_{н.f}$, $K_{г.f}$ – регулирующие эффекты нагрузки и генерации по частоте;

D_f – изменение частоты в рассчитываемом режиме в относительных единицах (отнесено к 50 Гц);

НБ – первичный небаланс активной мощности по генерации и потреблению (на частоте исходного режима);

ΔP – потери активной мощности в рассчитываемом режиме.

Задание конкретного значения K_V позволяет рассчитать по (8) исходные данные для расчета установившегося режима, а по (1) и (2) – сам режим.

Расчет предельного режима сводится к определению предельного значения K_V , при котором совместное решение по (1), (2) и (8) существует.

Предельный режим (ПР) в настоящей версии алгоритма определяется с точностью до 0,1 % от длины вектора V .

Установившемуся ПАР соответствует $K_V = 1$, ПР – $K_V > 1$. На этапах расчета, когда $K_V < 1$, ПАР и ПР совпадают.

Расчет опасного сечения (блок 5)

Отправной точкой для определения опасного сечения (ОС) является формирование вектора изменения углов (ВИУ) по ветвям расчетной схемы при утяжелении от исходного режима к предельному.

Составляющая ВИУ для k -й ветви (между узлами i и j) определяется по критериальной функции:

$$\text{ВИУ}_k = (\delta_{ij \text{ ПР}} - \delta_{ij 0}) \cdot (a^{(1 - U_{i \text{ ПР}} \cdot U_{j \text{ ПР}} / U_{i 0} \cdot U_{j 0})}), \quad (9)$$

где a – число, больше 1 и меньше 10, по умолчанию принято 4.

Наибольшая по величине составляющая ВИУ определяет «самую опасную» ветвь. Эта ветвь и все ветви, связанные с ней и имеющие одинаковое с ней направление перетока активной мощности, определяют «самую опасную» угловую характеристику мощности и поэтому 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.

Контроль допустимости ПАР по статической устойчивости (блок 6)

Знание ПР и ОС позволяет определить допустимый (с запасом 8 % и с учетом нерегулярных колебаний) переток в ОС. Если он больше или равен перетоку в ПАР, то делается вывод о допустимости ПАР. В противном случае ответ отрицательный, при этом разница между расчетным и допустимым значениями перетоков определяет необходимую величину разгрузки ОС – $P_{разгр}$.

Расчет дополнительных (непрерывных) УВ (блок 7)

Термин непрерывные УВ связан с тем, что в этом случае выбор УВ осуществляется в предположении возможности управления генерацией и нагрузкой во всех узлах с непрерывным изменением мощности (вплоть до полного отключения).

Знание ОС позволяет, с использованием (8), определить эффективность УВ в частях 1 и 2, разделяемых ОС, на разгрузку ОС.

Обозначим:

$$\left. \begin{aligned} S_{сист} &= K_{г.ф} \cdot \Sigma P_{т.ном} + K_{н.ф} \cdot \Sigma P_{н}, \\ S_{ч1} &= K_{г.ф} \cdot \Sigma P_{т.ном1} + K_{н.ф} \cdot \Sigma P_{н1}, \\ S_{ч2} &= K_{г.ф} \cdot \Sigma P_{т.ном2} + K_{н.ф} \cdot \Sigma P_{н2}, \\ e_{ч1} &= S_{ч2} / S_{сист}, \\ e_{ч2} &= S_{ч1} / S_{сист}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

На каждом этапе расчета УВ фиксируется только одно ОС и для этого случая сумма эффективностей управления равна 1. По окончании расчета УВ могут выявиться несколько ОС, в этом случае сумма эффективностей управления не равна 1.

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

Суммарный объем УВ вычисляется как

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

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).

Выбор ступеней с заданным объемом УВ (блок 9)

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

Исходные данные по доступным УВ организованы в виде следующей структуры: каждое располагаемое УВ – это совокупность нескольких ступеней управления, а каждая ступень – это некоторое множество нагрузочных (или генераторных) узлов, для каждого из которых задана отключаемая мощность.

Рассмотрим для определенности выбор ступеней управления по нагрузке.

Для каждой ступени управления определяется цена отключения. Она задается в относительных единицах, по умолчанию – пропорционально суммарной отключа-

емой мощности. Кроме того, задается коэффициент, зависящий от номера ступени: для первой ступени цена умножается на 1, для второй – на 1,1, для третьей – на 1,2 и т. д. Для ступеней управления по генерации, помимо этого, могут вводиться дополнительные коэффициенты, связанные с типом электростанций (ГЭС, тепловая, атомная) или с другими факторами.

Задача заключается в том, чтобы для каждого УВ выбрать ступени управления с минимальной суммарной ценой и суммарной отключаемой мощностью (в пределах дефицитной части энергосистемы) не меньше необходимого объема.

Дефицитная и избыточная части определяются опасными сечениями, которые проявились в ходе расчета непрерывных УВ.

При выборе ступеней учитывается, что узлы, входящие в одну и ту же ступень управления, могут лежать по разные стороны от опасного сечения. При этом какие-то из ступеней могут оказаться неэффективными. Поэтому алгоритм организован в виде полного перебора всех возможных сочетаний ступеней всех заданных УВ.

Для уменьшения числа подлежащих рассмотрению сочетаний ступеней вначале выполняется их отбраковка: неэффективные ступени управления изымаются из списка. Если какое-то УВ содержит только неэффективные ступени, то данное УВ отбраковывается целиком. Критерий эффективности можно записать в следующем виде:

если $P_{ст} = P_{ст.ч.эф} + P_{ст.ч.неэф}$, то

$$P_{ст.ч.эф} \cdot e_{ч.эф} - P_{ст.ч.неэф} \cdot e_{ч.неэф} > 0, \quad (12)$$

где $P_{ст}$ – суммарный объем ступени (МВт);

$P_{ст.ч.эф}$, $P_{ст.ч.неэф}$ – объем ступени в эффективной и неэффективной части системы соответственно;

$e_{ч.эф}$, $e_{ч.неэф}$ – эффективность управления в эффективной и неэффективной части системы соответственно;

Если после отбраковки выясняется, что эффективных УВ для данной схемно-режимной ситуации вообще нет, то расчет прекращается и выдается сообщение о том, что подобрать ступени управления невозможно.

Остающиеся эффективные УВ ранжируются по суммарной отключаемой мощности. Пусть всего имеется N управляющих воздействий, а каждое k -е УВ имеет m_k ступеней (имеются в виду только эффективные УВ и ступени). Тогда полное число возможных вариантов (включая и ситуацию, когда ни одна из ступеней не выбрана) равно произведению:

$$S = (m_1 + 1) \cdot (m_2 + 1) \cdot \dots \cdot (m_N + 1). \quad (13)$$

Например, если в схеме заданы 4 управляющих воздействия и в каждом из них доступно по 3 ступени, то полное число возможных вариантов $S = 256$. В общем случае число ступеней для каждого УВ может быть различным.

Для перебора всех возможных сочетаний ступеней организуется цикл от 1 до S .

Если в энергосистеме задано достаточно много УВ (порядка 10 или более), то количество возможных сочетаний будет очень большим. Поэтому в ходе перебора

вариантов вся таблица сочетаний не запоминается. Одновременно в оперативной памяти хранится только очередной вариант и текущий минимум – сочетание, при котором обеспечивается перекрытие необходимого объема УВ при минимальной (среди всех ранее рассмотренных вариантов) суммарной цене. Как только на очередном шаге цикла удастся найти сочетание с меньшей суммарной ценой, перекрывающее требуемый объем УВ, – оно запоминается вместо прежнего варианта. Таким образом, после перебора всех возможных сочетаний будет найден минимум суммарной цены, при которой удовлетворяется требование по объему УВ.

Выбор ступеней управления по генерации осуществляется аналогично, со следующими отличиями:

- эффективными считаются управляемые генераторы, находящиеся в избыточной части системы;
- каждая ступень управления, как правило, содержит один генератор;
- в исходных данных не задается отключаемая мощность для каждой ступени – отключается целиком вся мощность генерации в данном узле.

Контроль несбалансированности ПАР и выбор дополнительных ступеней по допустимому небалансу (блоки 10, 11)

Допустимые небалансы в системе (результатирующие, от возмущения и действия противоаварийной автоматики) задаются в исходных данных: максимальный (больше нуля) и минимальный (меньше нуля).

Расчетный небаланс НБ вычисляется по (8).

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 допустимому небалансу являются дополнительными.

До работы блока 11 определились, в общем случае, избыточный и дефицитный районы. Если по условиям балансировки требуется ОН, то оно выполняется на множестве узлов, не включающем избыточный район. Аналогично при балансировке с ОГ выбирается множество узлов, не включающее дефицитный район. В остальном алгоритм блока 11 совпадает с алгоритмом блока 9.

Если балансирующие УВ не обеспечивают допустимость ПАР, то расчет прекращается с сообщением о невыполнении балансировки.

Если последующая проверка обеспечивает выполнение всех рассмотренных выше условий, то работа алгоритма расчета УВ по условию обеспечения статической устойчивости ПАР завершается успешно.

Работа алгоритма завершается и в случае, когда доступными УВ не удастся выполнить то или иное условие допустимости ПАР, при этом выдаются данные о выбранных ступенях УВ и сообщение о невыполненном условии. Чтобы не усложнять изложение основных положений разработанного алгоритма, эта логика не отражена на рис. 1.

Заключение

По изложенному алгоритму разработано программное обеспечение ЦСПА нового поколения, выполнены тестовые испытания, начата опытно-промышленная эксплуатация в ОЭС Востока.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 27.
2. Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Коцеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А. Повышение эксплуатационной надежности ЭЭС России средствами противоаварийного автоматического управления // Известия НИИ постоянного тока, 2010, № 64. – С. 12–22.
3. Воронина Т. Н., Кац П. Я., Косаревич Г. Б. Приближенный расчет послеаварийного режима энергосистемы в задачах централизованной противоаварийной автоматики // Сб. научных трудов НИИПТ «Противоаварийное управление и регулирование энергосистем», 1982. – С. 8–15.
4. Левит Л. М., Горбунова Л. М., Рабинович Р. С., Совалов С. А., Портной М. Г. О реакции протяженной энергосистемы на небалансы активной мощности // Электричество, 1982, № 1. – С. 20–23.

Исаев Егор Владимирович, инженер-программист первой категории отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: isaev-egor@yandex.ru

Кац Пинкус Янкелевич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: pkats@mail.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev.a@rambler.ru

Тен Евгений Альбертович, младший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eat_evgeny@mail.ru

Isaev E. V., Kats P. J., Lisitsyn A. A., Nikolaev A. V., Ten E. A.

Algorithm of estimation of static stability and choosing of control actions, based on criteria of static stability in post-emergency conditions.

The algorithm of estimation of static stability and computation of control actions is presented. Algorithm is developed for the security of a stability margins in a bottle necks taking into account of frequency variation in post-emergency conditions.

Key words: static aperiodic stability, stability margins, bottle neck, post-emergency conditions, frequency deviation, control action.

УДК 621.311

Е. В. Исаев, П. Я. Кац, А. А. Лисицын, А. В. Николаев, Е. А. Тен

Алгоритм расчета управляющих воздействий по условию обеспечения нормативного запаса по напряжению в узлах схемы и недопущения токовой перегрузки сетевых элементов в послеаварийном режиме энергосистемы

Представлен алгоритм расчета управляющих воздействий для обеспечения в послеаварийном режиме нормативного запаса по узловым напряжениям и недопущения перегрузки по току сетевых элементов, показано его место в алгоритме ЦСПА.

Ключевые слова: ЦСПА, энергосистема, устойчивость, послеаварийный режим, нормативные запасы по активной мощности и напряжению, перегрузка по току элемента энергосистемы, управляющие воздействия.

Введение

В общем случае рассматриваемые в статье вопросы не являются самостоятельными и в задаче автоматического предотвращения нарушения устойчивости решаются совместно с задачей обеспечения статической устойчивости параллельной работы электростанций.

В статье представлен алгоритм расчета управляющих воздействий для обеспечения нормативного запаса по узловым напряжениям и недопущения перегрузки по току сетевых элементов [1] и определено его место в алгоритме ЦСПА.

Математическая модель энергосистемы

Математическая модель энергосистемы для решения сформулированных выше задач полностью совпадает с описанной в [2] и включает в себя:

- генераторы – E за X , мощность (турбины) с учетом регулирующего эффекта по частоте ($K_{г,ф}$);
- нагрузки, моделируемые статическими характеристиками по напряжению и регулирующим эффектом по частоте ($K_{н,ф}$);
- аварийные возмущения – изменение (отключение) генераторов, изменение нагрузок, отключение ветвей;
- управляющие воздействия (УВ) – изменение генераторов, отключение генераторов, изменение нагрузок.

По умолчанию внутреннее (индуктивное) сопротивление генератора принято 10^{-6} Ом (при этом учитываются ограничения на выдачу и прием реактивной мощности), нагрузки – постоянными отборами активной и реактивной мощности, управляемые реакторы (как и синхронные компенсаторы) – генераторами с номинальной (активной) мощностью, равной нулю.

Расчет установившихся режимов базируется на совместном решении двух систем уравнений:

$$\mathbf{C} \cdot \boldsymbol{\delta} = \mathbf{D}, \quad (1)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{U} = \mathbf{B}. \quad (2)$$

Уравнение (1) – 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 [3]. Уравнения составляются для всех узлов кроме балансирующего.

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

$$P_{ij} = |U_i| \cdot |U_j| \cdot |K_{ij}| \cdot |Y_{ij}| \cdot \delta_{ij}, \quad (3)$$

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 (3).

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

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

Уравнение (2) – матричное уравнение баланса токов в узлах, записанное в комплексной форме. \mathbf{A} – квадратная матрица проводимостей сети размером $N \times N$ (N – число узлов схемы), включает в диагональных элементах проводимости генераторов (10^{-6} См) и шунтов нагрузок в исходном режиме, определяемых для i -х узлов как:

$$Y_{0ni} = S'_{0ni} / |U_i|^2, \quad (4)$$

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

$|U_i|$ – величина напряжения в узле.

Вектор \mathbf{B} имеет размерность тока и определяется векторами ЭДС генераторов и разностью заданных и расчетных значений мощности нагрузок.

Вектор изменения режима V определяется аварийными небалансами активной и реактивной мощности в узлах схемы вследствие срабатывания пускового органа:

$$V_p = (P_{изб} + P_{деф}) \cdot (1 - K_V), \quad (5)$$

$$V_q = (Q_{изб} + Q_{деф}) \cdot (1 - K_V), \quad \text{для } K_V \leq 1, \quad (6)$$

$$V_q = P_{деф} \cdot tg_fi \cdot (1 - K_V), \quad \text{для } K_V > 1, \quad (7)$$

где V_p , V_q – активная и реактивная составляющие вектора V ;

K_V – длина вектора V ;

tg_fi – тангенс угла нагрузки в дефицитном районе, по умолчанию принят 0,5.

При K_V , равном нулю, вектор V целиком суммируется с вектором нагрузок исходного режима $S_{н.0} = P_{н.0} + jQ_{н.0}$ и расчетный режим совпадает с исходным.

Учет изменения частоты выполняется путем задания известной линейной зависимости указанных параметров режима от частоты [4]:

$$\left. \begin{aligned}
 S_{\text{н.задан}} &= P_{\text{н.задан}} + jQ_{\text{н.задан}}, \\
 P_{\text{н.задан}} &= P_{\text{н}} \cdot (1 + K_{\text{н.}f} \cdot D_f) + V_p, \\
 Q_{\text{н.задан}} &= Q_{\text{н}} + V_q, \\
 P_{\text{т.задан}} &= P_{\text{т}} - P_{\text{т.ном}} \cdot K_{\text{г.}f} \cdot D_f, \\
 D_f &= \text{НБ} / (K_{\text{г.}f} \cdot \Sigma P_{\text{т.ном}} + K_{\text{н.}f} \cdot \Sigma P_{\text{н}}), \\
 \text{НБ} &= \Sigma P_{\text{т}} - \Sigma P_{\text{н}} - \Delta P,
 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где параметры с индексом «задан» – исходные данные для расчета установившегося режима;

$K_{\text{н.}f}, K_{\text{г.}f}$ – регулирующие эффекты нагрузки и генерации по частоте;

D_f – изменение частоты в рассчитываемом режиме в относительных единицах (отнесено к 50 Гц);

НБ – первичный небаланс активной мощности по генерации и потреблению (на частоте исходного режима);

ΔP – потери активной мощности в рассчитываемом режиме.

Задание конкретного значения K_V позволяет рассчитать по (8) исходные данные для расчета установившегося режима, а по (1) и (2) – сам режим.

Расчет предельного режима сводится к определению предельного значения K_V , при котором совместное решение по (1), (2) и (8) существует.

Предельный режим (ПР) в настоящей версии алгоритма определяется с точностью до 0,1 % от длины вектора V .

Установившемуся ПАР соответствует $K_V = 1$, ПР – $K_V > 1$. На этапах расчета, когда $K_V < 1$, ПАР и ПР совпадают.

Общая функциональная схема алгоритма расчета УВ для обеспечения в ПАР нормативных запасов по активной мощности и напряжению и недопущения перегрузки по току представлена на рис. 1.

В блоках 1–4, с внутренним циклом по блокам 2–4, выполняется расчет непрерывных УВ, требующихся для обеспечения нормативного запаса по активной мощности в ПАР [2].

Термин непрерывные УВ связан с тем, что в этом случае выбор УВ осуществляется в предположении возможности управления генерацией и нагрузкой во всех узлах с непрерывным изменением мощности (вплоть до полного отключения).

Расчет утяжеленного на нерегулярные колебания режима (блок 5)

К блоку 5 происходит обращение только в случае, если УВ обеспечивают ПАР с нормативным запасом по активной мощности (с учетом запаса на нерегулярные колебания). Проверка допустимости уровней напряжения должна выполняться в установившемся режиме, утяжеленном на величину нерегулярных колебаний в опасном сечении ($УР_{\text{н.к}}$). При этом используется рассмотренная выше процедура расчета УР (с уравнениями 5–7) с представлением ВИР в виде:

$$V_p = P_{\text{изб}} \cdot (1 - K_{V_{\text{изб}}}) + P_{\text{деф}} \cdot (1 - K_{V_{\text{деф}}}), \quad (9)$$

$$V_q = Q_{\text{изб}} \cdot (1 - K_{V_{\text{изб}}}) + Q_{\text{деф}} \cdot (1 - K_{V_{\text{деф}}}), \text{ для } K_V \leq 1, \quad (10)$$

$$V_q = P_{\text{деф}} \cdot \text{tg}_{\text{fi}} \cdot (1 - K_{V_{\text{деф}}}), \text{ для } K_V > 1. \quad (11)$$

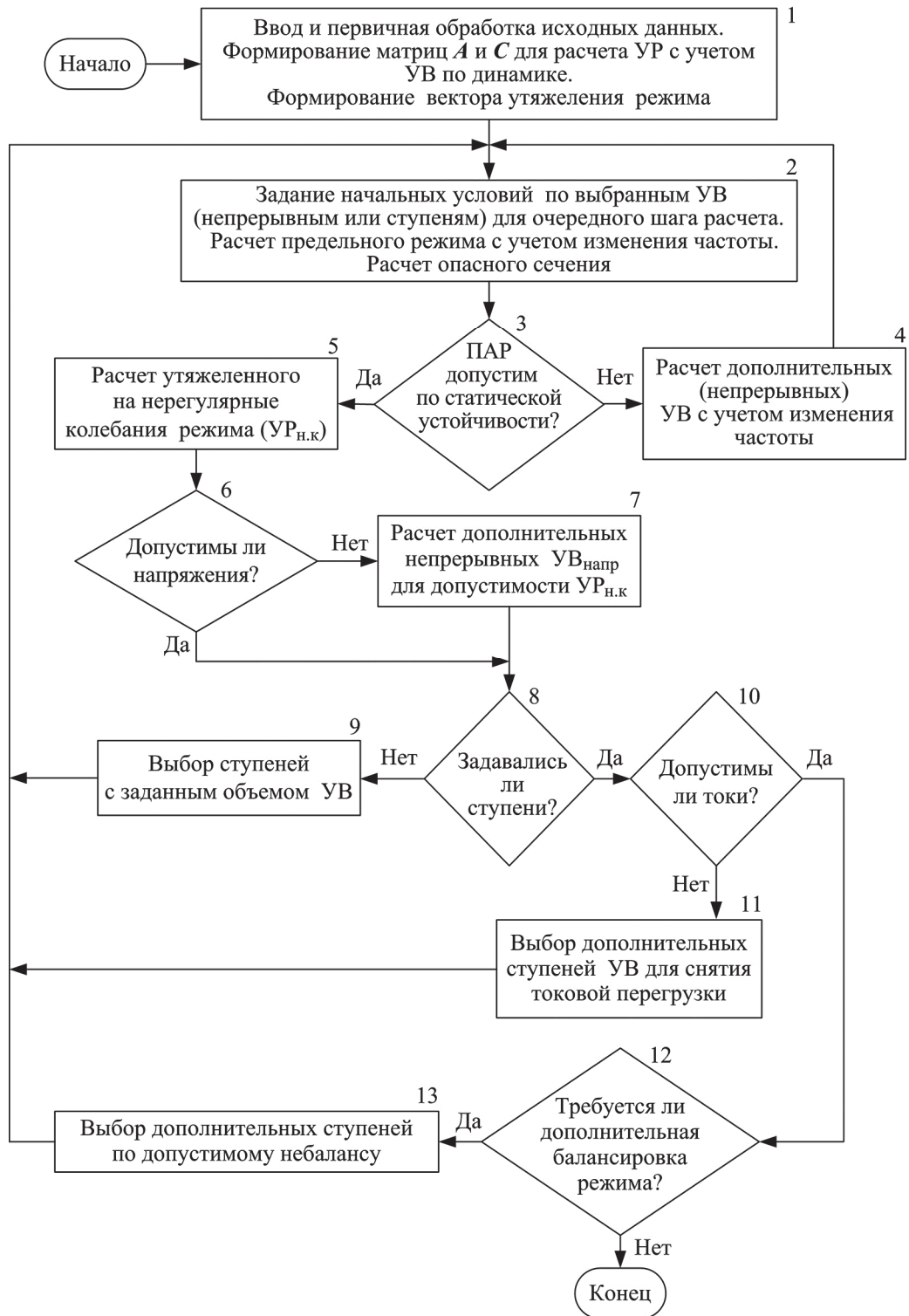


Рис. 1. Общая функциональная схема алгоритма расчета УВ для обеспечения в ПАР нормативных запасов по активной мощности и напряжению и недопущения перегрузки по току

Отличие последних уравнений от уравнений (5)–(7) заключается в том, что для избыточной и дефицитной составляющих ВИР вводятся различные длины. Тем самым моделируется изменение режима различными по величине изменениями генерации в избыточной части и нагрузки в дефицитной части системы.

Требуемые значения перетоков в общем случае двух опасных сечений (ОС) определяются по выражениям:

$$P_{\text{ПАР_н.к 1}} = P_{\text{ПАР 1}} + dP_{\text{н.к 1}},$$

$$P_{\text{ПАР_н.к 2}} = P_{\text{ПАР 2}} + dP_{\text{н.к 2}},$$

где $P_{\text{ПАР_н.к 1}}$, $P_{\text{ПАР_н.к 2}}$ – требуемые значения перетоков в утяжеленном режиме соответственно в ОС₁ и ОС₂ ($УР_{\text{н.к}}$);

$P_{\text{ПАР 1}}$, $P_{\text{ПАР 2}}$ – величины перетоков в ПАР в ОС₁ и ОС₂;

$dP_{\text{н.к 1}}$, $dP_{\text{н.к 2}}$ – амплитуды нерегулярных колебаний в ОС₁ и ОС₂.

Построенная итерационная процедура, путем изменения $K_{V \text{ изб}}$ и $K_{V \text{ деф}}$, обеспечивает требуемое решение.

Контроль допустимости уровней узловых напряжений (блок 6)

В блоке сравниваются величины напряжения в каждом узле дефицитной части системы с величинами $U_{\text{доп}}$, допустимыми по [1].

Расчет дополнительных непрерывных $УВ_{\text{напр}}$ для обеспечения допустимого уровня напряжения (блок 7)

В блоке 7 в утяжеленном режиме $УР_{\text{н.к}}$ итерационно определяется необходимый объем отключения нагрузки ($УВ_{\text{напр}}$) в дефицитной части системы. Объем отключаемой на шаге итерации нагрузки определяется пропорционально суммарному потреблению в дефицитной части и максимальному снижению напряжения:

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

Величина dP ограничена снизу 20 МВт и сверху – 100 МВт.

Отключение нагрузки, как и при обеспечении запаса по активной мощности, осуществляется в узлах с наименьшими (относительными) величинами напряжения.

Отключаемая по условию обеспечения нормативного запаса по напряжению нагрузка ($УВ_{\text{напр}}$) суммируется с нагрузкой, которую необходимо отключить по условию обеспечения статической устойчивости (запаса по активной мощности). Этот объем и является первым заданием для выбора ступеней $УВ$.

Контроль первого обращения к выбору ступеней $УВ$ (блок 8)

Необходимость такого контроля продиктована тем, что в разработанном алгоритме дополнительные $УВ$ для обеспечения нормативного запаса по напряжению выбираются по логике непрерывных $УВ$. Являясь составляющей задания для выбора ступеней $УВ$, $УВ_{\text{напр}}$ 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 $УВ$.

Выбор ступеней с заданным объемом УВ (блок 9)

Как в [2], выбор ступеней с заданным объемом УВ осуществляется путем полного перебора всех сочетаний ступеней и выбора из них сочетания с достаточным объемом и минимальной ценой.

Контроль допустимости токовой загрузки сетевых элементов системы (блок 10)

В качестве допустимых токовых нагрузок элементов схемы в базе данных ЦСПА предусмотрено одно поле, являющееся достаточным для моделей линий электропередачи. А для моделей трансформаторов (автотрансформаторов) это означает, что допустимое значение тока должно быть отнесено только к одной из обмоток: высокого или низкого напряжения. По умолчанию контролируемая сторона должна соответствовать начальному узлу ветви.

Для каждой перегруженной по току ветви в блоке определяется относительная величина перегрузки по току:

$$D_i = I_{\text{расч}} / I_{\text{доп}}, \quad (13)$$

где $I_{\text{расч}}$, $I_{\text{доп}}$ – расчетная и допустимая (в УР_{н.к.}) величины тока в ветви;

D_i – относительная величина перегрузки (больше 1).

Величине D_i сопоставляется расчетная (прогнозная) величина необходимой загрузки по активной мощности D_p , вычисляемая по формуле:

$$D_p = P_{\text{расч}} \cdot (D_i - 1) / D_i, \quad (14)$$

где $P_{\text{расч}}$ – величина перетока активной мощности в ветви в УР_{н.к.}

Выбор дополнительных ступеней УВ для снятия токовой перегрузки (блок 11)

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

Из числа перегруженных ветвей определяется ветвь с максимальным значением D_p , обозначим $D_{p \text{ макс.}}$

В рассматриваемом блоке для всех неиспользованных ступеней (и по генерации, и по нагрузке) вычисляются так называемые коэффициенты потокораспределения активной мощности (коэффициенты потокораспределения), определяющие изменение перетоков в ветвях схемы по величине и направлению от действия той или иной ступени.

Для этих целей используются уравнения (1), с заданием вектора правой части D по данным соответствующей ступени УВ. В результате решения уравнений определяются изменения фаз узловых напряжений, по которым вычисляются изменения углов по ветвям схемы. Умножение изменения угла по ветви на «предельный» переток в ветви (см. уравнение (3)) – соответствующий коэффициент матрицы C уравнений (1) – определяет искомый коэффициент потокораспределения (на этом базируется прогноз послеаварийного потокораспределения активной мощности в действующих ЦСПА).

По данным коэффициентов потокораспределения определяется совокупность ступеней (отдельно для генерации и нагрузки), обеспечивающих разгрузку указанной выше ветви с $D_{p \max}$.

Логическим анализом определяется какую из совокупностей (по генерации или нагрузке) следует использовать на данном шаге расчета. Например, пусть более эффективно управление по генерации, но по условию обеспечения допустимого небаланса в системе необходимо управление нагрузкой. В такой ситуации будет применено УВ по нагрузке.

Контроль несбалансированности ПАР и Выбор дополнительных ступеней по допустимому небалансу (блоки 12, 13)

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

Расчетный небаланс вычисляется по (8).

Если расчетный небаланс выходит за границы заданных допустимых небалансов, то выполняется дополнительный выбор УВ в блоке 13, как это описано в [2]. При этом УВ, выбранные по всем условиям допустимости ПАР, являются базовыми, а УВ по небалансу являются дополнительными.

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

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 рис. 1.

Иллюстрация работы алгоритма ЦСПА с функцией выбора ступенчатых УВ для обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению и допустимой токовой загрузки в ПАР

Для иллюстрации работы алгоритма была разработана схема, изображенная на рис. 2.

В схеме приняты следующие параметры сети:

$$P_{r1} = P_{r2} = P_{r3} = P_{r4} = 150 \text{ МВт};$$

$$X_{56} = 30 \text{ Ом}, X_{57} = 20 \text{ Ом}, X_{67} = 30 \text{ Ом}, X_{78} = 50 \text{ Ом};$$

$$P_{n6} = 140 \text{ МВт}, P_{n7} = 400 \text{ МВт};$$

$$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$$

$$I_{56 \text{ доп}} = I_{67 \text{ доп}} = 600 \text{ А}, I_{78 \text{ доп}} = 756 \text{ А}.$$

В числе доступных УВ все генераторы в узле 5 ступенями по 150 МВт и нагрузка в узле 7 – четыре ступени по 100 МВт.

В исходном режиме питание нагрузки в узлах 6 и 7 осуществляется за счет четырех генераторов суммарной мощностью 600 МВт, по эквивалентной связи 5–7 и шунтирующему транзиту 5–6–7.

При аварийном отключении связи 5–7 происходит наброс мощности на шунтирующий транзит с нарушением статической устойчивости. Ниже приводятся результаты работы алгоритма по расчету УВ.

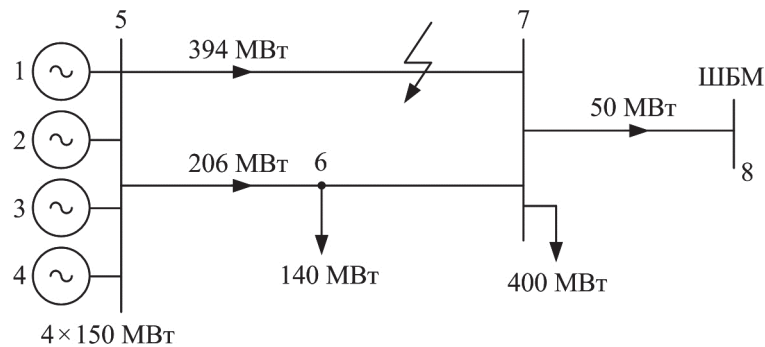


Рис. 2. Тестовая схема сети

Для ввода режима в допустимую область по условию статической устойчивости, с обеспечением необходимых запасов, необходимо снижение загрузки генераторов в узле 5 на 168 МВт (цикл 6 – число входов в блок 2). На этом же шаге расчета определяется утяжеленный на нерегулярные колебания режим и в нем проверяется допустимость узловых напряжений.

Запас по напряжению на шагах расчета определяется как $(U_{\text{расч}} - U_{\text{доп}}) / U_{\text{доп}}$ (для обеспечения нормативного коэффициента запаса величина должна быть положительна).

Минимальный запас по напряжению выявлен в узле 7 и составляет 8 %. На этом выбор непрерывных УВ завершается и по алгоритму выполняется подбор ступеней УВ. В конце шага 6 выбираются две ступени генераторов в узле 5.

На следующем шаге (7) определено, что выбранные ступени генераторов обеспечивают устойчивость, но при этом токовая нагрузка связи 5–6 (961 А) выше допустимой величины 600 А. На этом же шаге для ликвидации токовой перегрузки связи 5–6 выбрано отключение еще одного генератора в узле 5.

На шаге 8 определено, что выбранные выше три ступени генераторов обеспечивают устойчивость ПАР, но не обеспечивают нормативный запас по напряжению и дополнительно в узле 7 требуется отключение 20 МВт нагрузки. В соответствии с этим заданием на объем УВ на этом же шаге дополнительно к ранее выбранным трем ступеням генераторов выбирается одна ступень нагрузки в узле 7 мощностью 100 МВт.

На следующем шаге (9) определено, что выбранные на предыдущем шаге УВ обеспечивают устойчивость и допустимый уровень напряжения (минимальный запас по напряжению 10 % в узле 7), но на связи 7–8 недопустимо высокая токовая нагрузка (904 А при допустимой величине 756 А). На этом же шаге для ликвидации токовой перегрузки связи 7–8 выбирается дополнительная ступень нагрузки в узле 7 и все выбранные ступени – три ступени по генерации и две ступени по нагрузке – подаются на следующий, десятый, шаг расчета.

На шаге 10 фиксируется, что все условия допустимости ПАР выполнены: статическая устойчивость с нормативным запасом 8 % и запасом на амплитуду нерегулярных колебаний, допустимый уровень напряжения во всех узлах схемы, отсутствие токовой перегрузки связей и сбалансированность по допустимому небалансу.

На рис. 3 приведена результирующая печать работы алгоритма по расчету УВ в примере рис. 2.

О К О Н Ч А Т Е Л Ь Н Ы Й Р Е З У Л Ь Т А Т
#2 УВ ПО СТАТИКЕ ВЫБРАНЫ

Ступени управления по генерации
Для УВ 1 выбрана ступень 1
Для УВ 2 выбрана ступень 1
Для УВ 3 выбрана ступень 1

Ступени управления по нагрузке
Для УВ 5 выбрана ступень 2

У П Р А В Л Я Ю Щ И Е В О З Д Е Й С Т В И Я П О Г Е Н Е Р А Ц И И

1 150
2 150
3 150

У П Р А В Л Я Ю Щ И Е В О З Д Е Й С Т В И Я П О Н А Г Р У З К Е

7 200

Суммарное управление по генерации 449.9999
Суммарное управление по нагрузке 200
Небаланс режима с учетом потерь -249.9999

П Е Р Е Т О К И М О Щ Н О С Т И В О П А С Н Ы Х С Е Ч Е Н И Я Х П Р И В В Е Д Е Н Н О М У П Р А В Л Е Н И И

Сечение 1
1: BEG = 6 END = 7

Предельный переток в сечении = 138.7027
Мощность нерегулярных колебаний = 13.6123
Допустимый по устойчивости переток в сечении = 113.9942
Расчетный переток в сечении = 9.6279

Запас по напряжению, проц. 16.0774
Число ветвей, перегружавшихся по току: 2

Ветвь 5 - 6
Ток исходного режима 564.5285
Ток утяжеленного послеаварийного режима 961.1155
Допустимый ток 600
Ток после ввода УВ 489.8184

Ветвь 7 - 8
Ток исходного режима 193.3013
Ток утяжеленного послеаварийного режима 904.3984
Допустимый ток 756.3
Ток после ввода УВ 583.6337

Рис. 3. Печать результатов расчета УВ для обеспечения нормативных запасов по активной мощности и напряжению и предотвращению перегрузки по току в ПАР

Заключение

По изложенному алгоритму разработано программное обеспечение ЦСПА нового поколения, выполняются тестовые испытания для ввода в опытно-промышленную эксплуатацию в ОЭС Востока.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 27.
2. *Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А., Исаев Е. В.* Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости послеаварийного режима // В настоящем журнале. – С. 48–57.
3. *Воронина Т. Н., Кац П. Я., Косаревич Г. Б.* Приближенный расчет послеаварийного режима энергосистемы в задачах централизованной противоаварийной автоматики // Сб. научных трудов НИИПТ «Противоаварийное управление и регулирование энергосистем», 1982. – С. 8–15.
4. *Левит Л. М., Горбунова Л. М., Рабинович Р. С., Совалов С. А., Портной М. Г.* О реакции протяженной энергосистемы на небалансы активной мощности // Электричество, 1982, № 1. – С. 20–23.

Исаев Егор Владимирович, инженер-программист первой категории отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: isaev-egor@yandex.ru

Кац Пинкус Янкелевич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: pkats@mail.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev.a@rambler.ru

Тен Евгений Альбертович, младший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eat_evgeny@mail.ru

Isaev E. V., Kats P. J., Lisitsyn A. A., Nikolaev A. V., Ten E. A.

Algorithm of control actions computation based on the criteria of security of voltage margins in power systems' nodes and exclusion of overcurrent of grid elements in a post-emergency conditions.

The algorithm of control actions computation based on the criteria of security of voltage margins in power systems' nodes and exclusion of overcurrent of grid elements in post-emergency conditions is presented. The place of this algorithm in a centralized emergency automation algorithm is shown.

Key words: centralized emergency control system, power system, stability, post-emergency conditions, voltage and power margins, overcurrent, control action.

УДК 621.314

Ф. Н. Гайдамакин, С. И. Демидов

Аппаратные и программные средства комплекса ЦСПА ОЭС Востока

Представлены программно-технические решения, использованные при создании ЦСПА ОЭС Востока. Описаны принципы и технологии, применявшиеся для организации распределенных вычислений.

Ключевые слова: ЦСПА, пусковой орган, распределенные вычисления, таблица управляющих воздействий.

Основные задачи ЦСПА

Задачами ЦСПА являются:

- повышение межрегиональных обменов мощности и, соответственно, степени использования энергетического оборудования электростанций и энергосистем;
- локализация, предотвращение развития аварий и обеспечение синхронной работы отдельных частей ЕЭС в послеаварийных режимах;
- сохранение статической устойчивости при аварийных возмущениях режима (отключение ВЛ сети 500 кВт, отключение энергоблока 800 МВт и т. д.).

Основная задача ЦСПА – рассчитать все параметры электрического режима после каждого возможного аварийного нарушения (что будет после...).

Далее – определить необходимые управляющие воздействия (УВ) для предотвращения развития аварии (отключение потребителей, снижение мощности генерации, автоматическая частотная разгрузка, деление энергосистемы, электрическое торможение генераторов и пр.).

Полученная таблица решений (что делать, если...) доставляется до исполняющих устройств ПА (на подстанциях и электростанциях).

При фиксировании аварийного возмущения низовые устройства ПА предпринимают подготовленные сервером ЦСПА алгоритмы действия.

Техническое решение

ЦСПА представляет собой комплекс технических и программных средств, образующий двухуровневую систему противоаварийного управления: сервер ЦСПА верхнего уровня и распределенная сеть локальных устройств ПА энергоузлов, которые могут выполнять функции контроллеров ЦСПА, а также работать в автономном режиме автоматики предотвращения нарушений устойчивости (АПНУ) [1].

Комплекс «Сервер ЦСПА» обеспечивает бесперебойную работу в режиме 7×24 и выполнение расчетов с последующей передачей на удаленный контроллер противоаварийного управления (УКПА) – программно-аппаратный комплекс, реализующий управляющие воздействия.

Программно-технический комплекс (ПТК) противоаварийной автоматики обеспечивает выполнение следующих функций:

- прием и передача данных: прием данных телеизмерений и телесигналов от диспетчерских систем телемеханики;

- прием сигналов аварийных возмущений и передача таблиц управляющих воздействий (ТУВ) на нижестоящие комплексы противоаварийного управления;
- прием информации о работе устройств нижестоящих ПА, передача информации о работе комплекса в диспетчерские оперативные информационные комплексы (SCADA);
- обработка полученных данных (преобразование потока данных и приведение его к принятой системе представления величин, достоверизация информации, обработка данных для получения вычисляемых параметров, обработка данных для синтеза и актуализации расчетных моделей);
- хранение данных (формирование базы данных реального времени и архивирование данных (управление наполнением архивов данными – глубина и цикличность, администрирование архивов (копирование, восстановление и др.), сервис доступа к системе архивирования данных (внешний программный интерфейс с учетом политики безопасности и надежности, в том числе импорт/экспорт данных), хранение и архивирование изменений информационной модели);
- администрирование и управление (единая система обработки событий, оповещения и ведения журнала событий; управление единым временем; контроль и диагностирование программно-аппаратного комплекса ЦПА, а также средств коммуникации; управление конфигурацией ЦПА; управление правами доступа к различным элементам ЦПА для пользователей разных уровней; управление состоянием и ресурсами ЦПА и др.);
- выполнение технологических приложений (расчет УВ);
- отображение информации (отображение в графическом виде состояния и режимов работы ПТК, объектов и каналов межмашинного обмена; текущую настройку пусковых органов комплекса; оперативные и аварийные сообщения об изменении состояния и режимов работы ПТК, срабатывании пусковых органов и реализации УВ).

УВ формируются циклически комплексом расчетных задач, реализующих алгоритмы ЦСПА. Расчетные задачи запускаются на выполнение и контролируются системой управления.

Управляющая система обеспечивает циклическое выполнение расчетных задач по заданному алгоритму, а также обеспечивает выполнение других сервисных задач сервера ЦСПА (рис. 1).

Для обеспечения функционирования Системы четыре сервера объединяются в два отказоустойчивых кластера через общую дисковую стойку и стандартный сервис кластеризации операционной системы Microsoft Windows Server 2003 (рис. 2).

Основной (расчетный) кластер создается на базе двух серверов. Архивный кластер также создается на базе двух серверов.

На кластере № 1 (расчетный) выполняются группы подсистем «Система оповещения», «Сервисы», «Технологический цикл», «Шлюз ММО», «Супервизор», «Оперативная БД», «Контроллер связи», «Контроль топологии сети» и другие вспомогательные компоненты. Расчетный кластер функционирует под управлением ОС Microsoft Windows Server 2003 x64.

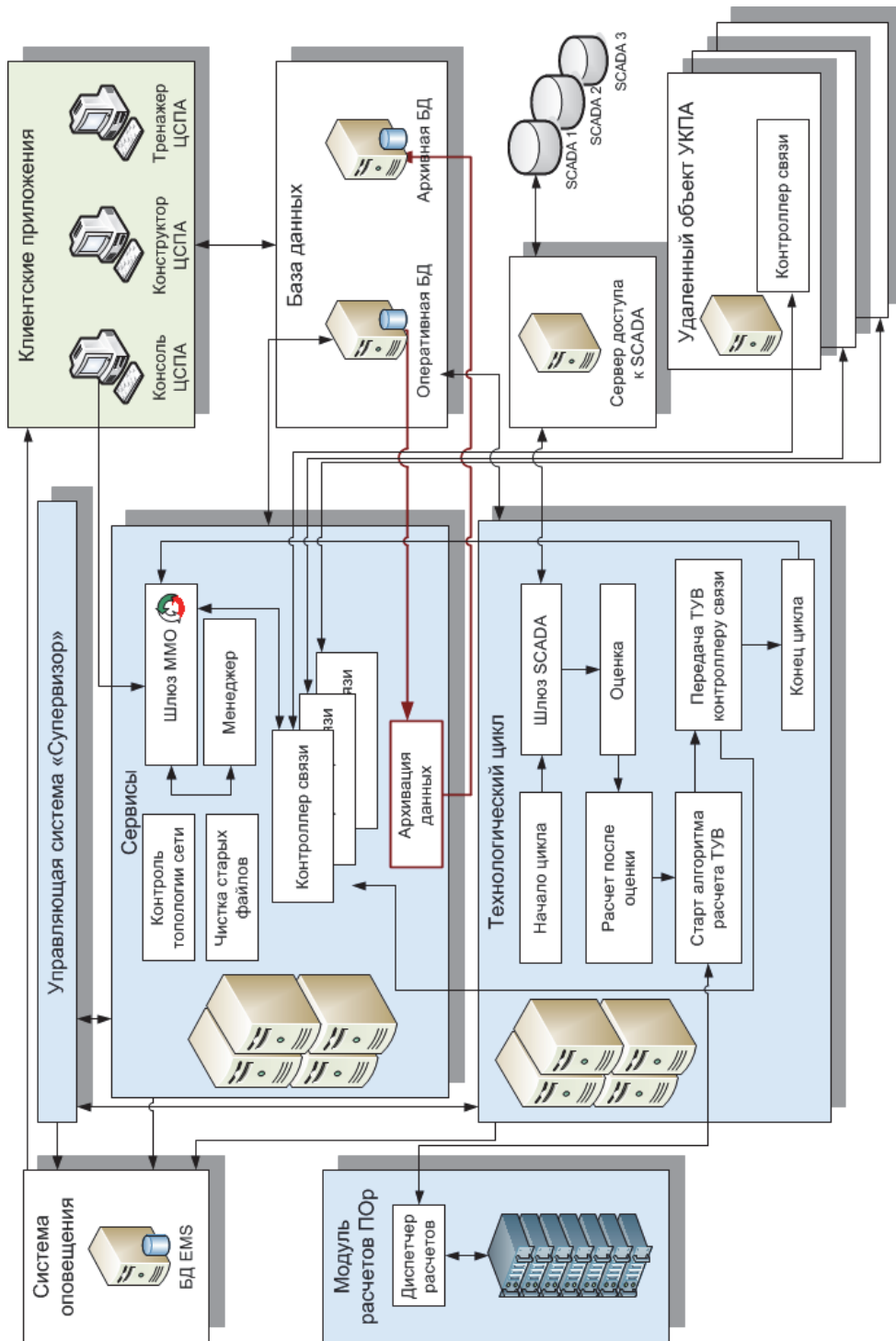


Рис. 1. Структурная схема ЦСПА

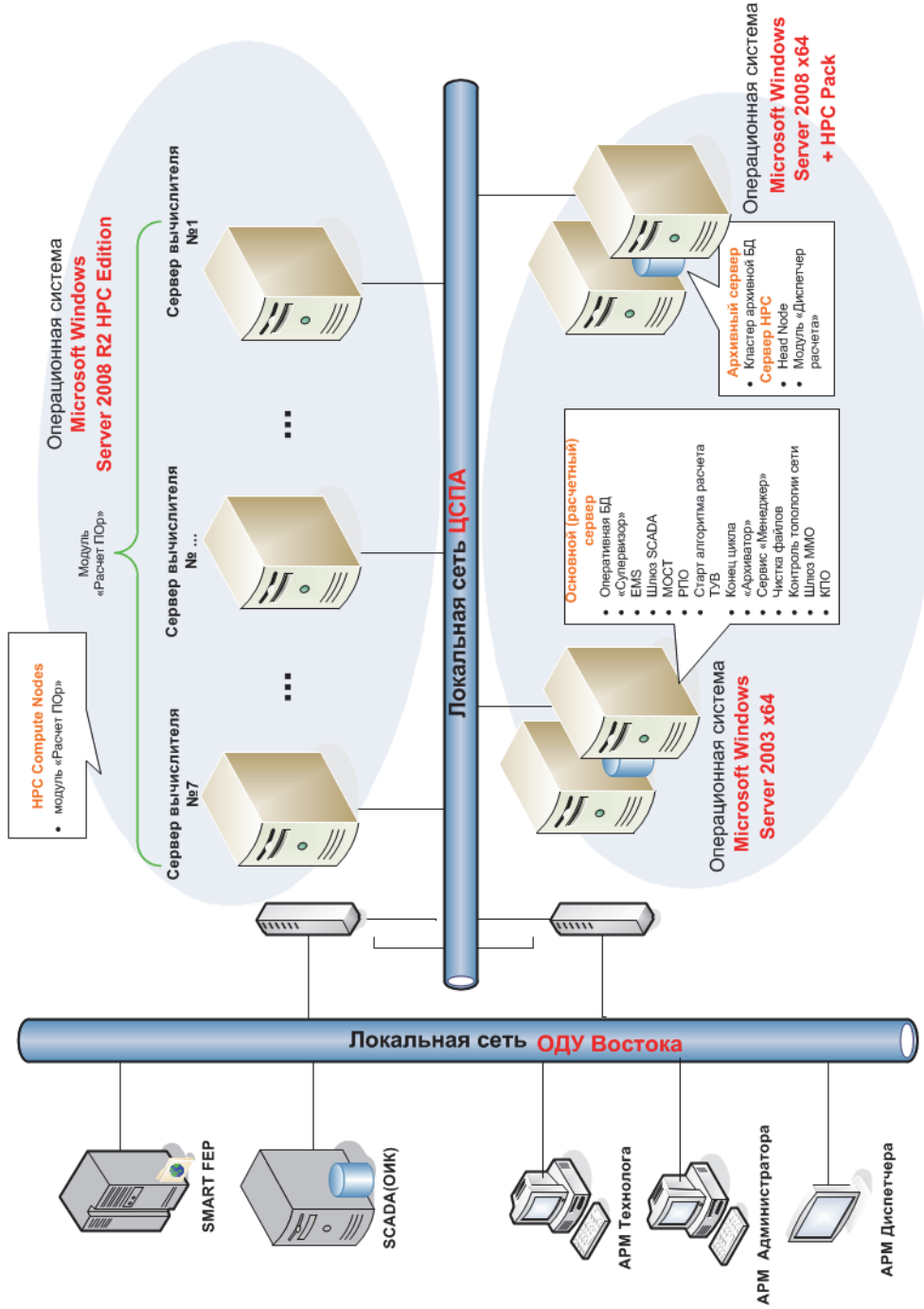


Рис. 2. Организация распределенных вычислений в ЦСПА

На кластере № 2 (архивный) размещается программное обеспечение, работающее с архивной БД, а также HPC Head Node и модуль «Диспетчер расчета». Архивный кластер функционирует под управлением ОС Microsoft Windows Server 2008 x64 + HPC Pack.

База данных Microsoft SQL 2005, необходимая для работы специализированного программного обеспечения ПТК ЦСПА, устанавливается на дисковую стойку IBM DS 3400. Дисковая стойка содержит 5 жестких дисков по 600 Гб каждый. Диски № 1 и № 2, а также № 3 и № 4 объединяются в массивы RAID1 с соответствующими номерами № 1 и № 2. Массив № 1 используется для установки базы данных основного кластера, массив № 2 используется для установки базы данных архивного кластера. Диск № 5 используется в режиме Hot Spare.

Модуль «Расчет ПОр» размещается на 7 серверах под управлением операционной системы Microsoft Windows Server 2008 R2 HPC Edition.

Указанные 7 серверов конфигурируются как HPC Compute Nodes.

Решение MS HPC

Кластер HPC для ЦСПА состоит из 8 узлов: 1 HeadNode в конфигурации *failover cluster* (серверы HEAD1 и HEAD2) и 7 ComputeNode (серверы COMPUTEN1–COMPUTEN7). Два из ComputeNode (COMPUTEN6 и COMPUTEN7) также имеют роль WCFBrokerNode.

На HPC развернут расчетный модуль на каждом из ComputeNode в виде dll (ModuleOfParallelization.dll) с WCF-сервисом расчета (ParallelizationService) и конфигурационным файлом для него.

С управляющего сервера ЦСПА 1 раз в 30 с происходит запрос на расчет параметров компенсирующих воздействий – этот запрос представляет собой описание электрической сети со списком аварийных возмущений (пусковых органов), для которых необходимо произвести расчет выходных параметров.

Для каждого пускового органа формируется асинхронный вызов метода WCF-сервиса на вычисление (метод Calculate сервиса ParallelizationService), после чего происходит ожидание завершения всех вызовов с целью выдачи результата вычислений для всех пусковых органов. То есть запускается пакетное вычисление (*batch process*), которое делится по пусковым органам и запускается параллельно на вычисление на HPC-кластере. HPC-кластер с помощью брокеров WCFBroker распределяет запросы на вычисление между узлами.

Результат для заказчика

- балансирование вычислительной нагрузки по производительности;
- обеспечение отказоустойчивости (автоматическое перераспределение вычислительной нагрузки);
- масштабирование вычислительной мощности;
- реализация большого количества параллельных сложных расчетов – повышение адаптивности ЦСПА к условиям энергосистемы;
- увеличение производительности и уменьшение времени суммарного расчета всех пусковых органов.

Обмен информацией между сервером ЦСПА и устройствами ПА

Для обеспечения обмена информацией с сервером ЦСПА в УКПА предусмотрено встроенное программное обеспечение, которое обеспечивает прием и отправку данных в контроллер связи ЦСПА [2]. Программное обеспечение разработано в виде коммуникационного модуля (КМ) в составе программного обеспечения УКПА.

На стороне ЦСПА в обмене с КМ УКПА участвует контроллер связи (КС) ЦСПА (рис. 3). Контроллер связи получает данные от модуля технологического цикла ЦСПА «Передача ТУВ контроллеру связи», а также участвует в обмене данными с другими подсистемами ЦСПА посредством компонента ЦСПА «Шлюз межмашинного обмена» (шлюз ММО).

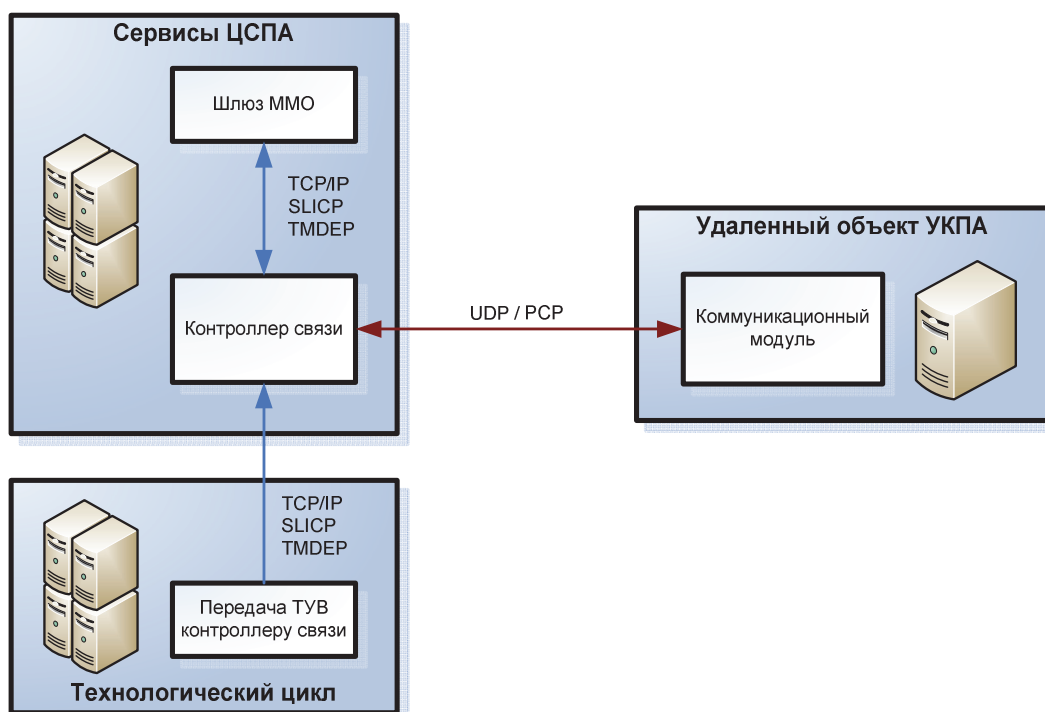


Рис. 3. Схема информационного взаимодействия между ЦСПА и УКПА

Протоколы связи

КС и КМ осуществляют обмен информацией посредством протоколов UDP и PCP. На стороне УКПА используется порт UDP № 10000. На стороне ЦСПА номер порта UDP настраивается посредством конфигурационного файла.

Программное обеспечение

Контроллер связи ЦСПА создан на основе C++/MCF и функционирует под управлением Microsoft Windows Server.

Коммуникационный модуль УКПА создан на основе C++ и функционирует под управлением ОС QNX 6.2.

Требования к каналам связи

К каналам связи между ЦСПА и УКПА предъявляются следующие требования:

- минимальная пропускная способность в направлении:
 - ♦ от УКПА к ЦСПА – 256 Кбит/с;
 - ♦ от ЦСПА в УКПА – 128 Кбит/с;
- количество потерь в канале – не более 2 %;
- задержка передачи данных в одну сторону – не более 300 мс.

Передаваемый объем данных

В процессе информационного взаимодействия ведется обмен данными следующих объемов:

- в направлении от УКПА к ЦСПА пиковые объемы данных в течение 1 с могут достигать $(6000 + 18 \cdot \text{ПО}_{\text{УКПА}} + 18 \cdot \text{ПО}_{\text{ЛАПНУ}})$ байт,
где $\text{ПО}_{\text{УКПА}}$ – число строк в ТУВ УКПА;
 $\text{ПО}_{\text{ЛАПНУ}}$ – число строк в ТУВ ЛАПНУ.

Объемы $\text{ПО}_{\text{УКПА}}$ и $\text{ПО}_{\text{ЛАПНУ}}$ в штатном режиме работы могут достигать значений до 100 байт. Таким образом, скорость передачи данных достигает 9600 байт/с для одного комплекта и 19 200 байт/с для двух комплектов оборудования. Учитывая служебный трафик, пропускная способность канала должна быть 256 Кбит/с. Использование канала связи со скоростью передачи данных 64–128 Кбит/с допустимо, но предусматривает возможные задержки более 1 с в случае передачи отчета о срабатывании УКПА в ЦСПА, если размер отчета максимально возможный.

- в направлении от ЦСПА в УКПА пиковые объемы передачи данных в течение 1 с составляют 4096 байт для одного комплекта и 8192 байт для двух комплектов оборудования. Учитывая служебный трафик, требование к пропускной способности канала составляет 128 Кбит/с. Использование канала связи со скоростью передачи данных 64–128 Кбит/с допустимо, но предусматривает возможные задержки более 1 с при передаче больших ТУВ УКПА.

Низовые устройства

Низовые устройства ЦСПА поддерживают два режима работы:

- режим автоматического запоминания дозировки (АЗД);
- автономный режим.

Низовые устройства ЦСПА обеспечивают возможность как автоматического, так и ручного перевода в автономный режим.

Автоматический перевод низовых устройств ЦСПА в автономный режим осуществляется в следующих случаях:

- по окончании обработки аварийного возмущения;
- после получения соответствующей команды от ПТК верхнего уровня ЦСПА по каналу связи;
- при потере связи с ПТК верхнего уровня ЦСПА;
- если в течение заданного промежутка времени от ПТК верхнего уровня ЦСПА не было получено обновленных ТУВ.

В низовых устройствах ЦСПА реализованы функции:

- архивирования фактов срабатывания пусковых органов и величин выданных управляющих воздействий;
- архивирования ТУВ, полученных от ПТК верхнего уровня ЦСПА.

Перевод низовых устройств ЦСПА из автономного режима в режим АЗД производится по факту получения ими от ПТК верхнего уровня ЦСПА обновленных ТУВ.

В режиме АЗД ЦСПА низовые устройства ЦСПА после завершения обработки каждого пускового органа, в том числе и не требующего ввода УВ, незамедлительно (с задержкой не более 0,5 с) передают в ПТК верхнего уровня ЦСПА краткий отчет об обработанном пусковом органе в виде протокола срабатывания пускового органа и протокола срабатывания управляющих воздействий. После завершения обработки аварийного возмущения и фиксации его обработки в своем архиве, низовые устройства ЦСПА передают в ПТК верхнего уровня ЦСПА расширенный протокол срабатывания со всей информацией по обработанному аварийному возмущению.

После получения низовым устройством ЦСПА новой ТУВ ввод ее в работу (замена старой таблицы) производится за промежуток времени, не превышающий 0,01 с. При этом пусковые органы, полученные на этом промежутке времени, фиксируются в низовом устройстве ЦСПА и применяются по правилам новой таблицы после ввода ее в работу.

При получении низовым устройством ЦСПА новой ТУВ во время обработки аварийного возмущения окончание обработки аварийного возмущения производится по старой ТУВ. Новые поступающие во время обработки аварийного возмущения ТУВ отбрасываются.

Между каждым из низовых устройств ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА организованы два независимых (основной и резервный), идущих по разным трассам, цифровых канала связи, каждый из которых обеспечивает обмен информацией между низовым устройством ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА со скоростью не менее 64 Кбит/с.

Информационный обмен низового устройства ЦСПА с ПТК верхнего уровня ЦСПА осуществляется с помощью программного компонента «Контроллер связи», разрабатываемого разработчиком низового устройства ЦСПА и включаемого в состав ПТК верхнего уровня ЦСПА.

Связь между низовыми устройствами ЦСПА и ПТК верхнего уровня ЦСПА осуществляется с использованием фиксированных IP адресов.

Контроллер связи

Контроллер связи – программный компонент без интерфейса пользователя, разработанный для выполнения в среде ОС WIN32 и реализованный в качестве исполняемого файла (.exe). Основная задача КС – обеспечение информационного взаимодействия между ПО ПТК верхнего уровня ЦСПА и ЛКПА.

КС не выводит какие-либо информационные или другие сообщения, требующие реакции пользователя. Вся необходимая информация о работе КС записывается в LOG-файл.

Запуск и останов работы КС выполняется программным обеспечением ПТК верхнего уровня ЦСПА.

Информация, передаваемая между ПТК верхнего уровня ЦСПА и КС, представлена в табл.1 и 2.

Таблица 1

Информация, передаваемая от ПТК верхнего уровня ЦСПА для КС

Тип информации	Периодичность
ТУВ	Периодически (каждый расчетный цикл)
Синхронизация времени	Периодически с заданной дискретностью
Запрос на ТУВ ЛАПНУ	Периодически (с заданной дискретностью) и спорадически по инициативе технологического персонала
Запрос на ТУВ УКПА	Периодически (с заданной дискретностью) и спорадически по инициативе технологического персонала
Запрос на протокол состояния	Спорадически по инициативе технологического персонала
Запрос на режимные параметры	Спорадически по инициативе технологического персонала
Перевод в режим ЛАПНУ	По инициативе диспетчера или программный запрос после анализа работы ПТК верхнего уровня ЦСПА

Таблица 2

Информация, передаваемая от КС для ПТК верхнего уровня ЦСПА

Тип информации	Периодичность
Протокол состояния	При инициализации работы КС, спорадически при любых изменениях, ответ на полученный запрос
Протокол срабатывания пусковых органов	Спорадически после получения пускового органа (независимо от режима работы низового устройства: ЛАПНУ или УКПА)
Протокол срабатывания управляющих воздействий	Спорадически после отработки воздействий из ТУВ ЛАПНУ или УКПА (независимо от того были ли выданы управляющие воздействия)
Полный протокол срабатывания	Спорадически после отработки пускового органа по ТУВ (ЛАПНУ или УКПА) с полной информацией о состоянии низового устройства (включая и режимную информацию)
Режимная информация	При инициализации работы КС, спорадически при изменениях режимной информации, ответ на полученный запрос
Таблица ТУВ ЛАПНУ	Ответ на полученный запрос
Таблица ТУВ УКПА	Ответ на полученный запрос

Список литературы

1. Централизованная система противоаварийной автоматики ОЭС Востока. Технико-экономическое обоснование. Пояснительная записка. 3541-ПЗ-м.2а. – Дальэнергосетьпроект. – Владивосток, 2007.
2. Коммуникационное программное обеспечение вычислительного комплекса верхнего уровня ЦСПА. Отчет о НИР. ОАО «НИИПТ», 2007.

Гайдамакин Федор Николаевич, ведущий аналитик группы аппаратных и программных средств Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gaidamakinfn@gmail.com

Демидов Сергей Иванович, заведующий лабораторией программных средств систем режимного и противоаварийного управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: demidovsi@gmail.com

Gaidamakin F. N., Demidov S. I.

Software and Hardware of the centralized emergency control system of IPS of East.

The software and hardware solutions implemented in centralized emergency control system of IPS of East is presented. Main principles and technologies used for the organization of distributed computing is shown.

Key words: centralized emergency automation, control action, distributed computing, table of control actions.

УДК 621.311

А. А. Лисицын, А. В. Николаев, Е. И. Сацук, Е. А. Тен

Организация и результаты тестирования алгоритмов ЦСПА нового поколения

Представлены результаты тестирования алгоритмов ЦСПА нового поколения на достаточность и оптимальность выбора управляющих воздействий по условию сохранения статической и динамической устойчивости.

Ключевые слова: статическая устойчивость, динамическая устойчивость, ЦСПА, программный комплекс.

ОАО «НТЦ ЕЭС» по заказу ОАО «СО ЕЭС» с 2007 г. занимается разработкой централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) [1].

Перед внедрением программного комплекса ЦСПА в опытную эксплуатацию были проведены автономные испытания алгоритмов ЦСПА в схемах ОЭС Урала, Востока, Средней Волги, схемах операционной зоны Тюменского и Ленинградского РДУ. При тестировании алгоритмов проверялась достаточность и оптимальность управляющих воздействий (УВ) в конкретных аварийных ситуациях по условию статической и динамической устойчивости. В статье представлены результаты тестирования алгоритмов ЦСПА в схеме ОЭС Урала и Тюменской энергосистеме.

Методика тестирования алгоритмов ЦСПА

Программный комплекс ЦСПА нового поколения решает задачи достоверизации текущего режима энергосистемы и расчета УВ противоаварийной автоматики для предотвращения нарушения динамической устойчивости и установления послеаварийного режима (ПАР), удовлетворяющего требованиям «Методических указаний по устойчивости энергосистем» [2] с учетом допустимой токовой загрузки оборудования и обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению.

Проверка выбора УВ по условию динамической устойчивости

Проверка результата выбора УВ по условию динамической устойчивости системы в послеаварийном режиме осуществлялась в ПК *Mustang* с использованием следующего подхода.

Расчет переходного процесса выполняется для схемы, режима и аварийной ситуации, подготовленных для тестирования с получением неустойчивого режима.

В ходе переходного процесса вводятся УВ, выбранные в программном комплексе ЦСПА по условию динамической устойчивости, с дальнейшим расчетом переходного процесса. Оценкой правильности выбора УВ является то, что переходный процесс устойчив.

Для оценивания погрешности выбора УВ необходимо уменьшать величину УВ на одну ступень нагрузки и (или) генерации, до тех пор, пока не будет найден предельно устойчивый переходный процесс.

Разница в ступенях УВ, рассчитанных в программном комплексе ЦСПА и определенных в ПК *Mustang* для получения предельно устойчивого переходного процесса, является численной оценкой погрешности расчетов УВ для данного тестового примера.

Проверка выбора УВ по условию статической апериодической устойчивости

Проверка результата выбора УВ по условию статической апериодической устойчивости осуществлялась в ПК *Rastr* с использованием следующего подхода.

В ПК *Rastr* необходимо выполнить расчет ПАР для схемы, режима и аварийной ситуации, подготовленных для тестирования, с получением расходящегося итерационного процесса.

В данные для расчета режима необходимо ввести УВ, выбранные в программном комплексе ЦСПА без учета 8 %-ного запаса и запаса на нерегулярные колебания, и повторить расчет режима [2]. Оценкой правильности выбора УВ при данном расчете является то, что итерационный процесс сходится.

Для оценивания погрешности выбора УВ необходимо уменьшать величину УВ на одну ступень нагрузки и (или) генерации, до тех пор, пока не будет получена расходящаяся итерационная процесс (граничный режим).

Разница в ступенях УВ, рассчитанных в программе ЦСПА и определенных в ПК *Rastr* для режима с расходящимся итерационным процессом на границе устойчивости, является численной оценкой погрешности расчетов УВ для данного тестового примера.

Проверки выбора УВ в программном комплексе ЦСПА по условию динамической и статической апериодической устойчивости выполнялись независимо.

Описание режимов и результаты тестирования автономной программы ЦСПА в схеме ОЭС Урала

Тестирование алгоритма ЦСПА нового поколения выполнялось в эквивалентной схеме сети ОЭС Урала, используемой в действующей ЦСПА Урала (рис. 1).

Доступные ступени УВ были заданы таким образом, чтобы ликвидировать аварийный небаланс, возникающий в результате ослабления связей Пермской ГРЭС с системой.

При тестировании технологического модуля ЦСПА рассматривались следующие аварийные возмущения:

- отключение ВЛ 500 кВ Калино – Тагил;
- отключение ВЛ 500 кВ Калино – Тагил и ВЛ 500 кВ Воткинская – Емелино;
- КЗ на шинах Ириклинской ГРЭС с отключением линии Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская.

Ниже представлены результаты расчетов аварийных режимов и выбора УВ в программном комплексе ЦСПА.

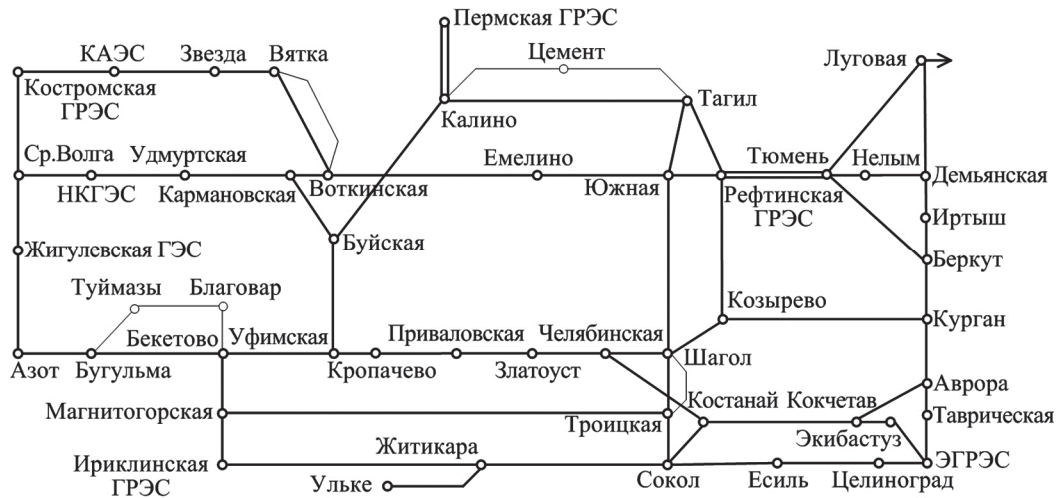


Рис. 1. Схема сети в действующей ЦСПА Урала

Моделирование ослабления связи района Пермской ГРЭС с системой (динамика, статика)

Исходная режимная ситуация: выдача мощности района Пермской ГРЭС 2800 МВт, нормальная схема сети.

1) *аварийный режим*: отключение ВЛ 500 кВ Калино – Тагил. В результате отключения ВЛ происходит разделение системы на три несинхронные части с необходимостью отключения генерации в районе Пермской ГРЭС и нагрузки в районе Экибастузской ГРЭС (ЭГРЭС, рис. 2).

2) *аварийный режим*: отключение ВЛ 500 кВ Калино – Тагил и одновременно отключение ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино. Процесс протекает аналогично аварии с отключением только ВЛ 500 кВ Калино – Тагил, однако в результате более сильного ослабления связи дефицитного района с системой требуется больший объем УВ как по генерации, так и по нагрузке.

В результате выбора УВ по условию динамической устойчивости в программе ЦСПА правильно определяется необходимость отключения нагрузки и генерации. Выбранные УВ позволяют обеспечить динамическую устойчивость, что подтверждается расчетами в ПК *Mustang* (рис. 2, 3). Управляющие воздействия, выбранные алгоритмом по условию статической устойчивости, вводят режим в допустимую область, что подтверждают расчеты в ПК *Rastr*.

Объемы выбранных УВ и погрешности по выбору ступеней управления приведены в табл. 1.

Моделирование короткого замыкания на шинах Ириклинской ГРЭС с отключением линии Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская (динамика)

Исходный режим: ремонт ВЛ 500 кВ Заинская – Бугульма.

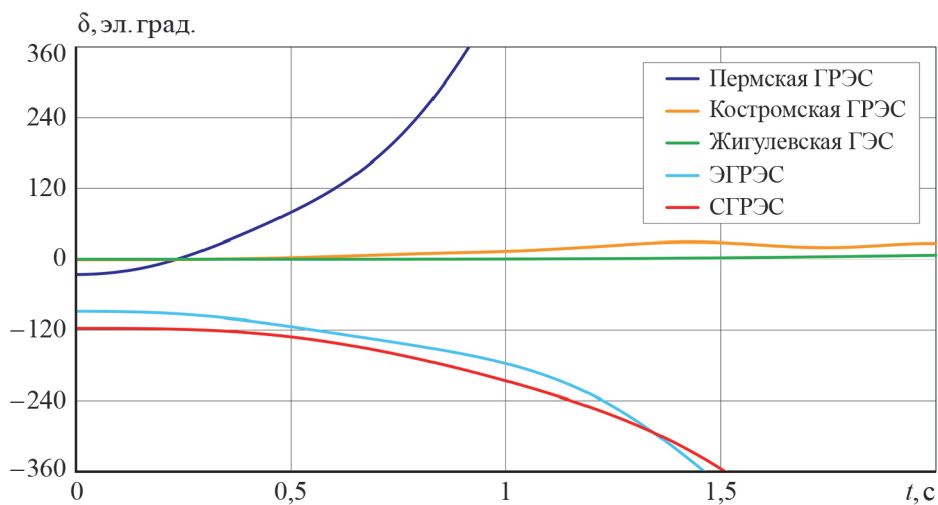
Режим характеризуется избытком Ириклинской ГРЭС в сечениях Ириклинская ГРЭС – Магнитогорск, Ириклинская ГРЭС – Житикара и дефицитом ОЭС Урала в сечениях Бугульма – Бекетово, КАЭС – Звезда, НКГЭС – Удмуртская, Благовар – Туймазы.

Аварийный режим: КЗ на шинах 500 кВ Ириклинской ГРЭС с временем КЗ 0,12 с и отключение ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская. В послеаварийном режиме нарушается устойчивость избыточного энергорайона Ириклинской ГРЭС. Требуется отключение генераторов ГРЭС (рис. 3).

В результате выбора УВ по условию динамической устойчивости алгоритмом ЦСПА определяется необходимый объем УВ. Выбранные УВ позволяют ввести режим в допустимую область, что подтверждается расчетами в ПК *Mustang* (рис. 3).

Результаты выбора УВ алгоритмом ЦСПА по условию динамической устойчивости представлены в табл. 1, там же приведены погрешности выбора УВ.

а)



б)

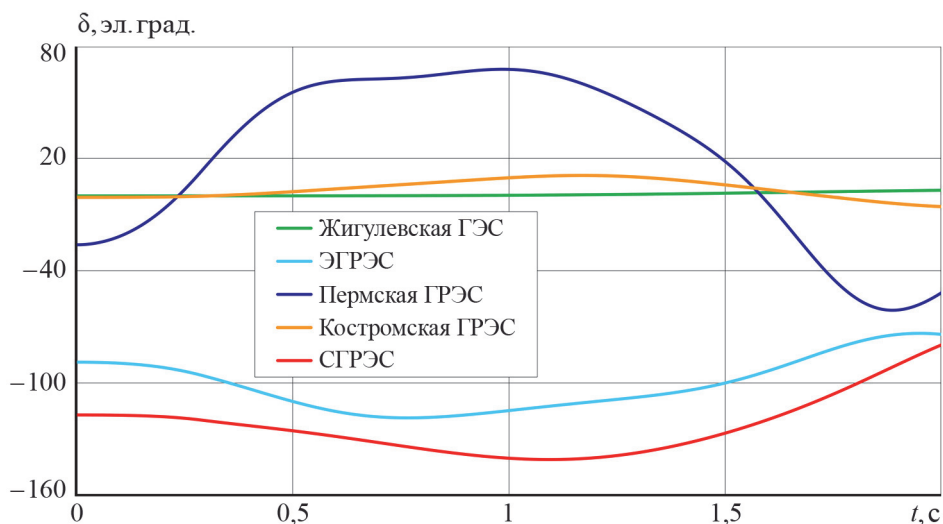


Рис. 2. Осциллограммы переходных процессов при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Калино – Тагил: а) без УВ; б) с вводом УВ определенных алгоритмом ЦСПА по условию динамической устойчивости

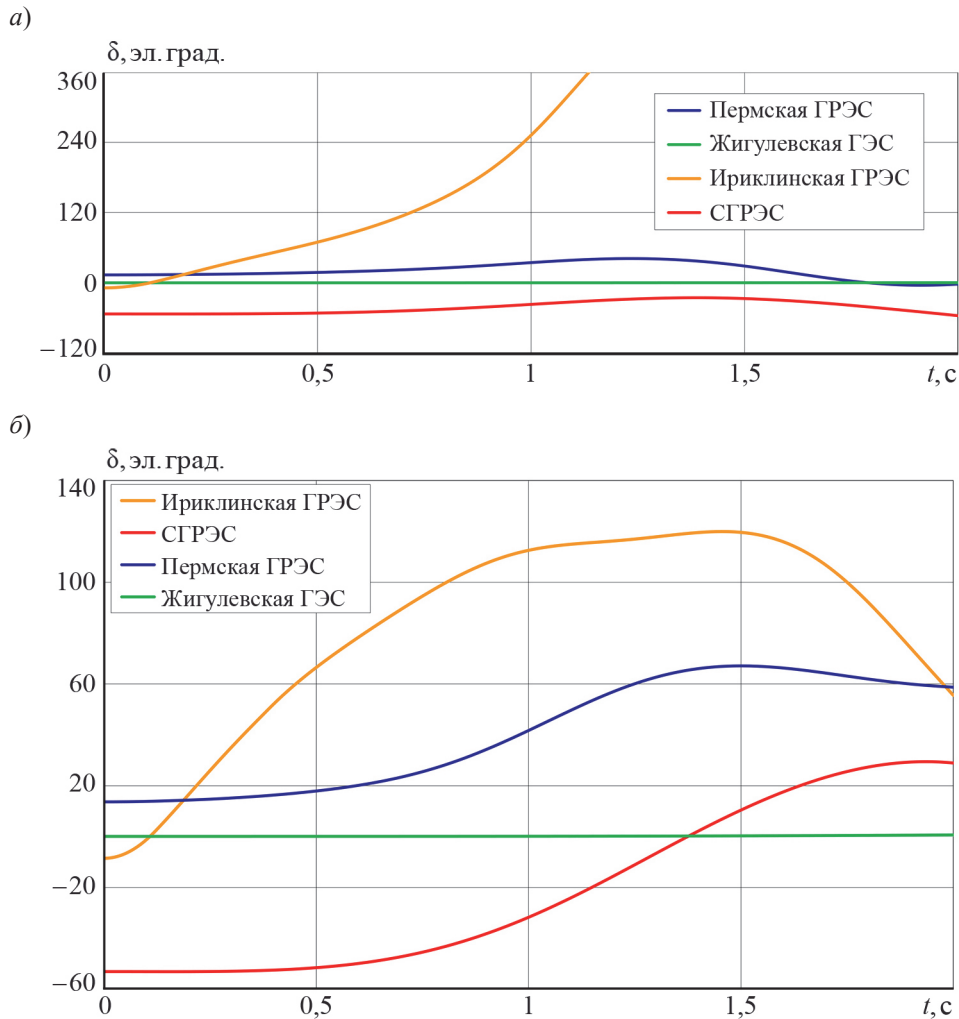


Рис. 3. Осциллограммы переходных процессов при КЗ вблизи шин 500 кВ Ириклинской ГРЭС с отключением ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС: а) без УВ; б) с вводом УВ, определенных алгоритмом ЦСПА по условию динамической устойчивости

Таблица 1

Результаты работы ТМ ЦСПА. ОЭС Урала

Аварийные отключения	Способ выбора УВ	Опасное сечение	Выбранные суммарные УВ, МВт	Погрешность выбора УВ, степени
ВЛ 500 кВ Калино – Тагил	Динамика	Калино – Буйская, Калино – Цемент	1400 – ОГ, 2180 – ОН	<i>Расчеты в ПК Mustang</i> При снижении УВ на одну степень генерации (400 МВт) переходный процесс неустойчив. При снижении УВ на одну степень нагрузки (140 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две степени нагрузки (140 + 150 МВт) переходный процесс неустойчив. <i>Погрешность: одна степень нагрузки</i>

Окончание табл. 1

Аварийные отключения	Способ выбора УВ	Опасное сечение	Выбранные суммарные УВ, МВт	Погрешность выбора УВ, степени
	Статика	Сечение 1 Калино – Буйская, Калино – Цемент, Сечение 2 Уфимск – Буйская, Калино – Цемент, Азот – Бугульма, Воткин – Емелино	699 – ОГ, 1870 – ОН	<i>Расчеты в ПК Rastr</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (300 МВт) режим неустойчив. При снижении УВ на одну ступень нагрузки (140 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две ступени нагрузки (140 + 150 МВт) режим неустойчив. <i>Погрешность: одна ступень нагрузки</i>
ВЛ 500 кВ Калино – Тагил, ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино	Динамика	Бугульма – Бекетово, Благовар – Бекетово, Уфимск – Буйская, Бугульма – Туймазы, Калино – Цемент	2900 – ОГ, 3820 – ОН	<i>Расчеты в ПК Mustang</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (300 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две ступени генерации (300 + 400 МВт) переходный процесс неустойчив. При снижении УВ на одну ступень нагрузки (80 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две ступени нагрузки (80 + 80 МВт) переходный процесс устойчив. <i>Погрешность: одна ступень по нагрузке, одна ступень по генерации</i>
	Статика	Сечение 1 Калино – Буйская, Калино – Цемент, Сечение 2 Уфимск – Буйская, Калино – Цемент, Азот – Бугульма	1099 – ОГ, 2860 – ОН	<i>Расчеты в ПК Rastr</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (300 МВт) режим неустойчив. При снижении УВ на одну ступень нагрузки (100 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две ступени нагрузки (100 + 200 МВт) режим неустойчив. <i>Погрешность: одна ступень нагрузки</i>
ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Магнитогорская	Динамика	Сокол – Житикара	600 – ОГ, 630 – ОН	<i>Расчеты в ПК Mustang</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (300 МВт) переходный процесс неустойчив. При снижении УВ на одну ступень нагрузки (140 МВт) переходный процесс неустойчив. <i>Погрешность в выборе УВ отсутствует</i>

Описание режимов и результаты тестирования автономной программы ЦСПА в схеме Тюменского РДУ

Оценка корректности работы технологического модуля ЦСПА производилась в эквивалентной схеме сети операционной зоны Тюменского РДУ, используемой в действующей ЦСПА (рис. 4). Исследовался режим нагрузок 2011 г., направление перетока мощности от Сургута к Рефте.

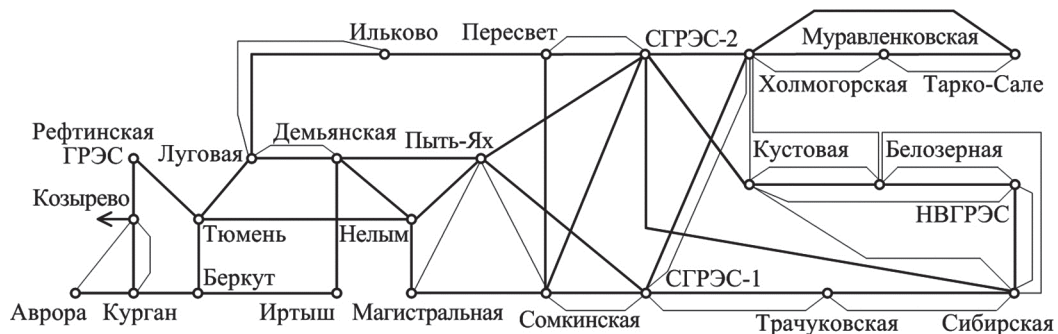


Рис. 4. Схема сети в действующей ЦСПА энергосистемы Тюменской области

Доступные УВ заданы в соответствии с инструкцией по оперативному обслуживанию ЦСПА энергосистемы Тюменской области (ЭТО).

Файл доступных УВ типа отключения нагрузки (ОН) набран следующим составом:

- ОН Нижневартовского энергорайона (ПС Кустовая, Белозерная, Нижневартовская ГРЭС, ПС Сибирская, Трачуковская);
- ОН ПС Иртыш;
- ОН Урайского энергорайона (ПС Ильково, Луговая);
- ОН Няганского энергорайона (ПС Магистральная, Пыть-Ях);
- ОН Ноябрьского энергорайона (ПС Муравленковская, Холмогорская, Тарко-Сале).

Файл доступных УВ типа отключение генераторов (ОГ) набран следующим составом узлов: СГРЭС-1 – 6 генераторов; СГРЭС-2 – 4 генератора.

При тестировании технологического модуля ЦСПА рассматривались следующие аварийные возмущения:

- отключение ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Сибирская, СГРЭС-2 – Белозерная, СГРЭС-1 – Кустовая, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-1 – Трачуковская;
- короткое замыкание на шинах 500 кВ ПС Нелым с отключением ВЛ 500 кВ Магистральная – Нелым;
- отключение ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Холмогорская.

Ниже представлено описание аварийных процессов и выбранных программой ЦСПА УВ по условию динамической и статической устойчивости и погрешности в определении ступеней УВ. Погрешности выбора УВ сведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты работы ТМ ЦСПА. Энергосистема Тюменской области

Аварийные отключения	Способ выбора УВ	Опасное сечение	Выбранные суммарные УВ, МВт	Погрешность выбора УВ, ступени
ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Сибирская, СГРЭС-2 – Белозерная, СГРЭС-1 – Кустовая, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-1 – Трачуковская	Динамика	Иртыш – Беркут, Луговая – Ильково, Тюмень – Нелым	1760 – ОГ, 0 – ОН	<i>Расчеты в ПК Mustang</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (175 МВт) переходный процесс неустойчив. <i>Погрешность в выборе ступеней отсутствует</i>
	Статика	Иртыш – Беркут, Луговая – Ильково, Тюмень – Нелым	1560 – ОГ, 0 – ОН	<i>Расчеты в ПК Rastr</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (175 МВт) режим неустойчив. <i>Погрешность в выборе ступеней отсутствует</i>
ВЛ 500 кВ Магистральная – Нелым (ремонт Пыть-Ях – Нелым)	Динамика	Иртыш – Беркут, Луговая – Ильково, Тюмень – Нелым	2200 – ОГ, 0 – ОН	<i>Расчеты в ПК Mustang</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (200 МВт) переходный процесс неустойчив. <i>Погрешность в выборе ступеней отсутствует</i>
	Статика	Демьянская – Пыть-Ях, Луговая – Ильково 220, Луговая – Ильково	775 – ОГ, 0 – ОН	<i>Расчеты в ПК Rastr</i> При снижении УВ на одну ступень генерации (775 МВт) режим неустойчив. При вводе другого УВ меньшего по объему (ступень 200 МВт) режим неустойчив. <i>Погрешность в выборе ступеней отсутствует</i>
ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Холмогорская – СГРЭС-1, Холмогорская – Белозерная, Холмогорская – Кустовая	Статика	СГРЭС-2 – Холмогорская	0 – ОГ, 260 – ОН	<i>Расчеты в ПК Rastr</i> При снижении УВ на одну ступень нагрузки (100 МВт) переходный процесс устойчив. При снижении УВ на две ступени нагрузки (120 + 140 МВт) режим неустойчив. <i>Погрешность: одна ступень нагрузки</i>

Моделирование наброса мощности на передачу 500 кВ ЭТО – ОЭС Урала

Аварийный режим: отключение ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Сибирская, СГРЭС-2 – Белозерная, СГРЭС-1 – Кустовая, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1– Холмогорская, СГРЭС-1 – Трачуковская. В результате аварии схема делится на две части, возникающий в результате отделения от системы района Нижневартовской ГРЭС и Северного района Тюменской области (СРТО) небаланс ложится на связь ЭТО – ОЭС Урала, требуется отключение генераторов СГРЭС (рис. 5).

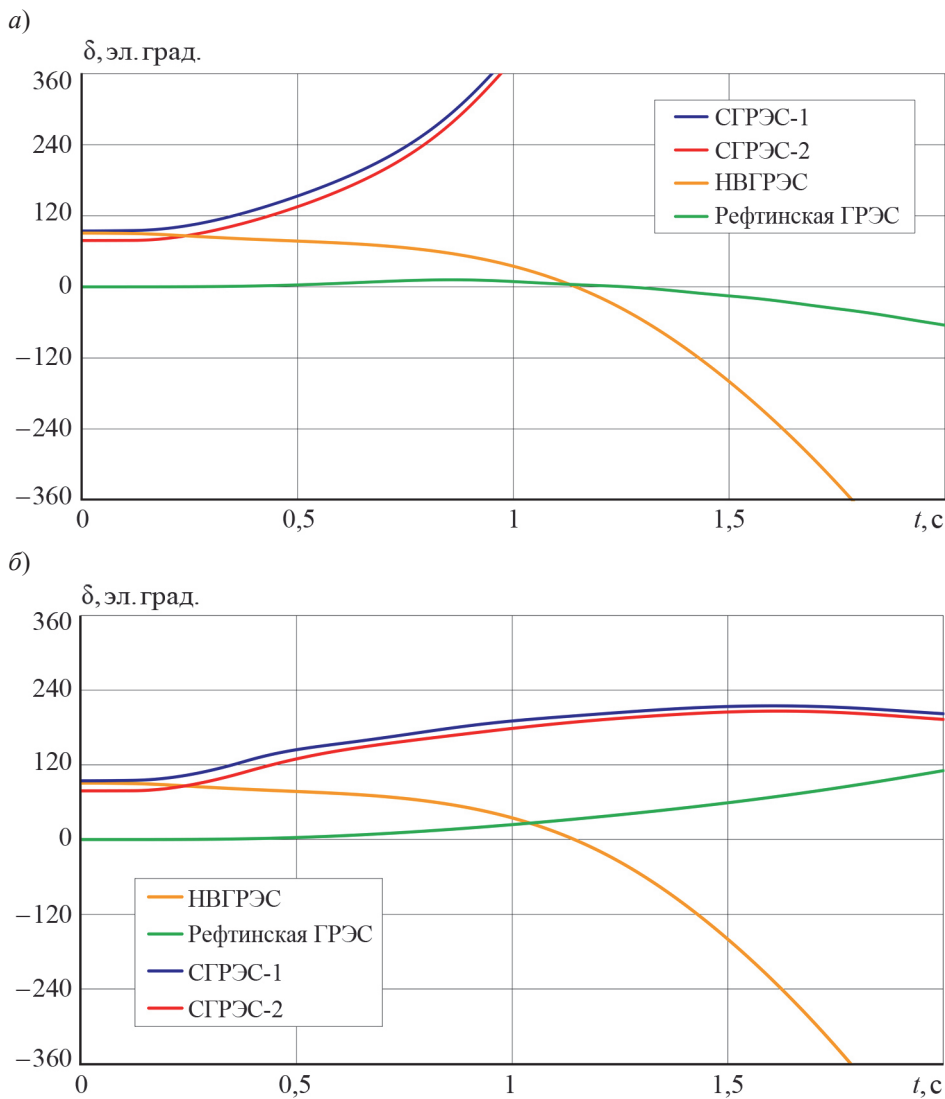
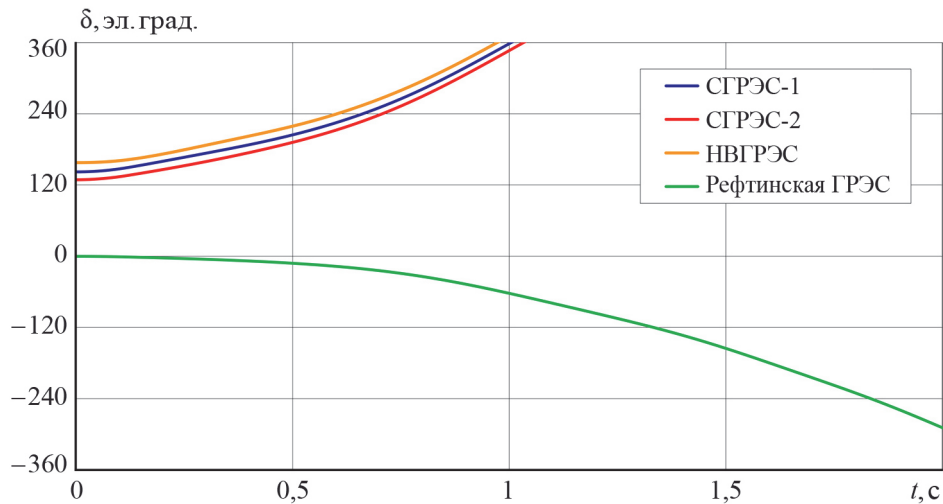


Рис. 5. Осциллограммы переходных процессов при аварийном отключении ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Холмогорская, СГРЭС-2 – Сибирская, СГРЭС-2 – Белозерная, СГРЭС-1 – Кустовая, ВЛ 220 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, СГРЭС-1 – Трачуковская: а) без УВ; б) с вводом УВ, определенных алгоритмом ЦСПА по условию динамической устойчивости

Моделирование короткого замыкания с ослаблением связи ЭТО – Урал

Аварийный режим: аварийное отключение ВЛ 500 кВ Магистральная – Нелым в ремонтной схеме с отключенной ВЛ 500 кВ Пыть-Ях – Нелым. В результате аварии происходит ослабление связи ЭТО – ОЭС Урала, требуется отключение генераторов СГРЭС (рис. 6).

а)



б)

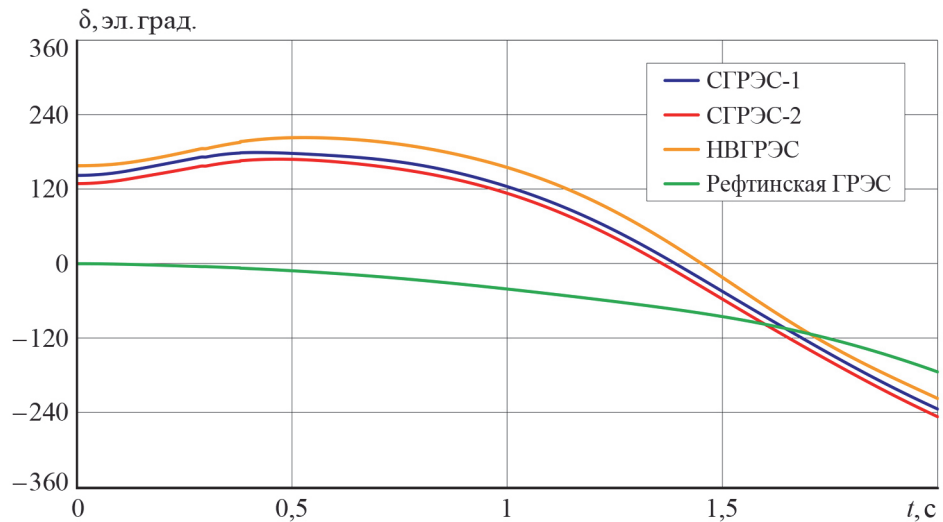


Рис. 6. Осциллограммы переходных процессов при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Магистральная – Нелым в схеме с отключенной ВЛ 500 кВ Пыть-Ях – Нелым: а) без УВ; б) с вводом УВ, определенных алгоритмом ЦСПА по условию динамической устойчивости

Моделирование ослабления связи СГРЭС – СРТО

Аварийный режим: отключение ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Холмогорская, при разорванных эквивалентных связях 220 кВ Холмогорская – СГРЭС-1, Холмогорская – Белозерная, Холмогорская – Кустовая. В результате отключения ВЛ 500 кВ происходит снижение напряжения в районе СРТО. Для ввода ПАР в допустимую область необходимо отключение части нагрузки района СРТО, параллельная работа генераторов не нарушается, поэтому УВ по условию динамической устойчивости не требуются.

В результате выбора УВ по условию динамической и статической устойчивости алгоритмом ЦСПА для рассмотренных аварийных возмущений определяется УВ, которые позволяют ввести режим в допустимую область, что подтверждается расчетами в ПК *Mustang* (см. рис. 5, 6) и *Rastr*.

Выводы

1. На примере расчетов в схемах ОЭС Урала и Тюменской энергосистемы продемонстрирована эффективность алгоритмов ЦСПА нового поколения по выбору УВ по условию динамической и статической апериодической устойчивости.

2. Испытания показали, что в случаях, когда послеаварийный режим неустойчив, алгоритм ЦСПА выбирает УВ, которые позволяют ввести режим в допустимую область, что подтверждается расчетами в ПК *Mustang* и *Rastr*.

3. Погрешность определения УВ в программе ЦСПА не превышает одну ступень отключения нагрузки или генерации. Управляющие воздействия в программе ЦСПА всегда выбираются «с запасом».

Список литературы

1. Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т., Коцеев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А. Концепция противоаварийного управления ЕЭС России // Электрические станции, 2010, № 11.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Николаев Алексей Васильевич, канд. техн. наук, старший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolaev.a@rambler.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

Тен Евгений Альбертович, младший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eat_evgeny@mail.ru

Lisitsyn A. A., Nikolaev A. V., Satsuk E. I., Ten E. A.

Organization and results of testing of centralized emergency control system of a new generation.

The results of testing of new algorithms of centralized emergency control system of a new generation are given. Testing was performed on sufficiency and optimality of control actions choosing according to the criteria of static and transient stability security.

Key words: static stability, transient stability, centralized emergency control system, software.

УДК 621.314

**С. Г. Аржанников, А. С. Вторушин, О. В. Захаркин, А. К. Ландман,
А. Э. Петров, Е. Ю. Попова,**

Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития

Рассматривается реализация алгоритма выбора управляющих воздействий I-ДО, функционирующего в составе ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири.

Ключевые слова: ЦСПА, оценивание состояния, управляющие воздействия, поиск слабых сечений.

Введение

Настоящий период развития централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) можно обозначить как этап интенсивного их внедрения в энергосистемы. Предпосылками к этому являются как развитие микропроцессорных систем локальной автоматики, так и наработки в области алгоритмов I-ДО. Алгоритмы и функционирование устройств локальной автоматики, позволяющих реализовывать управляющие воздействия (УВ) верхнего уровня ЦСПА, достаточно хорошо освещены, как в публикациях, так и в материалах производителей подобных устройств. В связи с этим в данной статье рассматривается алгоритмическое обеспечение устройств ЦСПА верхнего уровня, реализованное ЗАО «ИАЭС», на примере ЦСПА ОЭС Сибири.

Технологическая цепочка выбора управляющих воздействий устройства ЦСПА верхнего уровня включает в себя решение следующих задач:

1. Получение полного достоверного режима работы энергосистемы.
2. Оценка запаса устойчивости послеаварийного режима.
3. Ввод послеаварийного режима в допустимую область – выбор управляющих воздействий.
4. Передача выбранных управляющих воздействий на устройства низшего уровня.

Решением первой задачи занимается алгоритм оценивания состояния электроэнергетической системы. Вторая и третья задачи реализованы в алгоритме выбора управляющих воздействий по принципу I-ДО. Передача выбранных управляющих воздействий осуществляется по протоколу МЭК 60870-5-104.

Алгоритм выбора управляющих воздействий I-ДО

В алгоритме I-ДО ЗАО «ИАЭС» применен нетрадиционный подход к определению показателя запаса статической устойчивости ЭЭС, позволяющий избавиться от многомерности задачи. Суть подхода состоит в подобном преобразовании области существования режимов со смещением рассматриваемой точки режима на границу области устойчивости. Данное преобразование выполняется за счет одновременного изменения всех параметров схемы сети в k_n раз [1]. Такая операция также эквивалентна одновременному изменению задающих активных мощностей всех узлов

в k_n раз. Значение параметра k_n , при котором граница области статической устойчивости в пространстве активных мощностей узлов проходит через изображающую точку анализируемого режима, численно характеризует напряженность режима. Параметр k_n рассматривается как коэффициент напряженности режима, а величина, дополняющая k_n до единичного значения, принимается за общий для энергосистемы показатель запаса статической устойчивости ($k_n = 1 - k_{з,уст}$).

На рис. 1 приведена укрупненная блок-схема алгоритма выбора управляющих воздействий I-ДО.

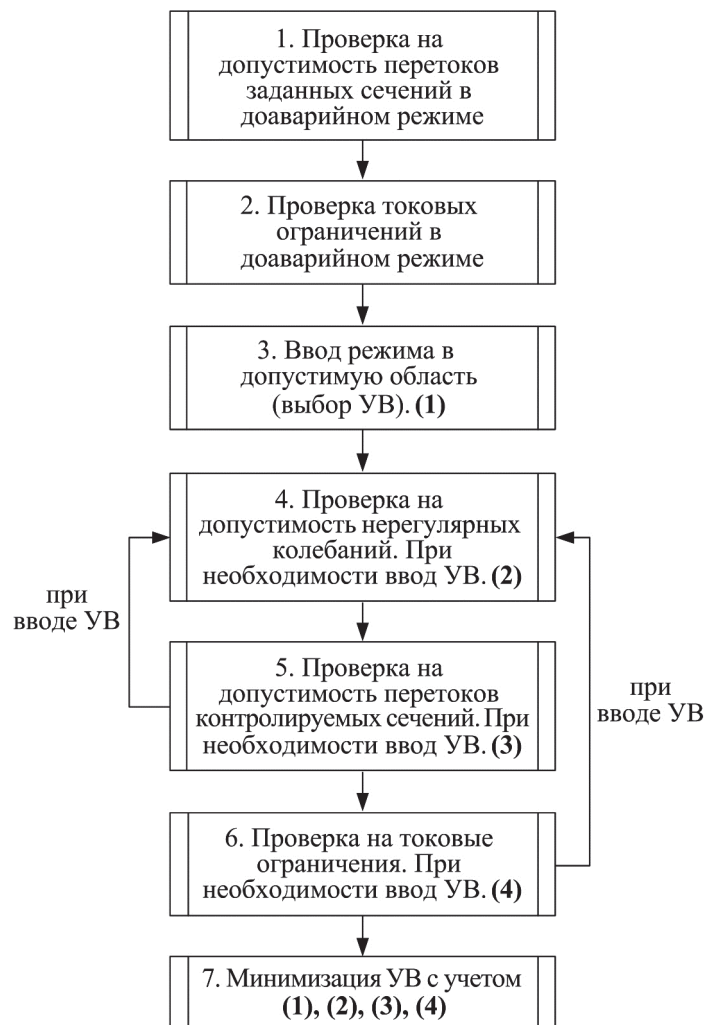


Рис. 1. Схема взаимодействия алгоритмов I-ДО

Рассмотрим основные блоки:

1, 2 – осуществляется контроль исходного режима;

3 – выбор управления по условию обеспечения требуемого запаса устойчивости послеаварийного режима (1);

4–6 – доуправление (если требуется) по условиям (2)–(4) рисунка;

7 – блок минимизации управляющих воздействий – предназначен для «отбрасывания» возможно избыточных ступеней управления полученных в блоках 3–6. Избыточность может появляться, например, вследствие выбора на разных этапах близких УВ одного типа, значительно отличающихся по объему ступеней (первое – небольшое, второе – большее – поглощает первое).

Вычислительным ядром для каждого из перечисленных блоков является модуль расчета установившегося режима с учетом статических характеристик генерации и потребления по напряжению и частоте. В зависимости от решаемой задачи на вход модуля расчета установившегося режима поступает соответствующим образом подготовленный пакет исходных данных (моделирование аварийной ситуации, шаг утяжеления и т. п.).

Выбор УВ осуществляется в цикле по районам управления (внешний цикл) и в цикле по пусковым органам (ПО) каждого района управления (внутренние циклы).

При изменении мощности узлов за счет ввода УВ, изображающая точка режима энергосистемы смещается на предельную поверхность, соответствующую требуемому значению k_n . Выбор оптимальных УВ осуществляется по направлению нормали к границе области предельных режимов энергосистемы. Направление этой нормали определяет собственный вектор транспонированной матрицы Якоби, соответствующий нулевому собственному значению.

При рассмотрении очередного ПО выполняется оценка напряженности послеаварийного режима, соответствующего срабатыванию этого ПО – $k_n^{n.ab.p}$. Расчет $k_n^{n.ab.p}$ выполняется аналогично расчету $k_n^{n.c.p}$ при мощностях узлов исходного режима, но в условиях послеаварийной схемы сети.

Процесс выбора дозировки УВ состоит из нескольких итераций управления, на каждой из которых решаются следующие вопросы:

- 1) поиск опасного сечения (ОС) и определение требуемого типа управления;
- 2) определение более эффективного места приложения и ступени УВ. Определение оптимального места приложения УВ выполняется путем ввода пробных управляющих воздействий с анализом их влияния на текущее значение k_n (с учетом уже введенных УВ). Определение требуемого объема УВ выполняется с учетом оценки допустимого послеаварийного запаса в найденном опасном сечении. На одной итерации выбора УВ ввод управления выполняется только для одного управляемого объекта;
- 3) проверка допустимости небаланса мощности после управления и, при необходимости, балансировка режима;
- 4) расчет коэффициента напряженности послеаварийного режима при выбранном управлении. Если коэффициент напряженности меньше требуемого значения, то осуществляется переход к п. 5. Если коэффициент напряженности больше требуемого значения, то процесс выбора дозировки УВ по пп. 1–4 повторяется;
- 5) проверка найденных ОС на нерегулярные колебания, при необходимости ввод дополнительных УВ;

- б) проверка соблюдения аварийно допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях, при необходимости ввод дополнительных УВ;
- 7) проверка на токовые ограничения для элементов сети, при необходимости ввод дополнительных УВ.

В случае если отсутствуют нарушения k_n , аварийно допустимых перетоков, допустимых нерегулярных колебаний, внешних небалансов и токовых ограничений, осуществляется минимизация УВ, иначе считается, что данный ПО не рассчитан (переход к следующему ПО).

Следует отметить, что текущая реализация алгоритма выбора управляющих воздействий не выполняет контроля запаса послеаварийного режима по напряжению. Реализация такой возможности, как и проработка вопроса учета «цены» УВ при выборе оптимального воздействия, является одной из ближайших перспектив совершенствования алгоритма I-ДО.

В процессе минимизации УВ при попытке исключения выбранного УВ производится проверка на сохранение условий (1)–(4) рисунка 1. Если таковые условия не выполняются, то исключение рассматриваемого УВ блокируется.

Эффективность выбора управляющих воздействий во многом обусловлена алгоритмом поиска опасных сечений для послеаварийного режима. Поиск ОС состоит в разделении графа электрической сети на два подграфа, для которых верно упрощенное утверждение: увеличение перетока мощности из одного подграфа в другой приведет к нарушению статической аperiodической устойчивости. Так как выражение для свободного члена характеристического уравнения при выполнении ряда условий совпадает с якобианом уравнений установившегося режима, то основным критерием нарушения статической аperiodической устойчивости можно считать вырождение матрицы Якоби системы в процессе утяжеления электрического режима.

В связи с этим, разделение схемы сети на подграфы необходимо выполнять с учетом факторов, так или иначе влияющих на обусловленность матрицы Якоби системы.

Следует отметить, что задача поиска опасных сечений содержит в себе две подзадачи:

- 1) формулирование математического признака близости перетока активной мощности по связи сети к предельному значению, позволяющего выбирать наиболее загруженные связи сети;
- 2) поиск оставшихся связей, образующих сечение. Здесь предполагается решение топологической задачи математического аппарата теории графов известными методами – разбиение взвешенного графа на подграфы с заданными условиями.

Для решения первой подзадачи используется собственный вектор матрицы (R), соответствующий нулевому собственному значению и позволяющий наиболее адекватно отображать свойства матрицы Якоби. Для точного определения свойств системы необходимо использование свойств матрицы Якоби в точке близкой к $\det(J) = 0$, т. е. для предельного режима системы.

Предложенный алгоритм позволяет осуществлять поиск опасных сечений, не связанных с аварийной связью. Для этого вводится термин «связь, задающая сечение», – это такая связь, которая заведомо входит в ОС.

Имеется несколько типов таких связей.

Аварийная связь. Задаёт сечение в послеаварийном режиме без управления. С учетом специфики задания аварийных ситуаций как разрыва связи в заранее заданном сечении, ОС близко к проектному сечению для алгоритма П-ДО.

Связи, имеющие точку минимального напряжения. Такие связи характеризуются положительными (в системе из узла в линию) перетоками реактивной мощности.

Связь, имеющая максимум $m_R = \sqrt{R_{Q_i}^2 + R_{Q_j}^2}$, где R_{Q_i}, R_{Q_j} – компоненты собственного вектора матрицы Якоби системы в предельном режиме; i, j – индексы компонент, соответствующие узлам начала и конца связи.

Связь, имеющая максимум $|R_{P_i} - R_{P_j}|$ компонент правого собственного вектора R .

Связь, имеющая максимальное значение $\frac{\Delta\delta}{X} = \frac{|\delta_i - \delta_j|}{X_{ij}}$, где δ_i, δ_j – углы напряжения в узлах начала и конца связи; X_{ij} – сопротивление связи.

Полученное ОС используется в процедуре выбора управляющих воздействий.

Алгоритм поиска ОС для *связи, задающей сечение*, выглядит следующим образом:

1. Пусть имеется ЭЭС, заданная в виде графа $G = (N, V)$, и разделение ее на подсистемы вида:

$$G = \begin{cases} G_1 = (N_1, V_1) \\ G_2 = (N_2, V_2); & V = V_1 \cup V_2 \cup V'; & N = N_1 \cup N_2, \\ G' = (\emptyset, V') \end{cases}$$

где N_1, N_2 – множества узлов подсистем;

V_1, V_2 – множества связей подсистем;

V' – множество связей сечения.

2. Поиск связей, образующих V' , осуществляется рекурсивным алгоритмом теории графов, обеспечивающим вхождение в V' минимального количества связей, имеющих максимальный вес:

$$m_R = \sqrt{R_{Q_i}^2 + R_{Q_j}^2},$$

где R_{Q_i}, R_{Q_j} – компоненты собственного вектора матрицы Якоби системы в предельном режиме;

i, j – индексы компонент, соответствующие узлам начала и конца связи.

Таким образом, с учетом приведенного описания типов связей, задающих сечение, имеется массив векторов $[V']$, содержащий m ($m \geq 5$) элементов V' . При этом, если очередная связь, задающая сечение, входит в ранее найденное сечение, то сечение относительно этой связи не ищется. Таким образом, осуществляется отбор

сечений, обладающий максимальным вхождением связей, по которым возможно нарушение статической апериодической устойчивости.

Для определения наиболее опасного сечения из $[V']$ элементы массива необходимо проранжировать. Имеется ряд возможных подходов к ранжированию.

1. Критерием тяжести сечения выбирается величина среднего значения \bar{m}_R для всех связей, входящих в V' :

$$\bar{m}_R = \frac{\sum_{V \in V'} m'_R}{n},$$

где n – число связей в V' .

Обоснованием данного критерия является тот факт, что сечение с максимальным \bar{m}_R задает кратчайшую, по собственному вектору матрицы R , траекторию ввода послеаварийного режима в допустимую область.

2. Определяется коэффициент напряженности k_n режима при доутяжелении связей, входящих в сечение. Доутяжеление осуществляется инъекциями активной мощности нагрузки в начале и конце связи. Инъекция $\Delta P_{\text{св.нач}} = kP_{\text{нач}}$ и $\Delta P_{\text{св.кон}} = kP_{\text{кон}}$ вводится для всех связей, входящих в сечение с общим коэффициентом k . После чего осуществляется расчет величины k_n для утяжеленного сечения (при сохранении имеющегося состояния сети – введенных УВ и аварийных возмущениях).

3. Применение доутяжеления сечения в направлении, противоположном требуемому для данного сечения управлению. Пусть $N_1 - N_m$ – узлы, имеющие доступное УВ требуемого типа для данного сечения, тогда утяжеление осуществляем как:

- для УВ вида ОГ:

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{\text{ген.}Ni}, \quad \Delta Q_{\text{ген. max } Ni} = kQ_{\text{ген. max } Ni}, \quad \Delta Q_{\text{ген. min } Ni} = kQ_{\text{ген. min } Ni},$$

где $Q_{\text{ген. max } Ni}, Q_{\text{ген. min } Ni}$ – допустимый диапазон изменения реактивной мощности для генератора;

$P_{\text{ген.}Ni}$ – мощность генерации в узле;

- для УВ вида ОН:

$$\Delta P_{Ni} = -kP_{\text{нагр.}Ni}, \quad \Delta Q_{Ni} = kQ_{\text{нагр.}Ni}.$$

При этом осуществляется поиск такого значения безразмерного коэффициента k , что при $k = k_{\text{тек}} + \varepsilon$ (где $k_{\text{тек}}$ – текущее найденное значение коэффициента, ε – заданная точность поиска) получаем предельный режим, для которого вычисляется

$$K_3 = 1 - \frac{P_{\text{тек}}}{P_{\text{пред}}},$$

где K_3 – коэффициент запаса в сечении;

$P_{\text{тек}}$ – переток в сечении в текущем режиме;

$P_{\text{пред}}$ – переток, полученный в предельном доутяжеленном режиме.

Следует отметить, что расчет K_3 возможен только в случае, когда существует ($k_n < 1$) текущий обрабатываемый режим (послеаварийный или послеаварийный с введенным объемом управляющих воздействий).

Для рассмотренных методов ранжирования наиболее опасным является сечение, имеющее максимальное значение ранжирующего параметра \bar{m}_R или k_n для первого и второго метода соответственно, и минимальное значение K_3 для третьего метода.

Результаты поиска опасных сечений в различных тестовых режимах показали:

- эффективность второго и третьего методов ранжирования найденных ОС;
- при выборе ранжирования опасных сечений по K_3 и значении текущего $k_n > 1$ (нормальный режим не существует) ранжирование сечений при выборе УВ осуществлять по k_n до ввода послеаварийного режима с управлением в область $k_n < 1$, после чего ранжирование можно осуществлять по K_3 ;
- при ранжировании по K_3 требуется задавать $K_{3, \text{задан}}$. При этом, если найденные K_3 для всех сечений больше $K_{3, \text{задан}}$, то расчет УВ следует прекратить и данный ПО считать нерассчитанным.

Перспективы развития алгоритмов ЦСПА ОЭС Сибири

Современные разработки в части алгоритмического обеспечения ЦСПА позволяют эффективно решать задачи противоаварийного управления энергосистем. При этом дальнейшее развитие средств сбора телеметрической информации и возможностей средств вычислительной техники позволяют говорить о том, что совершенствование алгоритмов и программного обеспечения ЦСПА позволит не только увеличить надежность управления, но и за счет повышения точности математических моделей уменьшить требуемые объемы УВ в конкретных схемно-режимных условиях.

Отметим перспективные направления развития алгоритмического обеспечения устройств верхнего уровня ЦСПА:

- уменьшение цикла расчета как за счет крупноблочного параллелизма (по пусковым органам) так и внутреннего параллелизма алгоритмов;
- разработка блочной архитектуры формирования технологической цепочки алгоритмов ЦСПА. Что позволит минимизировать изменения кода при адаптации алгоритмов для конкретной энергосистемы;
- отказ от использования приближенных математических моделей в ходе выбора управляющих воздействий устройствами ЦСПА верхнего уровня, например учитывающих только активные мощности;
- более тесная интеграция с системами адаптивного САОН.

Список литературы

1. Аржанников С. Г., Захаркин О. В., Петров А. М. Оценка запаса устойчивости установившегося режима ЭС и выбор управлений для его ввода в допустимую область // электронный журнал «Новое в российской электроэнергетике», 2005, № 5.

Аржанников Сергей Гаврилович, старший научный сотрудник научно исследовательской лаборатории ЗАО «ИАЭС».

E-mail: ard@iaes.ru

Вторушин Алексей Сергеевич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник научно исследовательской лаборатории Института автоматизации энергетических систем (ЗАО «ИАЭС»).

E-mail: vas@iaes.ru

Захаркин Олег Владимирович, канд. техн. наук, консультант научно исследовательской лаборатории Института автоматизации энергетических систем (ЗАО «ИАЭС»).

E-mail: iaes@iaes.ru

Ландман Аркадий Константинович, канд. техн. наук, доцент, генеральный директор Института автоматизации энергетических систем (ЗАО «ИАЭС»).

E-mail: landman@iaes.ru

Петров Алексей Эдуардович, заместитель генерального директора Института автоматизации энергетических систем (ЗАО «ИАЭС»).

E-mail: alexey@iaes.ru

Попова Елена Юрьевна, научный сотрудник научно исследовательской лаборатории ЗАО «ИАЭС».

E-mail: eyi@iaes.ru

Arzhanikov S. G., Vtorushin A. S., Zakharkin O. V., Landman A. K., Petrov A. E., Popova E. Yu.

Algorithmic support of the upper level device of the Siberian centralized emergency control system and its development prospects.

The implementation of the algorithm of choice of control actions 1-DO, functioning in the upper level of the Siberian centralized emergency control system is considered.

Key words: centralized emergency control system, state estimation, control actions, search the weak section.

УДК 621.314

А. С. Вторушин, О. М. Грунин, А. Э. Петров

Оценивание состояния энергосистем в задачах противоаварийной автоматики

Рассматриваются особенности реализации блока оценивания состояния электроэнергетической системы, предназначенного для функционирования в составе комплекса противоаварийной автоматики.

Ключевые слова: ЦСПА, оценивание состояния, ошибки телеизмерений.

Введение

В настоящее время методы оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем (ЭЭС) являются основным источником полной и достоверной информации о режиме работы электрической сети. Результаты ОС используются в большинстве прикладных задач связанных с изучением режимов работы энергосистем. Стоит отметить, в последние годы произошло широкомасштабное внедрение комплексов ОС в диспетчерских службах всех уровней. Таким образом, для обеспечения координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА), использующей алгоритм класса I-ДО, полной и достоверной информацией о текущем режиме работы ЭЭС имеется альтернатива либо использования результатов функционирования типового комплекса ОС диспетчерского управления (ПК КОСМОС), либо разработка собственного модуля ОС, учитывающего специфику функционирования в режиме реального времени.

Оценивание состояния

Технологические алгоритмы ЦСПА должны обеспечиваться полной и достоверной информацией о режиме работы ЭЭС. Для данной цели служит алгоритм оценивания состояния ЭЭС, реализуемый в соответствующем модуле.

Модуль ОС предназначен для формирования полного и достоверного режима работы ЭЭС по данным телеметрии [1].

В случае успешной проверки достоверности рассчитанного режима модуль ОС передает его остальным технологическим процессам, в противном случае модуль повторяет циклы расчета до получения набора измерений, достаточного для получения полного и достоверного режима работы ЭЭС.

Анализ качества поступающей телеинформации осуществляется модулем ОС. Отдельное телеизмерение можно рассматривать как случайную величину с нормальным законом распределения, для которой будет верно «правило трех сигм»:

$$R \in (\hat{R} - 3\sigma, \hat{R} + 3\sigma),$$

где R – реальное (рассчитанное) значение режимного параметра;

\hat{R} – измеренное значение;

σ – среднеквадратичное отклонение (в качестве него для каждого телеизмерения необходимо принять величину порядка усредненного кванта телемеханики).

В связи с особенностью математической модели в алгоритме оценивания состояния ЦСПА значение целевой функции

$$\varphi(X, Y) = \sum_{i=1}^{N_I} \frac{1}{\sigma_i} [R_i(X, Y) - \hat{R}_i]^2 \rightarrow \min$$

в точке решения можно рассматривать как величину среднеквадратичного отклонения рассчитанных и измеренных значений режимных параметров в σ . Таким образом, если $\varphi(X, Y) < 3$, то большинство рассчитанных режимных параметров лежит в диапазоне $R \in (\hat{R} - 3\sigma, \hat{R} + 3\sigma)$ и полученный режим можно считать достоверным (с учетом применения описанных ниже процедур контроля качества оцененного режима).

Результаты расчетов режимов по данным оперативно-информационного комплекса (ОИК) ОДУ Сибири показали, что более чем в 95 % случаев значение $\varphi(X, Y) \in (2, 2,5)$. Из этого можно сделать вывод о достаточном качестве поступающей в ЦСПА телеинформации. Случаи превышения значением функции в точке решения величины 2,5 объяснялись следующими причинами:

- наличием сбойных критических телеизмерений (ТИ);
- наличием недостоверной телесигнализации (ТС);
- отсутствием режимной наблюдаемости из-за наличия недостоверных ТИ;
- недостаточной скоростью обновления ТИ при значительном изменении режима работы ЭЭС.

Анализ результатов расчетов подтвердил необходимость введения в ЦСПА алгоритмов автоматического контроля как достоверности отдельных телеизмерений, так и оцененного режима в целом.

Оценка текущего состояния ЭЭС. Модуль оценивания состояния предназначен для расчета полного и достоверного режима работы ЭЭС по данным телеметрии. Входными данными для модуля являются: параметры схемы замещения электрической сети, телеинформация о режиме работы ЭЭС, специфические настройки модуля ОС. На выходе модуль ОС должен формировать таблицы, содержащие полный сбалансированный режим работы ЭЭС наиболее близкий к полученным телеизмерениям.

Основными блоками модуля ОС являются:

- блок достоверизации ТИ и ТС;
- блок контроля топологической и режимной наблюдаемости энергосистемы;
- блок ОС ЭЭС;
- блок контроля качества оцененных режимов.

Блок достоверизации телеизмерений и телесигнализации предназначен для фильтрации грубых ошибок ТИ и формирования списка отключенных элементов ЭЭС. Первичная достоверизация ТИ и ТС применяется для раннего обнаружения и,

по возможности, устранения ряда распространенных ошибок в поступающем наборе телеинформации.

Должны эффективно обнаруживаться и устраняться (либо должен формироваться признак недостоверности рассчитанного режима с переходом на алгоритмы выбора УВ низовых устройств) следующие ошибки:

- выход значения ТИ напряжений за допустимый диапазон (в этом случае замер напряжения исключается из состава измерений);
- несоответствие значения перетоков мощности по связи и ТС о ее состоянии (наличие значительного телеизмерения перетока активной мощности в связи, при телесигнале «Откл»);
- несоответствие знаков ТИ перетоков активной мощности по разным концам связи (оба положительны, либо оба отрицательны).

Выявленные ошибки в телеизмерениях устраняются понижением весового коэффициента для соответствующего замера, корректировкой знака ТИ либо его исключением из состава замеров. В случае наличия ошибок в телесигналах либо при выявлении ошибок в данных, введенных на ручном вводе, расчет не производится, а на рабочее место оператора ЦСПА поступает сообщение.

Блок оценивания состояния ЭЭС выполняет сборку расчетной схемы, проверку наблюдаемости ЭЭС и формирование псевдоизмерений (по данным типового режима), расчет режима работы ЭЭС по данным телеизмерений.

Желательно использование математической постановки задачи оценивания состояния как задачи минимизации взвешенной суммы квадратов отклонений рассчитанных и измеренных параметров электрического режима:

минимизировать

$$\varphi(X, Y) = 0 = \sum_{i=1}^{N_I} c_i [R_i(X, Y) - \hat{R}_i]^2 = (R - \hat{R})' C (R - \hat{R}) \quad (1)$$

при ограничениях на нулевые инъекции «сетевых» узлов:

$$\varphi(X, Y) = 0,$$

где X, Y – векторы напряжений «сетевых» (с нулевыми инъекциями) и нагрузочных (или генераторных) узлов схемы, соответственно;

N_I – количество измерений без учета нулевых нагрузок «сетевых» узлов;

R, \hat{R}_i – векторы рассчитываемых и измеренных параметров режима;

C – диагональная матрица весовых коэффициентов размером $N_I \times N_I$;

c_i – весовой коэффициент, учитывающий значимость и качество измерения \hat{R}_i относительно других параметров. $c_i = (c'_i / \sigma_i)^2$, где c'_i – коэффициент, учитывающий априорное качество измерения, равный 1 для большинства измерений, а σ_i – среднеквадратичное отклонение;

$R_i(X, Y)$ – функция, определяющая режимный параметр R_i через узловые напряжения;

\hat{R}_i – измеренное значение параметра;

t – символ транспонирования.

Если точка (X_k, Y_k) отвечает установившемуся режиму электрической сети, то $F(X_k, Y_k) = 0$. При использовании для сетевых узлов уравнений в форме балансов токов и прямоугольных координат для комплексных величин напряжений ограничения оказываются линейными, и в точке (X_k, Y_k) справедливо соотношение:

$$(\partial F / \partial Y) \Delta X + (\partial F / \partial X) \Delta Y = 0 \text{ или } \Delta X = A \Delta Y;$$

$$A = -(\partial F / \partial X)^{-1} (\partial F / \partial Y) = \partial X / \partial Y,$$

где A – матрица чувствительности с постоянными, в ходе итерационного определения X и Y , элементами.

После исключения зависимых переменных X минимизация $\varphi(Y)$ в (1) выполняется методом Гаусса-Ньютона, на k -й итерации которого вектор ΔY_k поправок напряжений нагрузочных узлов определяется решением линейной системы:

$$H'_k \Delta Y_k = -\nabla \varphi_k,$$

где H'_k – главная часть матрицы Гессе $H = \partial^2 \varphi / \partial Y^2$;

$\nabla \varphi_k = \partial \varphi / \partial Y$ – приведенный градиент функции φ , вычисленный в точке Y_k .
Уточнение узловых напряжений выполняется по правилу:

$$Y_{k+1} = Y_k + \alpha_k \Delta Y_k; \quad X_{k+1} = A Y_{k+1},$$

где α_k – шаг в направлении минимизации, обеспечивающий методу монотонную сходимость.

Результатом работы блока ОС является полный сбалансированный режим работы ЭЭС и ряд служебных данных, в том числе значение целевой функции в точке решения.

Блок контроля качества полученного режима

Высокие требования к достоверности режимной информации, накладываемые использованием оцененных режимов в алгоритме I-ДО, требуют использования алгоритмов автоматического контроля достоверности полученных режимов.

Сформулируем необходимые критерии достоверности результатов ОС.

Если весовые коэффициенты для реальных измерений пропорциональны точности их измерения, то значение функции в точке решения можно принять как один из критериев определения достоверности результатов оценивания. Таким образом, при значении целевой функции в точке решения $\varphi(X, Y) \leq 3$, при постановке задачи ОС в виде (1) с учетом «правила 3 сигм», для реальных измерений режим является достоверным. В случае использования другого способа задания весовых коэффициентов в (1) требуется анализ остатков оценивания (разность между измеренным и рассчитанным параметром электрического режима).

Полученные оценки модулей напряжения не должны отличаться от номинального напряжения более чем на заданную, для каждой из ступеней напряжения, величину (причиной отклонения напряжения, как правило, является неустраняемая локальная ненаблюдаемость режима в сетевом районе).

Количество ненаблюдаемых узлов не превышает заданное число от общего числа узлов в схеме сети. Следует учитывать, что в связи с ограничениями, накладываемыми системой сбора информации, наблюдаемость ряда узлов не может быть обеспечена по причине отсутствия требуемых телеизмерений.

В ходе решения задачи оценивания состояния не достигнут предел по числу итераций.

Отсутствуют локализованные в сетевых районах массовые расхождения между измерениями и их оценками (как правило, это говорит о наличии ошибок в ТС либо о сбоях при передаче пакета телеметрии с какой-либо подстанции).

Отсутствуют изменения мощностей нагрузок или генераций в узлах сети больше чем на 4σ относительно предыдущего рассчитанного режима, что позволяет исключить возможные невыявленные ошибки в телеизмерениях.

Изменение значения целевой функции, в постановке задачи ОС (1), для соседних циклов расчета не превышает пороговой величины (резкий скачек значения целевой функции в точке решения связан с поступлением в блок ОС ЦСПА пакета недостоверной телеметрии, либо скачкообразным изменением режима работы энергосистемы). Для схемы ОЭС Сибири в качестве пороговой величины принимается 0,1.

Во всех случаях, при обнаружении недостоверности полученного режима, осуществляется переход на алгоритмы выбора УВ низовых устройств с переходом алгоритма I-ДО ЦСПА в режим ожидания достоверного режима на входе.

Заключение

В настоящее время разработанный в ЗАО «ИАЭС» блок оценивания состояния функционирует в составе находящегося в промышленной эксплуатации ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири. В процессе опытной эксплуатации проводились испытания блока ОС ЦСПА. По результатам испытаний с участием как разработчиков, так и представителей центрального аппарата системного оператора выявлено:

- режимы, полученные блоком оценивания ЦСПА, не содержат значительных отклонений расчетных и измеренных значений режимных параметров, телеизмерения которых были признаны достоверными;
- отмечена эффективность блока фильтрации ТИ и ТС, в частности в контексте обеспечения алгоритма I-ДО информацией о текущем режиме, фиксация недостоверности оцененного режима вместо выдачи режима с некорректным состоянием линий является предпочтительной;
- отсутствие необходимости корректировки настроек блока ОС в ходе эксплуатации без потери качества оцененных режимов;
- контроль уровней модуля узловых напряжений в ходе анализа результатов оценивания состояния не позволяет получать режимы с завышенным или заниженным напряжением в отдельных узлах при сбоях в телесигналах состояния устройств компенсации реактивной мощности.

Список литературы

1. *Вторушин А. С., Грунин О. М.* Оценивание состояния электроэнергетических систем в задачах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2009, № 1. – С. 137–140.

Вторушин Алексей Сергеевич, канд. техн. наук, в.н.с. научно исследовательской лаборатории ЗАО «ИАЭС».

E-mail: vas@iaes.ru

Грунин Олег Михайлович, доцент кафедры ЭиЭТ, ЗабГУ.

E-mail: etaem_energo@mail.ru

Петров Алексей Эдуардович, заместитель генерального директора ЗАО «ИАЭС».

E-mail: alexey@iaes.ru

Vtorushin A. S., Grunin O. M., Petrov A. E.

Static state estimation in centralized emergency control systems.

The implementation of the algorithm of the static state estimation, functioning in the upper level of the Siberian centralized emergency control system is considered.

Key words: centralized emergency control, state estimation, telemetry errors.

УДК 621.314

А. К. Ландман, А. Э. Петров, О. О. Сакаев

Организация межмашинного обмена информацией в иерархической системе противоаварийного управления ЦСПА ОЭС Сибири

Приведены основные подходы к организации межмашинного обмена информацией в иерархической системе противоаварийного управления. Рассмотрено решение задачи организации межмашинного обмена в иерархической системе ПАУ на примере ЦСПА ОЭС Сибири и достигнутые результаты.

Ключевые слова: ЦСПА, иерархическая система противоаварийного управления, межмашинный обмен информацией.

Введение

В настоящее время одним из основных и перспективных направлений развития систем противоаварийного управления в энергетике является интеграция устройств противоаварийной автоматики различных уровней в единые иерархические системы противоаварийного управления (ПАУ). Согласно [1] иерархические системы ПАУ, функционирующие на уровне энергосистем или энергообъединений, называются централизованными системами противоаварийной автоматики (ЦСПА). На сегодняшний день в ЕЭС России в промышленной эксплуатации находятся ЦСПА ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Сибири, Тюменской энергосистемы [2].

В общем случае ЦСПА представляет собой двухуровневую иерархическую систему ПАУ. На верхнем уровне иерархии управления ЦСПА решает следующие основные задачи:

- ввод данных текущего режима от системы сбора доаварийной информации;
- выбор управляющих воздействий (УВ) в режиме «ДО» для аварийных возмущений в энергосистеме на основании определенной математической модели энергосистемы;
- передача выбранных УВ на устройства нижнего уровня иерархии управления.

Как правило, устройство верхнего уровня ЦСПА устанавливается в соответствующем подразделении Системного оператора, при этом в качестве источника доаварийной информации, в соответствии с [1], используется ОИК данного подразделения.

На нижнем уровне иерархии ЦСПА находятся районные устройства автоматической дозировки воздействий (РАДВ), установленные на энергообъектах, которые, в свою очередь, выполняют:

- прием и запоминание дозировки УВ, принятой от верхнего уровня ЦСПА;
- фиксацию срабатывания пусковых органов (ПО), соответствующих определенным аварийным возмущениям в схеме района управления устройства;
- выставление запомненной дозировки УВ в случае фиксации ПО.

Таким образом, задача организации взаимодействия между устройствами верхнего и нижнего уровней иерархии ПАУ является ключевой с точки зрения работоспособности и надежности системы ПАУ в целом.

Рассмотрим решение задачи организации межмашинного обмена в иерархической системе ПАУ на примере ЦСПА ОЭС Сибири.

Общие принципы организации межмашинного обмена информацией в иерархической системе ПАУ

Для организации обмена информацией между устройствами верхнего и нижнего уровней ЦСПА необходимо решить, как минимум, следующие задачи:

- передача информации о выбранной дозировке УВ от устройства верхнего уровня на устройства нижнего уровня;
- передача информации, подтверждающей успешную подготовку принятой дозировки УВ к реализации, от устройств нижнего уровня на устройство верхнего уровня;
- обеспечение надежности передачи информации;
- резервирование выбора дозировки УВ на нижнем уровне.

Для решения первой задачи необходимо и достаточно передать на конкретное устройство АДВ информацию о ступенях УВ, выбранных устройством верхнего уровня ЦСПА для пусковых органов данного устройства АДВ. Для подтверждения успешной подготовки дозировки УВ к реализации, целесообразно передавать на верхний уровень информацию о ступенях УВ, подготовленных устройством АДВ к выставлению в случае срабатывания соответствующих ПО. При этом технологические алгоритмы устройства верхнего уровня ЦСПА должны предусматривать определенные средства автоматизированного контроля соответствия переданных и принятых ступеней УВ, с целью привлечения внимания оперативного персонала на верхнем уровне в случае расхождения.

В дополнение к выставленной дозировке УВ на верхний уровень может быть целесообразным передавать аналоговые (ТИ) и дискретные (ТС) параметры текущего режима, зафиксированные устройством РАДВ, а также другие параметры, характеризующие функционирование устройства РАДВ в данный момент времени. Кроме того, при срабатывании устройства РАДВ целесообразно передавать на верхний уровень информацию о срабатывании в виде, например, протокола событий.

Физическая надежность связи между ЦСПА и РАДВ может обеспечиваться, например, за счет резервирования канала передачи информации. На транспортном уровне надежность должна обеспечиваться при помощи протоколов, гарантирующих доставку пакетов информации. Однако организация надежного канала связи не отменяет необходимости резервирования выбора дозировки УВ на нижнем уровне ЦСПА, например, на случай вывода устройства верхнего уровня ЦСПА из работы либо прекращения выбора УВ для некоторых ПО на верхнем уровне вследствие устойчивого сбоя в системе сбора доаварийной информации. В связи с этим, технологические алгоритмы устройств АДВ, входящих в состав ЦСПА, должны предусматривать средства автоматического перехода на выбор УВ по местной доаварий-

ной информации в случае прекращения выбора УВ на верхнем уровне для некоторых или для всех ПО.

С обеспечением надежности функционирования связана еще одна интересная особенность. Устройства РАДВ могут выполняться дублированными, состоящими из двух полукомплектов. В свою очередь, устройство верхнего уровня ЦСПА также может выполняться дублированным. При этом возникает задача выбора оптимального варианта взаимодействия между двумя дублированными комплексами (рис. 1).

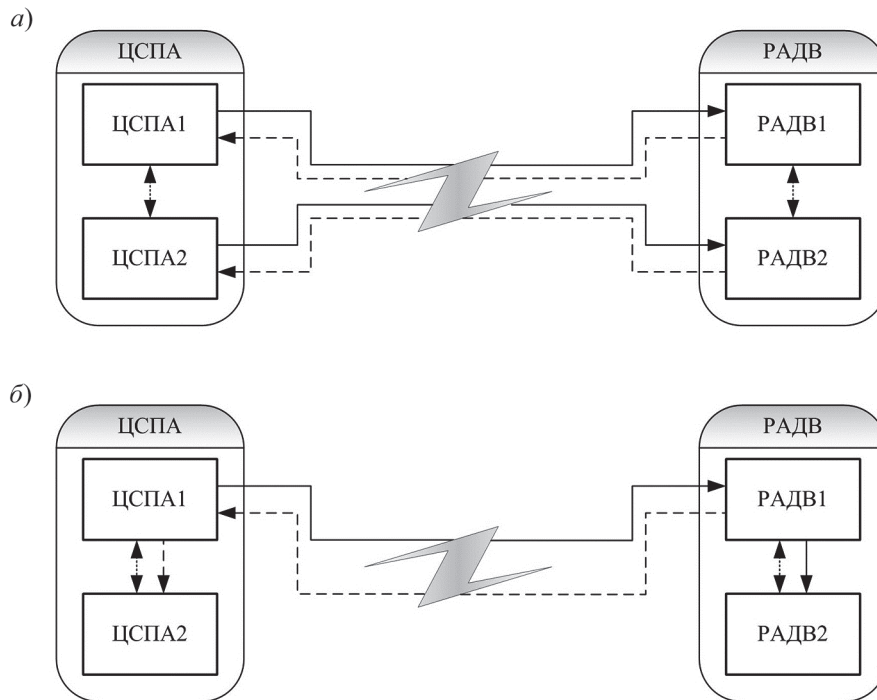


Рис. 1. Варианты организации взаимодействия между дублированными комплексами верхнего и нижнего уровней:

а) взаимодействие каждого с каждым; б) взаимодействие основного с основным

⚡ Канал ММО; —> дозировка УВ для выставления;
 <--- выставленная дозировка УВ, ТИ, ТС; <=> синхронизация функционирования полукомплектов дублированного устройства ПА

Наиболее простым в реализации является вариант взаимодействия каждого полукомплекта с каждым (рис. 1, а), однако при этом в 4 раза возрастает нагрузка на канал межмашинного обмена. Кроме того, в данном случае возникает необходимость определения, на основании какой именно информации работает РАДВ: полученной от основного или резервного полукомплекта устройства ЦСПА верхнего уровня.

Второй вариант (рис. 1, б) предполагает, что обмен информацией идет только между основными полукомплектами. При этом основной полукомплект, получив данные, должен передать эти данные резервному полукомплекту.

Устройства РАДВ могут выполняться не только дублированными, но также и двухшкафными, состоящими из двух равнозначных комплектов, с целью резерви-

рования для проведения работ по обслуживанию и т. п. При этом в управлении находится только один комплект РАДВ, второй может находиться в горячем резерве, или может быть выведен из работы, например, для проведения обслуживания. В этом случае также необходим выбор из двух вариантов организации взаимодействия (рис. 2).

При взаимодействии устройства верхнего уровня ЦСПА одновременно с двумя комплектами РАДВ (рис. 2, а), возрастает нагрузка на канал межмашинного обмена. Кроме того, появляется необходимость разделения полученной информации по комплектам на верхнем уровне, что усложняет организацию отображения информации для оперативного и эксплуатирующего персонала. При взаимодействии только с комплектом РАДВ, находящимся в данный момент в управлении (рис. 2, б), вышеупомянутые проблемы снимаются.

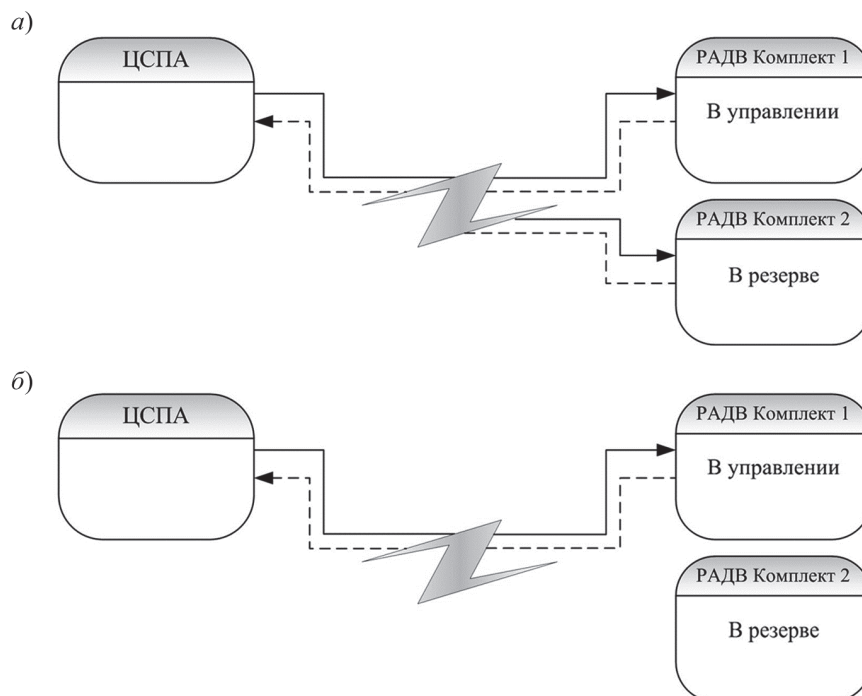


Рис. 2. Варианты организации взаимодействия с резервированным устройством нижнего уровня: а) взаимодействие ЦСПА с двумя комплектами РАДВ; б) взаимодействие ЦСПА с комплектом, находящимся в управлении

⚡ Канал ММО; → дозировка УВ для выставления;
 ← --- выставленная дозировка УВ, ТИ, ТС

Реализация межмашинного обмена информацией в ЦСПА ОЭС Сибири

В 2008 г. в опытную эксплуатацию была введена ЦСПА ОЭС Сибири, разработанная ЗАО «ИАЭС» [3]. ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири располагается в ОДУ Сибири, г. Кемерово, и производит выбор управления на основании полной математической модели ОЭС Сибири с контролем сетей 500 кВ, 220 кВ и частично

110 кВ по способу I-ДО. В настоящее время верхний уровень ЦСПА взаимодействует с тремя низовыми управляющими вычислительными комплексами (УВК) АДВ на ПС 500 кВ Таврическая, ПС 1150 кВ Алтай, ПС 1150 кВ Итатская.

Межмашинный обмен в ЦСПА ОЭС Сибири организован следующим образом:

- на низовые устройства ЦСПА передаются выбранные ступени УВ;
- в ПТК верхнего уровня от низовых устройств передается выставленные (подготовленные к реализации) ступени УВ;
- в ПТК верхнего уровня от низовых устройств передаются аналоговые и дискретные параметры текущего режима (ТИ и ТС);
- в ПТК верхнего уровня от низовых устройств передаются аварийные протоколы событий.

В процессе реализации межмашинного обмена в ЦСПА ОЭС Сибири, прежде всего, решалась задача выбора протокола взаимодействия. Исходя из общих принципов организации межмашинного обмена, в качестве транспортного уровня было выбрано семейство протоколов ТСП/IP как обеспечивающее гарантированную доставку пакетов информации.

Передача информации в виде таблиц дозировки УВ, таблиц ТИ, таблиц ТС при внешней простоте данного подхода требовала разработки собственного протокола обмена, работающего поверх ТСП/IP, с подтверждениями доставки и средствами контроля целостности пакетов. Кроме того, объемы таблиц в том виде, как они представлены в ПТК верхнего и нижнего уровней, могут составлять десятки и сотни килобайт, что приводит к существенной загрузке каналов связи.

В связи с этим, были рассмотрены стандартные протоколы обмена информацией, и в результате был выбран протокол МЭК 60870-5-104 [4]. По данному протоколу информация передается в виде стандартных пакетов, причем для передачи дискретной и аналоговой информации предназначены различные типы пакетов. Протокол предусматривает стандартные средства контроля состояния соединения, контроля доставки и контроля целостности пакетов информации. Реализация МЭК 60870-5-104 в ЦСПА ОЭС Сибири обладает следующими особенностями.

Во-первых, в данном протоколе реализована согласованная передача информации. Протокол настраивается таким образом, чтобы ступени дозировки УВ, относящиеся к одному или нескольким взаимосвязанным ПО, передавались одним пакетом МЭК. Это позволяет гарантировать, что дозировка УВ для определенного ПО или для группы взаимосвязанных ПО всегда будет обновляться согласованно, все ступени для этих ПО будут получены низовым устройством одновременно.

Во-вторых, для передачи в ПТК верхнего уровня протоколов срабатывания устройства в виде файлов, был реализован соответствующий механизм передачи файлов.

ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири выполнен дублированным. Низовые устройства ЦСПА выполнены дублированными, с подменным комплектом. В связи с этим при реализации межмашинного обмена были приняты следующие варианты исполнения:

- в дублированных комплексах основной полукомплект взаимодействует с основным;
- верхний уровень ЦСПА взаимодействует только с комплектом резервированного устройства, находящимся в работе.

Состояние комплекта низового устройства АДВ «в работе/в резерве» определяется при помощи дискретного сигнала, подаваемого на вход устройства и формируемого согласно текущему положению ключей и испытательных блоков. Кроме того, на ПС 1150 кВ Итатская предусмотрен отдельный аппаратный ключ, формирующий дискретный сигнал разрешения или запрета взаимодействия с ПТК верхнего уровня ЦСПА. Данный ключ предусматривается на всех вновь вводимых УВК АДВ ОЭС Сибири, которые в перспективе могут быть введены в состав ЦСПА. Необходимо отметить, что УВК АДВ ПС 500 кВ Таврическая и ПС 1150 кВ Алтай проектировались до пуска ПТК верхнего уровня ЦСПА, поэтому аппаратный ключ в этих УВК АДВ не предусмотрен. Для разрешения либо запрета работы с верхним уровнем ЦСПА в данных комплексах организован программный ключ, состояние которого устанавливается оперативным персоналом с АРМ УВК АДВ.

Данная схема позволила провести опытную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Сибири в режиме взаимодействия с тремя низовыми устройствами. При этом первые комплекты УВК АДВ находились в промышленной эксплуатации с выдачей УВ в цепи исполнительных устройств, вторые комплекты находились в опытной эксплуатации с работой на сигнал. На вторых комплектах комбинацией аппаратных и программных ключей было разрешено взаимодействие с ПТК верхнего уровня ЦСПА. При этом проводилась отладка протоколов обмена информацией, механизмов резервирования дозировки, контроля дозировки на верхнем уровне.

Технологическое программное обеспечение УВК АДВ предусматривает возможность одновременной работы нескольких алгоритмов выбора УВ с выбором результирующей дозировки УВ независимо для каждого ПО. На основе данного механизма организовано резервирование дозировки УВ в низовых устройствах ЦСПА ОЭС Сибири. С точки зрения низового устройства верхний уровень ЦСПА представляет собой алгоритм выбора УВ с наивысшим приоритетом. Следовательно, для всех ПО, для которых в данный момент успешно выбирается управление на верхнем уровне, будет подготовлена к реализации дозировка УВ, полученная с верхнего уровня. В случае прекращения выбора УВ для всех или для части ПО на верхнем уровне либо при разрыве связи с верхним уровнем через заданное в настройке время будет выставлена дозировка от алгоритма выбора УВ, работающего на устройстве АДВ на основании местной доаварийной информации, как правило, по способу П-ДО. Таких резервных алгоритмов, в свою очередь, на низовом устройстве может быть несколько.

В настройке УВК АДВ могут быть заданы следующие времена, контролируемые переход от одного алгоритма выбора УВ к другому:

- цикличность контроля выходных таблиц алгоритмов – это периодичность, с которой проверяются выходные таблицы алгоритмов выбора УВ на УВК АДВ. При этом если алгоритм выбора УВ установил для определенных ПО признак «дозировка не выбрана» (алгоритм выбора УВ верхнего уровня может уста-

навливать такой признак при невозможности рассчитать УВ вследствие резкого изменения режима при аварийном возмущении в контролируемой сети), переход к дозировке от резервного алгоритма производится сразу;

- максимальный интервал обновления выходных таблиц алгоритмов – это максимально допустимый интервал, в течение которого каждый алгоритм выбора УВ должен обновить свою выходную таблицу, записав туда результаты очередного цикла расчета дозировки. Если алгоритм выбора УВ не записал результаты своей работы в таблицу (для алгоритма выбора УВ верхнего уровня это равнозначно разрыву связи), по истечении указанного интервала времени производится переход к дозировке от резервного алгоритма.

Кроме того, в настройке УВК АДВ задаются времена, определяющие порядок оповещения оперативного персонала о факте прекращения выбора дозировки УВ всеми алгоритмами для некоторых ПО и последующем обнулении дозировки УВ, подготовленной к реализации.

Цикличность контроля выходных таблиц алгоритмов должна выбираться с учетом длительности цикла обновления доаварийной информации устройства.

Длительность максимального интервала обновления выходных таблиц алгоритмов должна выбираться исходя из длительности цикла расчета наиболее медленного алгоритма. В свою очередь, на длительность цикла расчета влияют реализация алгоритма, объем доаварийной информации, технологические задачи, решаемые алгоритмом в дополнение к выбору УВ. Так, длительность цикла расчета УВ по способу II-ДО составляет, как правило, сотни миллисекунд, в то время как длительность цикла расчета УВ по способу I-ДО для устройств верхнего уровня ЦСПА нормируется стандартом [1] на уровне 30 секунд.

Для правильной работы механизма резервирования выбора УВ на низовые устройства для каждого ПО передаются признаки успешного/неуспешного выбора дозировки.

В ПТК верхнего уровня ЦСПА помимо отображения на экране АРМ ЦСПА дозировки, подготовленной к реализации низовыми устройствами, реализован также автоматический контроль выставленной дозировки путем сравнения переданной и принятой информации для каждого низового устройства. В случае расхождения в протокол работы и на экран АРМ ЦСПА выводится соответствующее сообщение с целью привлечения внимания оперативного персонала.

Заключение

В настоящее время ЦСПА ОЭС Сибири находится в промышленной эксплуатации [2] в режиме взаимодействия с УВК АДВ ПС 500 кВ Таврическая, ПС 1150 кВ Алтай, ПС 1150 кВ Итатская. На стадии организации канала связи находятся работы по подключению к ЦСПА УВК АДВ Богучанской ГЭС. Взаимодействие с ЦСПА предусмотрено также проектами УВК АДВ Саяно-Шушенской ГЭС, УВК АДВ ПС 500 кВ Камала-1.

Опыт эксплуатации показал целесообразность принятых подходов к реализации межмашинного обмена информацией и правильность функционирования заложенных технических решений.

Список литературы

1. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. – М., 2011.
2. Протокол совместного заседания секции «Управление режимами энергосистем, РЗиА» и секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России» НП «НТС ЕЭС» по теме «ЦСПА нового поколения. Рассмотрение вопросов разработки на примере ЦСПА ОЭС Востока и ЦСПА ОЭС Сибири». 26 декабря 2012 г. – М., ОАО «СО ЕЭС».
3. Ландман А. К., Петров А. М., Петров А. Э., Сакаев О. О. Разработка интегрированной системы ПА ОЭС Сибири // Сб. докладов XX конф. «Релейная защита и автоматика энергосистем 2010» (Москва, 1–4 июня 2010). – М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2010. – С. 52–59.
4. Кацук А. В., Петров А. Э., Сакаев О. О., Субботин-Чужальский А. В. Особенности реализации протокола МЭК 60870-5-104 в микропроцессорных устройствах противоаварийной автоматики // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока, 2009, № 1. – С. 189–191.

Ландман Аркадий Константинович, канд. техн. наук, доцент, генеральный директор ЗАО «ИАЭС».

E-mail: landman@iaes.ru

Петров Алексей Эдуардович, заместитель генерального директора ЗАО «ИАЭС».

E-mail: alexey@iaes.ru

Сакаев Оскар Олегович, заведующий сектором программного обеспечения ЗАО «ИАЭС».

E-mail: oskar@iaes.ru

Landman A. K., Petrov A. E., Sakaev O. O.

Principles of intercomputer information exchange in a hierarchical emergency control system of CECS of UPS of Siberia.

The basic approaches to inter-machine information exchange in a hierarchical system of emergency control are proposed. Solution of the problem of inter-machine communication in the hierarchical emergency control system on the example of CECS of UPS of Siberia and the results achieved are shown.

Key words: centralized emergency control system, hierarchical system of emergency control, inter-machine communication.

УДК 621.311 (091)

С. И. Демидов, О. Д. Роева

История создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики в ОЭС Урала

Приведена история развития централизованной системы противоаварийной автоматики на базе вычислительной техники в ОЭС Урала.

Ключевые слова: ОЭС Урала, противоаварийная автоматика, управляющие воздействия, адаптивная ЦСПА.

Введение

Одной из основных задач Системного оператора является обеспечение надежности Единой энергетической системы (ЕЭС) России и показателей качества электрической энергии. Особенностью ЕЭС России является большая протяженность электрических сетей, высокая концентрация источников генерации и приемников электроэнергии, большая удаленность между ними. Единство работы такой протяженной системы позволяет строить мощные экономичные станции рядом с источниками энергоресурсов и эффективно их использовать при нескольких часовых поясах.

Расстояния между подстанциями системообразующей сети в России составляют несколько сотен километров. Строительство одного километра линии электропередачи системообразующей сети классом напряжения 500 кВ обходится в среднем 3–4 млн рублей. Создание противоаварийной автоматики обходится в сотни раз дешевле строительства не самой протяженной ЛЭП. Кроме того, следует заметить, что ввод новой линии увеличивает использование пропускной способности сети только в одном направлении. Стоимость противоаварийной автоматики несоизмеримо ниже, ее ввод обеспечивает максимальное использование пропускной способности всей основной системообразующей сети, одновременно решая большой круг задач:

- эффективное использование электрических сетей;
- облегчение проведения ремонтной компании;
- увеличение выработки отдельных энергоузлов;
- увеличение возможностей управления энергосистемой;
- снижение вероятности ограничения потребителей.

Комплексы противоаварийного управления не только выгодны с точки зрения экономии материальных затрат в энергетике, но и являются необходимыми звеньями в повышении надежности энергоснабжения потребителей.

ЦСПА первого поколения

В 1970-е годы начались работы по созданию ЦПА. Опыт решения задач противоаварийного управления имеет большую историю на Урале. Первая противоаварийная автоматика ОЭС Урала была создана в 1973 г. и выполнена на базе релейной

аппаратуры. На тот момент автоматика защищала пять сечений, входящих в однокольцевую сеть 500 кВ ОЭС Урала.

В 1980-е годы, когда электрическая сеть 500 кВ ОЭС Урала состояла уже из пяти колец, и старая автоматика была не способна обеспечить требуемую надежность, был создан прообраз современной ЦПА на базе вычислительной машины ТА-100. Это была первая система с адаптивным алгоритмом, при этом учитывался электрический режим не только в одном месте электрической сети, но и в некоем эквиваленте всей сети. Система была установлена на подстанции Южная Свердловэнерго. Для своего времени введение в эксплуатацию такой системы было значительным событием, так как позволяло увеличить пропускную способность межсистемных перетоков.

В течение времени эксплуатации данная автоматика произвела 20 срабатываний, тем самым предотвратив нарушение устойчивости энергосистемы. Тем не менее, первая ЦСПА обладала рядом недостатков: эквивалентная схема была небольшой размерности, пусковых органов и управляющих воздействий (УВ) было недостаточно. Быстродействие ЭВМ оставляло желать лучшего (оперативная память ЭВМ была на порядок меньше, чем у мобильного телефона), так же как используемые алгоритмы расчета управляющих воздействий.

ЦСПА второго поколения

В 1986 г. в ОЭС Урала была введена в промышленную эксплуатацию новая ЦПА на базе универсальных вычислительных машин ЕС-1011, современных для того времени [1]. Новая ЦПА использовала эквивалентную схему размерностью до 50 узлов, более расширенный набор обрабатываемых пусковых органов и доступных управляющих воздействий. Для реализации выдачи УВ при возникновении аварий был создан прообраз низового устройства, которое располагалось непосредственно в здании ОДУ Урала. К устройству были подведены сигналы аппаратуры низкочастотных каналов автоматики (АНКА) для пусковых органов и ступеней УВ.

Создание этой системы в 1990 г. было отмечено Государственной премией СССР.

Несмотря на значительный прогресс эта ЦСПА обладала рядом недостатков:

- ЭВМ ЕС-1011 имела недостаточный объем оперативной памяти (1 МБ), что сильно ограничивало размер расчетной схемы, и медленный (по сегодняшним оценкам) процессор. Поэтому время расчетного цикла было установлено в 3 минуты;
- ЦСПА имела в своем составе систему приема телеметрической информации от центральной приемо-передающей станции (ЦППС), а не от ОИК, что требовало двойного сопровождения изменений в системе сбора телеметрической информации;
- низовое устройство находилось в ОДУ Урала, что требовало подведение сигналов АНКА в здание ОДУ Урала;

- пользовательский интерфейс почти отсутствовал, поэтому наблюдение за работой ЦПА было затруднено;
- отсутствовала система архивирования и визуализации архивной информации;
- отсутствовала возможность управления низовым устройством.

Кроме того, программное обеспечение было реализовано на ассемблере для ЭВМ ЕС-1011 производства фирмы VIDEOTON Венгерской народной республики. В конце 1980-х годов фирма прекратила свое существование и встала во весь рост проблема поддержания работоспособности ЭВМ. ОДУ Урала даже пришлось скупать ЗИП у всех организаций, которые в свое время использовали ЭВМ ЕС-1011 и решили от них отказаться.

К 2003 г. она троекратно отработала свой ресурс, были зафиксированы многочисленные сбои в работе противоаварийной автоматики. Алгоритмы, заложенные в старой ЦПА, не соответствовали требованиям вышедших новых нормативных документов. Аналогичные проблемы с ЦПА возникали в ОЭС Средней Волги и в Тюменской энергосистеме. Кроме того, возникла необходимость ввода в работу ЦСПА и в ОЭС Северного Кавказа.

В 2003 г. в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» было принято решение о создании унифицированного комплекса ЦСПА и внедрении его в ОЭС Урала, Средней Волги и Северного Кавказа. Первый этап данной работы был воплощен в ОЭС Урала. 29 декабря 2005 г. Межведомственной комиссией был подписан акт о приемке в промышленную эксплуатацию ЦСПА ОЭС Урала на новой технической и программной платформе с усовершенствованными технологическими алгоритмами расчета, установлен удаленный контроллер противоаварийной автоматики (УКПА) на ПС Южная с обеспечением надежной связи с сервером. Значительно расширена и повышена надежность системы сбора телеинформации. Вновь созданная ЦСПА обладает следующими преимуществами:

- аппаратной реализацией на базе современной техники, которая обладает долгим сроком службы;
- повышенной надежностью, так как «читающая» аппаратура отделена от управляющей;
- программным обеспечением, которое создано на основе современных языков программирования, следовательно, имеет возможности последующей модернизации;
- быстрой адаптацией к изменению режима электрической сети (примерно в 6 раз по сравнению со старой автоматикой);
- значительным увеличением объема математической модели защищаемой энергосистемы;
- множеством функциональных возможностей мониторинга и управления ЦСПА.

Типовая схема ЦСПА второго поколения показана на рис. 1. Усовершенствованные версии были установлены в Тюменском РДУ, ОДУ Средней Волги и ОДУ Юга.

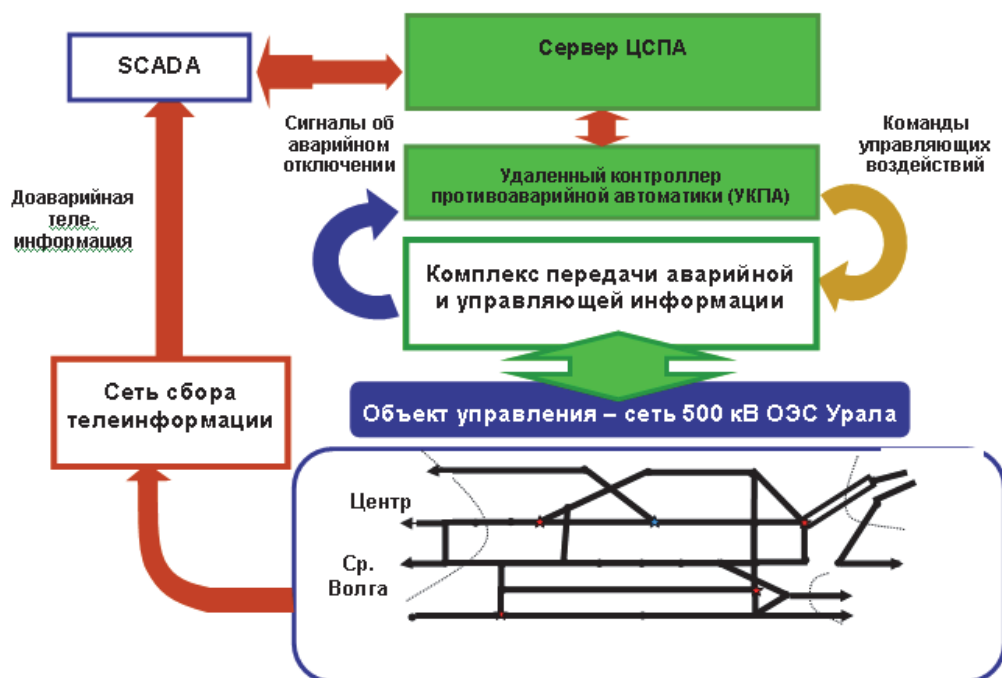


Рис. 1. Типовая схема ЦСПА второго поколения

ЦСПА третьего поколения

В настоящее время сохраняются основные особенности ЕЭС: неравномерность распределения генерации и нагрузки и недостаточная пропускная способность электрической сети. В современных условиях, когда в ходе реформирования и установления конкурентных отношений в электроэнергетике произошло разделение участников единого технологического процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии по видам деятельности и отношениям собственности, роль противоаварийного управления, как средства обеспечения системной надежности, только повышается. Непрерывное развитие ЕЭС России, широкомасштабное внедрение цифровых устройств управления привели к необходимости разработки новой архитектуры ЦСПА на основе современных принципов построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме на базе современных программно-технических средств и использующих векторные измерения параметров режима.

В 2007–2009 гг. ОАО «НИИПТ» по заказу ОАО «СО ЕЭС» [2] выполнял ряд работ по этой тематике, в результате которых были разработаны новые алгоритмы расчета оптимальных управляющих воздействий для адаптивной ЦСПА как по условиям статической устойчивости послеаварийного режима, так и по условиям динамической устойчивости с учетом динамической составляющей аварийных процессов, обусловленной как короткими замыканиями, так и действиями линейной автоматики для локализации аварийного возмущения (АПВ). Эти алгоритмы и составили основное ядро ЦСПА третьего поколения.

Перед ЦСПА третьего поколения была поставлена задача: сделать возможным использование в качестве исходной схемы большую расчетную модель, задействованную в других расчетных комплексах (*Rastr*, КОСМОС). Эквивалентирование схемы должно происходить автоматически.

Достоверизация режима выполняется для полной расчетной схемы, а затем схема с полученным установившимся режимом эквивалентруется по заданным пользователем критериям. Эквивалентированию подлежат и сеть (статические элементы), и синхронные машины (генераторы, динамические элементы). Расчет управляющих воздействий выполняется уже в эквивалентной схеме.

Возможность использования таких решений без увеличения времени цикла работы ЦСПА достигается как за счет совершенствования алгоритмов, так и за счет использования более совершенных программно-технических средств, прежде всего, многопроцессорных вычислительных комплексов.

Согласно новой Концепции противоаварийного управления ставится задача обеспечить возможность использования ЦСПА не только для предотвращения нарушений устойчивости и опасных перегрузок при единичных расчетных аварийных возмущениях, но и для предотвращения (прекращения) развития аварийного процесса при последовательных отказах.

В настоящий момент ЦСПА третьего поколения находится в опытной эксплуатации в ОДУ Востока.

Заключение

Централизованные системы противоаварийной автоматики ЕЭС России – уникальные, не имеющие мировых аналогов, программно-аппаратные комплексы. Надежность и эффективность ЦСПА доказана их многолетней успешной эксплуатацией. Развитие ЦСПА осуществляется под руководством ОАО «СО ЕЭС» на базе планомерного комплексного подхода и современных принципов построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме на базе современных программно-технических средств и использующих векторные измерения параметров режима. Оно предусматривает создание в перспективе координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА) ЕЭС России, предназначенной для эффективной координации ЦСПА объединенных и региональных энергосистем. Это позволит существенно повысить надежность ЕЭС России за счет недопущения межсистемных каскадных аварий и повысить степень использования пропускной способности электрических сетей Единой энергосистемы за счет повышения точности расчетных моделей ЦСПА.

Список литературы

1. Кощев Л. А., Мошкин Е. А., Окин В. А. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики // *Электричество*, 1991, № 10.
2. Аюев Б. И., Кощев Л. А., Шульгинов Н. Г. Развитие принципов, алгоритмов и задач противоаварийного управления в ЕЭС России // Сб. докладов междунар. науч.-практ. конф. «Энергосистемы: управление, конкуренция, образование», 2008.

Демидов Сергей Иванович, заведующий лабораторией программных средств систем режимного и противоаварийного управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»)

E-mail: demidovsi@gmail.com

Роева Ольга Дмитриевна, заместитель заведующего лабораторией программных средств систем режимного и противоаварийного управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: roevaod@gmail.com

Demidov S. I., Roeva O. D.

History of creation and development of centralized emergency control system in IPS of Urals.

The history of creation and development of centralized emergency control system in IPS of Urals based on the computer technology is given.

Key words: IPS of Urals, emergency control, control action, adaptive centralized emergency control system.

УДК 621.311 (091)

Е. Н. Иванов, В. В. Трофименко

Централизованная система противоаварийной автоматики ОЭС Средней Волги

Приведено описание централизованной системы противоаварийной автоматики ОЭС Средней Волги. Рассмотрены программно-технические средства верхнего и нижнего уровней ЦСПА, режимы работы. На примерах реальных аварийных ситуаций продемонстрирована эффективность работы ЦСПА ОЭС Средней Волги.

Ключевые слова: ОЭС Средней Волги, ЦСПА, управляющий вычислительный комплекс, устройство противоаварийной автоматики энергоузла, управляющие воздействия.

Структура ЦСПА ОЭС Средней Волги

Построение ЦСПА ОЭС Средней Волги осуществлялось исходя из специфики режима работы ОЭС Средней Волги, определяющейся наличием реверсивных перетоков активной мощности между ОЭС Центра и ОЭС Урала и специфики сложившейся в ОЭС Средней Волги структуры противоаварийной автоматики (ПА), а именно:

- наличие и доступность управляющих воздействий (УВ) для комплексов ПА;
- наличие пусковых органов (ПО), входящих в разные комплексы ПА с различным объемом располагаемых ступеней УВ;
- наличие специфических УВ (разгрузка блока 220 кВ Балаковской АЭС от текущей нагрузки до 700 МВт или его полное отключение).

Программно-аппаратный комплекс ЦСПА ОЭС Средней Волги представляет собой усовершенствованную версию ЦСПА второго поколения [1] и имеет двухуровневую архитектуру.

Структурная схема ЦСПА приведена на рис. 1.

Верхний уровень ЦСПА – управляющий вычислительный комплекс (УВК), размещается в здании ОДУ Средней Волги.

Устройства нижнего уровня ЦСПА (низовые устройства) установлены на трех энергообъектах: Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС. В качестве низовых устройств используются основные микропроцессорные устройства противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) производства ООО «Прософт-Системы». Для резервирования основных УПАЭ применяются резервные.

Схема включения основных УПАЭ выполнена таким образом, что комплексы ПА Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС могут работать только с одним устройством: основным или резервным. Для этого УПАЭ имеют свои группы входных и выходных реле, а также панели оперативного и автоматического ввода в работу резервных УПАЭ при неисправности основных. Структурная схема комплекса ПА Заинской ГРЭС с низовыми устройствами приведена на рис. 2.

Обмен информацией каждого из низовых устройств с УВК ЦСПА осуществляется со скоростью не менее 64 Кбит/с по двум независимым взаимно резервируемым цифровым каналам связи путем прямого межмашинного обмена (ММО).

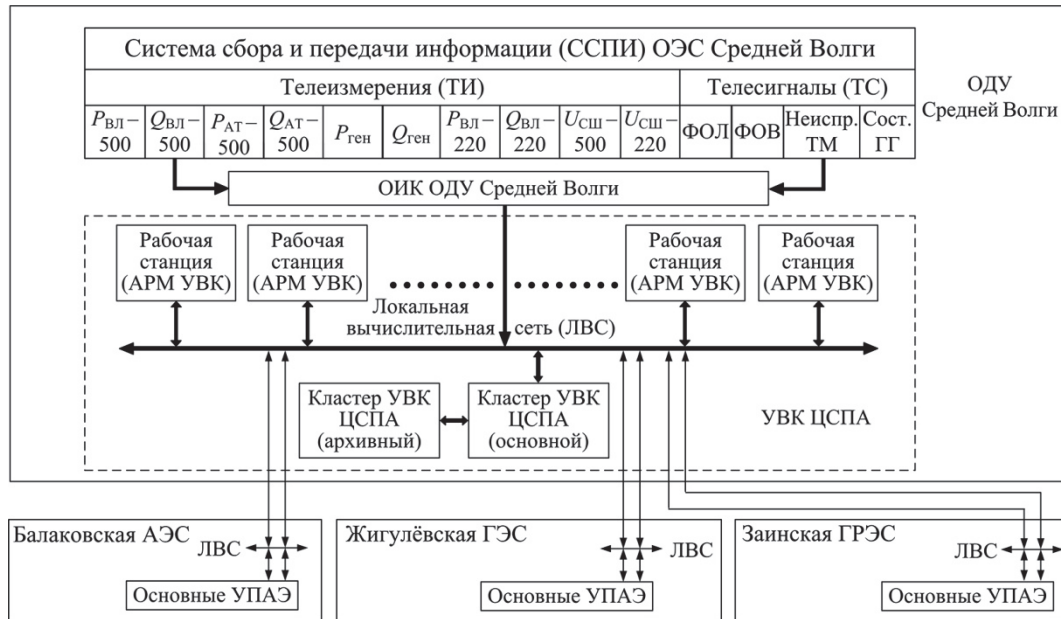


Рис. 1. Структурная схема ЦСПА ОЭС Средней Волги

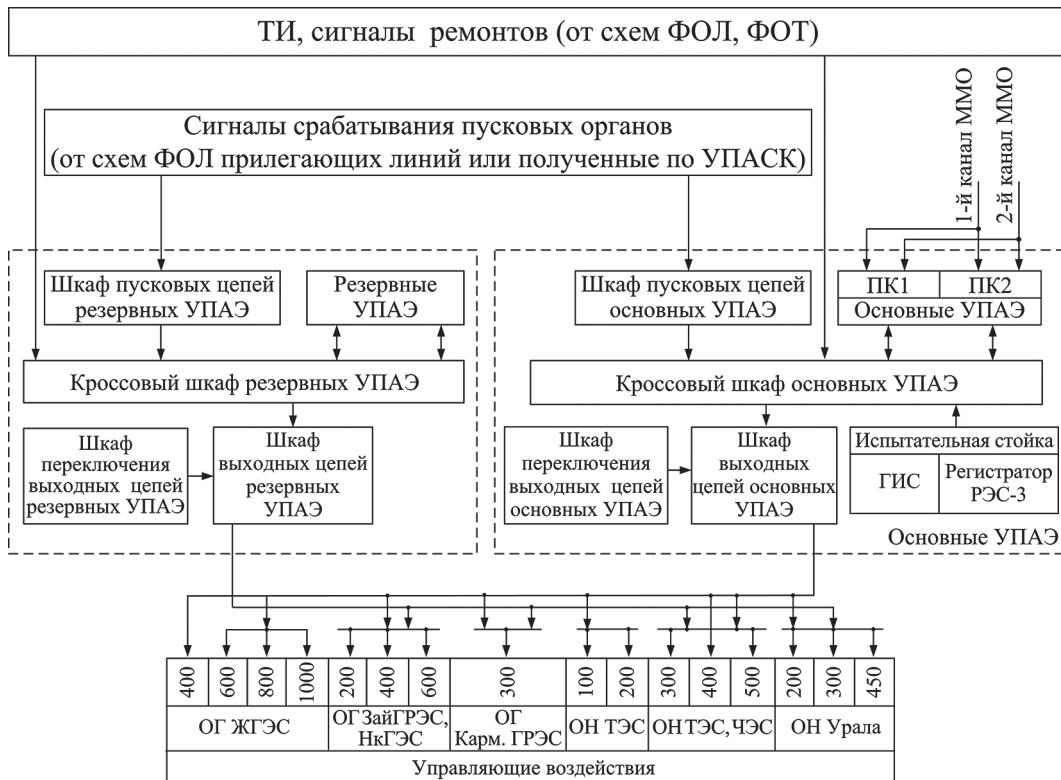


Рис. 2. Структурная схема комплекса ПА Заинской ГРЭС

Для УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги в качестве источника информации о параметрах электроэнергетического режима, состоянии ЛЭП и оборудования используется ОИК ОДУ Средней Волги и информация, получаемая по каналам ММО от низовых устройств.

Низовые устройства получают информацию о параметрах электроэнергетического режима, состоянии ЛЭП и оборудования от устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) и системы сбора и передачи информации энергообъектов, на которых установлены низовые устройства.

Объемы УВ, реализуемые ЦСПА ОЭС Средней Волги через низовые устройства:

- комплекса ПА Балаковской АЭС на отключение генерации (ОГ) – 8 ступеней объемом 3100 МВт;
- комплекса ПА Жигулевской ГЭС на ОГ – 11 ступеней объемом 2300 МВт, на отключение нагрузки (ОН) – 11 ступеней объемом 1750 МВт;
- комплекса ПА Заинской ГРЭС на ОГ – 8 ступеней объемом 1900 МВт, на ОН – 8 ступеней объемом 1150 МВт.

Программно-технические средства УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги

Технически УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги реализован на 2 кластерах.

Основной кластер принимает телеметрическую информацию от ОИК:

- ТИ перетоков активной и реактивной мощностей по ЛЭП и оборудованию;
- ТИ уровней напряжений на шинах 500 и 220 кВ энергообъектов;
- ТИ потребления и загрузки электростанций для расчета располагаемых ступеней УВ;
- ТС положения выключателей ЛЭП и оборудования, учитываемых схемой замещения УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги;
- ТС положения схем фиксации отключения ЛЭП (схемы ФОЛ), –

балансирует ее и на основании сбалансированного режима циклически рассчитывает УВ для всех заложенных нормативных пусковых органов автоматики. Рассчитанные УВ передаются на низовые устройства, запоминаются там и могут быть реализованы при срабатывании ПО.

Архивный кластер считывает текущие срезы оперативной базы данных основного сервера и формирует архивную базу данных. Вся информация основного и архивного кластеров находится в общем хранилище.

Основной кластер собран на 2 серверах типа IBM System x3650 M3 MTM 7945-D2G и ServeRAID M5015.

Архивный кластер собран на 2 серверах типа IBM System x3550 M3 MTM 7944-N2G и ServeRAID M5015.

Хранилище собрано на 2 серверах типа ServeRAID M5015.

Построение алгоритма работы УВК ЦСПА выполнено исходя из следующих принципов:

- нормальное состояние ЦСПА – получение информации от ОИК, циклический расчет и передача УВ на низовые устройства посредством ММО;

- возмущения – все случаи вывода системы из нормального состояния. Это – изменения состояния ЛЭП и оборудования, учитываемые схемой замещения УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги, срабатывания ПО, отказы и сбои расчетных циклов, ММО, программно-технических средств и др. Все возмущения классифицированы как события ЦСПА, для автоматической обработки которых созданы алгоритмы, приводящие к возврату ЦСПА в нормальное состояние;
- для возмущений, для которых невозможно создать алгоритмы, приводящие к возврату ЦСПА в нормальное состояние, необходимо вмешательство человека. Для этого создан человеко-машинный интерфейс, предназначенный для обеспечения ручного управления и углубленного контроля функционирования ЦСПА.

Алгоритм УВК ЦСПА разработки ЗАО «Техсистем групп» (г. Екатеринбург) представляет собой решаемые в реальном времени следующие основные задачи:

- Оценка состояния;
- Дорасчет после оценки;
- Наложение;
- ТАЛЦПА – расчет устойчивости и выбора управляющих воздействий для послеаварийного режима;
- ММО – обмен информацией по каналам межмашинного обмена с низовыми устройствами.

Задача «Оценка состояния» заключается в обработке доаварийной информации о режиме и схеме сети 500 кВ и формировании сбалансированного текущего режима сети с учетом дорасчета отсутствующей и недостоверной телеметрической информации.

Задача «Наложение» осуществляет наложение на сбалансированный режим эквивалентных параметров, ввод необходимой информации (управляющей и справочной), а также формирование рабочего файла для программы «ТАЛЦПА».

Задача «ТАЛЦПА» осуществляет на основании рабочего файла расчеты послеаварийных потокораспределений, анализ их устойчивости и выбор при необходимости управляющих воздействий для всех статических пусковых органов комплексов ПА Балаковской АЭС, Жигулевской ГЭС и Заинской ГРЭС.

При расчете располагаемых ступеней УВ типа ОН считается, что все ступени включены и на каждом цикле производится расчет реальных величин ступеней по формуле:

$$REAL_DP = P_{ном.ст} \cdot \min(P_{изм.ЭР} / P_{ном.ЭР}, 1),$$

где $P_{ном.ст}$ – номинальная величина ОН ступени;

$P_{изм.ЭР}$ – измеренное значение потребления энергорайона;

$P_{ном.ЭР}$ – номинальное значение потребления энергорайона.

При расчете располагаемых ступеней УВ типа ОГ считается, что реальные величины ступеней равны номинальным и на каждом цикле производится расчет количества ступеней по формуле:

$$0,9 \cdot P_{оцен} \geq \sum_0^n (P_{ном.ст}),$$

где $P_{\text{оцен}}$ – оцененная генерация станции;

$P_{\text{ном.ст}}$ – номинальная величина ступени;

n – количество располагаемых ступеней.

Наличие ПО, общих для двух низовых устройств, определяет необходимость в организации узлов управления, относящихся к одному узлу расчетной схемы, но имеющих разный набор ступеней. Это обстоятельство учитывается при блокировке ступеней управления после реализации УВ.

Например, УПАЭ осн. Жигулевской ГЭС располагает 6 ступенями ОГ по 200 МВт 200/400/600/800/1000/1200 Жигулевской ГЭС (узел управления № 1), а УПАЭ осн. Заинской ГРЭС располагает на Жигулевской ГЭС 4 ступенями ОГ по 200 МВт 400/600/800/1000 (узел управления № 2). При реализации 200 МВт от УПАЭ осн. Жигулевской ГЭС, для узла управления № 1 блокируется 1 ступень, при этом пересчитывается величина первой ступени для узла управления № 2, так как ОГ-400 для первой ступени уже не доступно, а доступно только ОГ-200.

Далее алгоритм обработки деблокировки ступеней основывается на том, что ступени УВ должны быть введены в работу с учетом времени набора генерации станцией в течение 20 мин, отведенных диспетчерскому центру на ликвидацию нарушений нормального режима работы энергосистемы.

Если в течение 20 мин от любого устройства придет бóльшая реализация, то соответствующие ступени нужно заблокировать в обоих узлах управления и отсчет 20 мин начать заново. Например, при реализации ОГ-1000 от УПАЭ осн. Заинской ГРЭС для узла управления № 2 блокируются все ступени, а для узла управления № 1 блокируются 1–5 ступени.

В течение 20 мин на каждом расчетном цикле анализируется значение оцененной генерации станции с учетом собственных нужд. При этом деблокируются все ступени, начиная со старшей, сумма величин которых меньше или равна генерации станции. *Например, при наборе после реализации УВ на ОГ-100 Жигулевской ГЭС мощности станции, равной 600 МВт, будут разблокированы ступени 4–6 для узла управления № 1 и ступени 3, 4 для узла управления № 2.*

Если в течение 20 мин разблокировки ступеней по величине генерации станции не произойдет, автоматически будут разблокированы все ступени УВ.

Задача «ММО» обеспечивает настройку пусковых органов автоматики низовых устройств ПА в соответствии с рассчитанными в УВК ЦСПА, а также прием и обработку информации от низовых устройств (номера сработанных ступеней устройств контроля предшествующего режима, зафиксированные ремонты, срабатывания ПО и протоколы их срабатывания в виде величин, типов и мест реализации управляющих воздействий, изменение состояния каналов ММО, состояния и режимов работы устройства УПАЭ осн.).

Программно-технические средства низового устройства ЦСПА ОЭС Средней Волги

Низовое устройство ЦСПА – УПАЭ осн. представляет собой два полностью идентичных полуконспекта, каждый из которых способен обеспечить реализацию всех функций устройства. Благодаря реализованным в УПАЭ осн. техническим решениям, таким как:

- двухкомплектная архитектура;
- резервирование всех блоков питания в обоих полуконструкциях;
- резервирование интерфейсов связи полуконструкция с УВК ЦСПА и АРМ УПАЭ;
- модульность конструкции;
- возможность ремонта полуконструкция без вывода из работы УПАЭ, –

и обеспечивается его полное аппаратное резервирование.

Программное обеспечение УПАЭ делится на встроенное и внешнее.

Встроенное программное обеспечение располагается на твердотельном накопителе контроллера полуконструкция УПАЭ и подразделяется на:

- системное;
- вспомогательное;
- прикладное.

В качестве системного программного обеспечения применяется *POSIX*-совместимая операционная система реального времени *QNX* (версия 6.2.1) производства фирмы *QSSL*.

Вспомогательное программное обеспечение включает в себя:

- службу журнала событий, обеспечивающую ведение кольцевого архива событий;
- службу архива, обеспечивающую ведение кольцевого архива аварий и неисправностей полуконструкция;
- программу ввода первичной информации;
- службу супервизора, осуществляющую запуск и слежение за работой прикладных программ и вспомогательных служб.

Прикладное программное обеспечение состоит из:

- основного программного модуля;
- коммуникационного (сетевого) программного модуля.

Разделение прикладного программного обеспечения на два модуля организовано в целях предотвращения внешнего влияния на основной модуль, обеспечивающий выдачу УВ.

Коммуникационный модуль обеспечивает взаимодействие с внешними системами через интерфейс *Ethernet* (это АРМ УПАЭ и УВК ЦСПА).

Основной модуль обеспечивает выполнение доаварийных и аварийных алгоритмов.

В случае если оба модуля функционируют, полуконструкция находится в нормальном режиме работы. Если основной программный модуль не работает, то полуконструкция находится в состоянии отказа.

Если при отказе основного модуля, работает коммуникационный модуль, то возможны загрузка и выгрузка файлов настроек исходных данных, просмотр журналов событий, просмотр отчетов об авариях и неисправностях.

К внешнему программному обеспечению относятся:

- Контролер связи – обеспечивает интеграцию УПАЭ в ЦСПА путем обмена между УПАЭ и УВК (сервером) ЦСПА.
- АРМ УПАЭ – обеспечивает оперативный контроль за работой УПАЭ.

Структурная схема подключения УПАЭ осн. к АРМ УПАЭ и УВК ЦСПА приведена на рис. 3.

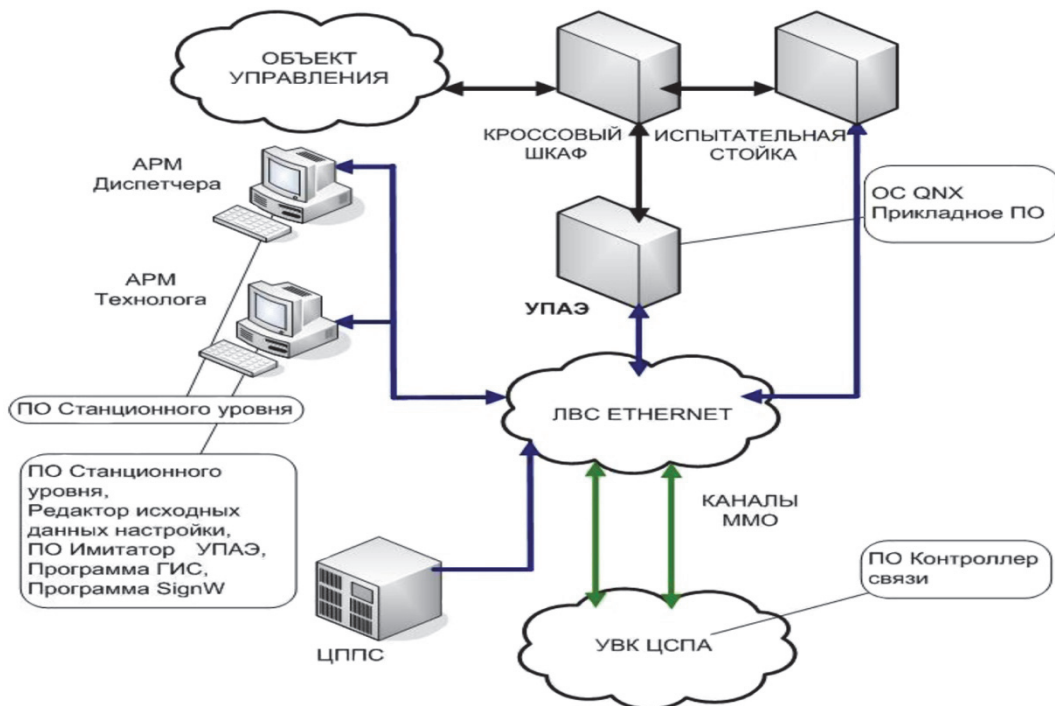


Рис. 3. Структурная схема подключения УПАЭ осн. к АРМ УПАЭ и УВК ЦСПА

Режимы работы ЦСПА ОЭС Средней Волги

Режимы работы верхнего и нижнего уровней ЦСПА:

- централизованный режим;
- локальный режим;
- автономный режим.

Централизованный режим работы верхнего и нижнего уровней ЦСПА характеризуется работой комплексов ПА с низовыми устройствами, подключенными по каналам ММО с настройкой пусковых органов от УВК ЦСПА.

Локальный режим работы верхнего и нижнего уровней ЦСПА характеризуется работой комплексов ПА с низовыми устройствами, подключенными по каналам ММО в режиме локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) с местной настройкой пусковых органов в соответствии с текущим режимом работы прилегающей сети.

Автономный режим работы комплекса ПА нижнего уровня ЦСПА характеризуется:

- работой комплекса ПА с низовым устройством при отключенных каналах ММО;
- работой комплекса ПА с УПАЭ рез. с местной настройкой пусковых органов в соответствии с текущим режимом работы прилегающей сети.

Локальный режим работы комплекса ПА отличается от автономного режима работы возможностью перевода комплекса ПА в централизованный режим работы по команде с верхнего уровня ЦСПА.

При централизованном режиме работы ЦСПА УПАЭ осн. низового устройства работает в режиме удаленного контроллера противоаварийной автоматики (УКПА), при котором осуществляется централизованная настройка пусковых органов УПАЭ осн. от УВК ЦСПА и ее автоматическое запоминание.

При локальном и автономном режимах работы ЦСПА УПАЭ осн. низового устройства работает в режиме ЛАПНУ, при котором осуществляется местная настройка пусковых органов УПАЭ осн. по текущему режиму и схеме контролируемого комплексом ПА района сети.

Выбор режима работы УПАЭ осн. осуществляется УВК ЦСПА автоматически или оперативно диспетчером ОДУ Средней Волги.

Исключение составляет УПАЭ осн. Балаковской АЭС, работающий только в режиме ЛАПНУ. Использование централизованного режима работы УПАЭ осн. Балаковской АЭС будет возможно только лишь после модернизации блока расчета устойчивости по динамике, входящего в состав расчетного модуля задачи «ТАЛЦПА».

При выводе из работы или неисправности УВК ЦСПА, а также при неисправности обоих каналов ММО все УПАЭ осн. низовых устройств, работавшие до этого в режиме УКПА, автоматически через время, определяемое технологами, переходят в режим ЛАПНУ.

Контроль за работой УПАЭ осн. и УПАЭ рез. осуществляется с помощью АРМ УПАЭ оперативным персоналом энергообъектов и АРМ УВК ЦСПА диспетчером ОДУ Средней Волги.

Контроль за работой УВК ЦСПА осуществляется диспетчером ОДУ Средней Волги с помощью АРМ УВК ЦСПА.

Эксплуатация и эффективность ЦСПА ОЭС Средней Волги

Оперативно-техническое обслуживание и техническая эксплуатация ЦСПА возлагается на следующие службы ОДУ Средней Волги:

- службу релейной защиты и автоматики;
- службу электрических режимов;
- службу программного обеспечения;
- службу программно-аппаратного комплекса;
- службу автоматизированных систем диспетчерского управления;
- службу телекоммуникаций.

Оперативное управление ЦСПА возлагается на оперативно-диспетчерскую службу (ОДС) и осуществляется диспетчером ОДУ Средней Волги через подчиненный дежурный персонал службы оперативной эксплуатации автоматизированных систем диспетчерского управления и дежурный персонал энергообъектов.

Эксплуатационная ответственность, границы зон оперативно-технического обслуживания ЦСПА между службами ОДУ Средней Волги определяются положением по организации оперативно-технической эксплуатации ЦСПА ОЭС Средней Волги.

Организацию и общее руководство оперативно-технической эксплуатацией ЦСПА осуществляет служба РЗА ОДУ Средней Волги.

Ежедневный опыт эксплуатации ЦСПА ОЭС Средней Волги показывает эффективность применения двухуровневой системы противоаварийной автоматики, выраженную в сохранении ПА в ситуациях, связанных с потерей либо УВК, либо низового устройства УПАЭ осн. В любой из этих ситуаций остается ПА с настройками для режима ЛАПНУ.

Настройка комплексов ПА, работающих по заданным таблицам в зависимости от перетоков мощности по конкретным контролируемым сетевым элементам, производится на основании наиболее тяжелых режимов смежных ненаблюдаемых комплексов ПА районов энергосистемы и должна обеспечивать противоаварийное управление во всех возможных прогнозируемых ситуациях. Поэтому, как правило, такая настройка будет избыточна.

Основным показателем эффективности применения ЦСПА является снижение величин управляющих воздействий, необходимых для создания допустимых послеаварийных режимов. Снижение объемов УВ по сравнению с заданными величинами в таблицах ЛАПНУ, работающих по принципу П-ДО, достигается главным образом за счет повышения точности расчетов устойчивости в послеаварийных схемах в режиме реального времени на основании текущей схемно-режимной ситуации.

Так в 2004 г. при аварийном отключении линии 500 кВ Азот – Бугульма и в 2006 г. при аварийном отключении линии Жигулевская ГЭС – Вешкайма Северная низовыми устройствами Заинской ГРЭС и Жигулевской ГЭС благодаря работе ЦСПА в централизованном режиме были реализованы УВ на ОН-300 (вместо набранных для локального режима работы УВ на ОН-1150 МВт) и ОГ-200 (вместо набранных для локального режима работы УВ на ОГ-1500 МВт) соответственно.

Смена поколений и версий ЦСПА отражает другую составляющую опыта эксплуатации – необходимость внесения изменений в используемые алгоритмы и технические средства и показывает направление развития системы, обусловленное также бурным развитием электронно-вычислительной техники.

Отдельно хотелось бы затронуть вопрос, касающийся работы низового устройства Балаковской АЭС только в режиме ЛАПНУ. Это решение было принято ЦДУ ЕЭС России в 1996 г. на основании того, что верхний уровень ЦСПА не учитывает «динамику», которая является определяющей в отношении устойчивости в сечении Саратовская ЭС – ОЭС.

ОДУ Средней Волги провело множество расчетов по определению устойчивости в сечении Саратовская ЭС – ОЭС с использованием программ *Mustang* и *Eurostag*, которые подтвердили тот факт, что определяющей для устойчивости Балаково-Саратовского энергоузла является динамическая устойчивость. Данные выводы также были получены в результате исследования колебательной и динамической устойчивости ОЭС Средней Волги, выполненного в 2007 г. ОАО «НИИПТ» с использованием программного комплекса *Eurostag*.

В УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги расчетный модуль «ТАЛЦПА» имеет блок определения коэффициента запаса по условиям сохранения динамической устойчи-

ности, однако при проведении специалистами ОДУ Средней Волги предварительных расчетов, имевших цель определить работоспособность этого блока, возникло много вопросов по применению данного алгоритма и адаптации его к расчетной схеме ЦСПА.

Основным замечанием к работе блока определения коэффициента запаса по условиям сохранения динамической устойчивости является то, что вид короткого замыкания и время его ликвидации устанавливается с помощью настроечных коэффициентов и остается неизменным для всех рассчитываемых ПО. Также не учитывается время задержки в реализации УВ, что является немаловажным фактором для обеспечения динамической устойчивости.

Таким образом, ОДУ Средней Волги считает, что вопрос о применении блока определения коэффициента запаса по условиям сохранения динамической устойчивости в составе ЦСПА и перевод КПУ БАЭС в режим УКПА остался открытым.

Список литературы

1. Демидов С. И., Роева О. Д. История создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики в ОЭС Урала // В настоящем журнале. – С. 113–118.

Иванов Евгений Николаевич, начальник службы релейной защиты и автоматики Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

E-mail: ivanoven@odusv.ru

Трофименко Владимир Владиславович, заместитель главного диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

E-mail: trofimenkovv@odusv.ru

Ivanov E. N., Trofimenko V. V.

Centralized emergency control system of IPS of Middle Volga.

The description of centralized emergency control system of IPS of Middle Volga is given. The hardware and software solutions implemented in centralized emergency control system are considered. Efficiency of centralized emergency control system is shown with an example of real emergency.

Key words: IPS of Middle Volga, centralized emergency control system, supervisory computer system, emergency control of power system node, control action.

УДК 621.311 (091)

А. В. Волков, В. Н. Кузнецов, С. В. Редин, М. М. Федоров

История создания и существующая структура ЦСПА энергосистемы Тюменской области

Рассмотрены этапы создания и развития централизованной системы противоаварийной автоматики энергосистемы Тюменской области.

Ключевые слова: энергосистема Тюменской области, ЦСПА, пусковой орган, таблица управляющих воздействий.

Об энергосистеме Тюменской области

Операционная зона филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ охватывает территорию Тюменской области, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа площадью 1,43 млн км². Ее протяженность с севера на юг – 2100 км, с запада на восток – 1400 км. Регион отличается экстремальными природно-климатическими условиями на большей части своей территории, 90 % территории отнесено к районам Крайнего Севера или приравнено к ним.

В области сосредоточена основная часть российских запасов нефти и природного газа.

На территории операционной зоны Тюменского РДУ находятся 28 городов и 38 административных районов. Наиболее крупные города: Тюмень, Сургут, Нижневартовск, Тобольск, Ноябрьск, Новый Уренгой, Нефтеюганск, Ишим, Ханты-Мансийск.

На территории операционной зоны Тюменского РДУ представлены следующие крупные потребители, основной деятельностью которых является добыча, транспорт, переработка нефти и газа: ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть», ОАО «Сибнефть», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Газпром», ОАО «Сибнефтепровод», ОАО «Сибур».

В настоящее время в управлении и ведении Тюменского РДУ находятся 45 ВЛ 500 кВ, 159 ВЛ 220 кВ, 397 ВЛ 110 кВ, несколько крупных тепловых электростанций, в том числе: Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС, Няганская ГРЭС, Тюменские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, Уренгойская ГРЭС.

Тюменская энергосистема связана с энергосистемами Свердловской области (2 ВЛ 500 кВ, ВЛ 220 кВ, транзиты 110 кВ), Курганской области (ВЛ 500 кВ), а также Омской и Томской областей (транзиты 110, 220 кВ).

История работ по созданию ЦСПА в энергосистеме Тюменской области

В условиях ускоренного развития нефтегазового комплекса энергорегиона Тюменской области в 80-х годах прошлого века такими же стремительными темпами развивалась энергосистема. Ее рост создал предпосылки развития ПА в энергосистеме. В то время в ОДУ Урала уже имелась ЦСПА ОДУ Урала, однако было принято решение по разработке отдельной ЦСПА Тюменьэнерго.

Работы по первой в энергосистеме Тюменской области ЦСПА начались в 1993 г. В них принимали участие работники Тюменьэнерго, ОДУ Урала, разработчиками технологических алгоритмов являлись работники НИИПТа, г. Ленинград [1].

Первая ЦСПА Тюменьэнерго была построена на базе двухмашинного комплекса промышленных ЭВМ типа ЕС-1011 (VIDEOTON, Венгрия) и введена в эксплуатацию в 1995 г. Прием информации об аварийных отключениях и выдача управляющих воздействий производились непосредственно ЦСПА, поэтому каналы устройств передачи аварийных сигналов и команд доводились до здания ОАО «Тюменьэнерго», в котором размещалась ЦСПА.

Стремительное развитие вычислительной техники, происходившее в конце 1990-х – начале 2000-х годов, привело к моральному устареванию элементной базы ЦСПА, прекращению выпуска комплектующих и запасных частей к ней.

Для перевода ЦСПА на новые компьютеры требовалось существенное время и полная переработка программного обеспечения. Кроме того, комплекс не полностью удовлетворял требованиям по обеспечению устойчивости работы электростанций Тюменьэнерго с ОЭС Урала (не учитывались сложные пусковые органы одновременного отключения ВЛ, отключения секций и систем шин 500 кВ, приходилось дополнительно к ЦСПА вводить резервный комплекс автоматики разгрузки станций).

Работы по созданию новой системы ЦСПА, базирующейся на современном компьютерном оборудовании, начались в 2001 г. в составе Тюменьэнерго и, в связи с реструктуризацией электроэнергетического комплекса России, продолжились в 2003 г. в составе ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» как разработка корпоративной версии автоматики.

В создании ЦСПА принимали участие:

- ООО «Спектр-Инжиниринг», г. Екатеринбург – генеральный подрядчик, выполнявший основную массу работ по созданию, модернизации и адаптации программного обеспечения;
- ОАО «ЦНИИ «Циклон», г. Москва – создание удаленного контроллера противоаварийной автоматики (УКПА) и программы связи с сервером с использованием уже разработанных протоколов;
- ООО «АрДИС», г. Санкт-Петербург – создание технологических алгоритмов ЦСПА (ТАЛЦПА), их модернизация, разработка программ связи ТАЛЦПА с базой данных (БД) ЦСПА;
- Прихно Виталий Леонидович (создатель ПК Космос из г. Киев, Украина) – разработка алгоритмов модуля оценки состояния электроэнергетического режима для ЦСПА;
- персонал технологических служб и ИТ-блока Тюменского РДУ, внесший существенный вклад в создание ЦСПА.

Параллельно велись работы по созданию аналогичной системы ЦСПА в ОДУ Урала.

В декабре 2006 г. была организована комиссия, состоявшая из представителей Системного оператора и разработчиков ЦСПА, которая, рассмотрев результаты наладки и комплексных испытаний комплекса, вынесла решение о готовности

ЦСПА к вводу в опытную эксплуатацию. Опытная эксплуатация комплекса продолжалась с января по июль 2007 г. За этот период была «обкатана» система, устранены недостатки в работе комплекса, после чего с учетом рассмотрения очередной комиссией результатов опытной эксплуатации, было решено ввести новый комплекс ЦСПА энергосистемы Тюменской области в промышленную эксплуатацию. Ввод в промышленную эксплуатацию нового комплекса ЦСПА с корпоративным программным обеспечением в энергосистеме Тюменской области производился вторым по очереди (первым введен в работу комплекс в ОЭС Урала) и строго по предварительно согласованному графику, без смещения сроков в сторону prolongation.

Несмотря на разработку корпоративной версии автоматики, введенная в Тюменском РДУ ЦСПА отличалась от автоматики ОДУ Урала в части УКПА разработки ЦНИИ «Циклон». В связи с этим пришлось выполнять адаптацию алгоритмов УКПА и программного обеспечения корпоративной версии ЦСПА. УКПА был установлен на Сургутской ГРЭС-2 и в здании ОАО «Тюменьэнерго». Связь ЦСПА и УКПА осуществлялась по двум выделенным ВОЛС от здания ОАО «Тюменьэнерго», в котором в то время располагалось Тюменское РДУ, до Сургутской ГРЭС-2.

Следует отметить, что лишь в одном РДУ на территории необъятной России – Тюменском, установлен комплекс ЦСПА, все остальные подобные комплексы установлены только на уровне ОДУ (Урал, Средняя Волга, Юг, в последнее время введен комплекс ЦСПА новейшего поколения в ОДУ Востока).

Важность ЦСПА для энергосистемы Тюменской области трудно переоценить: она позволяет более полно использовать пропускную способность построенной сети, повысить точность и понизить избыточность УВ. А это, в свою очередь, обеспечивает возможность выдачи дополнительной мощности, снятие системных ограничений как по генерации, так и по потреблению из ЕЭС, и возможность подключения новых потребителей и увеличения нагрузки потребления существующих.

Структура существующей ЦСПА

Существующая ЦСПА состоит из оборудования верхнего и нижнего уровня.

К оборудованию верхнего уровня относятся резервированные боевой и архивный серверы ЦСПА, связанные с оперативно-информационным комплексом и рабочими местами диспетчера и технологов через локальную сеть. Сервер ЦСПА также связан с устройством нижнего уровня прямыми каналами связи.

Основная задача устройства верхнего уровня – выполнение оценки текущего режима работы сети и на основе такого режима проведение расчетов заранее описанных аварийных отключений (пусковых органов (ПО)) с определением устойчивости складывающихся после отключения режимов. Если какой-то режим неустойчив, то производится выбор необходимых, заранее описанных, управляющих воздействий (УВ) для ввода режима в допустимую область. В результате выполнения расчета режимов по всем ПО составляется таблица УВ (ТУВ), в которой каждому ПО соответствует необходимое УВ из заранее определенного списка или отсутствие таких УВ (если послеаварийный режим устойчив). Цикличность расчетов таблицы УВ составляет 1 раз в 30 с.

Сформированная ТУВ устройством верхнего уровня ЦСПА передается в низовое устройство – УКПА.

Низовое устройство ЦСПА связано каналами устройств передачи аварийных сигналов и команд с каждым ПО и с каждым объектом, на котором предусмотрено УВ. При поступлении в низовое устройство сигнала о срабатывании ПО, в соответствии с ТУВ выдается соответствующее этому ПО управляющее воздействие. Очень узким местом в ЦСПА энергосистемы Тюменской области является нерезервированное низовое устройство – УКПА, ввод в работу которого предполагался еще для ЦСПА предыдущего поколения, но адаптированного для работы с новым устройством верхнего уровня при вводе в работу существующей ЦСПА.

Участие собственников энергообъектов в поддержании работоспособного состояния ЦСПА

Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 выполняют постоянное поддержание режима работы и системы автоматического управления мощностью (САУМ), обеспечивающего реализацию аварийного управления в соответствии с задаваемыми характеристиками; Сургутская ГРЭС-2 обеспечивает обслуживание низового устройства – УКПА.

Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири, ОАО «Тюменьэнерго», Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС обеспечивают работоспособное состояние системы передачи аварийных сигналов по УПАСК, в том числе включение новых ПО и УВ для ЦСПА.

Работы по модернизации ЦСПА

В настоящее время в рамках увеличения мощности Сургутской ГРЭС-2 при вводе энергоблоков 7 и 8 выполняется замена УКПА на УПАЭ – устройство противоаварийной автоматики энергоузла.

В соответствии с технической политикой Системного оператора в будущем планируется осуществить замену технологического алгоритма и серверного оборудования ЦСПА на новое поколение, внедряемое в качестве пилотного проекта в ОЭС Востока. Алгоритмы ЦСПА нового поколения позволят дополнительно к существующим расчетам послеаварийных режимов при формировании таблицы управляющих воздействий также обеспечивать учет динамической устойчивости при нормативных возмущениях [2].

Список литературы

1. Кощеев Л. А., Мошкин Е. А., Окин В. А. Адаптивная централизованная система противоаварийной автоматики // *Электричество*, 1991, № 10.
2. Лисицын А. А., Эдлин М. А. Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости // В настоящем журнале. – С. 41–47.

Волков Андрей Владимирович, заместитель начальника службы электрических режимов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

E-mail: volkovav@tumrdu.so-ups.ru

Кузнецов Владимир Никандрович, заместитель главного диспетчера по режиму Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

E-mail: kuznetsovvn@tumrdu.so-ups.ru

Редин Сергей Валериевич, начальник службы электрических режимов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

E-mail: redin@tumrdu.so-ups.ru

Федоров Михаил Михайлович, начальник отдела службы электрических режимов Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ.

E-mail: fedorovmm@tumrdu.so-ups.ru

Volkov A. V., Kuznetsov V. N., Redin S. V., Feodorov M. M.

History of creation and current structure of centralized emergency control system of Tyumen power system.

The stages of creation and development of centralized emergency control system of Tyumen power system are considered.

Key words: power system of Tyumen; centralized emergency control system, starting element, table of control actions.



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инженеринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ТГК, ОГК, АО-Энерго) и иностранными фирмами (Siemens, ABB, Государственная сетевая компания Китая, Fingrid и др.).

ОАО «НТЦ ЕЭС» располагает уникальной экспериментальной базой, включающей:

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.
- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Основные направления научно-технической деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС»:

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
7. Техника высоких напряжений и проектирование линий электропередачи постоянного и переменного тока.
8. Силовая преобразовательная техника.

ОАО «НТЦ ЕЭС» предлагает:

- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.

- Разработку рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Создание, верификацию и актуализацию цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработку рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработку проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработку алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработку рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверку на функционирование (экспертизу) и настройку устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестацию цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработку рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройку «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу « $N - 1$ », Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных-, тепловых- и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Систему анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных-, тепловых- и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровую автоматику ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.

- Разработку проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.
- Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.
- Техничко-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
- Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработку рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
- Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых, испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
- Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
- Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработку рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизацию средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностику в условиях эксплуатации и оценку остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру и соискательство.

Обучение в аспирантуре ведется по научным специальностям:

- 05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. Рисунки, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. Список литературы приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте:

<http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru.