



ISSN 2307-261X

**НТЦ, ЕЭС**

Противоаварийное  
управление

# ИЗВЕСТИЯ НТЦ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

**75**  
лет

НИИПТ –  
НТЦ ЕЭС  
Противоаварийное  
управление

18 октября 1945 года

№ 2 (83) 2020

Санкт-Петербург

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кощеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;  
Беляев А. Н., д-р техн. наук, доцент;  
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;  
Васильев Ю. С., академик РАН;  
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;  
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;  
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;  
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;  
Попков Е. Н., д-р техн. наук, доцент;  
Титков В. В., д-р техн. наук, профессор;  
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;  
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;  
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор;  
Юрганов А. А., д-р техн. наук, профессор.

## РЕДАКЦИЯ

Курбатов А. Г., канд. техн. наук, доцент – ответственный секретарь;  
Леонтьева М. В. – выпускающий редактор.

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

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует научным специальностям:

- 05.14.01 – Энергетические системы и комплексы,
- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы,
- 05.14.08 – Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии,
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений,
- 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <https://www.ntces.ru/departments/proceedings.php>.

Распространение журнала осуществляется по подписке.

Подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202,  
АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление».  
Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: [nto@ntces.ru](mailto:nto@ntces.ru).

Научно-технический центр Единой энергетической системы  
Противоаварийное управление

**ИЗВЕСТИЯ**  
**НТЦ**  
**ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ**  
**СИСТЕМЫ**

**№ 2 (83)**

**Издаётся с февраля 1957 г.**

Санкт-Петербург  
2020

---

## СОДЕРЖАНИЕ

Обращение генерального директора АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» В. А. Крицкого .....	4
Поздравление генерального директора АО «НТЦ ЕЭС Группа компаний» О. В. Быковой .....	6

### **АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ**

*Кощев Л. А.*

Научное сопровождение развития автоматического противоаварийного управления в энергосистемах .....	8
--	---

*Говорун М. Н., Горячевский К. С., Михайленко А. Ф., Сацук Е. И., Синянский И. В.*

Координация работы противоаварийной автоматики и системы мониторинга запасов устойчивости .....	20
---	----

*Александров А. С., Лоцман Д. С., Михайленко А. Ф., Неуймин В. Г., Сацук Е. И.*

Особенности реализации технологии динамического ВИР для определения предельных режимов .....	31
--	----

*Беляев А. Н., Переслыцких О. О., Полушкин В. С.*

Синтез централизованного адаптивного регулятора возбуждения на основе нейронных сетей методом обучения с подкреплением .....	39
--	----

*Китаевич Ф. А., Юрганов А. А.*

Влияние соотношения мощности отправной и приёмной частей электропередачи на её переходные процессы .....	51
--	----

*Лямов А. С., Смоловик С. В.*

Применение статического синхронного компенсатора для повышения динамической устойчивости мощной ГЭС .....	58
---	----

### **МОДЕЛИРОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Попков Е. Н., Фешин А. О.*

Макромодель шестифазной синхронной машины в фазных координатах для исследования процессов в электроэнергетических системах .....	64
--	----

*Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Мойсейченков А. Н., Сенюк М. Д.*

Адаптивная модель синхронной машины с параметрами, определяемыми в эксплуатационных режимах работы .....	74
--	----

*Машалов Е. В.*

Использование символьных преобразований в реализации моделей оборудования для расчёта электромеханических переходных процессов .....	85
--	----

*Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Саввин Д. Н., Надобная Е. А., Эрекайкин Е. И.*

Автоматизированный расчёт уставок устройств релейной защиты и определение минимального состава генерирующего оборудования в ПВК «АРУ РЗА» ..... 102

#### **ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ**

*Косоруков А. В., Кутузова Н. Б., Пашичева С. А., Титков В. В.*

Устройство защиты от импульсных перенапряжений в сети НН КТП..... 112

#### **РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Будовский В. П., Шехахмедов М. Ш.*

Прогноз приточности воды в бассейн суточного регулирования малых ГЭС Дагестанской энергосистемы ..... 118

#### **ИМЕНА И ДАТЫ**

*Кошцев Л. А.*

НИИПТ – НТЦ ЕЭС – НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление: 75 лет истории института ..... 125

CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS ..... 139

Технический редактор *М. В. Леонтьева*

Компьютерная верстка *Н. И. Егерова, А. Г. Курбатов*

---

Подписано в печать 24.11.2020      Формат 70×108/16  
Тираж 300 экз.      Заказ 20111466      Печ. л. 10,5

---

Отпечатано с готового оригинал-макета  
в ООО «Типография Лесник».  
197183, Россия, Санкт-Петербург, ул. Сабировская, д. 37, лит. Д, комната 206

## Обращение генерального директора АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»

### Дорогой читатель!

Несомненно, 2020 год войдёт в историю как один из сложных моментов, переживаемых экономикой, здравоохранением, социальным состоянием общества. В этих непростых условиях мы с вами должны проявить свои лучшие качества в целях достижения стабильного функционирования важнейшей отрасли экономики – электроэнергетики.

В нашей с вами истории есть много примеров, когда концентрация и правильные управленческие решения позволяли преодолевать проблемы любой сложности. Важно помнить историю, использовать во имя нашего развития положительный, проверенный временем опыт и учитывать совершённые в прошлом ошибки.

Этот год ознаменован для нас несколькими памятными событиями, вошедшими в историю электроэнергетики нашей страны. Сто лет назад государственной комиссией по электрификации России был разработан план ГОЭЛРО. К разработке плана было привлечено более двухсот деятелей науки и техники. Среди них И. Г. Александров, Г. О. Графтио, А. Г. Коган, К. А. Круг, Б. И. Угринов, М. А. Шателен и др. Возглавил комиссию Г. М. Кржижановский. Впервые правительство ставило перед собой подобную задачу. Осуществление плана в условиях послевоенной разрухи и политической изоляции казалось трудновыполнимым. Предусматривалось строительство 30 электрических станций общей мощностью 1,75 МВт, а также коренная реконструкция на базе электрификации всех отраслей народного хозяйства страны.

Самоотверженный труд того поколения позволил увеличить выработку электроэнергии к 1932 году почти в семь раз, до 13,5 млрд кВт·ч. План ГОЭЛРО был перевыполнен и по ряду других показателей. Он сыграл огромную роль в развитии промышленности и формировании экономики нашей страны.

После окончания Великой Отечественной войны перед страной встала задача восстановления разрушенного хозяйства, создания и развития Единой энергетической системы. Распоряжением заместителя председателя Совета народных комиссаров СССР Г. М. Маленкова от 18 октября 1945 г. № 15173р был образован НИИПТ. Научным руководителем института был назначен член-корреспондент Академии наук СССР К. А. Круг. В этом номере журнала для вас, уважаемый читатель, представлена статья Л. А. Кошечева об истории создания НИИПТ и реализации масштабных проектов и государственных задач на протяжении 75 лет.

История НИИПТ продолжается.

В 2020 году в рамках процесса реструктуризации Группы компаний НТЦ ЕЭС весь производственный коллектив и научно-техническая база АО «НТЦ ЕЭС» были переведены во вновь созданное акционерное общество – «Научно-технический центр Единой энергетической системы Противоаварийное управление», которое является 100-процентной дочерней структурой АО «Группа компаний НТЦ ЕЭС». Развитие вместе с другими направлениями деятельности Группы позволит нам не только сохранить научно-исследовательский и творческий потенциал, но и обеспечить реализацию важнейших для субъектов электроэнергетики Российской Федерации задач на принципиально новом, отвечающем современным требованиям рынка, уровне.

К числу наиболее значимых работ, выполненных нашим институтом в 2020 году, можно отнести следующие:



Виктор Анатольевич Крицкий

- актуализация математической модели и базы данных Единой энергетической системы России, используемых Группой компаний НТЦ ЕЭС, а также подразделениями Системного оператора для решения задач проектирования развития ЕЭС России;
- разработка технических решений по схемам выдачи мощности для ряда электростанций ЕЭС России, в том числе Киришской ГРЭС, ГТЭС Полярная, Сургутской ГРЭС-2;
- комплекс работ по внедрению в ЕЭС России уникальной технологии фазопоротных трансформаторных комплексов. В ходе работ было выполнено технико-экономическое обоснование применения ФПК на Волжской ГЭС, осуществлялось научное сопровождение проектных и пусконаладочных работ, проведён анализ работы ФПК в ходе эксплуатации и даны рекомендации по повышению эффективности ФПК, а также тиражированию технологии в ЕЭС России;
- комплекс работ по подготовке проектов стандартов (до ГОСТ включительно) и методик сертификационных испытаний в части требований к системам автоматического регулирования турбин, устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторов векторных измерений, устройств мониторинга и диагностики, противоаварийного управления и релейной защиты, устройств группового регулирования энергоблоков электростанций.

Были успешно освоены новые направления работ связанные:

- с разработкой рекомендаций по повышению надёжности работы РЗА электрооборудования в условиях насыщения трансформаторов тока. Подобные работы были выполнены для объектов Группы РусГидро, Верхнетагильской ГРЭС, Заинской ГРЭС, Омской ТЭЦ-4;
- с разработкой и внедрением систем автоматического вторичного регулирования частоты и мощности, в частности: создание системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в технологически изолированной системе Магаданской области, разработка и ввод в эксплуатацию системы АРЧМ Республики Беларусь.

В целях повышения степени использования пропускной способности электрических сетей институтом проведена работа по созданию средства мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ) в диспетчерских центрах Нижегородское РДУ, Северокавказское РДУ, Пермское РДУ, Красноярское РДУ, Кубанское РДУ. Увеличено количество сечений, контролируемых средствами СМЗУ в диспетчерских центрах Тюменского РДУ, ОДУ Сибири, ОДУ Урала, ОДУ Юга, ОДУ Средней Волги, ОДУ Северо-Запада.

Ведётся работа по созданию ЦСПА в ОДУ Центра. Выполнен проект и выбраны уставки противоаварийной автоматики ОЭС Республики Азербайджан.

Проводились работы по сертификации АРВ, регистраторов СМПР, концентраторов векторных измерений, устройств противоаварийной автоматики. По результатам испытаний выдано 30 сертификатов соответствия требованиям стандартов.

В число основных заказчиков АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» сегодня входят такие компании, как АО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро», АО «Концерн РосЭнергоатом», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «ИнтерРАО», сетевые компании зарубежных энергосистем, территориальные и объединенные генерирующие компании, ПАО «Силовые машины», компания Alstom, концерны АВВ, Siemens и др.

Трудолюбие, увлечённость и самоотдача позволили в достаточно сложных условиях режима работы не только сохранить, но и расширить объём выполняемых работ. На мой взгляд, это и является примером концентрации и проявлением лучших качеств трудового коллектива.

**Уважаемый читатель!** Уходящий 2020 год принёс нам немало испытаний. История учит нас не сдаваться, быть целеустремлёнными и верными своему делу. Позвольте поздравить вас с профессиональным праздником – Днём энергетика, наступающим Новым 2021 годом и пожелать вам крепкого здоровья, благополучия и творческих успехов!

## Поздравление генерального директора АО «НТЦ ЕЭС Группа компаний»

### Уважаемый Виктор Анатольевич, уважаемые сотрудники АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»!

Примите искренние поздравления с 75-летием НИИПТ – НТЦ ЕЭС, а также нашим профессиональным праздником – Днём энергетика!

Вклад нескольких поколений сотрудников НИИПТ, а затем и АО «НТЦ ЕЭС» в создание мощного научного потенциала энергетической отрасли огромен: с самого основания институт находится в авангарде отечественной науки, объединяя увлечённых специалистов – учёных и инженеров, которые на протяжении многих лет честно трудились и сделали энергетику делом всей своей жизни.

За семьдесят пять лет институт с его богатейшими научными традициями и исследовательской базой стал, без преувеличения, настоящим основоположником принципов развития технологий оперативно-диспетчерского управления, разработки и внедрения систем противоаварийной автоматики и узкоспециализированного программного обеспечения, испытаний и сертификации оборудования, развития отраслевой нормативно-технической базы. И это далеко не полный перечень тех прикладных исследований, в области которых институт является признанным лидером.

Сегодня АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» как правопреемник разработок, опыта и компетенций НИИПТ – это уникальный коллектив профессионалов, отраслевых экспертов высочайшего уровня. Вы творческие, целеустремленные и созидательные люди, которые не только чтут традиции предшественников, но и поддерживают изменения, продиктованные временем и актуальными тенденциями в нашей отрасли. Свой нынешний юбилей институт встречает уже в новом формате – в составе Группы компаний НТЦ ЕЭС.

Символично, что именно в этот юбилейный год НТЦ ЕЭС трансформировался в многопрофильный научно-инженерный холдинг, компании которого не только сохранили накопленные компетенции и бесценную научно-техническую базу, но и, поддерживая преемственность, обеспечивают развитие новых перспективных направлений деятельности. Сегодня это основа долгосрочного и устойчивого развития нашей Группы на рынке, позволяющая предлагать и внедрять самые передовые идеи и решения.

Уверена, что накопленная экспертиза, многолетний практический опыт, смелость и преемственность профессиональных поколений – это залог того, что все компании Группы НТЦ ЕЭС будут успешны и востребованы в деле развития надёжной и эффективной электроэнергетической инфраструктуры нашей страны.

От всей души желаю АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» развития и процветания, а всему нашему коллективу Группы компаний – интересной работы, новых профессиональных достижений, благополучия и здоровья!



Ольга Владимировна Быкова

**НТЦ ЕЭС** Группа компаний

## Миссия группы

содействие экономическому развитию Российской Федерации за счёт построения эффективных энергосистем

- Проектирование перспективного развития энергосистем
- Испытания и настройка систем противоаварийной автоматики
- Разработка и сопровождение специализированных программных и программно-аппаратных комплексов
- ТЭО и комплексное сопровождение присоединения к электрическим сетям, в том числе генерации на базе ВИЭ
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления
- Оптимизация условий электроснабжения промышленных потребителей
- Разработка нормативной правовой и технической документации
- Научно-исследовательская деятельность в электроэнергетике

**АО «НТЦ ЕЭС Группа компаний»** осуществляет общее операционное и стратегическое управление стопроцентными дочерними обществами – АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление», АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем», АО «НТЦ ЕЭС Управление электроснабжением». Это позволяет эффективно выполнять как отдельные виды работ, так и предлагать комплексные решения на базе совокупных компетенций Группы.

более

**200** работ, выполняемых ежегодно

Объекты единичной мощностью

от 0,5 до 1200 МВт

Программные комплексы

30

**Заказчики**

Органы федеральной и региональной исполнительной власти, промышленные холдинги, генерирующие компании, электросетевые организации, отраслевые ассоциации в энергетике

**Иностранные государства**

Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Латвия и другие

**Персонал**

Более 300 человек. Офисы в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Екатеринбурге, Чебоксарах

**НТЦ ЕЭС** Противоаварийное управление

Центр компетенций в области цифрового и физического моделирования энергосистем, исследования статической и динамической устойчивости

более  
**1000**

более  
**100**

более  
**50**

**авторских свидетельств и патентов** на изобретения

**сертификационных испытаний** в рамках участия в СДС АО «СО ЕЭС» в качестве органа по добровольной сертификации

реализованных **проектов по вводу в эксплуатацию** систем режимного, противоаварийного управления и систем мониторинга

**НТЦ ЕЭС** Развитие энергосистем

Разработчик инженерных решений в сфере развития энергосистем, технологического присоединения к электрическим сетям (схемы выдачи мощности и электроснабжения) и развития объектов электроэнергетики во всех субъектах Российской Федерации

**6,4 ГВт** введенной мощности

**537 МВт** введенной мощности

**7 реализованных проектов** по вводу в эксплуатацию **ВЭС**, в соответствии с СВМ, разработанными АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем»

**11 реализованных проектов** по вводу в эксплуатацию **ТЭС, ГЭС, АЭС**, в соответствии с СВМ, разработанными АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем»

**НТЦ ЕЭС** Управление электроснабжением

Разработчик оптимизационных и юридических решений, инвестиционных проектов для потребителей электроэнергетики и субъектов розничного рынка

до **35 %**

**200** млн.руб

**экономический эффект** от операционных затрат на электропотребление

**среднегодовая экономия** от разработанных оптимизационных мероприятий

[ntc-msk.ru](http://ntc-msk.ru)

## АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

УДК 621.311

Л. А. Кощеев

### Научное сопровождение развития автоматического противоаварийного управления в энергосистемах

Сформулированы проблемы сопровождения и развития автоматического противоаварийного управления в энергосистемах.

*Ключевые слова:* энергосистема, автоматическое противоаварийное управление.

#### Введение

Электроэнергия во всё большей мере проникает во все сферы человеческой деятельности, при этом постоянно возрастают требования к надёжности электроснабжения. С первых шагов создания энергосистем разрабатывались мероприятия по предотвращению и максимальному ограничению последствий возможных сбоев в работе энергосистемы. При этом была очевидна связь эффективности противоаварийных мероприятий с глубиной понимания физических процессов в основных элементах энергосистемы при их взаимодействии.

Энергосистема оказалась одним из наиболее сложных искусственных объектов, изучение её свойств и теоретическое обоснование управления её режимами является самостоятельной научной дисциплиной. По мере становления и развития эта дисциплина вобрала в себя расчётные методы при описании режима энергосистемы, основы теории устойчивости, теории автоматического регулирования, методические основы моделирования (математического представления) разнородных элементов энергосистемы.

Важнейшая часть комплекса противоаварийных мероприятий – автоматическое противоаварийное управление (АПАУ) включает как устройства автоматического регулирования, действующие постоянно, так и специальные устройства, воздействующие на энергосистему в аварийных ситуациях [1]. Современные устройства регулирования и автоматики, составляющие арсенал АПАУ, имеют в основе программно-алгоритмические комплексы различной сложности, их обоснование, разработка и совершенствование представляет часть научной дисциплины АПАУ. Эти вопросы изучаются с момента возникновения потребности в АПАУ. Однако сложность и изменчивость объекта управления (энергосистемы), ограниченность технических возможностей её исследования и появление всё новых элементов самой энергосистемы и средств воздействия на её режим с одной стороны и непрерывно возрастающие требования к уровню надёжности энергосистемы – с другой сохраняют потребность в дальнейшем развитии этой научной дисциплины. В последние годы научная дисциплина АПАУ развивается главным образом в организациях, специализирующихся на развитии собственно системы АПАУ, что определяется прикладным характером этой научной дисциплины. Развитие идёт по нескольким направлениям, представляющим разные аспекты этой дисциплины. Как правило, научные сотрудники, специализирующиеся в области методических

разработок, создании и совершенствовании алгоритмов АПАУ, одновременно участвуют в практических работах по проектированию и реализации систем АПАУ конкретных энергосистем и внедрению отдельных устройств регулирования и автоматики. Сочетание научных разработок и практического опыта обеспечивает соответствие АПАУ развитию электроэнергетики, причём выдвигаются перспективные идеи создания новых устройств и совершенствования системы АПАУ в целом. Всё это обеспечивает целенаправленность развития АПАУ, причём на каждом этапе развития могут быть сформулированы конкретные научные задачи, часть которых имеет перманентный характер. В данной статье предлагается перечень, возможно неполный, таких задач, имеющих в значительной степени самостоятельное научное и практическое значение для АПАУ и электроэнергетики в целом.

### **1. Моделирование и исследование режимов энергосистемы, обоснование развития АПАУ**

Разработка и совершенствование АПАУ базируется на изучении режимов, прежде всего переходных режимов энергосистемы с использованием в основном цифровых моделей и вычислительных программных комплексов. В настоящее время используются несколько специализированных программных комплексов, воспроизводящих физические характеристики основных элементов энергосистемы в их взаимодействии в стационарном режиме и на разных этапах развития переходных процессов, в том числе и при возникновении асинхронного хода и разделении энергосистемы в результате развития аварийной ситуации, например, при отказе средств защиты и автоматики или нерасчётном аварийном возмущении.

Используемые методы вычисления и доступная вычислительная техника обеспечивают высокую точность расчёта вне зависимости от сложности энергосистемы. Наряду с классическими методами расчёта режима и оценки устойчивости применяются различные методы экспресс-оценки режима по тем или иным условиям. В обоснование этих подходов используются различные математические методы, а иногда и практический опыт расчётов [2, 3]. Развитие таких приёмов, несмотря на высокий уровень вычислительной техники, сохраняет своё значение как для сокращения затрат времени при сопоставлении приемлемых вариантов, так и при расчётах в цикле управления.

Программное обеспечение для задач АПАУ во многих случаях принимается с учётом доступных на данном этапе вычислительных средств и подразумевает их обновление по мере появления более эффективной техники. Это обновление, как показывает, например, опыт разработки ЦСПА, может быть весьма радикальным.

Точность воспроизведения реальных режимов и особенно переходных определяется точностью принятых в расчёте исходных параметров и характеристик основного оборудования, включая линии электропередачи, и средств регулирования, автоматики и защиты. Эти данные даже для освоенного оборудования и линий электропередачи принимаются средневзвешенными или заведомо экстремальными в зависимости от цели расчёта. Статистический характер имеют и некоторые виды расчётных аварийных возмущений.

При разработках АПАУ во многих случаях возникает необходимость расчёта переходных процессов для оценки устойчивости энергосистемы в реальном времени

изменения стационарного режима, иногда и переходного электромеханического процесса. В качестве дополнительного при этом появляется требование к надёжности вычислительного средства, оказывающегося в той или иной мере включённым в контур управления. Программное обеспечение таких задач связано с использованием специальных методов расчёта и выбором модели энергосистемы «под задачу». Последнее подразумевает определение допустимого уровня упрощения характеристик элементов энергосистемы и уровень эквивалентирования объекта управления (энергосистемы, района) в целом.

Принимаемая в задачах АПАУ расчётная модель сложной энергосистемы имеет ту или иную степень эквивалентирования узлов нагрузки и отдельных частей энергосистемы. При этом непреходящей остаётся проблема совершенствования методики эквивалентирования, которая для задач АПАУ сопряжена и с необходимостью эквивалентирования при глубоких изменениях частоты и напряжения.

Для определения частотной характеристики энергосистемы могут быть использованы статистические методы, основанные на обработке результатов наблюдений с фиксацией возмущений режима при повседневной эксплуатации. Наряду с этим могут быть использованы специальные натурные испытания, выполняемые при определённых исходных условиях. Эффективность натуральных методов исследования зависит от используемой методики их проведения и обработки полученных результатов. В последнее время предлагаются методы натуральных испытаний и наблюдений и для определения текущих значений параметров и характеристик оборудования [4].

Весьма сложной является проблема изучения характеристик нагрузки, что определяется значительной степенью неопределённости текущего состава узла нагрузки, неопределённостью и изменчивостью характеристик потребителей разного типа, их зависимостью от эксплуатационного режима и пр.

Задачей исследования является определение наиболее вероятных показателей характеристик нагрузки и их уточнение по мере накопления статистических данных, получаемых в ходе эксплуатации, при возникновении переходных процессов и при натуральных системных испытаниях. Отдельной задачей является определение характеристики нагрузки в текущем режиме и разработка методики использования характеристик узлов нагрузки в централизованной ПА.

Определение системных характеристик, в том числе для использования в АПАУ, особое значение имеет применительно к изолированно работающим энергосистемам. Очевидно, что учёт системных характеристик имеет решающее значение и при организации АПАУ, действующей при развитии системных аварий, при потере синхронизма между частями энергосистемы.

Расчёт переходного процесса при развитии аварийной ситуации для целей АПАУ очевидно будет сопряжён с преодолением дополнительных трудностей. Однако пока ещё нет определённой концепции организации системы АПАУ, действующей на этом этапе развития аварийного процесса. Однако очевидна особая значимость экспресс-методов оценки системных характеристик при глубоких отклонениях частоты и напряжения энергосистемы.

Одной из серьёзных проблем является моделирование новых видов оборудования. Параметры и характеристики такого оборудования и их системы регулирования, автоматики и защиты оказываются недостаточно определёнными как из-за

недостаточного внимания к ним, так и умышленного сокрытия по тем или иным причинам производителями оборудования. Недостаточное знание (неправильное представление) параметров и характеристик такого оборудования при определении требований к организации АПАУ может приводить к развитию аварии и непропорциональному объёму отключения потребителей. Примером такого развития событий может служить авария в энергосистеме Великобритании, имевшая место в 2019 г. [5].

Особенности, часто неблагоприятные, нового оборудования выявляются при возникновении тех или иных специфических режимных условий в энергосистеме. Иногда такие случаи возникают и после достаточно длительной эксплуатации оборудования. Совершенствование моделей (цифровых представлений) оборудования является одной из задач научного сопровождения АПАУ.

Современные устройства регулирования, автоматики и защиты оборудования базируются на цифровых алгоритмах, что обеспечивает возможность варьирования в широком диапазоне их структуры и настроек. Прежде всего речь идёт об автоматических регуляторах возбуждения (АРВ) генераторов и других источников реактивной мощности, а также регуляторах частоты и мощности энергоблоков разного типа. Задачей научного сопровождения АПАУ является разработка регулярных методик выбора структуры алгоритмов и настроек регуляторов энергообъектов по условиям требуемого качества аварийных переходов и устойчивости энергосистемы. При этом, очевидно, выбор настроек подразумевает взаимодействие регулируемых объектов в составе энергосистемы на всех этапах развития аварийных процессов. Вряд ли можно рассчитывать на идеальное соответствие всем этим условиям, и задачей методической разработки является определение оптимального компромисса при настройке систем регулирования. Попытки разработать универсальную методику выбора оптимальных настроек регуляторов возбуждения синхронных машин предпринимались многократно, особенно после появления сильного регулирования. Они предпринимаются и в настоящее время [6]. Эта задача дополнительно усложнилась большим разнообразием АРВ, используемых производителями оборудования. Поэтому в ответственных случаях выбор настроек АРВ осуществляется применительно к заданным условиям, иногда с использованием физических моделей и дополнительной подстройкой в условиях эксплуатации. Разработка более или менее универсальной методики сохраняет свою значимость, даже если область применения её будет ограничена теми или иными условиями.

Трудность выбора единой настройки АРВ могла частично компенсироваться применением специальной автоматики повышения уровня регулируемого напряжения на несколько секунд переходного процесса и несколько минут послеаварийного режима. Такая автоматика использовалась на ряде крупных электростанций. Наиболее перспективным представляется разработка АРВ принципиально нового типа – с изменяющейся настройкой, а, возможно, – и структурой в зависимости от текущей схемно-режимной и аварийной ситуации.

Разработка и совершенствование методики оптимизации алгоритмов относится в полной мере и к системе регулирования частоты и мощности (АРЧМ).

Одним из главных средств в арсенале АПАУ является противоаварийная автоматика (ПА). В настоящее время в системе АПАУ используется большое количество локальных и централизованных устройств (ЛПА, ЦСПА). Одной из важных

научных задач является разработка методики определения оптимального сочетания этих устройств для энергосистем разного типа и объёма, определение целесообразного уровня централизации управления на разных фазах аварийного процесса. Попытки решить эту задачу предпринимаются [7]. Однако пока эта проблема находится в стадии предварительного обсуждения. Решение проблемы может претерпевать изменения по мере совершенствования устройств ПА с учётом критериев экономичности и надёжности энергосистемы.

Практическую значимость имеет разработка методики определения необходимой исходной информации и объёма предварительных расчётов при внедрении и совершенствовании таких сложных устройств, как ЦСПА и СМЗУ (система мониторинга запаса устойчивости). Последняя не является собственно устройством ПА, но базируется на алгоритмических решениях ЦСПА и определяет допустимый стационарный режим с учётом действия АПАУ в аварийных ситуациях, минимизируя таким образом объём воздействий от АПАУ при расчётных аварийных возмущениях.

Существенное значение в системе АПАУ может найти и мониторинг состояния отдельных элементов энергосистемы. В частности, мониторинг текущего состояния с оценкой резерва энергоблоков позволил бы повысить достоверность при оценке послеаварийного режима в ЦСПА. Той же цели мог бы служить и мониторинг текущего состояния крупных узлов нагрузки в части зависимости потребляемой мощности от частоты и напряжения. Разработка общих принципов организации такого мониторинга представляет значительные трудности ввиду существенных особенностей различных энергоблоков и изменчивости характеристик нагрузки, особенно в режимах с большим аварийным небалансом мощности в энергосистеме.

Очевидно, что разработка мониторинга, опирающегося на непрерывные измерения режимных параметров объекта мониторинга, имеет много общего с упомянутым ранее определением текущих значений параметров и характеристик энергообъектов, в том числе на базе натурных исследований.

Разработка и создание систем мониторинга имеет особое значение для изолированных энергосистем и частей энергосистемы, отделяемых в аварийных ситуациях, а также при разработке принципов организации АПАУ при аварийных процессах с глубоким отклонением частоты и напряжения.

## **2. Разработка и совершенствование технологии АПАУ**

С учётом цифровизации современных устройств регулирования, автоматики и защиты разработка и совершенствование этих устройств во многом сводится к корректировке их алгоритмов.

Системы регулирования, автоматики и защиты энергетических объектов являются принадлежностью соответствующих объектов, и разработка их тесно связана с производством этих объектов. Однако практический опыт и методическая подготовка специалистов АПАУ позволяют не только обнаружить недостатки этих систем при их действии в переходных режимах энергосистемы, но и предложить свои решения в части структуры и параметров регулирования, а также внешних автоматических воздействий в АРВ и АРЧМ [8, 9].

В последнее время в энергосистемах появляются новые устройства на базе преобразовательной техники – источники/потребители реактивной мощности, фазопо-

воротные устройства, преобразователи частоты, устройства для несинхронного объединения энергосистем и др. Применительно к таким устройствам предложения могут относиться не только к их системам управления и регулирования, но и к структуре силовой части этих устройств.

Постоянно совершенствуется программно-алгоритмический комплекс ЦСПА и СМЗУ. Необходимость таких разработок диктуется расширением области их внедрения в энергосистемах разного типа, необходимостью координации действия устройств ЦСПА (разработка координирующей системы – КСПУ).

Наряду с совершенствованием СМЗУ следует обратиться к разработке и других устройств мониторинга. В настоящее время в эксплуатации находится устройство мониторинга функционирования АРВ генераторов [10]. На очереди разработка устройства мониторинга энергоблока и его системы регулирования и автоматики с целью контроля его состояния и получения текущей информации для АПАУ. Возможно, следует начинать с устройств для решения отдельных задач для энергоблоков разного типа. Отдельная задача – включение результатов мониторинга в алгоритмы устройств АПАУ.

В качестве дополнения к мониторингу энергоблока или самостоятельного устройства целесообразно определение текущих параметров генераторов и использование их в АПАУ.

Необходимы специальные устройства (комплекс устройств) для реализации методических разработок по определению частотной характеристики энергосистемы, а также устройство мониторинга состояния крупных узлов нагрузки.

Использование всё более эффективных вычислительных средств позволяет совершенствовать программно-алгоритмический комплекс ЦСПА в направлении повышения скорости расчёта и точности выбора управляющих воздействий.

Расширяется и совершенствуется арсенал устройств ЛПА. Задачей научного сопровождения является разработка новых алгоритмических решений, направленных на повышение точности и избирательности срабатывания устройств ЛПА и надёжности их функционирования при возможных изменениях внешних условий. В наибольшей степени это касается устройств на базе достаточно сложных алгоритмов, в частности устройств ликвидации асинхронного режима (АЛАР). Уровень специализации устройств должен согласовываться с разумным количеством устройств и необходимостью согласования их действий при изменении режима и на различных этапах развития аварийного процесса.

Особо стоит вопрос о разработке централизованных и координирующих систем, предназначенных для действия в условиях развития аварийного процесса в результате отказа устройств защиты и автоматики или после нерасчётного аварийного возмущения. Пока трудно определить, следует ли разрабатывать специальную систему координации действия систем регулирования и ПА на этом этапе развития аварийного процесса, или преобразовать алгоритмы ЦСПА и КСПУ для действия на всех этапах развития процесса.

Необходимо учитывать, что упреждающий расчёт процесса развития аварии по типу ЦСПА затруднён не только и не столько трудностями учёта первоначального нерасчётного аварийного возмущения, но и неопределённостью в последовательности срабатывания автоматических устройств и действий, в том числе ошибочных,

персонала энергосистемы, не говоря уже о непредсказуемости поведения некоторых видов оборудования. Введение в алгоритм устройств типа ЦСПА всё большей доли расчёта в теме развития аварийного процесса ограничивается техническими возможностями системы измерений и передачи информации и расчётных средств при обеспечении показателей надёжности устройств в контуре управления.

Разумная степень централизации управления при развитии системной аварии в значительной степени зависит от структуры энергосистемы, прежде всего – возможности разделения её на достаточно сбалансированные части с подсистемами АПАУ и комплексом доступных управляющих воздействий. Что касается устройств ЛПА и регуляторов, то для некоторых из них, возможно, следует предусмотреть специальные блокировки при переходе в режим с глубоким колебанием частоты.

В определённом смысле технические задачи АПАУ для использования в тяжёлых аварийных ситуациях большой энергосистемы перекликаются с задачами, возможно, менее сложными, для изолированных энергосистем. Это относится и к использованию текущих значений характеристик энергоблоков и нагрузки, а также к специализированной ПА для таких энергосистем. Специализированные устройства ПА нуждаются в усовершенствовании в первую очередь в части использования текущих характеристик энергоблоков и нагрузки.

Разработки можно осуществлять поэтапно. Например, на первом этапе – использование характеристик энергоблоков, получаемых упрощённо по текущей загрузке с учётом заданных зависимостей резерва от загрузки.

Проблемы развития технологии АПАУ относятся в равной степени к совершенствованию и созданию новых устройств и к совершенствованию общей структуры организации АПАУ.

### **3. Разработка методических материалов по определению требований к АПАУ в системе мероприятий, обеспечивающих требуемый уровень надёжности энергосистемы**

Усложнение и удорожание системы АПАУ, особенно ПА, приводит к необходимости экономической оценки целесообразного уровня развития и усложнения этой системы. При этом очевидным представляется сопоставительный анализ возможных решений для каждого конкретного случая. В качестве количественной оценки эффективности использования (модернизации) системы ПА может быть принято снижение ущерба у потребителя. Этому подходу, в том числе определению значений удельных ущербов, были посвящены многие исследования, выполненные в 1960–1980-е годы. Однако до настоящего времени нет общедоступной методики определения и оценки ущербов.

Более общим является решение на основе соответствия требованиям надёжности функционирования энергосистемы. Подход к определению требований надёжности по условиям устойчивости энергосистемы позволяет опосредованно определять и общие требования к средствам АПАУ.

Документ, регламентирующий в настоящее время требования к устойчивости энергосистемы [11] по существу является и основным, определяющим требования к надёжности. Значимость такого документа трудно переоценить, так как им руководствуются и при проектировании развития, и при управлении режимом энергоси-

стемы. Очевидно, что и необходимый уровень развития АПАУ должен согласовываться с этим документом. Однако оценка предельно допустимого режима в [11] определяется в основном по условиям статической устойчивости. Такой подход был оправдан при малой эффективности вычислительных средств и недостаточно развитого программного обеспечения для расчёта переходных процессов в сложной энергосистеме.

В настоящее время представляется возможным иной подход к определению требований надёжности по условиям устойчивости, прежде всего – динамической [12]. При этом повышение уровня устойчивости за счёт средств АПАУ проявляется более определённо, что даёт больше оснований для оценки, в том числе экономической, эффективности АПАУ.

Разработка современного, периодически обновляющегося документа, регламентирующего требования к устойчивости и надёжности энергосистемы, обеспечиваемых в том числе средствами АПАУ, является насущной задачей. Разумеется, этот документ регламентирует далеко не только АПАУ. Однако основными целями АПАУ являются обеспечение устойчивости, надёжности и живучести энергосистемы, и поэтому представляется, что специалисты АПАУ должны непосредственно участвовать в разработке и неформальном обсуждении этого документа.

Учитывая объём затрат на обеспечение требуемого уровня устойчивости, часть которых составляют затраты на АПАУ, этот документ должен ориентироваться на современные возможности оценки устойчивости, в том числе динамической сколь угодно сложной энергосистемы.

Необходимость разработки методик, определяющей современный подход к оценке требований надёжности по условиям устойчивости энергосистемы, не исключает целесообразности разработки методики оценки экономической эффективности АПАУ по степени влияния на надёжность электроснабжения потребителей, в частности через оценку ущербов. Эта методика позволила бы непосредственно связать полученный эффект от средств АПАУ с затратами на их разработку, создание и эксплуатацию.

#### **4. Перечень научно-практических задач АПАУ**

Ниже приводится перечень научно-практических задач по развитию и совершенствованию системы АПАУ, условно разделённых на три группы.

##### **4.1. Моделирование и исследование режимов энергосистемы, методические вопросы развития системы АПАУ и её элементов**

- Развитие и совершенствование методов расчёта стационарных режимов и переходных электромагнитных и электромеханических процессов энергосистемы.
- Разработка (совершенствование) методики и программных средств расчёта переходного процесса при развитии аварийной ситуации в энергосистеме в результате отказа средств защиты и автоматики или нерасчётного аварийного возмущения.
- Совершенствование методов эквивалентирования энергосистемы применительно к задачам АПАУ.
- Разработка методики выбора адекватной модели (уровня эквивалентирования) энергосистемы «под задачу».

- Разработка методики и проведение натурных исследований частотных характеристик энергосистем, в том числе изолированных, и представления этих характеристик для использования в системе АПАУ.
- Разработка методики оценки текущего резерва крупных энергоблоков для использования в АПАУ.
- Разработка методики оценки состояния и характеристик узла нагрузки для использования в АПАУ.
- Исследование эффективности включения в алгоритмы ЦСПА и СМЗУ данных по результатам мониторинга характеристик энергосистемы, отдельных энергоблоков и узлов нагрузки.
- Разработка регулярных методов определения параметров и характеристик оборудования с использованием результатов статистической обработки данных эксплуатационных режимов и специальных натурных испытаний.
- Моделирование новых и модернизируемых элементов энергосистемы и их систем регулирования, автоматики и защиты для включения в общие комплексы программ расчётов режимов энергосистемы.
- Разработка регулярной методики выбора параметров и настройки регуляторов возбуждения синхронных машин и других источников – потребителей реактивной мощности.
- Разработка (совершенствование) методики выбора параметров и настройки систем регулирования, автоматики и защиты новых (модернизируемых) энергоблоков при работе их в энергосистемах разного типа.
- Определение оптимального соотношения и условий взаимодействия централизованных и локальных устройств противоаварийной автоматики в энергосистемах разного типа и объёма.
- Разработка и совершенствование принципов КСПУ.
- Разработка регулярной методики определения требований к минимально необходимой исходной информации и объёму предварительных исследований режимов при внедрении (модернизации) ЦСПА.
- Разработка принципиальных решений для создания самонастраивающегося (адаптивного) АРВ.
- Разработка регулярной методики определения необходимой исходной информации для СМЗУ заданного района, сечения сети, энергосистемы.
- Разработка и сопоставление вариантов организации АПАУ при развитии аварийной ситуации в энергосистеме, разработка алгоритмов управления при разной степени централизации и в зависимости от располагаемых вычислительных средств в контуре управления.

#### **4.2. Совершенствование устройств и системы АПАУ**

- Разработка технических предложений по созданию (модернизации) устройств компенсации реактивной мощности, повышения пропускной способности электрических связей, управления перетоками мощности, несинхронного объединения энергосистем и алгоритмов управления ими, в том числе в переходных режимах.
- Корректировка алгоритмов и разработка принципиальных технических решений для повышения эффективности систем регулирования и автоматики новых

- (модернизируемых) источников генерации электроэнергии различных видов преобразуемой энергии.
- Совершенствование программно-алгоритмического комплекса ЦСПА в направлении ускорения и повышения точности выбора управляющих воздействий, а также универсальности применительно к энергосистемам разного объёма и структуры.
  - Совершенствование программно-алгоритмического комплекса СМЗУ в направлении ускорения и точности получения оценок текущего режима и максимального учёта факторов, определяющих запас устойчивости.
  - Создание и поэтапное наращивание комплекса КСПУ.
  - Разработка и поэтапное внедрение устройств мониторинга текущего резерва генерации крупных энергоблоков.
  - Разработка и внедрение устройства оценки состояния и характеристик узла нагрузки.
  - Совершенствование устройств ПА изолированной энергосистемы, в том числе с использованием результатов мониторинга частотной характеристики энергосистемы, запаса генерации энергоблоков и характеристик узлов нагрузки.
  - Совершенствование принципов организации и программно-алгоритмических комплексов автономных систем противоаварийной автоматики – АЧР, АЛАР и др., а также локальных устройств автоматики и защиты.
  - Совершенствование алгоритмов ЛПА, разработка предложений по созданию новых специализированных устройств.
  - Разработка комплекса средств АПАУ и алгоритмов управления ими по условиям сохранения живучести и минимизации ущерба при развитии аварийного процесса в энергосистеме в результате отказов в системах защиты и автоматики и нерасчётных аварийных возмущений.
  - Совершенствование специализированных расчётных (исследовательских) средств – ЭДМ (ЦАФК), RTDS и др.

#### **4.3. Разработка методических материалов по обоснованию АПАУ в системе мероприятий по обеспечению требуемого уровня надёжности энергосистемы**

- Разработка методических материалов и участие в подготовке обязательного регламента (документа), определяющего экономически оправданный и доступный уровень надёжности по условиям устойчивости энергосистемы с учётом современных представлений о переходных режимах и возможностях их моделирования и расчёта.
- Разработка методики количественной оценки уровня надёжности энергообеспечения потребителей, в том числе по результатам определения ущерба.

#### **Заключение**

Сложность и изменчивость энергосистемы как объекта управления определила необходимость научного сопровождения АПАУ. Научная дисциплина АПАУ базируется на основных положениях электротехники, теории устойчивости, теории автоматического регулирования, моделирования (теории подобия) в электротехнике, использует современные достижения в развитии ряда разделов математики и

другие разделы современной науки. К настоящему времени эта научная дисциплина достигла значительных успехов как в разработке теории и практики исследования электромагнитных и электромеханических переходных процессов в энергосистемах любой сложности, так и разработке алгоритмов и технического воплощения отдельных устройств и системы АПАУ в целом.

Система АПАУ в числе первых отраслей науки и техники восприняла цифровизацию, что обеспечило новые возможности при её совершенствовании, в том числе путём создания новых устройств регулирования и автоматики. Вместе с тем огромные затраты при сооружении объектов электроэнергетики и расходы на их эксплуатацию побуждают искать возможности повысить экономичность режимов энергосистемы при сохранении высокого уровня надёжности её функционирования. Кроме того, в энергосистемах появляются новые типы оборудования электростанций и сетевых объектов, обладающие различными особенностями поведения в переходных режимах и восприятия воздействий от устройств АПАУ. Всё это обуславливает необходимость развития и совершенствования теории и практики исследования режимов энергосистем, а также совершенствования алгоритмов и технических средств АПАУ и новых видов специального оборудования для управления режимами в энергосистемах.

Остаются недостаточно изученными возможности АПАУ в условиях развития аварийных процессов при отказе средств защиты и автоматики и статистически не оцениваемых аварийных возмущениях.

Решение всех этих задач возложено на специалистов отдельной отрасли научных знаний, относящейся к электротехнике и электроэнергетике – научной дисциплине АПАУ. Как показывает многолетний опыт, наиболее значимых результатов специалисты в этой области достигают при сочетании теоретических разработок с практической деятельностью по реализации новых разработок и совершенствованию АПАУ конкретных энергосистем в связи с их развитием, использованием новых видов оборудования, появлением дополнительных связей с другими энергосистемами.

### **Список литературы**

1. Автоматическое противоаварийное управление в энергосистемах / А. С. Герасимов, Л. А. Кошечев, А. А. Лисицын, В. А. Крицкий // *Электрические станции*. – 2020. – № 1. – С. 41–49.
2. Применение сингулярного анализа матрицы Якоби при оценке статической устойчивости ЭЭС / Е. И. Белов, Е. В. Сорокин // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2019. – № 1. – С. 117–122.
3. Богомоллова И. А. Оценка устойчивости режима узлов модели энергосистемы / И. А. Богомоллова // *Сборник научных трудов НИИПТ «Автоматическое управление и противоаварийная автоматика в крупных энергообъединениях»*. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1987. – С. 45–58.
4. Адаптивная модель синхронной машины с параметрами, определяемыми в эксплуатационных режимах работы / А. С. Бердин, А. С. Герасимов, П. Ю. Коваленко, А. Н. Мойсейченков, М. Д. Сенюк // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. – 2020. – № 2. – С. 74–84.

5. Организация противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в изолированной энергосистеме / Б. Андранович, Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак, А. В. Жуков, Т. В. Купчиков, Р. Г. Миляев, С. А. Павлушко, Е. И. Сацук // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2. – С. 6–13.
6. Метод выбора параметров и настройки каналов автоматических регуляторов возбуждения / Н. Ю. Филимонов, А. А. Юрганов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2. – С. 43–52.
7. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах / Н. И. Воропай, В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин, Д. А. Панасецкий, Д. Н. Сидоров, А. В. Жуков, Д. Н. Ефимов, А. Б. Осак, В. А. Спириев, А. В. Домышев. – Новосибирск : Изд-во «Наука», 2016. – 332 с.
8. Противоаварийное управление напряжением на шинах крупных электростанций / Л. А. Кощев, В. Л. Невельский, М. А. Эдлин // Электрические станции. – 1981. – № 4. – С. 56–59.
9. Совершенствование алгоритмов систем автоматического регулирования турбин Кольской АЭС для обеспечения устойчивой работы энергосистемы / Д. И. Андрианов, О. В. Гуриков, А. Н. Смирнов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2 (79) – С. 25–36.
10. Результаты эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов / А. С. Герасимов, А. Х. Есипович, Д. А. Кабанов, Е. Б. Шескин, И. Штефка // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 1 (70). – С. 33–42.
11. Об утверждении требований к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : Приказ № 630 от 3 авг. 2018 г. : утверждён Минэнерго России / Минэнерго России. – 2018. – 23 с.
12. О требованиях к надёжности по условиям устойчивости энергосистемы / Л. А. Кощев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 2. – С. 45–52.

*Кощев Лев Ананьевич*, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление».

E-mail: ntc@ntcees.ru

УДК 621.314

М. Н. Говорун, К. С. Горячевский, А. Ф. Михайленко, Е. И. Сацук,  
И. В. Синянский

## Координация работы противоаварийной автоматики и системы мониторинга запасов устойчивости

Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) выполняет расчёт допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении электрической сети в режиме реального времени. Рассчитанные значения могут отличаться от использованных при выборе уставок автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ), что в ряде случаев может привести к неправильной работе устройства АРПМ.

Предложен способ координации работы устройств АРПМ с СМЗУ: система рассчитывает аварийный допустимый переток для текущего режима работы энергосистемы и передаёт в устройство АРПМ уставку по каналу связи.

*Ключевые слова:* электроэнергетические системы, релейная защита, противоаварийная автоматика.

### Введение

#### Актуальность задачи координации ПА и СМЗУ

Развитие систем противоаварийного управления, особенно в области автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), неизбежно приводит к идее реализации многоуровневой централизованной модели построения систем противоаварийной автоматики (ПА).

В соответствии с [1] АПНУ должна реализовываться одним из следующих способов:

- централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА);
- комплекс АПНУ.

При этом ЦСПА должна состоять из:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемого в диспетчерском центре;
- одного или нескольких комплексов АПНУ, устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудования и каналов передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня и устройством ЛАПНУ, входящим в состав каждого комплекса АПНУ.

Указанная регламентируемая двухуровневая структура в настоящее время реализует известный классический алгоритм, в котором в качестве пусковых органов используется отключение сетевого элемента или быстрое изменение одного из режимных параметров на заданную величину (например, «сброс» или «наброс» активной мощности).

В случае АРПМ пусковым органом является факт достижения контролируемым параметром (активная мощность или угол между векторами напряжений) заранее рассчитанной уставки АДП, что и определяет специфическую особенность данной автоматики, при этом характер и скорость изменения указанного контролируемого параметра не имеют значения.

Несмотря на то, что АРПМ также является автоматикой АПНУ, подход, связанный с организацией централизованной многоуровневой структуры для данного вида

ПА, пока недостаточно активно развивается, хотя на сегодняшний день для этого имеются все теоретические и технические предпосылки. Главной из таких предпосылок является наличие уже успешно функционирующего в настоящее время ПТК СМЗУ [2].

Таким образом, появляется возможность построения АРПМ по централизованному принципу, где ПТК СМЗУ может выполнять функции верхнего уровня двухуровневой системы АРПМ, а устройство АРПМ на объекте – функции низового устройства (либо локального, при отсутствии связи с СМЗУ).

Ниже рассмотрены возможные варианты конкретной реализации предлагаемой централизованной двухуровневой системы – как с точки зрения возможностей использования существующего алгоритма СМЗУ, так и с точки зрения характера взаимодействия ПТК СМЗУ с устройствами АРПМ на энергообъектах.

#### **Описание задачи**

СМЗУ – программно-аппаратный комплекс автоматического расчёта МДП и АДП КС с учетом действия ПА в режиме реального времени [3].

АРПМ входит в состав автоматики предотвращения нарушения устойчивости и предназначена для ликвидации перегрузки сечения при возникновении опасных набросов активной мощности [1]. Набросом называют быстрое увеличение передаваемой активной мощности в КС при авариях в энергосистеме.

Целью функционирования СМЗУ является расчёт МДП в текущей схемно-режимной ситуации. Рассчитанное значение МДП затем используется диспетчером энергосистемы для управления режимом работы ЭС. Расчёты в СМЗУ проводятся с периодом в несколько минут.

Устройства АРПМ, напротив, используют уставки срабатывания, рассчитанные на этапе планирования режимов работы ЭС. Обычно устройства АРПМ имеют либо постоянные уставки срабатывания, либо несколько групп уставок, переключение между которыми осуществляется персоналом вручную, один раз в сезон. Эти уставки указываются в нормативном документе «Положение по управлению режимами работы энергосистем» (ПУР).

Это ограничивает эффективность применения СМЗУ в энергосистемах, где АРПМ установлена на ЛЭП в контролируемом сечении. Значение АДП, рассчитанное при выборе уставок АРПМ, может значительно отличаться от значения АДП, рассчитанного в текущем режиме.

При аварии в энергосистеме это может привести к двум вариантам:

- устройство АРПМ сработало в режиме, когда АДП для текущего режима больше АДП по ПУР; в этом случае не было опасности нарушения устойчивой работы энергосистемы, следовательно, не было необходимости в реализации управляющего воздействия ПА;
- устройство АРПМ не сработало в режиме, когда АДП для текущего режима меньше, чем уставка АРПМ; этот случай возможен, если изначально уставка АРПМ была выбрана слишком большой, или в случае нерасчётного режима.

Для того чтобы обеспечить правильную работу АРПМ по отношению к рассчитанному в СМЗУ значению АДП, необходимо использовать дополнительные технические решения.

## 1. Работа существующих устройств АРПМ

Устройства АРПМ могут иметь несколько ступеней, каждая ступень имеет уставку по значению активной мощности и выдержку времени на срабатывание. Сигналы срабатывания каждой ступени формируют управляющие воздействия, действие которых направлено на разгрузку контролируемого сечения.

В соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, значение АДП в КС  $P_{\text{АДП}}$  определяется как значение предельного перетока  $P_{\text{пред}}$  с запасом по мощности 8 %:

$$P_{\text{АДП}} = 0,92P_{\text{пред}} \quad (1)$$

В каждой схемно-режимной ситуации существует своё значение предельного перетока в сечении. Чтобы обеспечить срабатывание устройства АРПМ во всех возможных аварийных режимах, уставка срабатывания выбирается по минимальному значению допустимого перетока.

Для каждой ЛЭП, входящей в контролируемое сечение, в качестве расчётного берётся минимальное значение мощности из возможных, при котором достигается АДП.

В зависимости от класса точности обмоток ТТ и ТН выбирается коэффициент отстройки  $k_{\text{отс}}$  и рассчитывается уставка срабатывания  $P_{\text{уст}}$ :

$$P_{\text{уст}} = k_{\text{отс}}P_{\text{ЛЭП}} = (1 + \varepsilon_{\text{ТТ}} + \varepsilon_{\text{ТН}}) \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{воз}}} P_{\text{ЛЭП}}, \quad (2)$$

где  $\varepsilon_{\text{ТТ}}$  и  $\varepsilon_{\text{ТН}}$  – относительные погрешности ТТ и ТН;

$P_{\text{ЛЭП}}$  – значение мощности для ЛЭП, на которой установлено устройство;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надёжности для разных типов микропроцессорных реле;

$k_{\text{воз}}$  – коэффициент возврата микропроцессорного реле.

Погрешности ТТ и ТН складываются, так как погрешность произведения тока и напряжения не превышает сумму погрешностей. Устройство АРПМ подключается к обмоткам ТТ и ТН класса точности 0,5.

Коэффициент надёжности задаётся производителем для каждого типа микропроцессорного реле и зависит от точности измерений мощности в установившемся и переходном режиме.

Коэффициент возврата в современных микропроцессорных реле можно задавать произвольно.

На практике уставка  $P_{\text{уст}}$  задаётся равной  $P_{\text{ЛЭП}}$ , так как в современных микропроцессорных устройствах мощность в установившемся режиме измеряется с высокой точностью и  $k_{\text{н}} \cong 1$ , погрешность ТТ и ТН в нормальном рабочем режиме не превышает 0,5 %, коэффициент возврата принимается равным 0,98–0,99.

## 2. Способ координации уставок АРПМ и СМЗУ

Для координации работы СМЗУ и АРПМ предлагается изменять уставку срабатывания АРПМ так, чтобы она соответствовала расчётам АДП от СМЗУ. Это осуществляется с помощью передачи телеинформации по выделенному каналу связи (рис. 1).

К устройству подключаются два канала связи, которые осуществляют взаимное резервирование. Эти каналы связи организуются от оборудования связи на стан-

ции/подстанции напрямую или через шлюз телемеханики, который выполняет преобразование протоколов передачи данных. Физическим уровнем каналов является RS-485 или Ethernet в зависимости от модели устройства АРПМ. Для современных устройств АРПМ используются МЭК 61850 GOOSE сообщения.

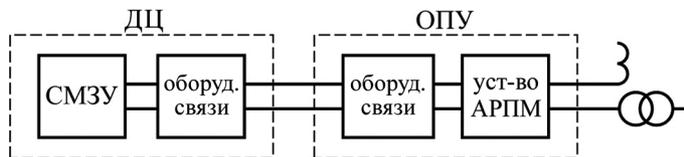


Рис. 1. Структурная схема передачи информации

Передача данных от СМЗУ к станции/подстанции осуществляется по двум взаиморезервирующим каналам связи, арендованным у операторов связи или напрямую по каналам передачи сигналов и команд ПА.

В СМЗУ выполняется идентификация и расчёт текущего режима работы энергосистемы, после чего по заданным траекториям утяжеления выполняется поиск АДП в КС. В этом режиме значения активной мощности по каждой ЛЭП, входящей в КС, принимаются в качестве уставки АРПМ.

Для надёжной работы АРПМ при обрыве канала связи в устройстве должен происходить автоматический переход на постоянные уставки, заданные при наладке.

При любых коммутациях в электрической сети, которые влияют на топологию расчётной схемы, в устройстве АРПМ также должен происходить автоматический переход на постоянные уставки, заданные заранее. Это связано с тем, что при изменении расчётной схемы СМЗУ требуется время для расчёта нового значения АДП в изменившейся схеме.

При возобновлении передачи данных от СМЗУ устройство АРПМ переходит в режим задания уставки от СМЗУ.

### 2.1. Работа системы при наличии одной ЛЭП

В качестве примера рассмотрим простейший случай электропередачи, связывающей две энергосистемы, показанный на рис. 2.

Здесь в КС входит только одна ЛЭП, направление перетока от Г1 к Г2. Если ЛЭП имеет несколько цепей, то устройство АРПМ должно измерять суммарную мощность, передаваемую по всем цепям.

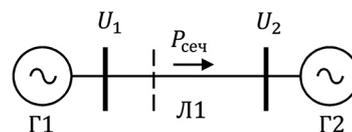


Рис. 2. Электропередача с одной ЛЭП

При отключении генерации в узле Г2 может быть превышено значение АДП.

Превышение АДП может привести к потере синхронной работы энергосистем и, как следствие, к отключению ЛЭП и полному погашению потребителей узла Г2. При превышении АДП также могут наблюдаться недопустимо низкие уровни напряжений и недопустимые токовые перегрузки электрооборудования, что в конечном счёте также приведёт к погашению электропотребителей.

Устройство АРПМ должно выдать сигнал на отключение нагрузки в узле Г2 для снижения перетока в КС.

Система СМЗУ рассчитывает значение МДП и АДП, после чего уставка устройства АРПМ рассчитывается по значению АДП и передаётся в устройство АРПМ по каналам передачи телеинформации.

В этом случае значение АДП и уставка АРПМ будет выше, чем рассчитанная по ПУР, так как в ПУР указан результат расчёта наиболее тяжёлого режима, когда значение АДП минимально возможное.

Практическое применение устройства АРПМ в данном случае актуально, если в узле Г2 нельзя установить факт отключения генерации: например, нельзя передать сигнал устройства фиксации отключения блока, или в узле Г2 находится большое количество генераторов малой мощности от ВИЭ, для каждого из которых невозможно организовать телеизмерение текущей мощности в одном устройстве.

## 2.2. Работа системы при наличии нескольких цепей одной ЛЭП

Рассмотрим случай, когда две энергосистемы связаны несколькими ЛЭП (рис. 3). Пунктиром показаны эквивалентные электропередачи, которыми представлена электрическая сеть в районе узлов Г1 и Г2.

Если проводимость эквивалентных электропередач большая по отношению к проводимости Л1 и Л2, то этот случай сводится к предыдущему. Распределение мощностей по ЛЭП будет прямо пропорционально их проводимости.

Тогда для задания уставок АРПМ при расчёте в СМЗУ требуется полученное значение АДП разделить на несколько частей так, чтобы соблюдалась пропорция между проводимостями ЛЭП.

Данный случай имеет место, когда выводы ТТ Л1 и Л2 нельзя подключить к одному устройству, например, Л1 и Л2 идут от разных подстанций.

Большая проводимость эквивалентной системы получается, если ПС1 и ПС2 соединены коротким участком ЛЭП, например, ПС1 является магистральной электрической подстанцией, а ПС2 – переключательным пунктом, соединённым с ПС1.

## 2.3. Работа системы при наличии нескольких ЛЭП

В данном случае будем считать, что уже нельзя пренебречь влиянием эквивалентной системы (рис. 4). Распределение мощности между Л1 и Л2 зависит не только от проводимостей Л1 и Л2, но также и от распределения мощности в системе. На рисунке показан УШР чтобы обозначить, что управление напряжением на ПС2 производится независимо от ПС1. Это значит, что поток мощности по Л2 будет зависеть от напряжения, поддерживаемого УШР.

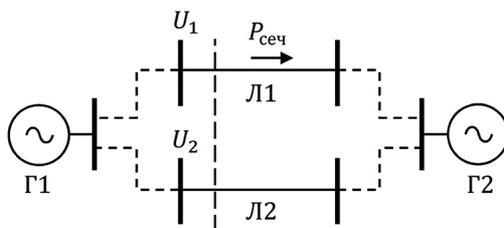


Рис. 3. Электропередача с двумя ЛЭП

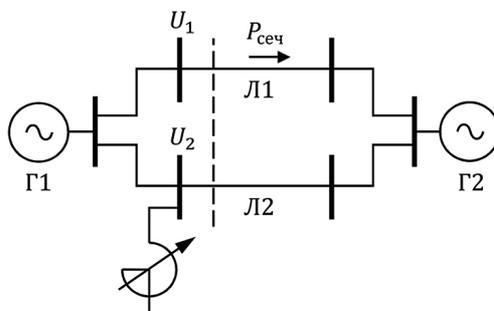


Рис. 4. Электропередача с двумя ЛЭП

В этом случае СМЗУ рассчитывает значение АДП, но это значение не может быть использовано для расчёта уставок АРПМ Л1 и Л2, так как распределение мощности не будет пропорционально проводимости ЛЭП.

В таком случае в качестве уставки АРПМ нужно было бы взять минимально возможные значения перетока по Л1 и Л2, которые соответствуют рассчитанному АДП. Но тогда возникает искусственное ограничение других вынужденных режимов, которые могут возникнуть при другом потокораспределении. Поясним это на рис. 5.

На рис. 5 красной линией показаны режимы, когда мощность в сечении равна АДП. Здесь  $P_1$  и  $P_2$  – мощности, передаваемые по Л1 и Л2. Слева от этой красной линии находится область режимов, в которых переток в КС меньше АДП, справа – больше АДП.

Голубой линией показаны значения мощности, которые не соответствуют никакому режиму, т. е. невозможные.

Из всех возможных режимов, когда переток в КС равен АДП, выбирается наименьшее значение мощности по каждой ЛЭП  $P_{1 \min}$  и  $P_{2 \min}$ . Так можно исключить недопустимый режим 2, в который попадают из допустимого режима 1, несмотря на то, что в режиме 1 и 2 мощности  $P_1$  и  $P_2$  меньше своего максимального значения  $P_{1 \max}$  и  $P_{2 \max}$ .

В результате область допустимых режимов ограничивается красной пунктирной линией. Это приводит к тому, что устройство АРПМ в некоторых режимах может действовать фактически излишне, т. е. выдавать УВ при отсутствии угрозы развития аварии.

В таком случае коррекция уставки АРПМ по результатам расчёта СМЗУ позволяет уменьшить область допустимых режимов, которые «отсекаются» действием АРПМ (рис. 6).

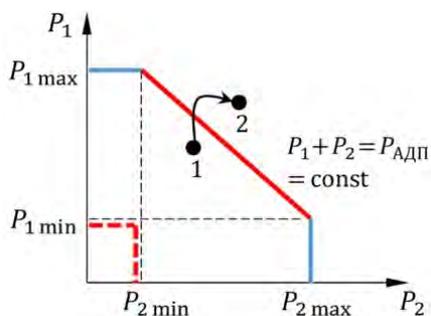


Рис. 5. Выбор уставок АРПМ

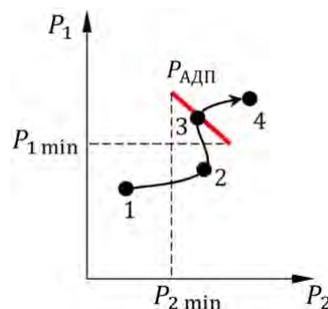


Рис. 6. Выбор уставок АРПМ при взаимодействии с СМЗУ

Если бы в реальности изменение режима могло происходить только по одной траектории вектора изменения режима (ВИР), который задан в СМЗУ, то уставки АРПМ определялись бы одним граничным допустимым режимом. Уставки были бы равны мощности по ЛЭП при достижении АДП в КС (точка 3).

Красная линия на этом рисунке показывает только возможные отклонения реальных величин от расчётного режима СМЗУ, другие режимы с перетоком, равным АДП, здесь невозможны.

В этом случае действием АРПМ «отсекается» только режим, показанный точкой 2.

В реальности изменение режима может происходить не только вдоль траектории ВИР, поэтому уменьшить «отсекаемую» область допустимых режимов сложнее.

### 3. Расчётный пример

#### 3.1. Нормальный эксплуатационный режим

Рассмотрим пример расчёта уставок АРПМ в различных схемно-режимных ситуациях. Нормальный эксплуатационный режим работы энергосистемы показан на рис. 7.

Активная мощность передаётся от ЭС-1 к ЭС-2 по ЛЭП 500 кВ, значение натуральной мощности равняется 870 МВт при напряжении 500 кВ и 940 МВт при 520 кВ. В данном режиме передаётся 1000 МВт, потери реактивной мощности составляют 50 Мвар. Параметры ЛЭП: длина 300 км, провод 3×АС-500. Параметры трансформатора:  $S = 1\,500\text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $K = 500/20$ ,  $uk = 15\%$ .

Параметры эквивалентного генератора:  $P = 2000\text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$ ,  $xd = 1\text{ о.е.}$ ,  $U_{\text{ном}} = 20\text{ кВ}$ .

В узле ЭС2 установлен источник реактивной мощности с диапазоном  $\pm 1000\text{ МВ}\cdot\text{А}$  для поддержания напряжения в узле нагрузки при утяжелении режима.

Узел ЭС1 является базисно-балансирующим, в нём поддерживается напряжение 20 кВ.

Остальные расчётные параметры указаны в табл.1 и 2.

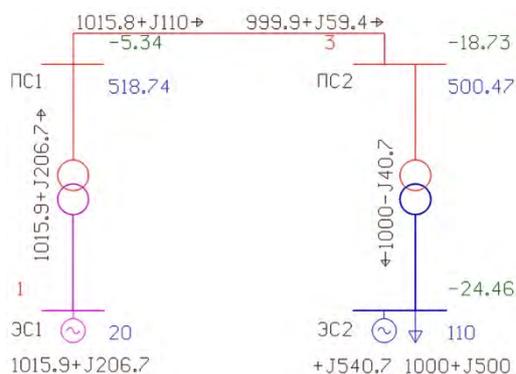


Рис. 7. Нормальный эксплуатационный режим

Таблица 1

Параметры узлов энергосистемы

Номер	Название	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар	$P_r$ , МВт	$Q_r$ , Мвар	$U_{уст}$ , кВ	$Q_{min}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар	$U$ , кВ	$\delta$ , эл.град.
Нормальный режим										
1	ЭС1	–	–	1016	207	20	–	–	20	0
2	ПС1	–	–	–	–	–	–	–	519	–5
3	ПС2	–	–	–	–	–	–	–	500	–19
4	ЭС2	1000	500	–	541	110	–1000	1000	110	–24
Утяжелённый режим										
1	ЭС1	–	–	1700	678	20	–	–	20	0
2	ПС1	–	–	–	–	–	–	–	501	–9
3	ПС2	–	–	–	–	–	–	–	475	–34
4	ЭС2	1650	500	–	1000	110	–1000	1000	108	–44

Таблица 2

Параметры ветвей энергосистемы

Начало	Конец	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	K <sub>T</sub>	P <sub>нач</sub> , МВт	Q <sub>нач</sub> , Мвар	P <sub>кон</sub> , МВт	Q <sub>кон</sub> , Мвар	δ
Нормальный режим											
2	3	ПС1 – ПС2	4	60	-728	–	-1016	-110	-1000	-59	13
3	4	ПС2 – ЭС2	0	25	0	0,22	-1000	-59	-1000	41	6
2	1	ПС1 – ЭС1	0	25	0	0,038	1016	110	1016	207	-5
Утяжелённый режим											
2	3	ПС1 – ПС2	4	60	-728	0	-1700	-376	-1650	194	25
3	4	ПС2 – ЭС2	0	25	0	0,22	-1650	194	-1650	500	10
2	1	ПС1 – ЭС1	0	25	0	0,038	1700	376	1700	678	-9

3.2. Утяжелённый режим

Далее найдём предел передаваемой мощности с помощью утяжеления режима (рис. 8). Увеличивая активную нагрузку в узле ЭС2, найдём предел  $P_{пр} = 1700$  МВт. Параметры утяжелённого режима приведены в табл. 1 и 2. После достижения предела источника компенсации реактивной мощности +1000 МВт напряжение в узле ПС2 недопустимо снижается при увеличении мощности свыше 1700 МВт, итерационный процесс расчёта расходится. Угол на электропередаче между узлами ЭС1 и ЭС2 составляет 44 эл. град.

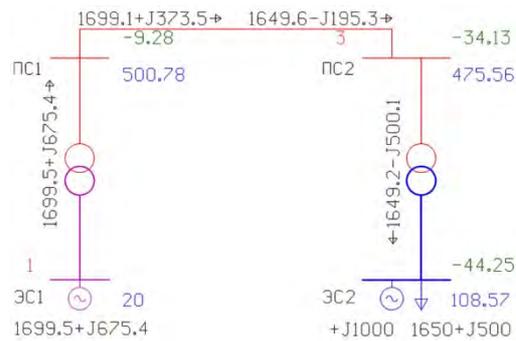


Рис. 8. Утяжелённый режим

Индуктивное сопротивление электропередачи, приведённое к напряжению 500 кВ, составляет:

$$X_{T1} + X_{T2} + X_{ЛЭП} = 25 + 25 + 60 = 110 \text{ (Ом)},$$

сопротивление генератора

$$X_{ЭС1} = X_d \frac{U_{ном}^2}{P_{ном} \cos \varphi_{ном}} K_T^2 = 1 \cdot \frac{20^2}{2222} \cdot \left(\frac{500}{20}\right)^2 = 112 \text{ (Ом)}.$$

Так как индуктивные сопротивления генератора и электропередачи практически равны, угол между ЭДС генератора и напряжением на зажимах эквивалентной нагрузки составит примерно 90 эл. град., что равно пределу передаваемой активной мощности.

Если необходимо более точно найти предел передаваемой мощности, то в расчёте нужно учесть активное сопротивление и ёмкость ЛЭП, а также параметры конкретной системы возбуждения и автоматического регулятора возбуждения.

Значение АДП в этой схеме определим по формуле:

$$P_{АДП} = 0,92 P_{пред} = 0,92 \cdot 1700 = 1564 \text{ МВт}.$$

Это значение принимается в качестве уставки АРПМ.

В другой схемно-режимной ситуации СМЗУ осуществит утяжеление режима и выберет другое значение уставки АРПМ.

### 3.3. Пример с несколькими ЛЭП в КС

Теперь рассмотрим аналогичный случай, но разделим узел ЭС2 на два независимых узла нагрузки так, чтобы сохранить все уровни напряжения и потоки мощности (рис. 9). Предел передаваемой мощности также равен 1 700 МВт.



Рис. 9. Утяжелённый режим в случае двух ЛЭП в КС

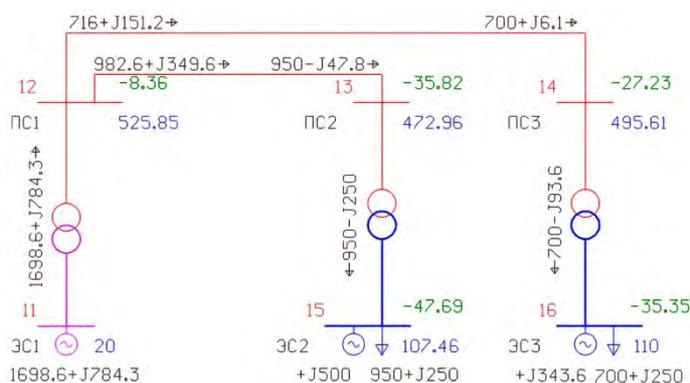


Рис. 10. Изменённая траектория утяжеления

Теперь используем другую траекторию утяжеления для поиска предела передаваемой мощности, результат показан на рис. 10. Эта траектория подобрана таким образом, чтобы значение АДП не изменилось (1 700 МВт), но изменилось распределение мощности между узлами нагрузки ЭС2 и ЭС3.

При дальнейшем утяжелении резко снижается напряжение в узле ПС2 и итерационный процесс расходится.

В этом случае по нормативным документам уставки АРПМ должны быть выбраны так, чтобы устройства срабатывали при значении суммарного перетока по двум ЛЭП, равному АДП.

Для схемы на рис. 9 уставка будет определяться как:

$$P_{уст} = \frac{P_{АДП}}{2} = \frac{0,92 \cdot P_{пред}}{2} = \frac{0,92 \cdot 1700}{2} = 782 \text{ МВт.}$$

Для схемы на рис. 10 уставка определяется:

$$P_{уст} = 0,92 \cdot P_{пред\ L1} = 0,92 \cdot 983 = 904 \text{ МВт};$$

$$P_{уст} = 0,92 \cdot P_{пред\ L2} = 0,92 \cdot 716 = 660 \text{ МВт}.$$

Здесь при утяжелении режима мощность между ЛЭП-1 и ЛЭП-2 распределяется в одинаковой пропорции. В общем случае уставка будет определяться сложнее, как мощность по ЛЭП-1 и ЛЭП-2 при перетоке, равном АДП.

При рассмотрении разных траекторий утяжеления получили уставки для АРПМ: для Л-1 904 и 782 МВт, для Л-2 782 и 660 МВт. Разница в обоих случаях составляет 122 МВт. В качестве уставки принимаем наименьшее возможное значение для того, чтобы исключить все опасные режимы: 782 МВт для Л-1 и 660 МВт для Л-2.

Такой разброс мощностей при выборе уставок может привести к излишней работе АРПМ в режиме, когда АДП не был достигнут.

При диспетчерском управлении значение АДП определяется по «Положению по управлению режимами». Это значение рассчитывается на основе утяжеления базовых режимов по нескольким возможным траекториям. В качестве итогового значения АДП принимается наименьшее из посчитанных.

Эти расчёты выполняются обычно на период одного сезона, например, «Зима» и «Лето». Базовые режимы соответствуют «наихудшим» возможным схемно-режимным условиям, т. е. максимальным или минимальным электрическим нагрузкам потребителей.

СЗУ использует для расчёта не наихудшие или «усреднённые» схемно-режимные условия, а текущие в схеме, которые наблюдаются в режиме реального времени. Соответственно, значение АДП будет получаться больше, чем указано в ПУР.

В режиме реального времени для текущих схемно-режимных условий в СЗУ будет получен предельный переток по всем траекториям утяжеления. После этого для каждой траектории определяется мощность по каждой ЛЭП при достижении АДП. В качестве уставки АРПМ берётся наименьшее полученное значение для этой ЛЭП.

В отличие от примера с одной ЛЭП, в случае с несколькими ЛЭП принципиально нельзя предсказать траекторию утяжеления, и в качестве уставки АРПМ выбирается наименьшее возможное значение мощности. Но так как в СЗУ рассчитываются только режимы, которые можно получить из текущего реального, то применение СЗУ уменьшает количество возможных режимов по сравнению с ПУР. Это позволяет увеличить уставки срабатывания АРПМ и предотвратить излишнее срабатывание АРПМ.

Например, при эксплуатации энергосистемы на рис. 9 в нормальном режиме при перетоке 1 000 МВт осуществляют включение и отключение выключателя между узлами ЭС2 и ЭС3. Тогда при включённом выключателе заранее известно, что режим на рис. 10 невозможен, значит, в качестве уставки АРПМ можно принять значение 782 МВт вместо 660 МВт.

Без динамического изменения уставок АРПМ от СЗУ в устройстве АРПМ была бы задана одна уставка 660 МВт.

Здесь при отключении выключателя нужно изменить уставку обратно, с 782 до 660 МВт. Это делается СЗУ оперативно, минуя расчётный цикл, по телесигналам от этого выключателя.

### **Заключение**

В статье приведён способ координации действия устройств АРПМ с СМЗУ, благодаря которому устройства АРПМ будут срабатывать только при достижении текущего значения АДП, рассчитанного СМЗУ в реальном времени. Для этого необходимо организовать однонаправленный канал передачи телеизмерения от СМЗУ к устройствам АРПМ, по которому от СМЗУ передаются значения уставок, рассчитанных для текущего АДП. Значения уставок определяются на основании расчётов АДП в частичных контролируемых сечениях электрической сети, входящих в полное контролируемое сечение.

### **Список литературы**

1. СТО 59012820.29.020.001-2020 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования : стандарт АО «СО ЕЭС» : дата введения 2020-02-27 / АО «СО ЕЭС» – Изд. официальное. – Москва, 2020. – 137 с.
2. Пат. 2547224 Российская Федерация, МПК G06F 17/40 (2006.01). Система мониторинга запасов устойчивости электроэнергетической системы / А. В. Жуков, А. В. Данилин, П. Я. Кац, Ю. А. Куликов : заявитель и патентообладатель ОАО «СО ЕЭС» : заявл. 16.09.2013 : опубл. 10.04.2015. Бюл. № 10.
3. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости / А. С. Александров, Д. М. Максименко, А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – № 76. – С. 64–72.

*Говорун Михаил Николаевич*, директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: govogun-mn@so-ups.ru

*Горячевский Константин Сергеевич*, заведующий лабораторией исследования информационно-технологических систем отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: goryachevskiy\_k@ntcees.ru

*Михайленко Андрей Фёдорович*, начальник службы электрических режимов Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: android@so-ups.ru

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

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

*Синянский Иван Владимирович*, заведующий отделом релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: sinyanskiy\_i@ntcees.ru

УДК 621.311

А. С. Александров, Д. С. Лоцман, А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин,  
Е. И. Сацук

## Особенности реализации технологии динамического ВИР для определения предельных режимов

Рассмотрено развитие и особенности реализации технологии оптимизационного расчёта режима для определения предельных режимов.

*Ключевые слова:* расчёт предельного режима, расчёт максимально допустимых потоков, оптимизационный расчёт режима.

Статья является продолжением статьи [1] и рассматривает вопросы реализации предложенной в ней технологии динамического вектора изменения режима (ДВИР) на примере ОЭС Сибири.

В статье два возможных подхода к реализации ДВИР сравниваются с традиционной технологией утяжеления режима с помощью ВИР с фиксированными компонентами.

В традиционной технологии процесс расчёта предельного режима сводится к изменению нагрузок и генераций узлов в соответствии с заданным ВИР [2, 3]:

$$P_{i\text{ВИР}} = P_{\text{исх},i} + M\Delta P_i, \quad (1)$$

где  $P_{\text{исх},i}$  – мощность генератора в исходном режиме;

$M$  – модуль ВИР (МВт);

$\Delta P_i$  – нормированные компоненты ВИР, –

и последующему расчёту установившегося режима (УР) с новыми значениями узловых мощностей. Критерием получения предельного режима является сходимость итерационного процесса расчёта УР.

Компоненты обычного ВИР (ОВИР) могут задаваться сбалансированными, когда сумма компонент на загрузку сечения равна сумме компонент на разгрузку, и несбалансированными, когда в ОВИР неявно присутствует балансирующий узел. Фактически балансирующий узел всегда принимает участие в ОВИР, так как принимает на себя изменение потерь (табл. 1).

Таблица 1

**Варианты задания ВИР: А – несбалансированный, В – сбалансированный, С – нормированный, D – соответствующие веса (тарифы) – величина, обратная коэффициентам ВИР**

ВИР	А	В	С	D
Генератор на загрузку № 1	200	200	0,400	2,5
Генератор на загрузку № 2	250	250	0,5	2
Генератор на загрузку № 3	50	50	0,1	10
Генератор на загрузку № 4	–200	–200	–0,400	2,5
Генератор на загрузку № 5	–200	–200	–0,400	2,5
Генератор на загрузку № 6		–100	–0,200	5

Наиболее существенным недостатком обычного ВИР является необходимость точного подбора ВИР к текущей ремонтной схеме, что требует значительных трудозатрат, при этом сохраняется существенный риск ошибки, особенно при появлении ремонтной схемы, не описанной предварительно. Поэтому в статье предложена технология ДВИР, позволяющая автоматически перестраивать ВИР.

При использовании ДВИР вместо традиционного расчёта УР применяется функция оптимального расчёта режима (Optimal Power Flow – OPF). При использовании OPF вместо применяемого в УР решения системы нелинейных уравнений узловых напряжений (УУН) методом Ньютона используется минимизация заданной целевой функции при соблюдении ограничений типа равенство и неравенство. В качестве ограничений типа равенство используются нелинейные УУН. В качестве ограничений типа неравенство, заданных обычно в виде двухсторонних ограничений

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad (2)$$

используются  $x_i$  – расчётные параметры электрической сети (ток, напряжение, мощность).

Сама целевая функция в общем виде представляет собой сумму квадратов расчётных параметров  $x_i$ :

$$\min F(x) = \sum_i (a_i x_i^2 + b_i x_i + c_i). \quad (3)$$

При использовании ДВИР балансирующий узел отсутствует, поэтому ВИР должен задаваться сбалансированным, изменение потерь принимают на себя все генераторы обратно пропорционально их весам.

Для получения предельного режима с помощью технологии ДВИР возможно использовать два конкретных варианта целевой функции (3):

**Целевая функция 1 (ЦФ-1):** минимизация отклонений от заданного ВИР. Сам ВИР задаётся в соответствии с колонкой *C* табл. 1. Производится минимизация суммы взвешенных квадратов отклонений заданных мощностей генераторов от расчётных:

$$\min F(x) = \sum_i W_{i, \text{ген}} \cdot (P_i^{\text{ген}} - P_{i, \text{ВИР}}^{\text{ген}})^2, \quad (4)$$

где  $P_{i, \text{ВИР}}^{\text{ген}}$  – заданная мощность генератора, вычисленная по (1) для заданного значения модуля ВИР;

$P_i^{\text{ген}}$  – расчётная мощность генератора, полученная в ходе OPF.

Использование ЦФ-1 близко к традиционному ВИР, за исключением следующего:

- 1) расчётная мощность генераторов всегда отличается от заданной по ВИР. Эти отличия незначительны при малых модулях ВИР и увеличиваются по мере увеличения модуля ВИР за счёт изменения потерь мощности и ограничения пропускной способности сети;
- 2) Изменение потерь мощности распределяется не на балансирующий узел, а между всеми генераторами ВИР, обратно пропорционально их весам;
- 3) При достижении предела не происходит потери сходимости, вместо этого расчётная генерация  $P_i^{\text{ген}}$  перестаёт изменяться с увеличением модуля ВИР и заданной мощности. Это позволяет найти предельную мощность без утяжеления за один расчёт OPF, задав достаточно большой модуль ВИР.

**Целевая функция 2 (ЦФ-2):** минимизация отклонения от заданного перетока мощности контролируемого сечения:

$$\min F(x) = W_{\text{сеч}} \cdot (P_{\text{сеч}} - P_{\text{сеч.зад}})^2 + \sum_i W_{i,\text{ген}} \cdot (P_i^{\text{ген}} - P_{i,\text{исх}}^{\text{ген}})^2, \quad (5)$$

где  $W_{\text{сеч}}$  – вес сечения. Выбирается таким образом, чтобы  $W_{\text{сеч}} \gg W_{i,\text{ген}}$ , что позволяет определить режим с минимальным отклонением от заданной мощности сечения.

$P_{\text{сеч}}$  – расчётный переток по заданному сечению;

$P_{\text{сеч.зад}}$  – заданный переток по сечению;

$W_{i,\text{ген}}$  – вес генератора (величина обратно пропорциональная коэффициенту участия ВИР);

$P_i^{\text{ген}}$  – расчётная мощность генератора ВИР;

$P_{i,\text{исх}}^{\text{ген}}$  – исходная мощность генератора ВИР (получена из оценки состояния).

При использовании ЦФ-2 ВИР в классическом понимании отсутствует. Загрузка генераторов частично определяется их весами  $W_{i,\text{ген}}$ , задаваемыми в соответствии с колонкой  $D$  табл. 1.

Использование (5) также позволяет определить предел за один расчёт OPF, для этого необходимо задать мощность сечения заведомо больше предельной.

В отличие от (4) целевая функция (5) определяет необходимую загрузку выбранных генераторов именно для достижения максимальной мощности заданного сечения. При этом загрузка генераторов в предельном режиме может сильно отличаться от соотношения их весов.

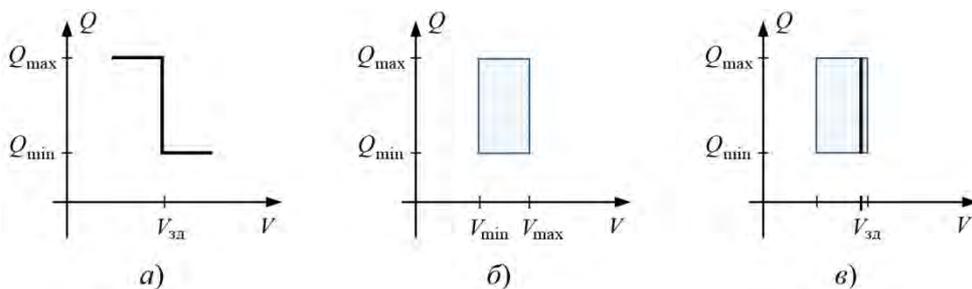
### Особенности моделирования генераторов при использовании ДВИР

Для моделирования работы регулятора возбуждения генератора при расчёте режима используется комбинация из трёх ограничений:

$$V = V_{\text{зд}} \text{ при } Q_{\text{min}} < Q < Q_{\text{max}}; \quad (6)$$

$$Q = Q_{\text{max}} \text{ при } V < V_{\text{зд}}; \quad (7)$$

$$Q = Q_{\text{min}} \text{ при } V > V_{\text{зд}}. \quad (8)$$



**Рис. 1.** Моделирование заданного модуля напряжения и ограничений реактивной мощности: а) – при расчёте УР; б) – при оптимизации; в) – при использовании ДВИР

Для моделирования таких ограничений при расчёте УР (рис. 1, а) используется серия расчётов промежуточных УР с различным составом  $PV$  и  $PQ$ -узлов [4–5]. Вместо этого в классической оптимизации задаётся допустимая область  $V_{\text{min}} \div V_{\text{max}}$  и  $Q_{\text{min}} \div Q_{\text{max}}$  (рис. 1, в). При использовании ДВИР изменение состава  $PV$  и

$PQ$ -узлов может привести к несуществующему промежуточному режиму и поэтому не используется. Для использования с ДВИР допустимая область по напряжению (рис. 1, в) должна определяться по отношению к заданному напряжению  $V_{зд}$ :

$$K_{\min} V_{зд} < V < K_{\max} V_{зд}, \quad (9)$$

где коэффициенты  $K_{\min} = 0.8 \div 0.85$  и  $K_{\max} = 1 \div 1.01$ . Для минимизации отклонений заданного модуля напряжения  $V_{зд}$  от расчётного  $V$  в целевую функцию (4) или (5) добавляется (рис. 1, с) дополнительная составляющая

$$\min F(x) = \dots + \sum_i W_{i,V_{ген}} \cdot (V_i^{ген} - V_{i_{зд}}^{ген})^2. \quad (10)$$

Весовые коэффициенты  $W_{i,V_{ген}}$  подбираются таким образом, чтобы они не искажали основную часть целевой функции.

При дальнейшем развитии технологии ДВИР необходимо перейти к аналитическому моделированию комплементарных ограничений (6)–(8) (рис. 1, а) с помощью гладких [6, 7], например гиперболических, функций (рис. 2):

Такие ограничения описываются системой неравенств:

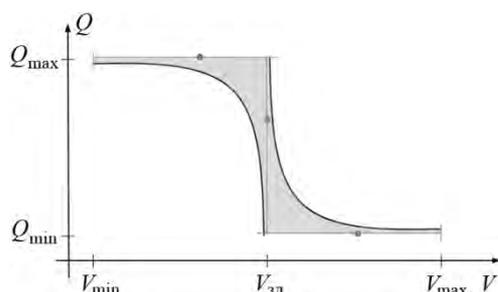


Рис. 2. Моделирование комплементарных ограничений гиперболическими функциями (выделена допустимая область)

$$\left. \begin{aligned} (Q - Q_{\max})(V - V_{зд}) &\leq \mu; \\ (Q - Q_{\min})(V - V_{зд}) &\leq \mu; \\ Q_{\min} &\leq Q \leq Q_{\max}; \\ V_{\min} &\leq V \leq V_{\max}. \end{aligned} \right\}, \quad (11)$$

где  $\mu$  — штрафной коэффициент, стремится к нулю при приближении к решению.

Для использования ДВИР необходимо аналитическое моделирование зависимостей пределов реактивной мощности генератора от его активной мощности. Обычно такие зависимости задаются в табличном виде так называемых  $PQ$ -диаграмм, пример демонстрирует рис. 3.

В простейшем случае при выполнении ОРФ достаточно задавать  $Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$ , соответствующие  $P_{\max}$  для генераторов, загружаемых по ВИР, и соответствующие  $P_{\min}$  для разгружаемых генераторов.

Для более точного моделирования  $PQ$ -диаграмм необходимо использовать линейную или квадратичную их аппроксимацию. Например, при использовании линейной аппроксимации (показана пунктирными линиями на рис. 3) вместо обычных ограничений  $Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$  добавляется пара функциональных ограничений:

$$(P_{\max} - P_{\min})Q - (Q_{\max}^{P_{\max}} - Q_{\max}^{P_{\min}})P \leq Q_{\max}^{P_{\min}} P_{\max} - Q_{\max}^{P_{\max}} P_{\min};$$

$$(P_{\max} - P_{\min})Q - (Q_{\min}^{P_{\max}} - Q_{\min}^{P_{\min}})P \geq Q_{\min}^{P_{\min}} P_{\max} - Q_{\min}^{P_{\max}} P_{\min},$$

где  $Q_{\min}^{P_{\min}}$ ,  $Q_{\max}^{P_{\min}}$  – ограничения  $Q$ , соответствующие  $P_{\min}$ ;

$Q_{\min}^{P_{\max}}$ ,  $Q_{\max}^{P_{\max}}$  – ограничения  $Q$ , соответствующие  $P_{\max}$ .

Аналогичным образом можно построить квадратичную аппроксимацию.

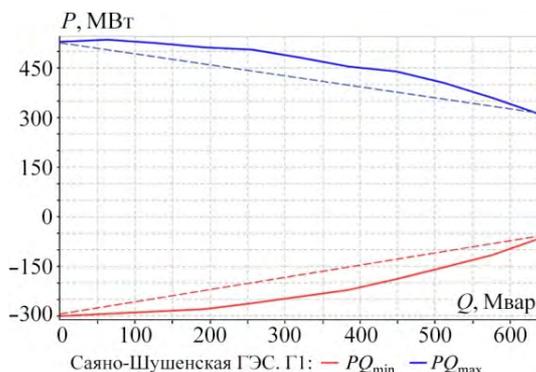


Рис. 3. P-Q-диаграмма СШГЭС пунктир – линейная аппроксимация)

Модуль OPF в составе ПК RastrWin имеет несколько пользовательских интерфейсов, предназначенных для решения конкретных задач:

- 1) суточное планирование режимов;
- 2) оптимизация режимов по активной и реактивной мощности;
- 3) оценивание состояния;
- 4) ввод режима в допустимую область (ВРДО).

Для реализации ДВИР наиболее удобен интерфейс ВРДО, позволяющий сформировать нужную целевую функцию (4) и ограничения (2). Для реализации составляющей сечения в (5) и дополнительной функции (10) используются так называемые «мягкие» ограничения, т. е. ограничения, квадрат величины нарушения которых добавляется в целевую функцию. Например, для того чтобы задать желаемое значение перетока мощности в сечении нужно задать минимальное и максимальное «мягкое» ограничение в этом сечении равными заданному значению перетока.

Для реализации ДВИР с помощью интерфейса ВРДО необходимо:

1. Выбрать генераторы для ВИР (убрать признак постоянного графика (ПГ)), поставить тип генератора – ВРДО, задать вес (Тариф)):

ВРДО: Генераторы												
S	ПГ	Тип	Тариф	N	Название	N узла	Pзд	P	P2	Pmin	Pmax	Уз. цена
16	<input type="checkbox"/>	ВРДО	100,00	297	Саяно-Шушенская ГЭС...	1042	775,77	758,48	17,3		1 000,00	-34,6
17	<input type="checkbox"/>	ВРДО	100,00	298	Саяно-Шушенская ГЭС...	1042	776,24	758,95	17,3		1 000,00	-34,6
18	<input type="checkbox"/>	ВРДО	100,00	299	Саяно-Шушенская ГЭС...	1042	770,19	752,91	17,3		1 000,00	-34,6
19	<input type="checkbox"/>	ВРДО	100,00	418	Экибастузская ГРЭС-1 ...	3120	248,84	255,06	-6,2	-500,00	500,00	12,4
20	<input type="checkbox"/>	ВРДО	100,00	419	Экибастузская ГРЭС-1 ...	3121	247,71	253,93	-6,2	-500,00	500,00	12,4
21	<input type="checkbox"/>	ВРДО	1,00	461	База СрВолга	4107	-1 870,15	-1 141,20	-729,0	-9 999,00	9 999,00	14,6
22	<input checked="" type="checkbox"/>	НБЛ		1	Светлая 220 УШР-1	520	-1,00	-1,00		-1,00	1,00	46,1
23	<input checked="" type="checkbox"/>	НБЛ		2	Светлая 220 УШР-2	520	-1,00	-1,00		-1,00	1,00	46,1

2. В генераторных (регулируемых) узлах задать ограничения (2) на модуль напряжения ( $U_{\min}$  –  $U_{\max}$ ) и реактивную генерацию ( $Q_{\min}$  –  $Q_{\max}$ ) и установить признаки контроля этих ограничений (контр.V, регул.Q). Для реализации составляющей ЦФ (10) задаются мягкие ограничения ( $U_{s\_min}$  –  $U_{s\_max}$ ), равные

заданному модулю напряжения, весовой коэффициент ( $V_s$ \_тариф) и признак контроля «мягких» ограничений (контр. $V_s$ ):

	O	S	Тип	Номер	Название	U_min	U_max	V	V_зд_min	V_зд	контр.V	Us_min	Us_max	Vs_tarif	контр.Vs	Q_min	Q_max	Q_г	рег.ул.Q
1	<input type="checkbox"/>		Ген	8 003	8003 ПС 500 кВ Анга...	415	523,7	518,6	518,5	518,6	<input checked="" type="checkbox"/>	518,5	518,5	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-180,0			<input checked="" type="checkbox"/>
2	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 227	ПС 500 кВ Тайшет У...	414	523,0	518,4	517,8	518,4	<input checked="" type="checkbox"/>	517,8	517,8	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-180,0		-61,8	<input checked="" type="checkbox"/>
3	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 186	2Г Братской ГЭС	12	15,2	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-181,2	209,2	-10,1	<input checked="" type="checkbox"/>
4	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 185	3Г Братской ГЭС	12	15,3	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-181,3	209,2	-7,6	<input checked="" type="checkbox"/>
5	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 184	4Г Братской ГЭС	12	15,3	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-59,3	165,9	9,9	<input checked="" type="checkbox"/>
6	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 183	5Г Братской ГЭС	12	15,2	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-178,9	208,8	-8,2	<input checked="" type="checkbox"/>
7	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 182	6Г Братской ГЭС	12	15,2	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-178,9	208,8	-9,9	<input checked="" type="checkbox"/>
8	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 180	8Г Братской ГЭС	12	15,3	15,2	15,1	15,2	<input checked="" type="checkbox"/>	15,1	15,1	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-181,0	209,2	-4,9	<input checked="" type="checkbox"/>
9	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 178	Красноярская ГЭС 1...	12	15,6	15,6	15,4	15,6	<input checked="" type="checkbox"/>	15,4	15,4	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-83,5	324,1	147,8	<input checked="" type="checkbox"/>
10	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 177	Красноярская ГЭС 1...	12	15,5	15,5	15,4	15,5	<input checked="" type="checkbox"/>	15,4	15,4	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-89,6	327,8	139,5	<input checked="" type="checkbox"/>
11	<input checked="" type="checkbox"/>		Ген	6 176	Красноярская ГЭС 9Г	12	15,5	15,5	15,4	15,5	<input checked="" type="checkbox"/>	15,4	15,4	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-98,2	332,9	139,0	<input checked="" type="checkbox"/>
12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Ген	6 174	Красноярская ГЭС 8Г	13	16,0	15,8	15,8	15,8	<input checked="" type="checkbox"/>	15,8	15,8	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-110,0	300,0		<input checked="" type="checkbox"/>
13	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Ген	6 173	Красноярская ГЭС 7Г	13	16,0	15,8	15,8	15,8	<input checked="" type="checkbox"/>	15,8	15,8	5 000,0	<input checked="" type="checkbox"/>	-110,0	300,0		<input checked="" type="checkbox"/>

3. В зависимости от выбранной ЦФ установить заданную мощность генератора, рассчитанную по максимальному модулю ВИР для ЦФ-1 или равной мощности генератора в исходном оцененном режиме для ЦФ-2.

4. Для ЦФ-2 с помощью «мягких» ограничений ( $P_s$ \_min,  $P_s$ \_max) задать максимальную мощность контролируемого сечения и установить необходимые признаки контроля (Контр., контр. $P_s$ ):

	N_сеч	Имя	P_min	P_max	Ps_min	Ps_max	P_сеч	Ps_tarif	контр.Ps	Контр.
8	12	Бурятия – Чита					44		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	56	Назаровское (на Восток)					-1 470		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	53	Казахстан – Сибирь-1 (на Урал)	-8 000	8 000,0...	2 500,0	2 500,0	1 270	100 000...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
11	57	Красноярская ГЭС – Назаровск...					-1 687		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	52	Казахстан – Сибирь-2 (на Урал)					437		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

При расчёте в составе СМЗУ действия 1–4 могут быть автоматизированы по заданному ВИР и контролируемому сечению.

Расчёты выполнялись на тестовой модели ОЭС Сибири, содержащей 1 308 узлов, 2 268 ветвей, 461 генератор. ВИР состоит из 21 одного генератора.

Расчёт по традиционному ВИР выполнялся с шагом 100 МВт и дал следующие результаты с пределом ~1 600 МВт (рис. 4).

Расчёт по ЦФ-1 дал примерно те же 1 600 МВт (рис. 5), но в этом случае при задании модуля ВИР больше предельного расчётные мощности генераторов перестают изменяться, режим «застывает», увеличивается только разность между расчётной и заданной мощностью (рис. 6)

При использовании ЦФ-2 (рис. 7) при небольшой загрузке сечения загрузка генераторов выполняется в соответствии с их весами (колонка  $D$  табл. 1), при приближении к пределу ВИР перестраивается для достижения максимально возможной мощности. Расчёты при различных значениях весовых коэффициентов генераторов показали, что загрузка генераторов при максимальной мощности сечения практически не зависит от величин весовых коэффициентов и определяется только перетоком по сечению.

Предельный переток по сечению при использовании ЦФ-2 ~1 700 МВт, что выше, чем при использовании ЦФ-1.

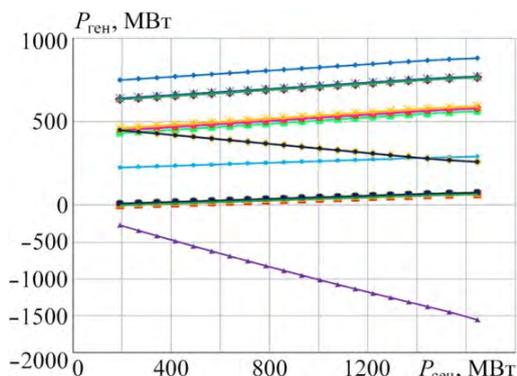


Рис. 4. Мощность генераторов от мощности сечения, обычный ВИР

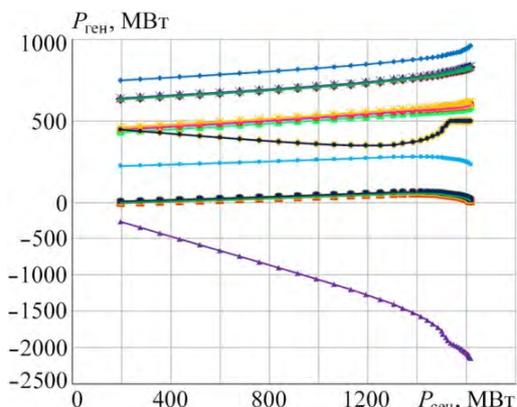


Рис. 5. Расчётная мощность генераторов ЦФ-1 от мощности сечения

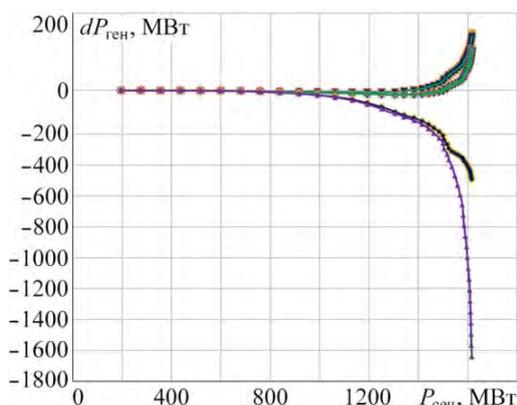


Рис. 6. Отклонение расчётной от заданной мощности ЦФ-1 от мощности сечения

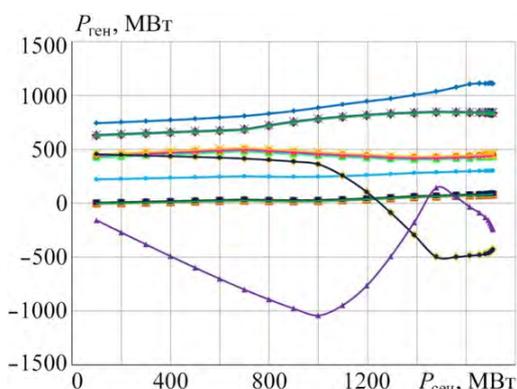


Рис. 7. Расчётная мощность генераторов ЦФ-2 от мощности сечения

- |                           |                             |                             |
|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| — Березовская ГРЭС Блок 1 | — Красноярская ГЭС 9Г       | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г1   |
| — Красноярская ГЭС 10Г    | — Красноярская ГЭС 11Г      | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г6   |
| — Красноярская ГЭС 12Г    | — Братская ГЭС. 1Г          | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г8   |
| — Братская ГЭС. 2Г        | — Братская ГЭС. 3Г          | — Экибастузская ГРЭС-1 ТГ-7 |
| — Братская ГЭС. 4Г        | — Братская ГЭС. 5Г          | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г5   |
| — Братская ГЭС. 6Г        | — Братская ГЭС. 8Г          | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г7   |
| — База Ср.Волга           | — Экибастузская ГРЭС-1 ТГ-8 | — Саяно-Шушенская ГЭС. Г9   |

**Выводы:**

1. Разработан алгоритм определения максимального перетока по сечению без использования жёстко заданных коэффициентов участия генераторов в ВИР.
2. Разработано два варианта целевой функции: первый – минимизирует отклонение от заданного ВИР, второй – минимизирует отклонение от заданного перетока сечения.
3. Оба алгоритма дают близкие значения предельного перетока по сечению.
4. Использование ЦФ-1, как правило, даёт меньший предел, чем ЦФ-2, но сохраняет коэффициенты участия генераторов в ВИР, что ближе к поведению ВИР.
5. Алгоритм, как правило, позволяет определить предельный режим за один расчёт OPF без использования утяжеления.

**Список литературы**

1. Использование технологии динамического ВИР для определения предельных режимов / В. Г. Неуймин, Е. И. Сацук, А. Ф. Михайленко, А. С. Александров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1 (81). – С. 70–76.
2. Александров А. С., Максименко Д. М., Неуймин В. Г. Расчёт максимально допустимых перетоков в системе мониторинга запасов устойчивости / А. С. Александров, Д. М. Максименко, В. Г. Неуймин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2014. – № 1 (70). – С. 13–23.
3. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учёта действия противоаварийной автоматики / А. С. Александров, Д. М. Максименко, А. Ф. Михайленко, В. Г. Неуймин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2017. – № 1 (76). – С. 64–72.
4. Неуймин В. Г. Комплекс Rastr: методическая разработка. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004. 94 с.
5. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин. – Москва : Наука, 2008. – 256 с.
6. Models of Closest Marginal States of Power Systems in p-Norms / В. I. Ayuev, V. V. Davydov, P. M. Erokhin // IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – Vol. 33. – Issue: 2
7. Optimal Power Flow With Complementarity Constraints / W. Rosehart, C. Roman, A. Schellenberg // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005 – Vol. 20. – Issue: 2.

*Александров Александр Сергеевич*, канд. техн. наук, заведующий лабораторией разработки ПО установившихся режимов и оптимизации Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: [ustas\\_soft@mail.ru](mailto:ustas_soft@mail.ru)

*Лоцман Дмитрий Сергеевич*, начальник службы электрических режимов ОДУ Сибири Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: [lotsman@osib.so-ups.ru](mailto:lotsman@osib.so-ups.ru)

*Михайленко Андрей Фёдорович*, начальник службы электрических режимов Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»).

E-mail: [android@so-ups.ru](mailto:android@so-ups.ru)

*Неуймин Владимир Геннадьевич*, канд. техн. наук, доцент, начальник центра моделирования и автоматизации управления энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: [vlad@nipt-ems.ru](mailto:vlad@nipt-ems.ru)

*Сацук Евгений Иванович*, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: [satsuk-ei@so-ups.ru](mailto:satsuk-ei@so-ups.ru)

УДК 621.313

А. Н. Беляев, О. О. Переслыцких, В. С. Полушкин

## Синтез централизованного адаптивного регулятора возбуждения на основе нейронных сетей методом обучения с подкреплением

Представлен алгоритм синтеза централизованных регуляторов возбуждения на основе искусственных нейронных сетей, а также выполнена оценка их эффективности в четырёх-машинной схеме Кундура. Сформирован тестовый набор данных для обучения нейронной сети с использованием традиционных системных стабилизаторов (*PSS*) на основе базы оптимальных параметров, полученных для различных схемно-режимных условий. Получен набор локальных и глобальная адаптивные системы управления на основе искусственных нейронных сетей и обучения с подкреплением и показана эффективность предлагаемых подходов с помощью расчёта переходных процессов при конечных возмущениях.

*Ключевые слова:* электроэнергетическая система, автоматический регулятор возбуждения, искусственная нейронная сеть, обучение с подкреплением, динамическая устойчивость.

Автоматическое регулирование возбуждения генераторов зарекомендовало себя эффективным средством повышения уровня статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем. В связи с развитием микропроцессорной техники становятся перспективны методы адаптивного регулирования, поскольку фиксированные настройки АРВ генераторов могут не удовлетворять всему многообразию режимов работы и переходных процессов сложных энергосистем, что в ряде случаев чревато нарушением устойчивости, запасы которой снижаются вследствие увеличения доли генераторов с ухудшенными параметрами, усложнением схемно-режимных условий и тому подобное [1].

На протяжении последних 15 лет в связи с существенным увеличением мощности компьютерной техники в зарубежной теории и практике ведутся интенсивные исследования в области применения новых типов адаптивных цифровых регуляторов, в том числе с использованием методов нейронных сетей [2]. В этой связи целью данной работы является синтез и оценка эффективности централизованных регуляторов возбуждения на основе искусственных нейронных сетей на примере тестовой четырёхмашинной схемы Кундура [3]. Для этого главным образом необходимо сформировать тестовый набор данных для обучения нейронной сети с использованием традиционных регуляторов и набором оптимальных параметров, полученных для различных схемно-режимных условий, а также получить набор локальных или глобальную адаптивные системы управления на основе обучения с подкреплением и оценить эффективность предлагаемых подходов с помощью расчётов переходных процессов при конечных возмущениях.

### 1. Нейронные сети и методы их обучения

Глубокие сети прямого распространения – самые типичные примеры моделей обучения, позволяющие аппроксимировать произвольную нелинейную функцию (рис. 1, а). Искусственная нейронная сеть может быть представлена в виде сово-

купности узлов, соединенных друг с другом набором связей, которые могут усиливаться или ослабляться, умножаясь на соответствующие веса [4].

Функции активации используются для обработки взвешенной суммы и формирования выходного сигнала. Самые распространенные функции активации приведены на рис. 1, б. Например, линейный выпрямитель (ReLU) менее требователен к ресурсам, так как часть нейронов не активируется при отрицательных значениях аргумента.

В результате обучение нейронной сети – это поиск такого набора указанных параметров, при котором входной сигнал после прохождения по сети преобразуется в требуемый выходной. Для этого используется, например, комбинация метода снижения градиента и метода наименьших квадратов.

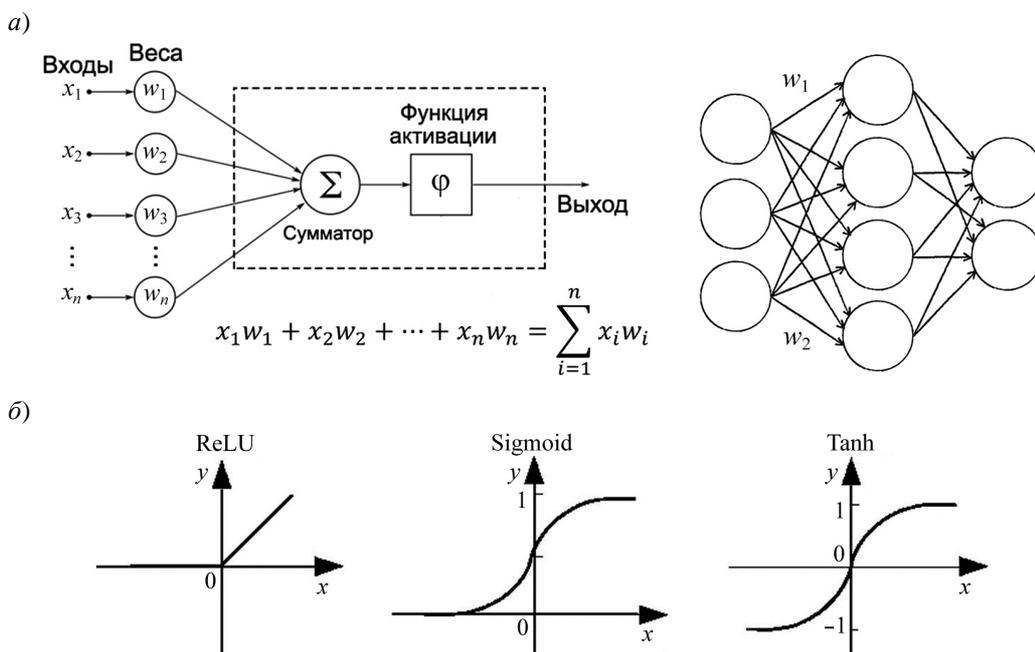


Рис. 1. Общая схема узла нейронной сети (а) и различные виды функций активации (б)

Обучение с подкреплением – достаточно новое направление в машинном обучении, в котором осуществляется динамическая настройка параметров стратегии выбора действий, выполняемых агентом [5]. В каждый момент времени агент находится в некотором состоянии и может совершать определённый набор действий (рис. 2, а). При этом агент переходит в другое состояние и получает награду. Задача агента – максимизировать награду за некоторый длительный промежуток времени.

Метод на основе сетей «исполнитель-критик» является одним из самых распространенных. Его главная идея заключается в независимости блока, отвечающего за выработку управляющего воздействия, сети-исполнителя, от блока, который служит для оценки успешности действий этой сети (критик).

Во время обучения агент на основе алгоритма снижения градиента [6]:

- 1) обновляет параметры исполнителя и критика на каждом временном шаге во время обучения. Пусть, например, в 20 секундах помещается 20 шагов по 1 се-

кунде. Во время одного эпизода обучения настройки нейронных сетей могут поменяться 20 раз. Самых эпизодов может быть сколько угодно много;

- 2) хранит прошлый опыт, используя так называемый буфер опыта. Агент обновляет исполнителя и критика, используя партию событий, случайно выбранных из буфера;
- 3) выдаёт воздействие, выбранное стратегией, используя модель стохастического шума на каждом этапе обучения.

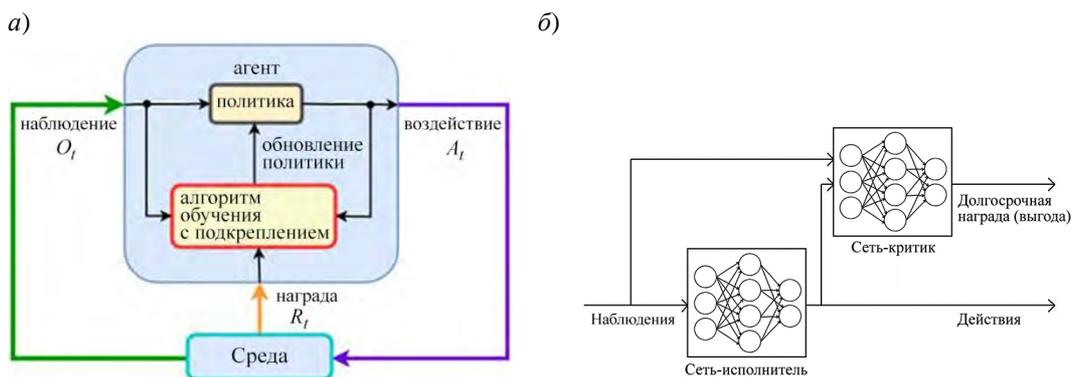


Рис. 2. Адаптивная система управления на основе обучения с подкреплением (а) и взаимодействие сетей исполнителя и критика (б)

Во время работы используется две нейронные сети (рис. 2, б):

- 1) сеть-исполнитель  $\mu(S)$  – получает на вход наблюдение  $S$  и выдаёт соответствующее действие, которому соответствует максимальное долгосрочное вознаграждение;
- 2) сеть-критик  $Q(S, A)$  – принимает наблюдение  $S$  и действие  $A$  в качестве входных данных и выводит соответствующее ожидание долгосрочного вознаграждения.

Кроме того, во время обучения используются такие же две нейронные сети, но называемые целевые исполнитель  $\mu'(S)$  и критик  $Q'(S, A)$ .

Агент, на основе стратегии глубокого снижения градиента использует следующий алгоритм обучения, в котором он обновляет свои сеть-исполнитель и сеть-критик на каждом временном шаге:

- инициализируется критик  $Q(S, A)$  случайными весами  $\theta_Q$  и инициализируется целевой критик с такими же весами  $\theta_{Q'} = \theta_Q$ ;
- инициализируется исполнитель  $\mu(S)$  случайными весами  $\theta_\mu$  и инициализируется целевой исполнитель с такими же весами  $\theta_{\mu'} = \theta_\mu$ .

На каждом временном шаге:

- 1) для текущего наблюдения  $S$  сеть-исполнитель выдаёт конкретное воздействие  $A = \mu(S) + N$ , где  $N$  – стохастический шум, задаваемый соответствующей моделью. Шум необходим для исследования агентом большей области при его обучении. Таким образом, появляется вероятность обнаружить состояния с большей наградой;
- 2) к среде прикладывается действие  $A$ . При этом наблюдается награда  $R$  и следующее наблюдение  $S'$ ;
- 3) сохраняется опыт  $(S, A, R, S')$  в буфере опыта;

- 4) отбирается случайная партия  $M$  величин  $(S_i, A_i, R_i, S'_i)$  из буфера опыта;  
 5) если  $S'_i$  – конечное состояние, то функция выгоды (долгосрочной награды)  $y_i = R_i$ , в ином случае:

$$y_i = R_i + \gamma Q'(S'_i, \mu'(S'_i | \theta_\mu) | \theta_{Q'}). \quad (1)$$

Функция выгоды – сумма награды  $R_i$  и дисконтированного будущего вознаграждения (чем дальше в будущее – тем ценность награды ниже). Чтобы вычислить совокупное вознаграждение, агент сначала вычисляет следующее действие, передавая следующее наблюдение  $S_i$  из выборочного опыта целевому исполнителю. Агент находит совокупное вознаграждение, передавая следующее действие целевому критику;

- 6) веса критика обновляются так, чтобы минимизировать среднеквадратичное отклонение

$$L_k = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M (y_i - Q(S_i, A_i | \theta_Q))^2; \quad (2)$$

- 7) веса исполнителя обновляются так, чтобы максимизировать ожидаемое дисконтированное вознаграждение:

$$\left. \begin{aligned} \nabla_{\theta_\mu} J &\approx \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M G_{ai} G_{\mu i}; \\ G_{ai} &= \nabla_A Q(S_i, A_i | \theta_Q), \text{ где } A = \mu(S_i | \theta_\mu); \\ G_{\mu i} &= \nabla_{\theta_\mu} \mu(S_i | \theta_\mu). \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Эта запись означает, что, получая определённые наблюдения  $S$  на вход, исполнитель выдаёт определённое действие  $A$ , которое пропускается через сеть критика (настроенную на предыдущих этапах). Далее формируется несколько отличающееся действие и производится такая же процедура. При этом, если выгода на выходе критика больше, значит веса исполнителя нужно корректировать именно в этом направлении. Методом градиентного спуска ищется действие, приводящее к наибольшей выгоде на выходе критика;

- 8) обновляются веса исполнителя и критика в соответствии с формулами:

$$\theta_{Q'} = \tau \theta_Q + (1 - \tau) \theta_{Q'}; \quad (4)$$

$$\theta_{\mu'} = \tau \theta_\mu + (1 - \tau) \theta_{\mu'}, \quad (5)$$

где  $\tau$  – коэффициент сглаживания;

$y_i$  – долгосрочная награда, рассчитанная на шаге  $i$ ;

$r_i$  – награда за шаг  $i$ ;

$\gamma$  – весовой коэффициент;

$Q$  – функция полезности управления;

$S_i$  – состояние среды на шаге  $i$ ;

$\mu$  – функция исполнителя;

$\theta$  – веса связей нейронных сетей;

$M$  – размер выборки данных на основе предыдущего опыта;

$A_i$  – действие, выполняемое на шаге  $i$ .

## 2. Тестовая модель энергосистемы с традиционными стабилизаторами

В качестве основного объекта исследования выбрана модель энергосистемы, предложенная Кундуром для исследования межсистемных колебаний [3]. Исследуемая система состоит из двух полностью симметричных областей, соединенных двумя линиями 230 кВ длиной 220 км. В каждой зоне установлено по два одинаковых синхронных генератора мощностью 900 МВ·А, с напряжением 20 кВ ( $U_{\text{баз}} = 230$  кВ,  $S_{\text{баз}} = 100$  МВ·А). Синхронные машины имеют идентичные параметры:

$$x_d = 1,8; x_q = 1,7; x_s = 0,2; x'_d = 0,3; x'_q = 0,55; x''_d = 0,25;$$

$$x''_q = 0,25; R_a = 0,0025; T'_{d0} = 8 \text{ с}; T''_d = 0,03 \text{ с}; T'''_d = 0,05 \text{ с},$$

за исключением инерционных постоянных, которые составляют  $T_j = 6,5$  с в области 1 и  $T_j = 6,175$  с в области 2. В исходном режиме из области 1 в область 2 передаётся 400 МВт активной мощности, а изменение схемно-режимных условий в дальнейшем определяется изменением этого потока мощности вплоть до нуля.

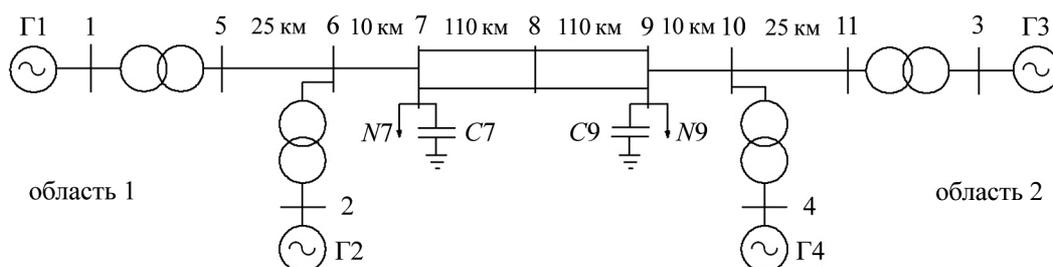


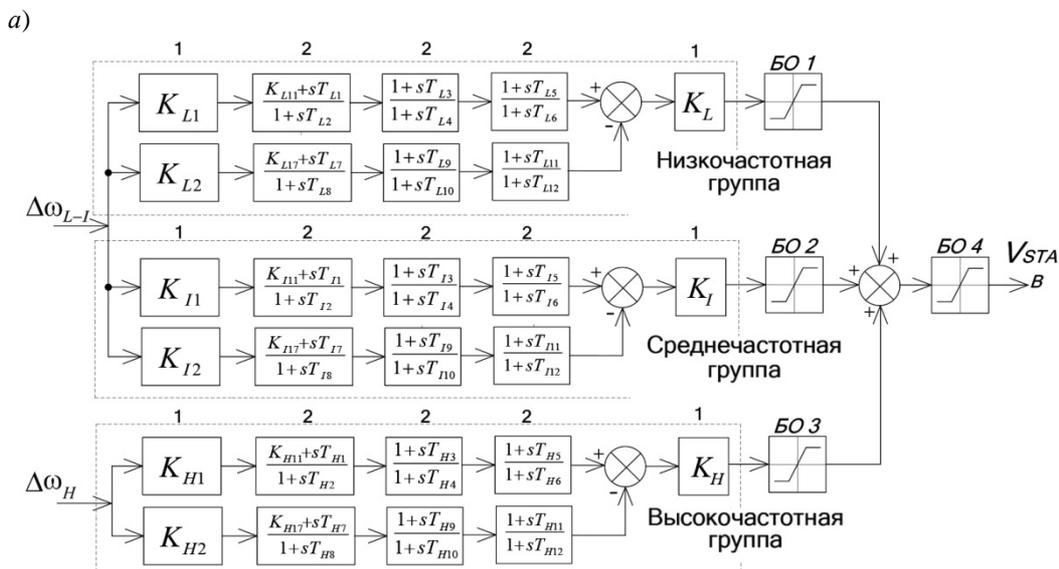
Рис. 3. Тестовая модель энергосистемы Кундура

Исследуем возможность настройки параметров *PSS* с тем, чтобы обеспечить требуемое качество регулирования в различных режимах работы энергосистемы. Основная функция *PSS* заключается в демпфировании колебаний ротора генератора путём управления его возбуждением с помощью вспомогательного стабилизирующего сигнала.

Настройка однополосных стабилизаторов попадает под задачу оптимизации, так как компенсирующие звенья опережения-запаздывания не могут дать точную компенсацию в широком диапазоне низкочастотных колебаний. Если в сети возникают как местные, так и межсистемные колебания, настройка стабилизаторов является сложной задачей и оптимального демпфирования достичь трудно. Для решения этой проблемы используется широкополосный стабилизатор *Multiband PSS*, структурная схема которого приведена на рис. 4, а. Данный стабилизатор состоит из трёх каналов: низкочастотного, среднечастотного и высокочастотного. Каждый канал настраивается индивидуально, тем самым обеспечивается гибкость его работы [7].

В данной работе многоканальный стабилизатор энергосистемы использовался в качестве тестового при проектировании нейронных сетей. С использованием встроенных средств программы *Matlab* были выбраны оптимальные настройки стабилизаторов всех генераторов. Набор инструментов *Control System Tuner* позволяет выбирать цели управления, которые в данном случае соответствуют движению

корней влево от мнимой оси. На рис. 4, б жёлтым цветом показаны ограничения, а синими точками – сами корни. Видно, что острые настройки регуляторов позволяют получить почти двукратное увеличение показателей демпфирования, но только в конкретном установившемся режиме.



б)

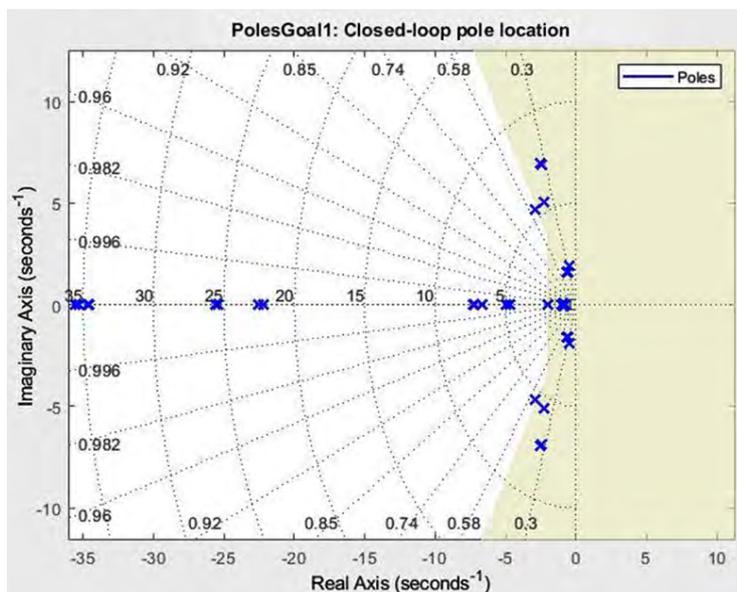


Рис. 4. Структурная схема стабилизатора *Multiband PSS* (а) и выбор оптимальных настроек регулятора средствами набора инструментов «Системы управления» (б)

В табл. 1 приведены оптимальные настройки *PSS* для исходного режима работы энергосистемы. Можно показать, что демпфирование переходных процессов улучшается практически в два раза. В то же время при изменении потока мощности по межсистемной линии возникает необходимость в существенной перенастройке параметров, например, коэффициенты  $K_L$ ,  $K_I$  и  $K_H$  изменяются в 3–4 раза.

Таблица 1

## Оптимальные параметры MB PSS в режиме передачи 400 МВт по линии 7–9

PSS	$K_{L1}$	$K_{L2}$	$K_{I1}$	$K_{I2}$	$K_{H1}$	$K_{H2}$	$K_L$	$K_I$	$K_H$
Г1	71,12	71,17	64,57	63,96	63,82	63,80	23,29	27,92	229,10
Г2	79,15	77,17	67,67	61,90	51,39	51,37	36,64	14,90	210,30
Г3	72,64	72,61	60,02	59,92	65,54	65,52	44,34	28,74	229,60
Г4	72,03	72,33	59,44	56,45	65,04	65,06	49,76	19,39	229,90

Необходимо отметить, что представленный тип стабилизатора (*MB PSS*) практически не применяется в ЕЭС России, однако в данном случае основной упор сделан на демонстрации методики многопараметрической оптимизации в среде *Matlab (Control System Tuner)*, позволяющей задавать различные цели управления при достаточно большом количестве одновременно настраиваемых параметров (в данном случае 4 генератора / 9 коэффициентов).

### 3. Синтез адаптивного регулятора на основе обучения с подкреплением

На рис. 5, *a* представлена схема глобального адаптивного регулятора, на основе нейронных сетей и обучения с подкреплением. Ставится задача осуществления глобального регулирования, путём замены традиционных *PSS* генераторов в исследуемой системе на адаптивный регулятор, который выдаёт четыре сигнала управления. Также рассматривались локальные регуляторы с воздействием на один и два генератора.

Подсистема *наблюдения* – сигналы, которые дают полную информацию о среде для правильной работы регулятора. В качестве наблюдаемых величин использовались напряжения на выводах генераторов и их скольжения. Подсистема *награды* формируется разработчиком и в окончательном варианте имеет следующий вид:

$$r = 5 - \left( 300 \left( (\sqrt{dw_1 + dw_2 + dw_3 + dw_4})^2 \right) + 300 \left( (\sqrt{dw'_1 + dw'_2 + dw'_3 + dw'_4})^2 \right) + 5 \left( \sqrt{(1 - U_1) + (1 - U_2) + (1 - U_3) + (1 - U_4)} \right)^2 + 5 \left( \sqrt{U'_1 + U'_2 + U'_3 + U'_4} \right)^2 + 0,5 \left( |\text{sign}(U'_1) + \text{sign}(\hat{U}'_1)| + |\text{sign}(U'_2) + \text{sign}(\hat{U}'_2)| + |\text{sign}(U'_3) + \text{sign}(\hat{U}'_3)| + |\text{sign}(U'_4) + \text{sign}(\hat{U}'_4)| \right) \right),$$

где  $dw_i$  и  $dw'_i$  – сигналы отклонения и производной частоты;

$U_i$  – напряжения на шинах станций.

Положительная постоянная награда выдаётся нейронной сети за поддержание устойчивости, в то время как отрицательная награда – за отклонения напряжений генераторов от уставки (1 о.е.) и скольжений от 0. Логическое слагаемое (*sign*) глобального регулятора применяется, чтобы избежать ситуации «взлома» награды (например, постоянных незатухающих колебаний). Веса тех или иных слагаемых в формуле награды определяются размерностью входящих в нее величин.

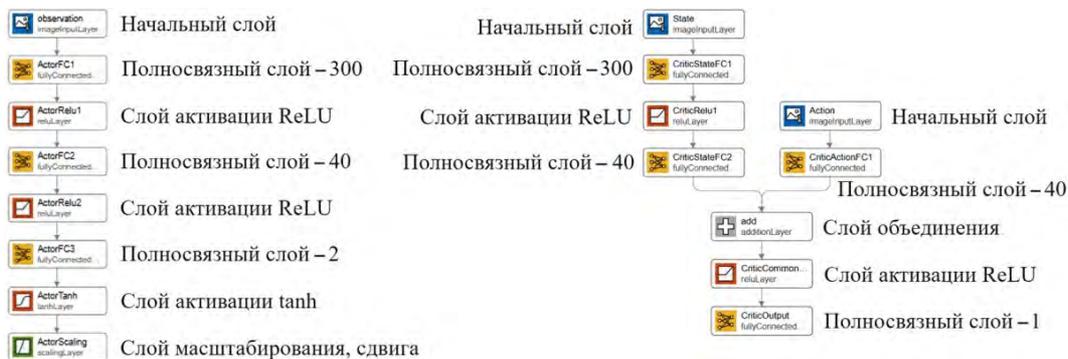
Кроме того, в процессе обучения система может потерять устойчивость. Критерии окончания эпизода обучения задаются сигналом *isDone* (рис. 5, *a*). В данном

случае при достаточно сильном отклонении угла происходит потеря устойчивости и текущий эпизод обучения прерывается. Присутствие постоянного слагаемого в функции награды объясняется именно этим. Агент получает постоянную награду на каждом шаге, если устойчивость не потеряна. Это стимулирует его с одной стороны продолжать расчёт пусть даже с большой отрицательной составляющей награды.

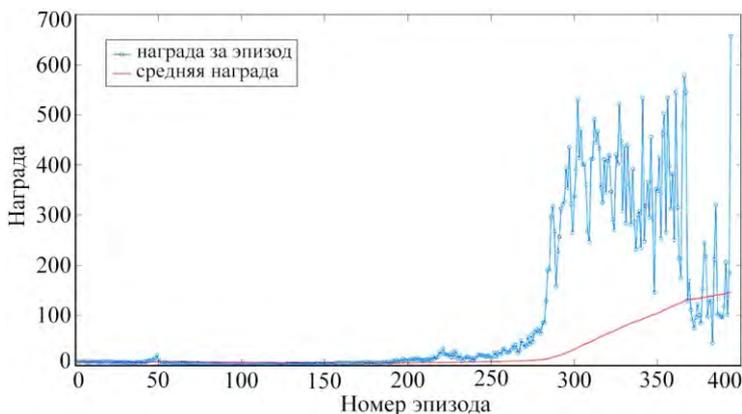
а)



б)



в)



**Рис. 5.** Реализация системы обучения с подкреплением в Симулинк (а), визуализация сетей исполнителя и критика при реализации глобального регулятора (б), награда, получаемая агентом в зависимости от эпизода обучения регулятора (в)

Блок агента содержит в себе две нейронные сети – исполнителя и критика (рис. 5, б). Обучаемыми являются только полносвязные слои, содержащие в различных вариантах обучения от 10 до 300 нейронов. Последний слой сети-исполни-

теля необходим для смещения области значений функции  $\tanh$  в соответствии с требованиями к управляющему воздействию. Последний слой сети-критика содержит только один нейрон, поскольку он должен выдавать только одно значение – меру качества работы сети-исполнителя.

Полносвязные слои (перцептроны) сети-исполнителя ActorFC содержат 300 и 40 нейронов. В качестве функции активации второго слоя используется гиперболический тангенс  $\tanh$ . Так как область значений этой функции находится в диапазоне  $(-1; 1)$ , то присутствует слой ActorScaling, масштабирующий область значений и сдвигающий её в диапазон  $(0; 6)$ . Именно в таком числовом диапазоне действует регулятор. Слои критика CriticStateFC также содержат 300 и 40 нейронов, соответственно. Функция активации здесь – линейный выпрямитель (ReLU).

На рис. 5, в приведена награда, получаемая агентом в зависимости от эпизода обучения регулятора. Синими кружками отмечена награда, полученная за каждый эпизод обучения (номер эпизода – по оси абсцисс). Красная кривая – средняя награда, рассчитанная за предыдущие эпизоды обучения, показывает динамику обучения регулятора. Один эпизод обучения представляет собой работу исследуемой среды (в нашем случае электроэнергетической системы) с настройками в адаптивном регуляторе, выбранными исходя из предыдущих эпизодов обучения. Можно видеть, что в среднем награда увеличивается, что говорит об успешном обучении алгоритма. Медленная скорость нарастания награды может быть связана с её неоптимальной функцией и недостаточной глубиной нейронных сетей.

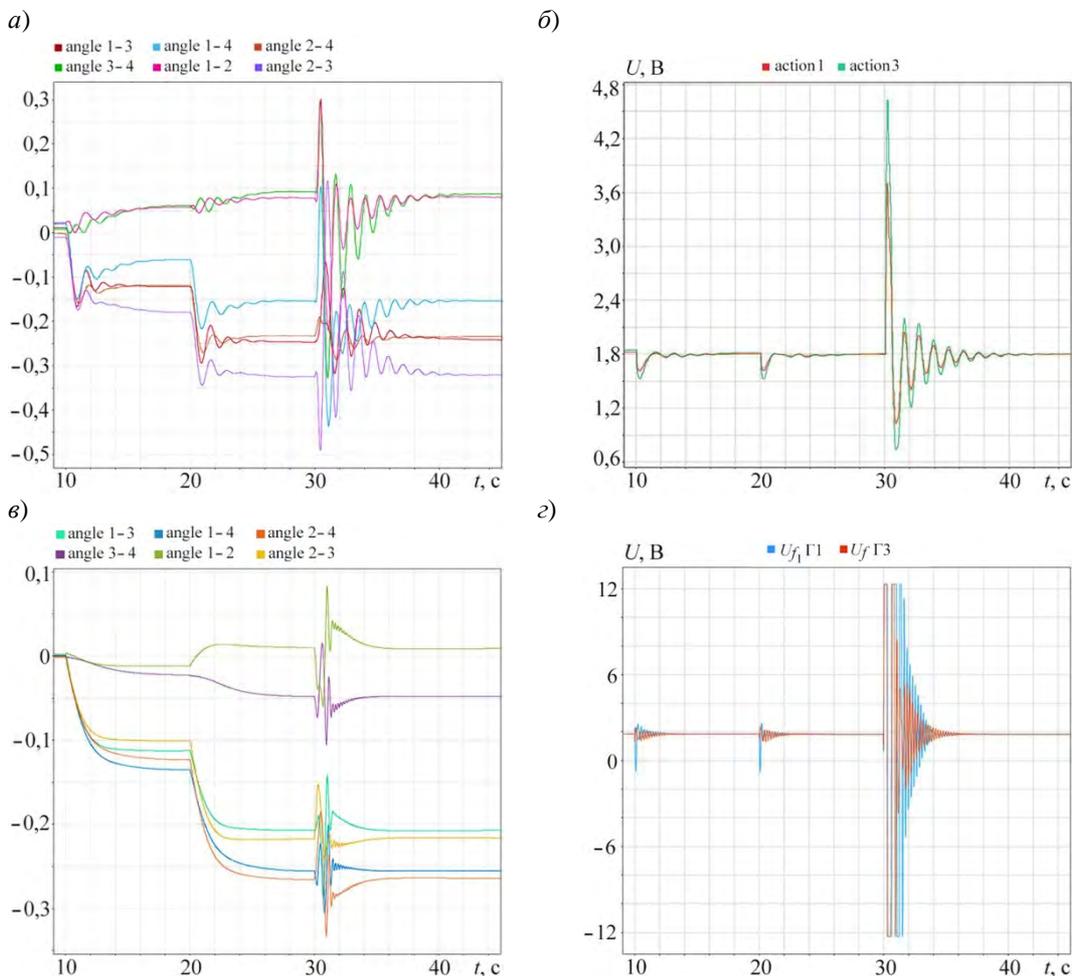
После примерно 250-го эпизода, награда увеличивается, регулятор начинает сохранять устойчивость дольше. После 300-го эпизода агент сохраняет устойчивость весь эпизод обучения, при этом отклонения режимных параметров достаточно велики. На 379-м эпизоде агент получает максимальную награду и процесс обучения прекращается.

В текущей конфигурации процесс обучения длится около 24 часов на достаточно производительном стационарном компьютере (Intel Core i5 3.7 ГГц, оперативная память 16 Гб, твердотельный накопитель 500 Гб) и зависит от выбранной структуры сетей (количество нейронов, слоев, входных и выходных переменных, сложности функции награды). Кроме того, в настоящее время использование графических процессоров в процессе обучения не реализовано. Очевидно, что обучение полностью глобального регулятора для современных энергосистем потребует мощности суперкомпьютеров [8]. В то же время, такой объём ресурсов требуется только при обучении глобального регулятора для различных схемно-режимных условий и возмущений, происходящих в энергосистеме. В дальнейшем полученная система управления может быть загружена в сравнительно небольшой контроллер.

#### 4. Переходные процессы в энергосистеме при конечных возмущениях

На рис. 6 представлены результаты работы синтезированного регулятора в сравнении с традиционными PSS и оптимальными настройками в соответствующих режимах. В момент времени 10 с происходит снижение передаваемой мощности по межсистемной линии до 300 МВт, данный переходный процесс участвовал в обучении. В момент времени 20 с передаваемая мощность снижается до 200 МВт, данный

переходный процесс не участвовал при обучении. В 30 с происходит трёхфазное КЗ в центре линии 7–9 длительностью 0,2 с, которое также не предлагалось регулятору при обучении.



**Рис. 6.** Переходные процессы при конечных возмущениях с использованием адаптивного (а, б) и традиционного (в, з) регуляторов.

Слева – взаимные углы между роторами генераторов, справа – напряжения подаваемые на обмотки возбуждения генераторов

Сигнал управления нейронной сети (рис. 6, б) оказывается несколько меньшим, чем для случая линейного регулятора (рис. 6, з). Острые настройки традиционного PSS на конкретный установившийся режим работы приводят к чрезмерным колебаниям напряжения на обмотках возбуждения соответствующих генераторов, а при КЗ достаточно долгое время остаются на верхних и нижних предельных значениях. Положительным следствием такого развития событий является практически полное отсутствие колебаний взаимных углов (рис. 6, в). Очевидно, что в таких условиях демпфирование колебаний в случае применения адаптивного регулятора будет несколько хуже (рис. 6, а), однако его функционирование не требует перенастройки параметров, фактически оно уже было сделано в процессе обучения. Однако наиболее значимый результат заключается в том, что адаптивный регулятор на

основе нейронной сети весьма корректно реагирует на конечное возмущение в энергосистеме, а именно на трёхфазное КЗ в середине линии 7–9. При обучении этот случай не принимался в расчёт, однако, как видно, структура «исполнитель-критик» весьма корректно реагирует на происходящие изменения, таким образом, система остаётся динамически устойчивой. Фактически это означает, что основным результатом обучения является корректная идентификация объекта управления глобальным агентом.

### **Заключение**

Выполнены синтез и оценка эффективности централизованного регулятора возбуждения на основе искусственных нейронных сетей и метода обучения с подкреплением на примере тестовой четырёхмашинной схемы Кундура. Получен набор локальных, а также глобальные адаптивные системы управления возбуждением для одного, двух и четырёх генераторов.

Проведён анализ подхода на основе обучения с подкреплением, которое предназначено в первую очередь для задач управления. При этом использовалась парадигма с двумя искусственными нейронными сетями: исполнителя и критика, фактически моделирующих регулятор, основанный на модальном управлении, и фильтр, выделяющий переменные состояния из реальных измеряемых («окружающей среды»).

Проведён анализ работы схемы Кундура с традиционными многоканальными стабилизаторами энергосистемы (*MB PSS*). Выбраны их оптимальные настройки в различных режимах, в зависимости от передаваемой мощности между областями рассматриваемой энергосистемы.

Показаны принципы формирования функции награды для регулятора, воздействующего на один, два и четыре генератора. Регулятор успешно демпфирует колебания, с которыми он сталкивался при обучении, а также те, которые не предлагались во время настройки.

При обучении адаптивных регуляторов на основе нейронных сетей переходные процессы при значительных возмущениях (коротких замыканиях) не учитывались, однако, структура «исполнитель-критик» весьма корректно реагировала на такие переходные процессы, система оставалась динамически устойчивой. Фактически это означает, что основным результатом обучения является корректная идентификация объекта управления глобальным агентом.

Особенностью рассматриваемых систем является сложность внутренней структуры для интерпретации, а также ручного выбора дополнительных параметров. В то же время при обучении регулятор успешно идентифицирует объект управления, кроме того, возможно его дообучение по некоторому дополнительному набору данных. Недостатком является так называемое «проклятие размерности», когда число необходимых данных растёт экспоненциально с увеличением количества переменных в системе. Для обучения полностью глобальных регуляторов для современных энергосистем вероятно потребуются мощности суперкомпьютеров. В то же время, такой объём ресурсов требуется только при обучении глобального регулятора. В дальнейшем полученная система управления может быть загружена в сравнительно небольшой контроллер.

### Список литературы

1. Проектирование адаптивных автоматических регуляторов возбуждения методами нейро-нечёткой идентификации / А. Н. Беляев, С. В. Смоловик // *Электричество*. – 2002. – № 3. – С. 2–9.
2. Hadidi R., Jeyasurya B. Reinforcement Learning Based Real-Time Wide-Area Stabilizing Control Agents to Enhance Power System Stability / R. Hadidi, B. Jeyasurya // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2013. – Vol. 4, no. 1. – pp. 489–497.
3. Kundur P., Grigsby L. L. Power System Stability and Control / P. Kundur, L. L. Grigsby // *McGraw-Hill Professional*. – 1994. – 1176 pp.
4. Глубокое обучение / Я. Гудфеллоу, И. Бенджио, А. Курвилль; [пер. А. А. Слинкин]. – Москва : Изд-во ДМК, 2018. – 652 с.
5. Саттон Р. С., Барто Э. Г. Обучение с подкреплением / Р. С. Саттон, Э. Г. Барто. – Москва : БИНОМ, Лаборатория знаний, 2014. – 322 с.
6. Continuous control with deep reinforcement learning / Т. Р. Lillicrap, J. J. Hunt, A Pritzel // *International Conference on Learning Representations*, 2016.
7. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, in IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005). – 2016. – 207 p.
8. СКЦ «Политехнический» – гетерогенные суперкомпьютерные системы для развития индустрии 4.0 / В. С. Заборовский, А. А. Лукашин // *Суперкомпьютерные технологии (СКТ-2016)*. Материалы 4-й Всероссийской научно-технической конференции: 2 т. – 2016. – С. 31–35.

*Беляев Андрей Николаевич*, д-р техн. наук, профессор высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.  
E-mail: andrey@belyaev.spb.ru

*Переслыцких Олег Олегович*, аспирант высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.  
E-mail: operesl@yandex.ru

*Полушкин Василий Сергеевич*, магистрант высшей школы электроэнергетических систем Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.  
E-mail: polushkin.vasily@yandex.ru

УДК 621.311

Ф. А. Китаевич, А. А. Юрганов

## Влияние соотношения мощности отправной и приёмной частей электропередачи на её переходные процессы

Статья написана по материалам магистерской диссертации «Совершенствование программно-аппаратного комплекса для проверки и наладки автоматических регуляторов возбуждения мощных синхронных машин в автономных энергосистемах» [1], занявшей II место в номинации «Электрические системы и сети» на XV открытом конкурсе ПАО «ТГК-1» на лучший дипломный проект студентов высших учебных заведений Северо-Западного федерального округа. В ней показано, что двухмашинную схему автономной энергосистемы, начиная с определённой величины соотношения мощности отправной и приёмной частей электропередачи, можно рассматривать как энергосистему типа «машина-линия-шины бесконечной мощности». Это оказалось важным при модернизации разработанного и выпускаемого ООО «НПП «Русэлпром-Электромаш» комплекса для проверки и наладки АРВ синхронных машин «ДИАНА-4» [2].

*Ключевые слова:* автономная электроэнергетическая система, система возбуждения, двухмашинная энергосистема.

Одной из тенденций развития энергетики РФ является увеличение количества автономных электроэнергетических систем (ЭЭС) относительно небольшой мощности. Переходные процессы в них могут существенно отличаться от процессов в мощных энергообъединениях. При параллельной работе генератора и системы соизмеримой мощности значительно сильнее проявляется многочастотность взаимного движения, в результате чего может потребоваться корректировка принципов и алгоритмов, заложенных в существующие программно-аппаратные наладочные комплексы [2]. Целью данной работы является оценка возможности представления автономной ЭЭС системой «машина-линия-шины бесконечной мощности», что значительно упрощает исследование и моделирование переходных процессов в ней.

Схема исследуемой системы приведена на рис. 1. Она включает в себя две части (отправную и приёмную), высоковольтную линию и шунт нормативного короткого замыкания на высокой стороне отправной части. Приёмная часть представляется набором однотипных турбогенераторов в количестве от одного до 200 и питающейся с двух сторон нагрузкой с постоянной проводимостью [3]. Сопротивлением трансформаторов в приёмной части пренебрегаем, учитывая только их коэффициент трансформации.

В качестве базисных значений приняты полная мощность отправной части (генератора  $G_1$ ) и его номинальное напряжение [4].

Параметры элементов приёмной части энергосистемы (ЭС) зависят от числа работающих в ней генераторов. Обозначим отношение мощностей частей ЭС как  $n = \sum P_{Г2ном} / P_{Г1ном}$ . Соответственно,  $n = 0,5$  будет соответствовать одному работающему в приёмной ЭС генератору. В качестве рассматриваемого диапазона примем  $0,5 \leq n \leq 100$ .

В табл. 1 приведены крайние значения параметров элементов ЭС, приведённые к номинальным (левая часть) и к принятым в исследовании базисным значениям (правая часть).

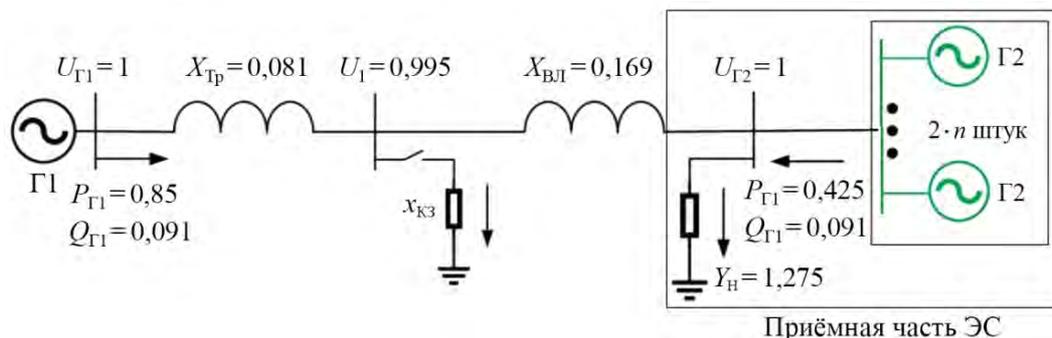


Рис. 1. Схема исследуемой автономной ЭЭС

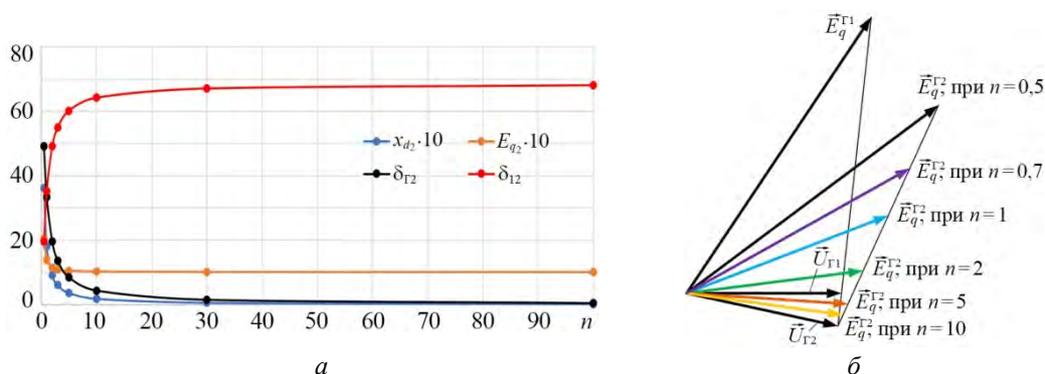
Таблица 1

### Параметры элементов автономной энергосистемы

Исходные параметры генераторов			Расчётные параметры			
параметр	Г1	каждый из Г2 (ТВФ-100-2)	параметр	Г1	приёмная часть	
					n	
					0,5	0,5
$P_{\text{ном}}$ , МВт	200	100	$P_{\text{ном}}$ , МВт	200	100	20000
$U_{\text{ном}}$ , кВ	15,75	10,5	$Z_{\text{бГ}}$ , Ом	1,054	0,882	$4,41 \cdot 10^{-3}$
$\cos \varphi_{\text{ном}}$	0,85	0,8	$\cos \varphi$	0,85	0,8	
$x_d''$ , о.е.	0,18	0,191	$x_d''$ , о.е.б.	0,18	0,36	$1,798 \cdot 10^{-3}$
$x_d'$ , о.е.	0,272	0,278	$x_d'$ , о.е.б.	0,272	0,523	$2,616 \cdot 10^{-3}$
$x_d$ , о.е.	2,106	1,92	$x_d$ , о.е.б.	2,106	3,614	0,018
$x_2$ , о.е.	0,22	0,234	$x_2$ , о.е.б.	0,22	0,314	$2,202 \cdot 10^{-3}$
$x_s$ , о.е.	0,156	0,167	$x_s$ , о.е.б.	0,156	0,233	$1,572 \cdot 10^{-3}$
$T_{d0}$ , с	7,03	6,5	$T_{d0}$ , с	7,03	6,5	6,5
$T_d''$ , с	0,114	0,12	$T_d''$ , с	0,114	0,12	0,12
$T_{J \text{ агр}}$ , с	4,2	2,73				

Рисунок 2 иллюстрирует влияние соотношения мощностей отправной и приёмной частей ЭС на параметры и установившиеся режимы. Видно, что в интервале  $0,5 \leq n \leq 10$  это влияние весьма существенно.

По мере увеличения  $n$  эквивалентное сопротивление генераторов приёмной части уменьшается, вектор эквивалентной ЭДС  $\vec{E}_q^{\Gamma 2}$ , уменьшаясь по модулю, поворачивается по часовой стрелке (уменьшается  $\delta_{\Gamma 2}$ , увеличивается  $\delta_{12}$ ) вплоть до совпадения с вектором  $\vec{U}_{\Gamma 2}$  на шинах высокого напряжения приёмной ЭС (поскольку сопротивление  $x_{\Gamma 2}$  принято равным 0). Угол между ЭДС генераторов возрастает и, по существу, дальше ЭС вырождается в схему «машина-линия-шины бесконечной мощности».

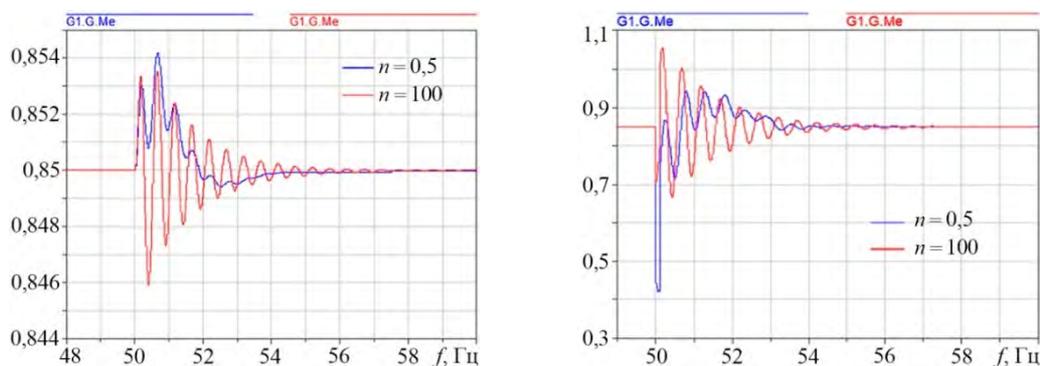


**Рис. 2.** Влияние величины мощности приёмной части на параметры и режимы ЭС:  
 а) – изменение параметров элементов и режимных параметров,  
 б) – изменение векторных диаграмм

Для того чтобы показать различия в реакции генератора для крайних вариантов ЭС  $n = 0,5$  и  $n = 100$ , рассмотрим два возмущения:

1. Проходящий импульс повышения уставки напряжения Г1 амплитудой 5% длительностью 0,1 с (малое возмущение).
2. Короткое замыкание на шинах высокого напряжения Г1 длительностью 0,12 с (большое возмущение).

На рис. 3 приведены зависимости активных мощностей от времени для обоих возмущений.



**Рис. 3.** Влияние  $n$  на переходные процессы при малом возмущении:  
 а) малое возмущение, б) большое возмущение

Как можно заметить, графики отличаются только величинами падения активной мощности в момент возмущения и перерегулирования.

Переходный процесс в обоих случаях носит колебательный характер. Отличие состоит в том, что при малой мощности приёмной системы это двухчастотный (в данном случае двухчастотный) процесс, а при большой – как и положено в схеме «машина-линия-ШБМ» – одночастотный.

Для более полного понимания влияния мощности приёмной системы на характер и спектр частот переходных процессов более подробно проанализируем результаты, полученные при изменении соотношения мощностей от значения  $n = 0,5$  до  $n = 100$  для двух рассмотренных ранее возмущений. В качестве рассматриваемых величин примем активные мощности  $P_{G1}$  и  $\Sigma P_{G2}$ .

С помощью дискретного преобразования Фурье были получены графики, приведённые в табл. 2. По оси ординат откладывается квадрат модуля значения функции, полученной в результате преобразования Фурье (амплитуда относится к 1,  $1/N$ ). По оси абсцисс – частота составляющих переходного процесса в Гц.

Видно, что при  $n = 0,5$  для всех переменных чётко просматриваются две частоты колебаний: низкая и более высокая  $\approx 2$  Гц. По мере увеличения  $n$  вклад высокочастотной составляющей переходного процесса увеличивается, низкой – уменьшается, практически исчезая при  $n > 5$ . Система становится одночастотной.

В результате обработки полученных результатов построены обобщающие графики (табл. 3). Как можно заметить, вид зависимости амплитуды пика от  $n$  для обеих величин носит одинаковый возрастающий характер. При этом частота переходного процесса остаётся условно постоянной.

Для пика на низкой частоте зависимости не строились, поскольку при  $n > 5$  он просто исчезает, и система становится одночастотной.

Согласно табл. 2 при малых  $n$  в составляющих активной мощности наблюдается две частоты. При увеличении  $n$  происходит их перераспределение и в результате остаётся только одна из них. В то же время величина взаимного скольжения во всех случаях содержит только одну частотную составляющую, что говорит о том, что между собой генераторы взаимодействуют на одной частоте. Это подтверждается и условным постоянством частоты в табл. 3. Следовательно, пик на частоте около 2 Гц соответствует взаимным колебаниям роторов генераторов. Причём при всех величинах  $n$  эта частота приблизительно одинакова (коэффициент вариации на всем диапазоне составил 4,2%). Пик на частоте менее 1 Гц возникает вследствие работы регуляторов турбин, направленной на возвращение частоты системы к уставке 50 Гц. Этим можно объяснить факт, что с увеличением  $n$  частоту системы изменить становится сложнее. В идеальном случае с ШБМ она неизменна.

Рисунок 4 поясняет принцип взаимодействия роторов станций в двухмашинной системе. В установившемся нормальном режиме работы электропередачи частота напряжения генераторов одинакова и равна 50 Гц. После произошедшего возмущения частоты напряжения генераторов становятся различными и возникают взаимные колебания на частоте около 2 Гц. При этом на отклонение частоты от номинального значения начинают реагировать регуляторы турбин, которые постепенно возвращают общую частоту к значению 50 Гц. Реакция турбин вызывает собственные медленные колебания роторов машин на частоте около 0,3 Гц.

Выполненное исследование позволяет сделать важный вывод о том, что учитывать многочастотность автономных электроэнергетических энергосистем необходимо только в том случае, когда мощность приёмной части энергосистемы превышает мощность передающей не более чем в 5 раз. В остальных случаях допустимо рассматривать автономные ЭС как схему «машина-линия-шины бесконечной мощности», эквивалентное внешнее сопротивление которой определяется расчётным путём или экспериментально согласно методике, приведённой в [5]. Это позволяет для многих конкретных случаев существенно понизить порядок системы дифференциальных уравнений, описывающих объект исследования. В результате повышается скорость вычислений и существенно облегчаются требования к математическому обеспечению программно-аппаратных комплексов для проверки и наладки систем автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов.

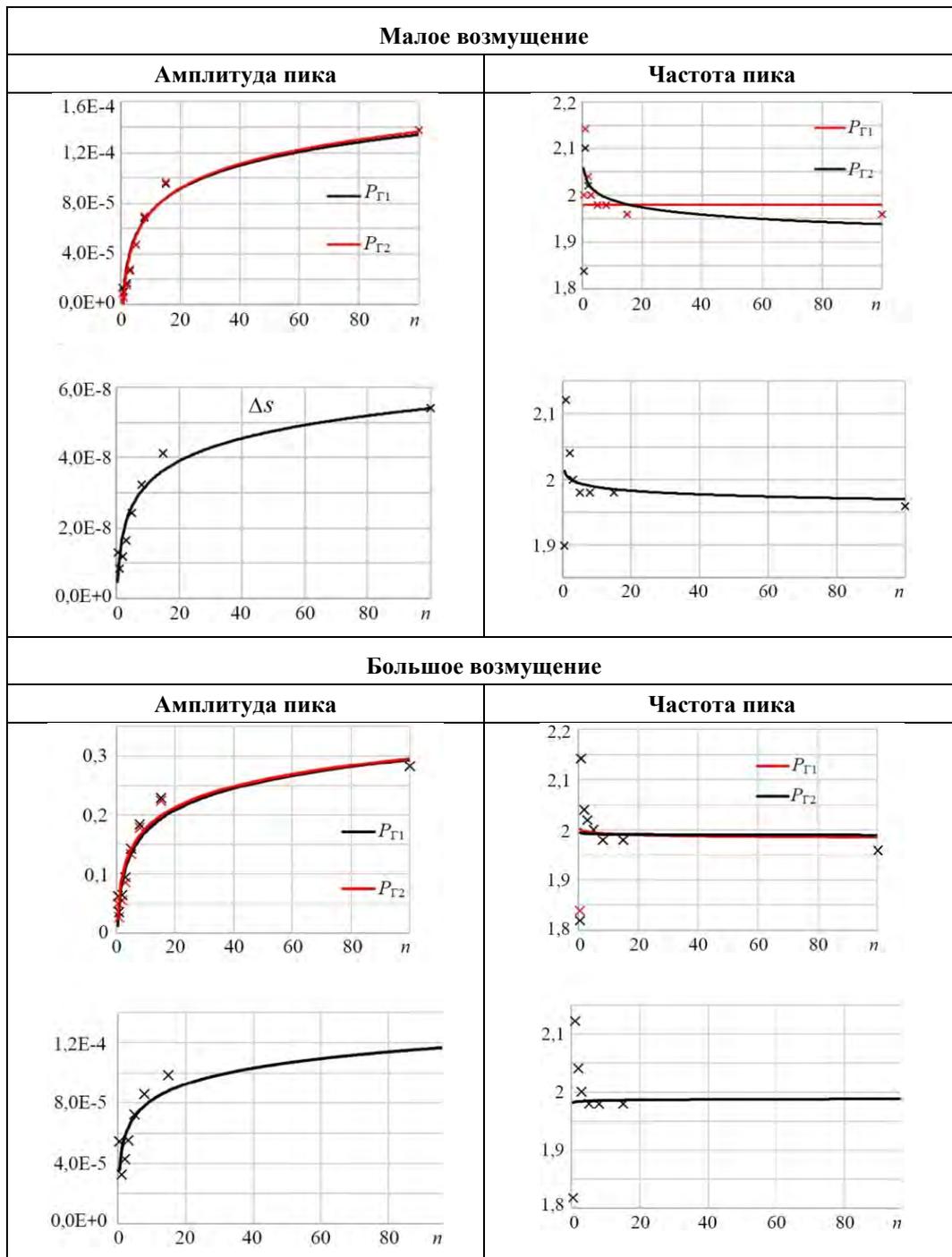
Таблица 2

**АЧХ генераторов Г1 и Г2 при применении преобразования Фурье к электромагнитному моменту при различных  $n$**

$n$	Малое возмущение	Большое возмущение
0,5		
2		
5		
100		

Таблица 3

**Обобщённая зависимость взаимодействия  
роторов машин в системе при изменении  $n$**



Этот вывод можно распространить и на случай работы синхронных двигателей, питающихся от системы ограниченной мощности, поменяв соотношение между приёмной и передающей частями.

Кроме того, выполненная работа позволяет сделать предположение о том, что возникновение сверхнизкочастотных колебаний по межсистемным связям, которым в последнее десятилетие уделяется большое внимание, можно объяснить соотношением мощностей объединяемых энергосистем.

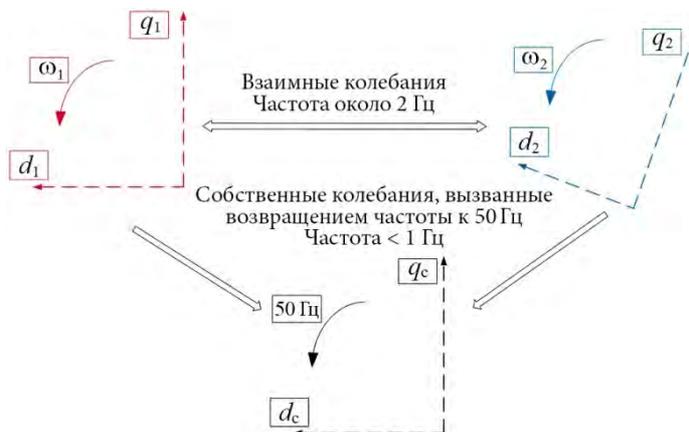


Рис. 4. Принцип взаимодействия генераторов

### Список литературы

1. Совершенствование программно-аппаратного комплекса для проверки и наладки автоматических регуляторов возбуждения мощных синхронных машин в автономных энергосистемах: магистерская диссертация – 2020. – URL. <https://elib.spbstu.ru/dl/3/2020/vr/vr20-1495.pdf/info>
2. Тимошенко К. П. Разработка алгоритмов автоматизированного цифроаналогового стенда для испытаний систем возбуждения электротехнических комплексов: диссертация кандидата технических наук: 05.09.03 / К. П. Тимошенко; [место защиты: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"»], 2014. – 141 с.
3. Программирование на примере электроэнергетических систем / А. Н. Беляев, А. Н. Смоловик. – Санкт-Петербург : СПбГПУ, 2006. – 114 с.
4. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах / А. Н. Беляев, Г. А. Першиков, Е. Н. Попков, С. В. Смоловик, В. С. Чудный. – Санкт-Петербург : СПбГПУ, 2012. – 149 с.
5. Регулирование возбуждения синхронных генераторов./ А. А. Юрганов, В. А. Кожевников. – Санкт-Петербург: Наука, 1996 – 138 с.

*Китаевич Филипп Александрович*, инженер ОЦСУ ООО «НПП "Русэлпром-Электромаш"»  
E-mail: phill\_kit@mail.ru

*Юрганов Алексей Анатольевич*, д-р техн. наук, профессор высшей школы электроэнергетических систем (ранее кафедра «Электрические системы и сети») Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

E-mail: aayurganov@mail.ru

УДК 621.311

А. С. Лямов, С. В. Смоловик

## Применение статического синхронного компенсатора для повышения динамической устойчивости мощной ГЭС

На примере переходных процессов в сети 500 кВ мощной гидроэлектростанции (ГЭС) показано существенное влияние статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на переходные процессы и демпфирование колебаний. В настоящее время предельно допустимая выдаваемая мощность ГЭС ограничена на уровне 75 % установленной мощности условием обеспечения динамической устойчивости. С целью увеличения допустимой мощности рассматривается возможность установки двух ССПК на отходящих воздушных линиях 500 кВ. Предложенный вариант установки ССПК в сети 500 кВ позволяет увеличить пределы динамической устойчивости ГЭС и увеличить выдачу мощности без дополнительного усиления сети. Включение стабилизирующих сигналов в закон управления ССПК повышает качество переходных процессов.

*Ключевые слова:* энергосистема, статический синхронный продольный компенсатор, динамическая устойчивость; демпфирование колебаний.

На примере переходных процессов при КЗ в сети 500 кВ Богучанской ГЭС (ОЭС Сибири) продемонстрированы значительное влияние статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на динамическую устойчивость и показатели демпфирования переходных процессов.

Богучанская ГЭС является крупной электростанцией в восточной Сибири. Установленная мощность станции составляет 2997 МВт. Выдача мощности ГЭС осуществляется на напряжении 220 и 500 кВ. Три генератора мощностью 333 МВт каждый подключены к РУ 220 кВ (обозначение G1 на рисунках и в таблице) и шесть генераторов мощностью 333 МВт каждый подключены к РУ 500 кВ (G2) [1].

В настоящее время максимальная допустимая мощность, выдаваемая Богучанской ГЭС, ограничена по условию сохранения динамической устойчивости. При нормативном возмущении третьей группы [2], а именно однофазном КЗ замыкании на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная (рис. 1) вблизи шин станции с отказом шинного выключателя в РУ 500 кВ Богучанской ГЭС и действием УРОВ устойчивость нарушается при мощности станции, превышающей 2224 МВт.

Логика работы релейной защиты представлена на рис. 2. В момент времени 1 с происходит КЗ на ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная вблизи шин станции. Через 0,04 с. основная защита ВЛ посылает сигнал на отключение выключателей ЛЭП. В 1,085 с. срабатывает шинный выключатель ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Озерная. В результате отказа выключателя в распределительном устройстве ГЭС и срабатывания УРОВ линия электропередачи 500 кВ Богучанская ГЭС – Озёрная отключается с обеих сторон только в момент времени  $t = 1,255$ с.

В целях увеличения максимально-допустимой выдаваемой мощности станции предлагается рассмотреть установку двух ССПК в отходящие ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – ПС 500 кВ Ангара № 1, 2.

Моделирование переходных процессов осуществлялось в программном комплексе «Думола» (рис. 3). Режим работы электростанций в районе Богучанской

ГЭС соответствует максимальному зимнему режиму нагрузок. Модели нагрузок представлены шунтами постоянной проводимости, увеличение мощности генерации Богучанской ГЭС компенсируются базисным узлом, представленным шинами 500 кВ ПС 500 кВ Камала.

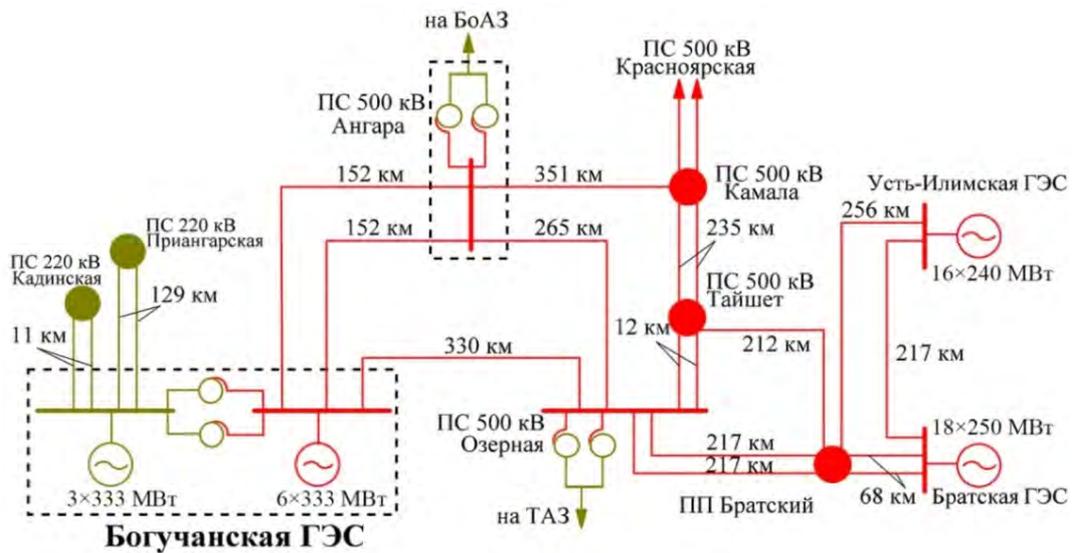


Рис. 1. Схема электрических сетей района Богучанской ГЭС

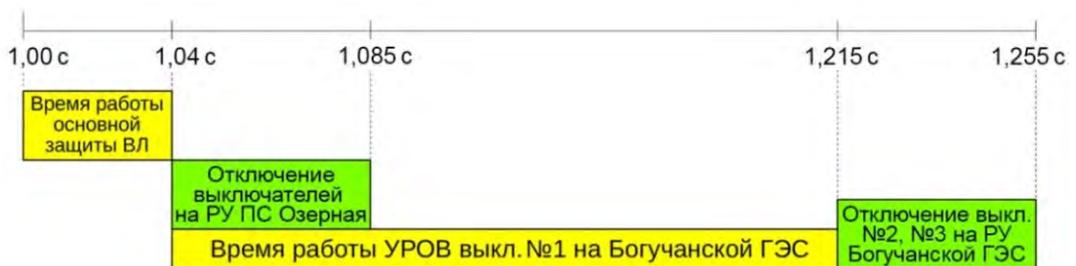


Рис. 2. Логика срабатывания релейной защиты при отказе выключателя

Сравнение потоков мощности по линиям электропередачи в ПК «RastrWin» и ПК «Dymola» характеризует их хорошее совпадение с относительной погрешностью не превышающей 10 %, что позволяет сделать вывод о достаточной адекватности моделей. Уровень генерации эквивалентных генераторов электростанций в ПК «Dymola» и ПК «RastrWin» представлен в табл. 1.

Согласно описанной выше логики срабатывания релейной защиты, проведены расчёты переходных процессов. На рис. 4 и 5 показано изменение углов роторов эквивалентных генераторов, присоединенных к шинам 220 и 500 кВ и напряжение в РУ 500 кВ Богучанской ГЭС.

Переходный процесс характеризуется значительным вылетом угла группы генераторов, присоединенных к шинам 220 кВ на первом колебании ( $\Delta\delta = 143^\circ$ ) и существенным снижением напряжения. Расчёт корней характеристического уравнения показал, что взаимное движение групп генераторов ГЭС характеризуется показателем затухания  $\alpha = 0,47$  1/с и относительно высокой частотой колебаний

$f = 1,7$  Гц ( $10,9$  1/с) колебания относительно энергосистемы – показателем затухания  $\alpha = 0,47$  1/с и частотой  $f = 1,27$  Гц. Демпфирование колебаний обеспечивается АРВ генераторов.

В качестве мероприятия по повышению устойчивости параллельной работы генераторов Богучанской ГЭС рассмотрена установка двух ССПК [3] в РУ 500 кВ Богучанской ГЭС на отходящих присоединениях ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1, 2. Мощность каждого ССПК принята равной 0,2 о.е. (220 Мвар), что составляет примерно 0,2 от натуральной мощности ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара № 1, 2. Влияние ССПК на протекание переходных процессов при возмущении, иллюстрируется сравнением процессов на рис. 4, 6 и 5, 7 при сохранении выдаваемой мощности станции на уровне  $P_{ГЭС} = 2\ 224$  МВт. Регулирование ССПК по отклонению тока линии улучшает динамическую устойчивость (вылет углов роторов генераторов по сравнению с расчётами без работы ССПК меньше на  $60^\circ$  эл.).

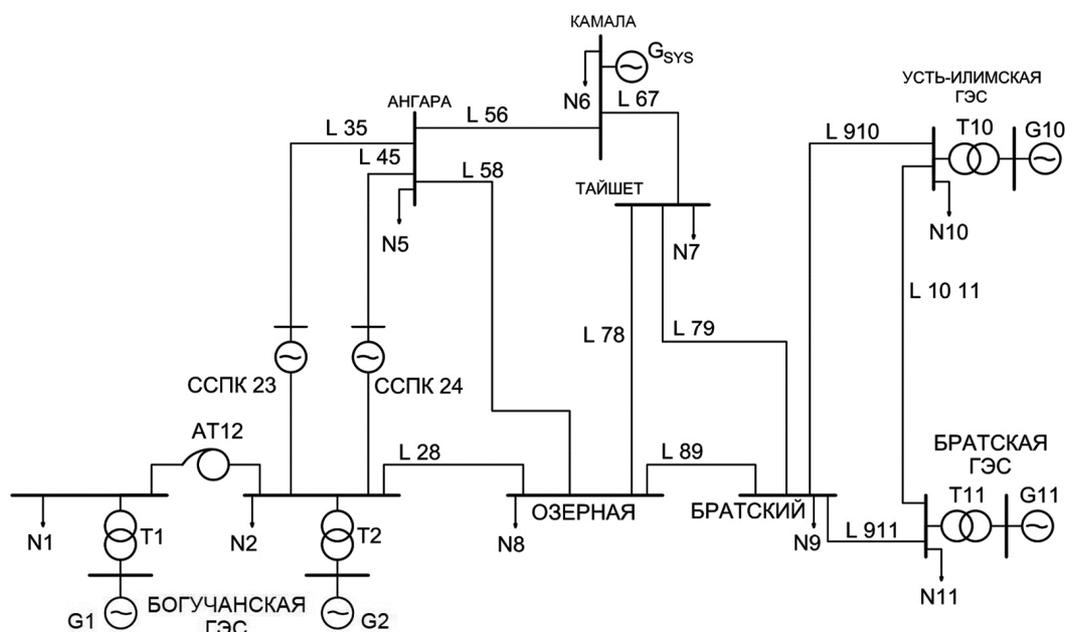
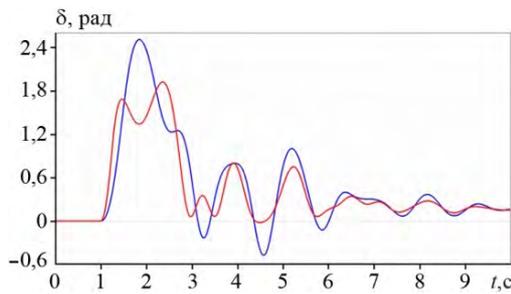


Рис. 3. Схема модели сети района Богучанской ГЭС

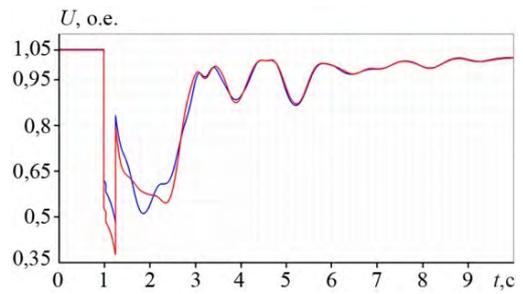
Таблица 1

Генерация эквивалентных генераторов станций  
в исходном режиме работы по данным ПК «Dymola» и ПК «RastrWin»

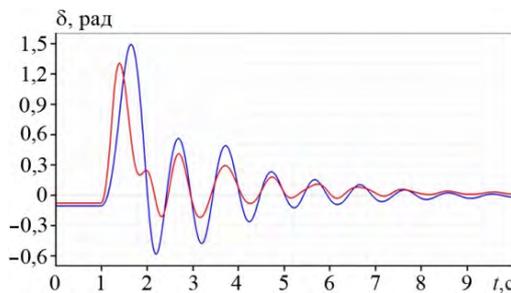
Наименование ветви	Величина потока мощности $P$ , МВт		Относительная погрешность, %
	ПК «Dymola»	ПК «RastrWin»	
РУ 220 кВ Богучанская ГЭС	555,9	550	1,1
РУ 500 кВ Богучанская ГЭС	1 668,3	1 650	1,2
Усть-Илимская ГЭС	2 493,5	2 491	0,2
Братская ГЭС	3 508,5	3 499	0,3



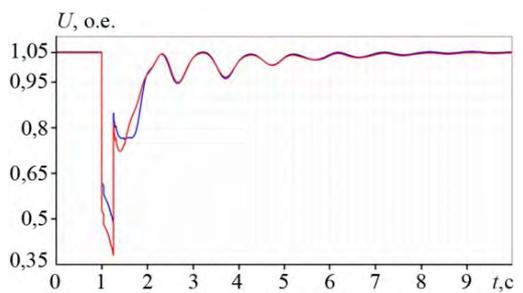
**Рис. 4.** Углы роторов эквивалентных генераторов на шинах 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС (ССПК отсутствует,  $P_{ГЭС} = 2\,224$  МВт)



**Рис. 5.** Напряжение на шинах РУ 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС при нормативном возмущении (ССПК отсутствует,  $P_{ГЭС} = 2\,224$  МВт)



**Рис. 6.** Углы роторов эквивалентных генераторов на шинах 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС ( $S_{ССПК1,2} = 222$  МВ·А,  $P_{ГЭС} = 2\,224$  МВт)



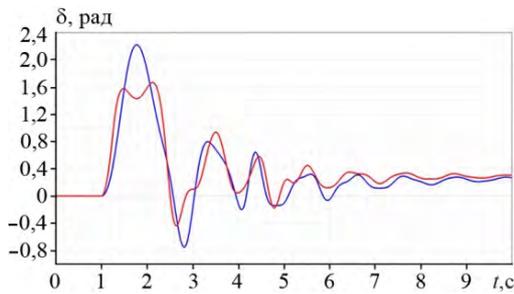
**Рис. 7.** Напряжение в РУ 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС при нормативном возмущении ( $S_{ССПК1,2} = 222$  МВ·А,  $P_{ГЭС} = 2\,224$  МВт)

Применение ССПК с регулированием по отклонению тока приводит к существенному сокращению приращения угла на первом колебании (приблизительно на  $60^\circ$ ) и сокращению длительности неблагоприятного снижения напряжения.

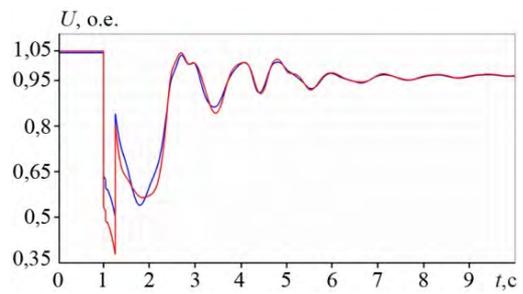
При применении ССПК показатели затухания пар комплексно сопряжённых корней, определяющих описанные выше составляющие колебаний, увеличиваются по модулю от 21 до 37%.

С учетом применения метода многокритериальной оптимизации [4, 5] были выбраны настройки коэффициентов регулирования каналов АР ССПК. Максимально-допустимая выдаваемая мощность станции при применении двух ССПК мощностью 0,2 о.е. каждый увеличивается на 347,3 МВт, углы роторов эквивалентных генераторов, присоединенных к шинам 220 и 500 кВ и напряжение в РУ 500 кВ Богучанской ГЭС также представлены на рис. 8 и 9. На рис. 10 и 11 представлено изменение добавочного напряжения ССПК в  $d, q$  координатах, а также изменение полной мощности ССПК. В табл. 2 представлены корни характеристического уравнения, соответствующие линеаризованной модели системы.

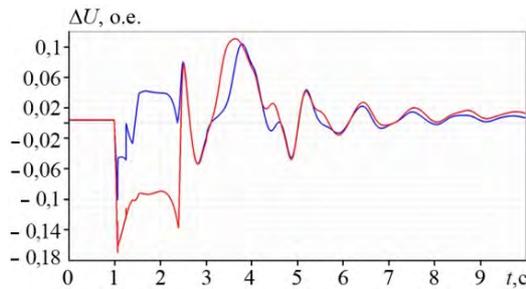
Во всех представленных выше случаях применение ССПК значительно сказывается на демпфировании переходного процесса и динамической устойчивости, что в итоге приводит к увеличению максимальной выдаваемой мощности Богучанской ГЭС.



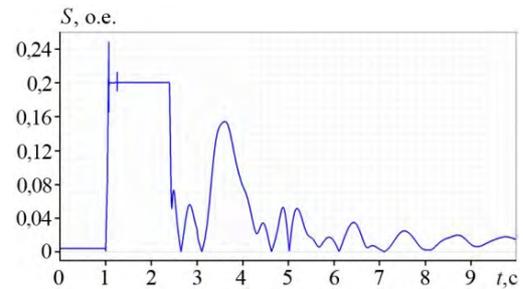
**Рис. 8.** Объединенные углы роторов групп генераторов на шинах 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС ( $S_{\text{ССПК } 1,2} = 222 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $P_{\text{ГЭС}} = 2572 \text{ МВт}$ )



**Рис. 9.** Напряжение в РУ 220 (синяя кривая) и 500 (красная кривая) кВ Богучанской ГЭС при нормативном возмущении ( $S_{\text{ССПК } 1,2} = 222 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $P_{\text{ГЭС}} = 2572 \text{ МВт}$ )



**Рис. 10.** Изменение добавочного напряжения ССПК в  $d$  (синяя кривая),  $q$  (красная кривая) координатах ( $S_{\text{ССПК } 1,2} = 222 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $P_{\text{ГЭС}} = 2572 \text{ МВт}$ )



**Рис. 11.** Изменение полной мощности ССПК в переходном процессе ( $S_{\text{ССПК } 1,2} = 222 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $P_{\text{ГЭС}} = 2572 \text{ МВт}$ )

Следует отметить, что для обеспечения выдачи полной установленной мощности ГЭС (2997 МВт) требуется значительное увеличение мощности рассматриваемых устройств FACTS (до 1000 МВ·А каждого), что экономически нецелесообразно. Поскольку одной из основных задач ССПК является ограничение потока мощности по защищаемым ЛЭП в вынужденных режимах работы (для решения этой задачи рассмотренной мощности ССПК 220 МВ·А достаточно), то мощность ГЭС по условиям обеспечения динамической устойчивости следует ограничивать на уровне 2570 МВт.

Таблица 2

**Корни характеристического уравнения ЭЭС**  
( $S_{\text{ССПК } 1,2} = 222 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $P_{\text{ГЭС}} = 2572 \text{ МВт}$ )

АРВ СД G1: $K_{0f} = -1,7$ , $K_{0f} = 0,41$	
АРВ СД G2: $K_{0f} = -0,44$ , $K_{0f} = 0,12$	
АР ССПК <sub>23</sub> : $K_{0f} = -0,03$ , $K_{0f} = 0$	
АР ССПК <sub>24</sub> : $K_{0f} = -0,029$ , $K_{0f} = 0$	
<b><math>\alpha</math>, 1/с</b>	<b><math>j\beta</math>, 1/с</b>
-0,139	0i
-0,362	0i
-0,532	$\pm 5,75i$
-0,561	$\pm 25,6i$
-0,601	$\pm 12,5i$
-0,684	0i
-0,744	$\pm 14,6i$
-0,79	$\pm 10,9i$
-0,834	0i

## Выводы

1. Эффективность применения ССПК подтверждена на примере схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС в цифровой математической модели ОЭС Сибири. Предлагаемый вариант установки ССПК в сети 500 кВ при наиболее тяжёлом нормативном возмущении позволяет повысить пределы динамической устойчивости Богучанской ГЭС и увеличить выработку электрической энергии ГЭС без дополнительного сетевого строительства.

2. Включение стабилизирующих сигналов в закон управления ССПК позволяет увеличить показатели демпфирования и добиться повышения качества переходных процессов при малых и конечных возмущениях, что подтверждено результатами совместной оптимизации настроечных параметров двух взаимодействующих регуляторов – АРВ генератора и регулятора ССПК.

## Список литературы

1. Исследование эффективности применения фазоповоротного трансформатора для повышения динамической устойчивости электростанции / М. А. Бадура, А. С. Брилинский, Г. А. Евдокунин, В. А. Крицкий, Р. И. Мингазов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 23–33.
2. СТО 59012820.29.020.001-2020 Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования : стандарт АО «СО ЕЭС» : дата введения 2020-02-27 / АО «СО ЕЭС» – Изд. официальное. – Москва, 2020. – 137 с.
3. Устойчивость электропередачи со статическим синхронным компенсатором / А. С. Лямов, С. В. Смоловик, А. Л. Тупицина // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1 (82). – С.103–109.
4. Устинов С. М. Метод численного поиска настроек регуляторов для обеспечения устойчивости больших энергообъединений / С. М. Устинов // Известия Российской академии наук. – 2015. – № 2. – С. 49–56.
5. Одновременная координация настроек регуляторов возбуждения генераторов на базе численного поиска / И. А. Груздев, Г. Х. Труспекова, С. М. Устинов // Электричество. – 1984. – № 3. – С. 51–53.

*Лямов Александр Сергеевич* – старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: [aleksandrliamov@yandex.ru](mailto:aleksandrliamov@yandex.ru)

*Смоловик Сергей Владимирович*, д-р техн. наук, профессор – заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: [smolovik@ntcees.ru](mailto:smolovik@ntcees.ru)

## МОДЕЛИРОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311

Е. Н. Попков, А. О. Фешин

### Макромодель шестифазной синхронной машины в фазных координатах для исследования процессов в электроэнергетических системах

Предложена макромодель шестифазной синхронной машины в фазной системе координат. Макромодель образуют схемы замещения и дифференциальные уравнения. Выполнено исследование процессов отключения токов коротких замыканий в схеме, содержащей предложенную макромодель. Показано, что при определённых условиях может наблюдаться длительное дуговое воздействие на контакты выключателя.

*Ключевые слова:* макромодель, имитационная модель, шестифазная синхронная машина, фазная система координат, короткое замыкание.

#### Введение

Электроэнергетическая система (ЭЭС) является сложным объектом, состоящим из множества элементов. Получение математической модели ЭЭС и исследование её свойств является весьма трудоёмкой задачей. Использование вычислительных комплексов, содержащих макромодели элементов ЭЭС, позволяет снизить трудоёмкость получения имитационных моделей ЭЭС и исследования процессов в них.

В настоящее время в ЭЭС всё большее применение находят шестифазные турбогенераторы предельной мощности [1], содержащие две трёхфазные в общем случае несинфазные обмотки статора. Генераторы такой конструкции установлены и предполагаются к установке на ряде атомных электростанций, что вызывает необходимость выполнения исследований, подтверждающих надёжность функционирования отдельного оборудования и ЭЭС в целом. В большинстве вычислительных комплексов макромодель такой машины отсутствует, и широко применяемым способом является представление шестифазного генератора двумя независимыми трёхфазными синхронными машинами, моделирование которых выполнено в системе координат  $d, q, 0$  [2].

Однако есть несколько обстоятельств, которые делают предпочтительным использование в макромоделях вращающихся электрических машин фазной системы координат вместо традиционной системы координат  $d, q, 0$  [3]. Использование фазной системы координат, а также разработка макромоделей типовых элементов ЭЭС относительно полюсов и сечений примыкания внешнего разнородного оборудования обеспечивают возможность совместного моделирования процессов, протекающих в силовой электрической части системы: генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, нагрузках и других элементах; в механических подсистемах, образованных соединением валопроводов вращающихся машин и приводных механизмов, а также подсистемах автоматики, управления и регулирования. Использование фазных координат позволяет с лёгкостью воспроизводить любые режимные и аварийные процессы электротехнического оборудования ЭЭС и определять переменные процесса непосредственно в именованных единицах.

Целью статьи является разработка в фазной системе координат макромодели шестифазной синхронной машины с двумя в общем случае несинфазными статорными обмотками и неявным учётом возбуждения. Макромодель такой машины образована схемой замещения силовой электрической подсистемы машины, которая получена относительно внешних выводов статорных обмоток; эквивалентной электрической схемой замещения с внешними полюсами механической подсистемы машины, которая получена на основе электромеханической аналогии; а также системой дифференциальных уравнений, которые описывают процессы в роторных контурах. Напряжение возбуждения предлагаемой макромодели машины является внешней переменной, мгновенная величина которой должна определяться макромоделью используемой системы возбуждения. Разработка макромодели шестифазной синхронной машины и её программная реализация обеспечивают расширение библиотеки типовых блоков вычислительного комплекса «РИТМ», предназначенного для имитационного моделирования процессов сложных ЭЭС [4].

### Получение макромодели машины

Пусть машина имеет две трёхфазные статорные обмотки, которые не связаны гальванически, обмотку возбуждения и два эквивалентных короткозамкнутых демпферных контура на роторе. Принадлежность любой величины к фазной обмотке одной из трёхфазных систем будем обозначать буквенным индексом  $a$ ,  $b$  или  $c$ , добавляя соответствующий цифровой индекс. Принадлежность величины к обмотке возбуждения, продольному или поперечному демпферному контуру будем обозначать буквенными индексами  $f$ ,  $rd$  или  $rq$  соответственно.

Магнитные оси фазных обмоток каждой из трёхфазных систем сдвинуты относительно друг друга на  $120^\circ$  эл. Положения трёхфазных обмоток определим через смещения магнитных осей фаз  $a$  трёхфазных систем. Пусть магнитная ось фазы  $a_1$  первой системы совпадает с осью отсчёта, а магнитная ось фазы  $a_2$  второй системы смещена на  $+30^\circ$  эл. от оси отсчёта. Положение ротора будем определять электрическим углом  $\gamma$  между осью отсчёта и продольной осью ротора  $d$ . Поперечная ось ротора  $q$  отстаёт от продольной оси на  $90^\circ$  эл. Положительное вращение ротора происходит против часовой стрелки. Приведённое описание иллюстрируется диаграммой, представленной на рис. 1.

Сделаем важные замечания, на которые будем опираться при получении математической модели. Во-первых, будем полагать, что обычно принимаемая для трёхфазных синхронных машин идеализация магнитного поля справедлива и для рассматриваемой машины [5]. Во-вторых, характер изменения собственных и взаимных индуктивностей обмоток определим следующим образом [5, 6]:

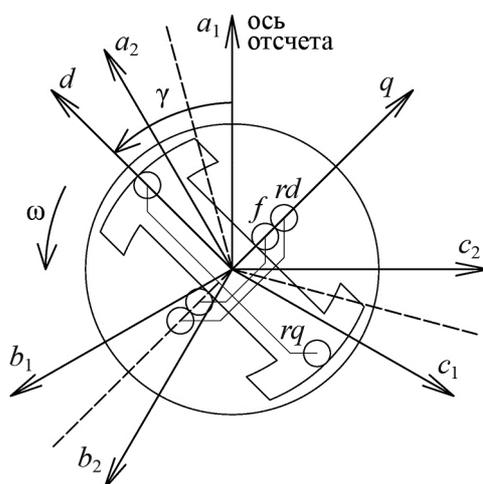


Рис. 1. Диаграмма описания положения роторных и статорных обмоток

- выражения для собственных индуктивностей фазных обмоток содержат постоянную составляющую и вторую гармонику от угла между магнитной осью рассматриваемой фазы и осью ротора  $d$ ;
- выражения для взаимных индуктивностей между фазными обмотками содержат постоянную составляющую и вторую гармонику от угла между биссектрисой угла, образованного магнитными осями рассматриваемых фаз, и осью ротора  $d$ ;
- амплитуды вторых гармонических составляющих в выражениях для собственных и взаимных индуктивностей трёхфазных обмоток равны;
- амплитуды вторых гармонических составляющих в выражениях для взаимных индуктивностей между фазными обмотками разных трёхфазных систем равны;
- выражения для взаимных индуктивностей между фазными обмотками и роторными контурами содержат гармоническую составляющую от угла между магнитной осью рассматриваемой фазы и осью ротора  $d$ .

С учётом сказанного матричные уравнения напряжений обмоток будут иметь вид:

$$-\mathbf{U} = p\mathbf{\Psi} + \mathbf{R} \times \mathbf{I}; \quad (1)$$

$$\mathbf{U}_r = p\mathbf{\Psi}_r + \mathbf{R}_r \times \mathbf{I}_r, \quad (2)$$

где  $p$  – символ дифференцирования;

матрицы  $\mathbf{U}$ ,  $\mathbf{I}$  и  $\mathbf{\Psi}$  представляют вектор-столбцы фазных параметров: напряжений, токов и потокосцеплений соответственно;

$\mathbf{R}$  – диагональная матрица активных сопротивлений фазных обмоток.

В матрицах  $\mathbf{U}_r$ ,  $\mathbf{I}_r$ ,  $\mathbf{\Psi}_r$  и  $\mathbf{R}_r$  представлены соответствующие параметры обмотки возбуждения и продольного демпферного контура.

Уравнение для поперечного демпферного контура не является матричным, поскольку ротор в поперечной оси имеет только одну обмотку:

$$0 = p\Psi_{rq} + r_{rq} \cdot i_{rq}. \quad (3)$$

Потокосцепления в (1)–(3) связаны с токами обмоток следующим образом:

$$\mathbf{\Psi} = \mathbf{M} \times \mathbf{I} + \mathbf{M}_r \times \mathbf{I}_r + \mathbf{M}_{rq} \cdot i_{rq}; \quad (4)$$

$$\mathbf{\Psi}_r = \mathbf{M}_r^T \times \mathbf{I} + \tilde{\mathbf{M}}_r \times \mathbf{I}_r; \quad \Psi_{rq} = \mathbf{M}_{rq}^T \times \mathbf{I} + L_{rq} \cdot i_{rq}. \quad (5)$$

Матрицы индуктивностей имеют вид:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} L_{a_1} & M_{a_1 b_1} & M_{a_1 c_1} & M_{a_1 a_2} & M_{a_1 b_2} & M_{a_1 c_2} \\ M_{b_1 a_1} & L_{b_1} & M_{b_1 c_1} & M_{b_1 a_2} & M_{b_1 b_2} & M_{b_1 c_2} \\ M_{c_1 a_1} & M_{c_1 b_1} & L_{c_1} & M_{c_1 a_2} & M_{c_1 b_2} & M_{c_1 c_2} \\ M_{a_2 a_1} & M_{a_2 b_1} & M_{a_2 c_1} & L_{a_2} & M_{a_2 b_2} & M_{a_2 c_2} \\ M_{b_2 a_1} & M_{b_2 b_1} & M_{b_2 c_1} & M_{b_2 a_2} & L_{b_2} & M_{b_2 c_2} \\ M_{c_2 a_1} & M_{c_2 b_1} & M_{c_2 c_1} & M_{c_2 a_2} & M_{c_2 b_2} & L_{c_2} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{M}_r = \begin{bmatrix} M_{a_1 f} & M_{a_1 r d} \\ M_{b_1 f} & M_{b_1 r d} \\ M_{c_1 f} & M_{c_1 r d} \\ M_{a_2 f} & M_{a_2 r d} \\ M_{b_2 f} & M_{b_2 r d} \\ M_{c_2 f} & M_{c_2 r d} \end{bmatrix}; \quad (6)$$

$$\mathbf{M}_{rq} = [M_{a_1 r q} \quad M_{b_1 r q} \quad M_{c_1 r q} \quad M_{a_2 r q} \quad M_{b_2 r q} \quad M_{c_2 r q}]^T; \quad \tilde{\mathbf{M}}_r = \begin{bmatrix} L_{f d} & M_{f r d} \\ M_{f r d} & L_{r d} \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Элементы матриц  $\mathbf{M}_r$  и  $\mathbf{M}_{rq}$  описывают взаимные индуктивности между роторными контурами и фазными обмотками и всегда являются функциями угла положения ротора  $\gamma$ . Элементами матрицы  $\tilde{\mathbf{M}}_r$  являются индуктивности продольных контуров ротора, которые не зависят от положения ротора. Элементами матрицы  $\mathbf{M}$  являются собственные и взаимные индуктивности фазных обмоток. Указанные индуктивности в общем случае являются функциями угла  $\gamma$ .

Стоит отметить, что для элементов матриц (6) и (7) соблюдается принцип взаимности.

Введем в рассмотрение углы  $\alpha_{kij}$ , которые связаны с углом  $\gamma$  соотношениями:

$$\alpha_{kij} = \left\{ \begin{array}{l} \alpha_{a_{ij}} = \gamma - 0,5 \cdot (\Delta\gamma_i + \Delta\gamma_j); \\ \alpha_{b_{ij}} = \gamma - 0,5 \cdot (\Delta\gamma_i + \Delta\gamma_j) - 2\pi / 3; \\ \alpha_{c_{ij}} = \gamma - 0,5 \cdot (\Delta\gamma_i + \Delta\gamma_j) + 2\pi / 3. \end{array} \right\}, \quad (8)$$

где  $k = a, b, c$  – индекс рассматриваемой фазы;  $i, j \in \{1, 2\}$  – индекс трёхфазной системы;  $\Delta\gamma_i$  – смещение магнитной оси обмотки фазы  $a_i$  относительно оси отсчёта ( $\Delta\gamma_1 = 0^\circ$  эл.,  $\Delta\gamma_2 = 30^\circ$  эл.).

Формулы в выражении (8) при  $i = j$  определяют положение ротора относительно соответствующих магнитных осей фаз. В случае  $i \neq j$  формулы определяют положение ротора относительно соответствующих биссектрис углов, образованных одноимёнными магнитными осями фаз (эти биссектрисы указаны пунктиром на рис. 1). Используя формулы (8) и учитывая характер изменения индуктивностей обмоток, запишем обобщённые выражения для определения параметров матриц (6) и (7):

$$\left. \begin{array}{l} L_{k_i} = l_0 + l_2 \cdot \cos(2\alpha_{k_{ii}}); \\ M_{k_i(k+1)_i} = m_0 + l_2 \cdot \cos(2\alpha_{(k-1)_{ii}}); \\ M_{k_1 k_2} = m'_0 + 0,5\sqrt{3}m''_0 + m_2 \cdot \cos(2\alpha_{k_{12}}); \\ M_{k_1(k+1)_2} = m'_0 - 0,5\sqrt{3}m''_0 + m_2 \cdot \cos(2\alpha_{(k-1)_{12}}); \\ M_{k_1(k-1)_2} = m'_0 + m_2 \cdot \cos(2\alpha_{(k+1)_{12}}). \end{array} \right\}, \quad (9)$$

$$\left. \begin{array}{l} M_{k_i f} = M_{afd} \cdot \cos(\alpha_{k_{ii}}); \\ M_{k_i rd} = m_{ard} \cdot \cos(\alpha_{k_{ii}}); \\ M_{k_i rq} = m_{arq} \cdot \sin(\alpha_{k_{ii}}). \end{array} \right\}, \quad (10)$$

где  $k + 1$  и  $k - 1$  – индексы соответственно следующей и предыдущей фаз (в прямом следовании) относительно рассматриваемой фазы  $k$ .

Первая формула в (9) определяет собственную индуктивность фазной обмотки, вторая – взаимную между фазами одной трёхфазной системы, остальные – взаимную индуктивность между фазами разных трёхфазных систем. В последних трёх формулах учтено, что постоянная составляющая, входящая в коэффициенты взаимной

индукции, состоит из двух частей: одна обусловлена полем токов нулевой последовательности ( $m'_0$ ), а другая – полем токов прямой последовательности ( $\pm 0,5\sqrt{3}m''_0$ ) [6]. Формулы (10) определяют взаимную индуктивность между фазными обмотками и роторными контурами.

Выражения (1)–(10), описывающие электромагнитные процессы в рассматриваемой машине, необходимо дополнить уравнениями вращательного движения ротора. Запишем эти уравнения относительно угловой частоты вращения ротора  $\Omega$  и электрического угла поворота ротора  $\gamma$ :

$$p\Omega = (M_B - M_T - M_\gamma) / J; \quad (11)$$

$$p\gamma = p_n \cdot \Omega = \omega, \quad (12)$$

где  $M_B$  – момент сил, приложенных со стороны вала;  $M_T$  – момент сил трения;

$M_\gamma$  – электромагнитный момент;  $J$  – момент инерции ротора;

$p_n$  – число пар полюсов;  $\omega$  – электрическая угловая частота вращения ротора.

Электромагнитный момент шестифазной машины будем определять как алгебраическую сумму электромагнитных моментов от трёхфазных систем [7]:

$$M_\gamma = \frac{p_n \sqrt{3}}{3} \cdot \sum_{i=1}^2 \left[ (\Psi_{b_i} - \Psi_{c_i}) \cdot i_{a_i} + (\Psi_{c_i} - \Psi_{a_i}) \cdot i_{b_i} + (\Psi_{a_i} - \Psi_{b_i}) \cdot i_{c_i} \right]. \quad (13)$$

Уравнения (1)–(13) описывают процессы в синхронной машине с двумя несинфазными статорными обмотками в фазных координатах. Однако эти уравнения не являются искомым эквивалентом машины, поскольку им не может быть поставлена в соответствие схема замещения статорных цепей. Получение искомого эквивалента требует выполнения преобразований приведённых уравнений. Эти преобразования можно разделить на три этапа.

Первый этап состоит в определении производных потокосцеплений (4) и (5). С учётом (9), (10) и (12) получим:

$$p\Psi = \mathbf{M} \times p\mathbf{I} + \mathbf{M}_r \times p\mathbf{I}_r + \mathbf{M}_{rq} \cdot pi_{rq} - \omega \cdot (\mathbf{N} \times \mathbf{I} + \mathbf{N}_r \times \mathbf{I}_r - \mathbf{N}_{rq} \cdot i_{rq}), \quad (14)$$

$$\left. \begin{aligned} p\Psi_r &= \mathbf{M}_r^T \times p\mathbf{I} + \tilde{\mathbf{M}}_r \times p\mathbf{I}_r - \omega \cdot \mathbf{N}_r^T \times \mathbf{I}; \\ p\Psi_{rq} &= \mathbf{M}_{rq}^T \times p\mathbf{I} + L_{rq} \cdot pi_{rq} + \omega \cdot \mathbf{N}_{rq}^T \times \mathbf{I}. \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

В (14) и (15) учтено:  $p\mathbf{M} = -\omega \cdot \mathbf{N}$ ;  $p\mathbf{M}_r = -\omega \cdot \mathbf{N}_r$ ;  $p\mathbf{M}_{rq} = \omega \cdot \mathbf{N}_{rq}$ ;  $p\tilde{\mathbf{M}}_r = \mathbf{0}$ . Матрицы  $\mathbf{N}$ ,  $\mathbf{N}_r$  и  $\mathbf{N}_{rq}$  по структуре аналогичны матрицам  $\mathbf{M}$ ,  $\mathbf{M}_r$  и  $\mathbf{M}_{rq}$  соответственно. Элементы этих матриц определяются по формулам:

$$\left. \begin{aligned} N_{k_i} &= 2l_2 \cdot \sin(2\alpha_{kii}); \\ N_{k_i(k+1)_i} &= 2l_2 \cdot \sin(2\alpha_{(k-1)ii}); \\ N_{k_1k_2} &= 2m_2 \cdot \sin(2\alpha_{k_{12}}); \\ N_{k_1(k+1)_2} &= 2m_2 \cdot \sin(2\alpha_{(k-1)_{12}}); \\ N_{k_1(k-1)_2} &= 2m_2 \cdot \sin(2\alpha_{(k+1)_{12}}). \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

$$\left. \begin{aligned} N_{k_i f} &= M_{afd} \cdot \sin(\alpha_{k_{ii}}); \\ N_{k_i rd} &= m_{ard} \cdot \sin(\alpha_{k_{ii}}); \\ N_{k_i rq} &= m_{arq} \cdot \cos(\alpha_{k_{ii}}). \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Второй этап преобразований состоит в получении дифференциальных уравнений, из которых могут быть определены токи роторных контуров. Подставив выражения (15) в (2), (3) и разрешив полученные уравнения относительно производных токов роторных контуров, будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} p\mathbf{I}_r &= \tilde{\mathbf{M}}_r^{-1} \times ((\mathbf{U}_r - \mathbf{R}_r \times \mathbf{I}_r) - \mathbf{M}_r^T \times p\mathbf{I} + \omega \cdot \mathbf{N}_r^T \times \mathbf{I}); \\ p\mathbf{i}_{rq} &= L_{rq}^{-1} \cdot ((-r_{rq} \cdot \mathbf{i}_{rq}) - \mathbf{M}_{rq}^T \times p\mathbf{I} - \omega \cdot \mathbf{N}_{rq}^T \times \mathbf{I}). \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Третий этап преобразований состоит в получении уравнений, которым может быть поставлена в соответствие схема замещения статорных цепей. Исключим производные токов роторных контуров в (14) с помощью (18) и подставим полученное уравнение в (1). Выполнив преобразования, будем иметь:

$$-\mathbf{U} = \tilde{\mathbf{M}} \times p\mathbf{I} - \mathbf{E}. \quad (19)$$

Матрицы, входящие в (19), определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \tilde{\mathbf{M}} &= \mathbf{M} - \mathbf{M}_r \times \tilde{\mathbf{M}}_r^{-1} \times \mathbf{M}_r^T - \mathbf{M}_{rq} \times L_{rq}^{-1} \times \mathbf{M}_{rq}^T; \\ \mathbf{E} &= \mathbf{E}_B - \mathbf{M}_r \times \tilde{\mathbf{M}}_r^{-1} \times (\mathbf{U}_r - \mathbf{R}_r \times \mathbf{I}_r) - \mathbf{M}_{rq} \cdot L_{rq}^{-1} \cdot (-r_{rq} \cdot \mathbf{i}_{rq}) - \mathbf{R} \times \mathbf{I}; \\ \mathbf{E}_B &= \omega \cdot (\tilde{\mathbf{N}} \times \mathbf{I} + \mathbf{N}_r \times \mathbf{I}_r - \mathbf{N}_{rq} \cdot \mathbf{i}_{rq}); \\ \tilde{\mathbf{N}} &= \mathbf{N} - \mathbf{M}_r \times \tilde{\mathbf{M}}_r^{-1} \times \mathbf{N}_r^T + \mathbf{M}_{rq} \times L_{rq}^{-1} \times \mathbf{N}_{rq}^T. \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Уравнению (19) может быть поставлена в соответствие эквивалентная схема замещения машины относительно внешних выводов фазных обмоток. Эта схема содержит шесть индуктивностей, связанных взаимной индукцией, и шесть источников ЭДС. В работе [8] показано, что использование схем замещения, содержащих ветви со взаимной индукцией, требует реализации более сложных алгоритмов формирования уравнений, описывающих процессы в расчётной схеме. По этой причине целесообразно перейти к схеме замещения, которая не содержит ветвей со взаимной индукцией.

Методика такого перехода известна и изложена в [9], а её применение для получения схем замещения электрических вращающихся машин продемонстрировано в [6, 7]. Выполнив необходимые действия, получим схему замещения статорных цепей машины, приведённую на рис. 2. В схеме присутствуют разделительные идеальные трансформаторы с единичным коэффициентом трансформации, которые необходимы для гальванической развязки фаз. Пунктирными линиями на схеме замещения указаны индуктивности, значения которых рассчитываются по формулам ( $n, l$  – узлы 1–6 на рис. 2):

$$L_{n0} = \frac{1}{\sum_{l=1}^6 (\tilde{\mathbf{M}}^{-1})_{n,l}}; \quad L_{nl} = -\frac{1}{(\tilde{\mathbf{M}}^{-1})_{n,l}}. \quad (21)$$

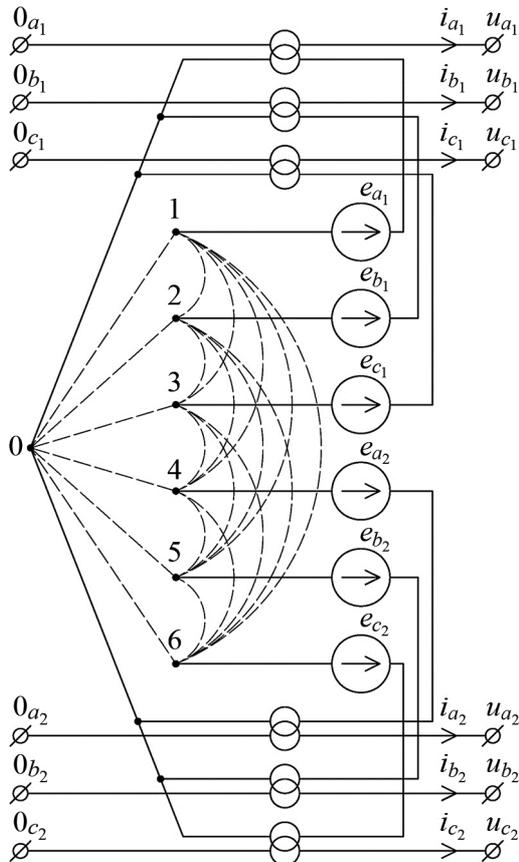


Рис. 2. Эквивалентная схема замещения статорных цепей шестифазной машины

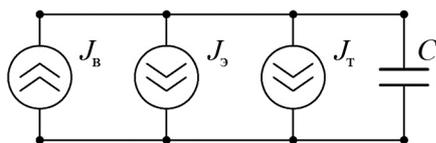


Рис. 3. Электрическая схема замещения, соответствующая уравнению (22)

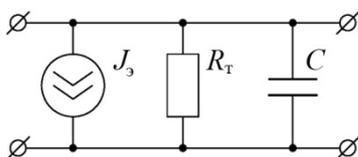


Рис. 4. Электрическая схема замещения механической подсистемы шестифазной машины

Описание вращательного движения ротора должно быть выполнено с учётом механических характеристик валопровода и энергетического оборудования, присоединенного к ротору машины. Такое описание может быть получено, если разработать электрический эквивалент механической подсистемы каждого объекта относительно внешних фланцев валопровода [10].

Электрическую схему замещения механической подсистемы машины получим на основе уравнения (11) с учётом электромеханической аналогии, в которой сопоставимыми величинами являются момент сил  $M$  и ток  $i$ , угловая частота вращения ротора  $\Omega$  и напряжение  $u$ , момент инерции ротора  $J$  и ёмкость  $C$  [11]. Уравнение (11), преобразованное согласно предложенной аналогии, имеет вид:

$$pu = (J_B - J_T - J_3) / C. \quad (22)$$

Уравнению (22) может быть поставлена в соответствие схема замещения, представленная на рис. 3. Однако необходимо сделать два замечания. Во-первых, источник тока  $J_B$  эквивалентизирует момент внешних сил, который отражает результирующее действие всего оборудования, присоединённого к валу машины. Следовательно, этот источник тока не относится к схеме замещения на рис. 3, и поэтому должен быть из неё исключен. Во-вторых, поскольку момент сил трения зависит от скорости вращения ротора, то целесообразно заменить источник тока  $J_T$  на резистор, величина сопротивления которого зависит от скорости вращения вала:

$$R_T = \frac{4\pi^2 \cdot n^2}{3600 \cdot P_T}, \quad (23)$$

где  $n$  – скорость вращения вала в об/мин;

$P_T$  – потери мощности на трение при номинальной скорости вращения вала.

С учётом сделанных замечаний получим новую схему замещения механической подсистемы машины, которая представлена на рис. 4.

Таким образом, макромодель шестифазной синхронной машины образуют схемы замещения на рис. 2 и рис. 4; дифференциальные уравнения (12) и (18); выражения (8)–(10), (13), (16), (17), (20), (21), (23).

### Достоверность макромодели и результаты моделирования коротких замыканий

Выполним моделирование коротких замыканий в схеме, представленной на рис. 5, используя предложенную макромодель машины. Параметры генератора, трансформатора и приёмной энергосистемы взяты из работы [2]; исходный режим работы генератора – номинальная нагрузка двух трёхфазных систем. Напряжение возбуждения неизменно и равно напряжению возбуждения исходного режима.

На рис. 6 представлены осциллограммы токов в фазах  $a$  генератора при трёхфазном коротком замыкании на шинах обмотки первой трёхфазной системы генератора в момент обеспечения максимальной апериодической составляющей (на всех осциллограммах 1 о.е. соответствует амплитуде номинального фазного тока машины 22,7 кА). Сравнение полученных результатов с аналогичными результатами из работы [2] показывает, что погрешность в определении ударных значений токов составляет около 0,3 %.

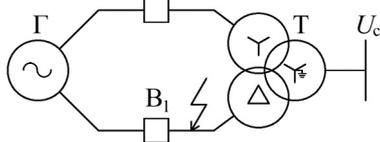


Рис. 5. Принципиальная схема для исследования процессов КЗ

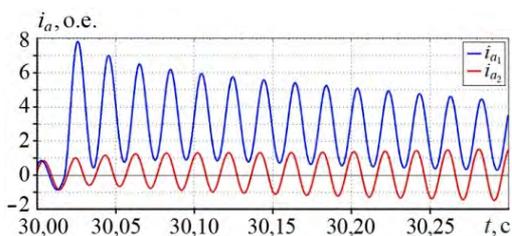
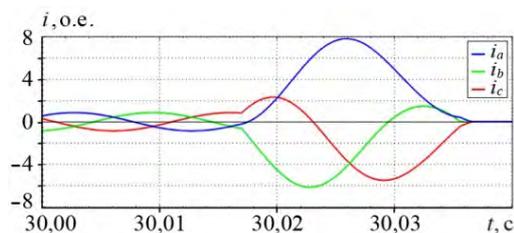


Рис. 6. Осциллограммы токов фаз  $a$  при трёхфазном КЗ

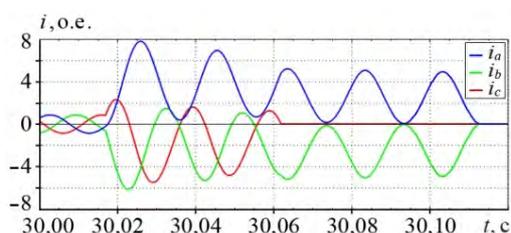
Сравнение ударных значений токов при моделировании трёхфазного короткого замыкания из режима холостого хода одной из трёхфазных систем при номинальной нагрузке другой системы показывает их совпадение с погрешностью около 0,2 %. Полученные результаты подтверждают достоверность разработанной модели.

Выполним моделирование процессов отключения токов коротких замыканий выключателями  $B_1$  из нормального режима работы двух систем генератора (рис. 5). Первоначально рассмотрим аварийный процесс трёхфазного короткого замыкания на шинах одной трёхфазной системы в момент времени, определяющий максимальную апериодическую составляющую в токе фазы  $a$ . Расчёты показали, что короткое замыкание может быть успешно отключено в течение 0,02 с после возникновения, как показано на рис. 7, либо аварийный процесс может затянуться почти до 0,1 с, как показано на рис. 8.

Таким образом, показано, что отключение токов короткого замыкания на шинах шестифазного генератора может сопровождаться длительным дуговым воздействием на контакты выключателя. Это воздействие может быть сведено к минимуму, если проводить отключение токов в начальной стадии развития аварии.



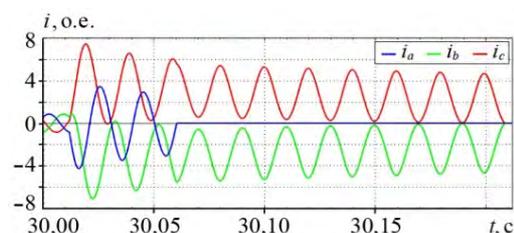
**Рис. 7.** Осциллограммы фазных токов при «быстром» отключении трёхфазного КЗ при максимальной апериодической составляющей тока в фазе  $a$



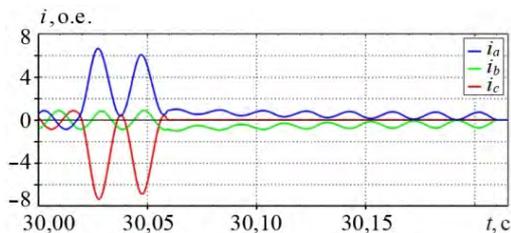
**Рис. 8.** Осциллограммы фазных токов при «медленном» отключении трёхфазного КЗ при максимальной апериодической составляющей тока в фазе  $a$

Помимо этого, было установлено, что при определённых условиях начало коммутаций спустя 0,02 с после момента возникновения короткого замыкания может привести к затягиванию длительности аварийного процесса почти до 0,2 с. Осциллограмма такого процесса приведена на рис. 9.

На рис. 10 приведены осциллограммы токов при двухфазном коротком замыкании между фазами  $a$  и  $c$  с попыткой отключения спустя период после начала аварии. Видно, что длительность аварийного процесса также составляет примерно 0,2 с.



**Рис. 9.** Осциллограммы фазных токов при отключении трёхфазного КЗ при незначительной апериодической составляющей тока в фазе  $a$



**Рис. 10.** Осциллограммы фазных токов при отключении двухфазного КЗ

## Заключение

1. Разработана и включена в библиотеку типовых блоков вычислительного комплекса «РИТМ» макромодель шестифазной синхронной машины с неявным учётом возбуждения. Макромодель образуют схемы замещения на рис. 2 и 4; дифференциальные уравнения (12) и (18); выражения (8)–(10), (13), (16), (17), (20), (21), (23).

2. Выполнено моделирование трёхфазного короткого замыкания на выводах обмотки одной из систем генератора при различных режимах его работы. Сопоставление результатов моделирования короткого замыкания подтвердило достоверность разработанной макромодели.

3. Рассмотрены процессы отключения токов коротких замыканий на выводах обмотки одной из систем генератора. Выявлено, что при определённых условиях может наблюдаться дуговое воздействие на контакты выключателя длительностью до 0,2 с. Это воздействие может быть сведено к минимуму, если успешно провести отключение токов в начальной стадии развития аварии на интервале 0,0–0,02 с.

**Список литературы**

1. Гришин Н. В. Уравнения режимных задач шестифазных турбогенераторов предельной мощности / Н. В. Гришин // Научно-технические ведомости СПбПУ. – 2016. – № 2 (243). – С. 16–23.
2. Исследование токов короткого замыкания турбогенератора с расщеплённой обмоткой статора / А. С. Лямов, С. В. Смолвик, А. Л. Тупицина // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 101–106.
3. Евдокунин Г. А., Попков Е. Н. Принципы имитационного моделирования процессов в электроэнергетических системах / Г. А. Евдокунин, Е. Н. Попков. – Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 5(181). – С. 46–49.
4. Windows – версия вычислительного комплекса «РИТМ» / Н. Н. Меньшиков, Е. Н. Попков, А. О. Фешин // Материалы научной конференции «Неделя науки СПбПУ 19–24 ноября 2018 г.». – Санкт-Петербург : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2019. – С. 59–62.
5. Важнов А. И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А. И. Важнов. – Ленинград : Энергия, 1980. – 256 с.
6. Уравнения и схемы замещения многообмоточной электрической машины в фазных координатах / А. М. Ерохин, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1986. – № 421. – С.68–76.
7. Имитационная модель шестифазной вентильной машины с возбуждением от постоянных магнитов / А. С. Адалев, В. Г. Кучинский, Е. Н. Попков, А. И Фильчков, В. М. Чайка // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2012. – № 2 (147). – С. 283–291.
8. Применение структурных ориентированных чисел для анализа переходных процессов в электрических сетях / А. Б. Альбертинский, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1980. – №369. – С.32–36.
9. Вайнштейн Л. М., Мельников Н. А. О возможности замены схем со взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции / Л. М. Вайнштейн, Н. А. Мельников // Электричество. – 1965. – № 5. – С. 16–18.
10. Математическое моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в многообмоточных машинах переменного тока с использованием схем замещения / А. М. Ерохин, Б. А. Коротков, Е. Н. Попков // Труды ЛПИ им. М. И. Калинина. – 1988. – № 427. – С. 25–31.
11. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера / В. П. Сигорский. – Киев : Техника, 1977. – 768 с.

*Попков Евгений Николаевич*, д-р техн. наук, доцент, профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: enpopkov@gmail.com

*Фешин Александр Олегович*, ассистент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ).

E-mail: a.feshin@yandex.ru

УДК 621.314

А. С. Бердин, А. С. Герасимов, П. Ю. Коваленко, А. Н. Мойсейченков,  
М. Д. Сенюк

## Адаптивная модель синхронной машины с параметрами, определяемыми в эксплуатационных режимах работы

Представлена адаптивная модель синхронной машины для решения задач управления электрическими режимами, параметры которой определяются по данным измерений в эксплуатационных режимах работы. Представлено математическое описание модели, а также пример расчёта для результатов измерений параметров электрического режима гидрогенератора во время реального электромеханического переходного процесса. В результате расчёта определён момент инерции вращающихся масс для турбины и гидрогенератора. Предложенная адаптивная модель может быть использована для задач противоаварийного управления, в том числе по принципу «после», а также для оценки технического состояния синхронных машин.

*Ключевые слова:* модель синхронной машины, адаптивная модель, определение параметров модели.

### Введение

Общепринятым подходом для анализа установившихся и переходных процессов электроэнергетических систем (ЭЭС) является математическое моделирование с использованием схем замещения объектов электроэнергетики. Элементом ЭЭС, имеющим значительное влияние как на статическую, так и на динамическую устойчивость, является синхронный генератор (СГ).

Величины таких параметров математической модели СГ, как момент инерции, удельный синхронизирующий момент и коэффициент демпфирования, оказывают значительное влияние на результат расчёта электромеханических переходных процессов (ЭМП).

Для определения параметров эквивалентных схем замещения обычно используются паспортные данные или данные испытаний оборудования, в том числе и синхронных машин (СМ). При таком подходе не учитывается влияние на параметры СГ, эквивалентные параметры групп генераторов и динамических эквивалентов изменений технического состояния оборудования, режима работы СГ и энергосистемы, а так же возможных сезонных изменений влияющих факторов [1].

В 1931 г. авторами работы [2] было предложено определять параметры СГ по результатам испытаний. На сегодняшний день при проведении испытаний с целью получения актуальных параметров СГ выводятся из работы по назначению, что увеличивает издержки генерирующих компаний. Параметры СГ, определяемые методами, установленными в нормативно-технической документации, соответствуют режимам работы СГ, в которых они определяются. Изменение режима работы приведёт к изменению электрических параметров СГ. На значения параметров СГ оказывает влияние его техническое состояние.

Таким образом, задача определения параметров модели СГ в эксплуатационных режимах работы является актуальной для анализа технического состояния СГ и его систем, задач режимного и противоаварийного управления.

Современные методы определения параметров СГ основаны на измерениях электрических и механических величин непосредственно в процессе эксплуатации, что позволяет не отключать СГ от сети. Можно выделить следующие группы таких методов:

- 1) применение цифровых фильтров [3];
- 2) использование преобразования Хартли [4];
- 3) определение параметров СГ с помощью методов искусственного интеллекта [5].

Развитие и внедрение систем синхронизированных векторных измерений (СВИ) и теории цифровой обработки сигналов (ЦОС) привели к созданию класса методов определения параметров СГ на основе измерений и цифровой фильтрации. В частности, авторами работы [3] было предложено использование фильтра Калмана. Данный подход позволяет определить: коэффициент демпфирования, переходное реактивное сопротивление по продольной оси. В работе авторами указывается, что основной недостаток предложенного метода заключается в использовании в фильтре Калмана модели белого шума, которая недостаточно хорошо описывает шум в результатах реальных измерений. Также с проблемой работы с зашумлёнными данными столкнулись авторы работы [4], в которой для определения параметров СГ было использовано преобразование Хартли. Авторы указывают, что применимость предлагаемого ими метода ограничена сигналами, для которых значение коэффициента сигнал/шум достигает величины 50 и более.

Развитие математической статистики, нечёткой логики, а также теории оптимизации привели к созданию класса методов искусственного интеллекта, способных определять невыраженные зависимости в данных. Данный класс методов также нашёл применение при определении параметров СГ. Так, в работе [5] авторы использовали искусственную нейронную сеть (ИНС) в качестве обучающей выборки, для которой использовались результаты моделирования переходных процессов в модели, состоящей из 47 явнополюсных СГ. В результате ошибка определения параметров СГ на тестовой выборке составила от 0,5 до 29,2%. Основным недостатком применения ИНС связан с трудностью формирования обучающей выборки, а также необходимостью наличия эталонных значений параметров СГ в выборке. Применение в качестве эталонных значений паспортных данных может увеличивать погрешность в связи с изменением значений параметров в процессе эксплуатации СГ.

Анализ описанных выше методов определения параметров СГ по результатам измерений позволяет сделать следующие выводы:

- 1) на сегодняшний день не существует единственного универсального метода для определения параметров СГ;
- 2) существующие методы предъявляют высокие требования к набору исходных данных;
- 3) в имеющихся на сегодняшний день исследованиях недостаточно подробно проработана проблема определения параметров группы СГ;
- 4) методы определения параметров СГ предъявляют высокие требования к вычислительным ресурсам и не предназначены для работы в режиме реального времени.

В работах [6]–[8] было показано, что для задач противоаварийного и режимного управления режимом ЭЭС, а также диагностики технического состояния СМ доста-

точно использовать простую модель, которую можно назвать адаптивной моделью СМ. Для данной модели характерны следующие свойства:

- структура модели зависит от доступного набора результатов измерений входных параметров;
- математическое ядро адаптивной СМ представляет собой набор простых выражений, что даёт возможность использования в режиме реального времени;
- с помощью данной модели можно описать группу генераторов, энергорайон, узел двигательной нагрузки и внешний эквивалент ЭЭС.

### 1. Адаптивная модель синхронной машины

Использование адаптивной модели СМ позволяет определить следующие параметры СГ:

- индуктивные сопротивления по продольной оси  $X_d$  и по поперечной оси  $X_q$  для известного значения угла нагрузки СМ  $\Theta$ ;
- индуктивное сопротивление Потье СМ  $X_p$  для текущего режима работы при наличии необходимых для расчёта исходных данных [9, 10];
- момент инерции  $J$  вращающихся частей СМ и турбины (Т);
- удельную синхронизирующую электромагнитную мощность и удельный синхронизирующий момент СМ.

Для построения адаптивной модели СМ применяется следующая система допущений:

- вал между турбиной и СМ не скручивается;
- потери могут быть упрощённо определены пересчётом экспериментально определённых значений потерь для текущего режима работы СМ.

Для расчёта параметров СМ применяются уравнения адаптивной математической модели в соответствии с перечнем доступных исходных данных: номинальных данных оборудования, результатов измерений, размерности которых соответствуют системе СИ.

В основе адаптивной математической модели СМ лежит уравнение движения ротора:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} + \frac{\Omega^2}{2} \cdot \frac{dJ}{d\gamma} = M_T - M_{СМ}, \quad (1)$$

где  $J$  – момент инерции ротора [кг·м<sup>2</sup>];

$\frac{d\Omega}{dt}$  – первая производная угловой скорости вращения ротора  $\Omega$  по времени  $t$ ;

$t$  – время [с];

$\Omega$  – угловая скорость вращения ротора [рад/с];

$\frac{dJ}{d\gamma}$  – первая производная момента инерции ротора  $J$  по величине угла поворота

ротора  $\gamma$ ;

$\gamma$  – угол поворота ротора [рад];

$M_T$  – механический момент турбины [Н·м];

$M_{СМ}$  – механический момент СМ [Н·м].

При отсутствии измерений угловой скорости вращения ротора  $\Omega$  её величина рассчитывается по измерениям частоты системы  $f_s$  и измеренного или рассчитанного значения величины угла нагрузки СМ  $\Theta$ .

Для случая, когда принято, что  $J = \text{const}$ , производная  $\frac{dJ}{d\gamma} = 0$ , и уравнение движения для ротора СМ упрощается:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = M_T - M_{\text{СМ}}. \quad (2)$$

В качестве начального приближения может быть использована величина махового момента  $GD^2$  вращающихся масс, значение которого задаётся в технических условиях при проектировании, проверяется при проведении испытаний и указывается в номинальных параметрах СМ и турбин.

В таком случае момент инерции определяется следующим образом:

$$J = \frac{G[\text{кг}] \cdot (D[\text{м}])^2}{4} = \frac{G[\text{Н}] \cdot (D[\text{м}])^2}{4 \cdot g \left[ \frac{\text{м}}{\text{с}^2} \right]}, \quad (3)$$

где  $G$  – сила тяжести [кг] или [Н];

$D$  – эквивалентный диаметр вращающихся частей [м];

$g = 9,81$  – ускорение свободного падения [м/с<sup>2</sup>].

Известные величины потерь в СМ включая механические потери турбины для номинального режима работы могут быть пересчитаны для текущего режима работы СМ по известным соотношениям.

Если пренебречь величиной потерь мощности в СМ, то механический момент СМ определяется величиной активной электрической мощности и угловой скорости вращения ротора:

$$M_{\text{СМ}} = \frac{P_{\text{эл.мех.СМ}}}{\Omega} \approx \frac{P_{\text{эл.СМ}}}{\Omega}. \quad (4)$$

Активная электрическая мощность СМ  $P_{\text{эл.СМ}}$  может быть определена по результатам измерений электрического напряжения силы тока для фаз обмотки статора СМ  $a, b, c$ : мгновенных значений или действующих значений и соответствующих фазовых углов  $U_a \angle \varphi_{Ua}, U_b \angle \varphi_{Ub}, U_c \angle \varphi_{Uc}, I_a \angle \varphi_{Ia}, I_b \angle \varphi_{Ib}, I_c \angle \varphi_{Ic}$ .

Активная электрическая мощность СГ  $P_{\text{эл.СГ}}$  рассчитывается как сумма электрической мощности фаз  $a, b, c$ :

$$P_{\text{эл.СМ}} = P_{\text{эл.a}} + P_{\text{эл.b}} + P_{\text{эл.c}}. \quad (5)$$

При измерении действующих значений и фазовых углов напряжений и токов фаз обмотки статора для практически симметричных режимов можно применить однолинейную схему замещения.

Угол нагрузки СМ  $\Theta$  может быть рассчитан по выражению:

$$\Theta_{\text{расч}} = \arctg \left( \frac{I \cdot X_q + U \cdot \sin(\varphi)}{U \cdot \cos(\varphi)} \right) - \varphi, \quad (6)$$

где  $I$  – среднее для трёх фаз действующее значение тока обмотки статора [А];

$X_q$  – синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси СМ [Ом];

$U$  – среднее для трёх фаз действующее напряжение фазы обмотки статора [В];

$\varphi$  – угол нагрузки, т. е. угол между вектором напряжения и вектором тока для фаз обмотки статора.

Величины индуктивных сопротивлений СМ могут быть определены с использованием их номинальных значений или по результатам измерений мгновенных значений напряжений, токов, углового положения ротора и/или частоты вращения ротора.

При изменении режима работы СМ величины индуктивных сопротивлений будут изменяться вследствие изменения значений параметров пространственного распределения магнитного поля в СМ.

Для контроля измеряемых величин по уравнению угловой характеристики нагрузки СМ на основании полученных величин может быть выполнен расчёт  $P_{\text{эл.СМ}}(\Theta)$ :

$$P_{\text{эл.СМ}}(\Theta) = \underbrace{\frac{m \cdot E(I_f) \cdot U}{X_d} \cdot \sin(\Theta)}_{P_{\text{эл.СМ}}(\Theta)_{\text{Составляющая 1}}} + \underbrace{\frac{m \cdot U^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin(2 \cdot \Theta)}_{P_{\text{эл.СМ}}(\Theta)_{\text{Составляющая 2}}}, \quad (7)$$

где  $m$  – количество фаз обмотки статора;

$E(I_f)$  – ЭДС фазы обмотки статора в функции тока обмотки возбуждения;

$I_f$  – величина тока обмотки возбуждения;

$U$  – действующее значение напряжения фазы обмотки статора;

$X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси СМ;

$\Theta$  – угол нагрузки СМ;

$X_q$  – синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси СМ.

Для определения величины ЭДС  $E(I_f)$  используется характеристика холостого хода СМ в режиме генератора, определяемая экспериментально. При отсутствии данной информации характеристику холостого хода СМ можно заменить расчётной характеристикой или характеристикой определённой по нормальной характеристике холостого хода [11].

В стационарном режиме или для малого интервала времени динамического режима, если выполняется условие  $\frac{d\Omega}{dt} = 0$ , то момент турбины будет уравновешен моментом СМ:

$$M_{\text{Т расч}} = M_{\text{СМ}}. \quad (8)$$

Тогда, если известна величина момента турбины, величина эквивалентного момента инерции ротора СМ и турбины может быть получена из решения уравнения движения ротора (2):

$$J_{\text{расч}} = \frac{M_{\text{Т расч}} - M_{\text{СМ}}}{\frac{d\Omega}{dt}}. \quad (9)$$

При выполнении условий:

$$\frac{d\Omega}{dt} \neq 0, \quad M_T \neq M_{CM}, \quad (10)$$

из выражения (2) может быть получено выражение для момента турбины:

$$M_{T_{расч}} = M_{CM} + J \cdot \frac{d\Omega}{dt}. \quad (12)$$

Для апробации предложенной адаптивной модели СМ, в том числе адаптации алгоритма обработки данных к имеющимся в наличии результатам измерений, её параметры были определены с помощью реальных измерений, полученных для синхронного гидрогенератора (ГГ) во время ЭМПП в Единой энергосистеме (ЕЭС) России.

## 2. Пример расчёта

Для определения параметров адаптивной модели СМ была рассмотрена система:

- турбина с системой регулирования (Т);
- ГГ (полная номинальная мощность 370 МВ·А) с возбуждением по продольной оси и системой возбуждения;
- энергетическая система.

В формулах индекс «СМ» заменен на индекс «ГГ».

### 2.1. Исходные данные

В рассматриваемом примере отсутствуют измерения угловой скорости вращения ротора  $\Omega$  и угла нагрузки СМ  $\Theta$ . Величина угловой скорости вращения ротора  $\Omega$  рассчитывается по измерениям частоты системы  $f_s$  и рассчитанному значению величины угла нагрузки СМ  $\Theta_{расч}$ . Из-за отсутствия измерения угловой скорости вращения ротора  $\Omega$  для расчёта величины угла нагрузки СМ  $\Theta_{расч}$  принимается допущение о том, что индуктивность рассеяния фаз обмотки якоря и главные индуктивности обмотки якоря по продольной оси и по поперечной оси остаются неизменными. Их величины определяются по номинальным данным СМ.

В качестве исходных данных были использованы:

- паспортные данные турбины и ГГ. Потери мощности в ГГ не учитывались, так как в номинальных данных отсутствовала информация о величине потерь разных видов;
- измерения электрических параметров режима работы СГ и ЭЭС, следующие с шагом 0,02 с:
  - ♦ действующие значения и фазовые углы электрического напряжения фаз обмотки статора  $U_a \angle \varphi_{Ua}, U_b \angle \varphi_{Ub}, U_c \angle \varphi_{Uc}$ ;
  - ♦ действующие значения и фазовые углы силы тока фаз обмотки статора  $I_a \angle \varphi_{Ia}, I_b \angle \varphi_{Ib}, I_c \angle \varphi_{Ic}$ ;
- средние значения тока обмотки возбуждения  $I_f$ ;
- средние значения напряжения обмотки возбуждения  $U_f$ ;
- частота системы  $f_s$ .

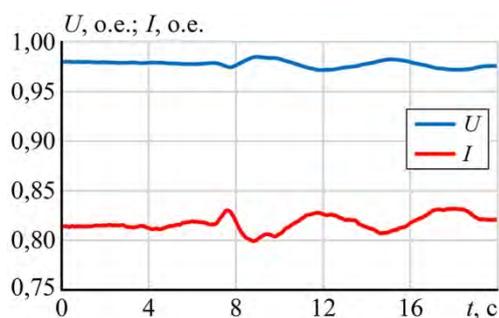
Генератор и турбина имеют маховые моменты  $GD^2$ , указываемые в номинальных параметрах:

- для ГГ:  $GD_{ГГ}^2 = 152\,000 \text{ [Т} \cdot \text{м}^2 \text{]};$
- для турбины:  $GD_T^2 = 7\,500 \text{ [Т} \cdot \text{м}^2 \text{]}.$

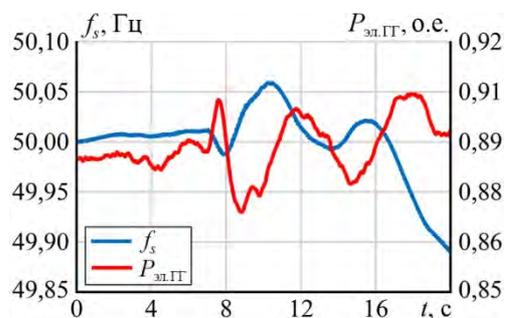
Результирующее значение момента инерции для махового момента  $GD_{ГГ}^2 + GD_T^2$ :

$$J = \frac{GD_{ГГ}^2 + GD_T^2}{4} = \frac{(152\,000 \text{ [Т} \cdot \text{м}^2 \text{]} + 7\,500 \text{ [Т} \cdot \text{м}^2 \text{]}) \cdot 1000}{4} = 39\,875\,000 \text{ [кг} \cdot \text{м}^2 \text{]}.$$

На рис. 1–4 приведены графики изменения во времени величин, используемых для определения параметров адаптивной модели СМ. Для тока возбуждения в качестве базового используется ток возбуждения холостого хода ГГ.



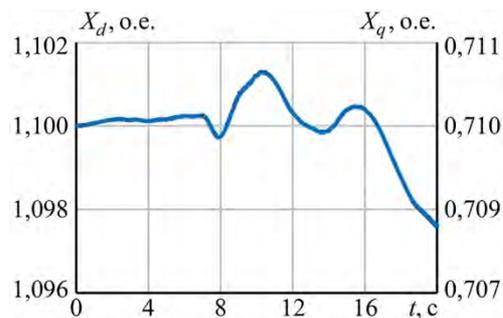
**Рис. 1.** График изменения средних для трёх фаз обмотки статора ГГ действующих значений напряжения  $U$  и силы тока  $I$



**Рис. 2.** Графики изменения частоты системы  $f_s$  и расчётного значения активной электрической мощности ГГ  $P_{эл.ГГ}$



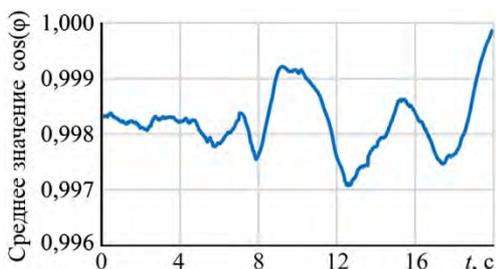
**Рис. 3.** Изменение величины силы тока обмотки возбуждения ГГ  $I_f$ , отнесённое к его номинальному значению



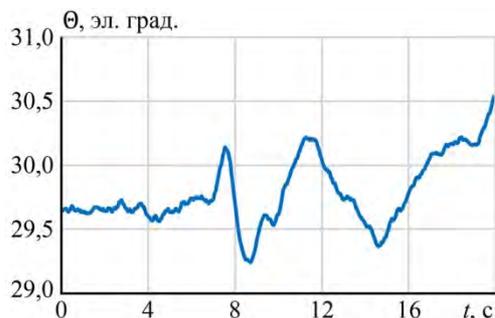
**Рис. 4.** График изменения величины индуктивных сопротивлений по продольной оси  $X_d$  и по поперечной оси  $X_q$

## 2.2. Определение параметров адаптивной модели СМ

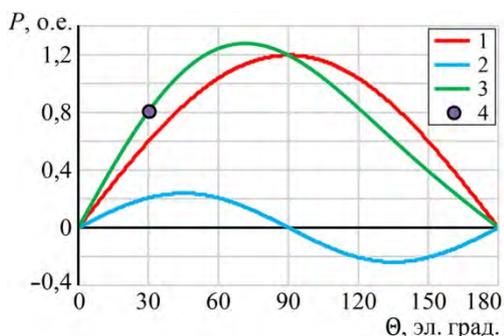
На рис. 5–14 приведены результаты расчётов определения параметров адаптивной модели СМ для приведённых выше исходных данных при допущении  $M_T = \text{const}$ .



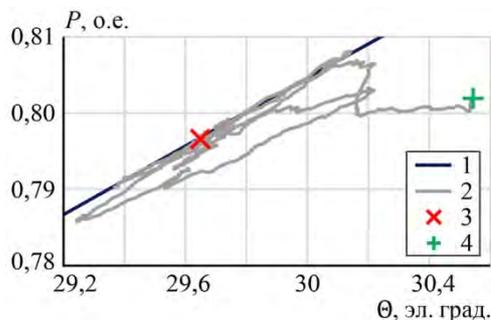
**Рис. 5.** Среднее значение косинуса для углов нагрузки фаз обмотки статора ГГ  $\varphi_a, \varphi_b, \varphi_c$



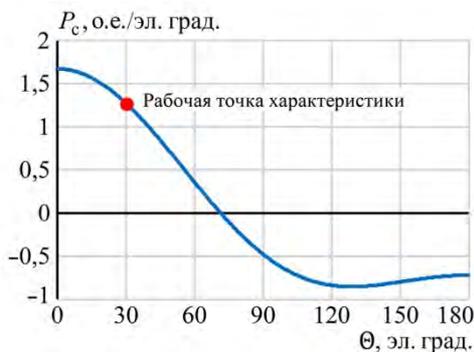
**Рис. 6.** Изменение во времени угла нагрузки SM  $\Theta_{расч}$



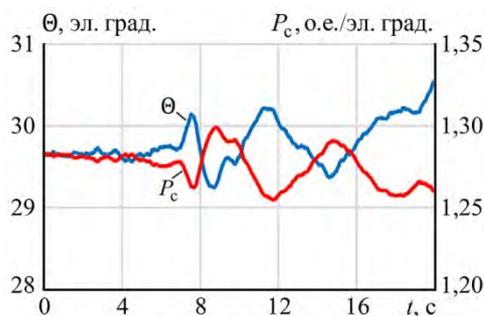
**Рис. 7.** Угловая характеристика нагрузки ГГ явнополюсной конструкции для текущего момента времени:  
 1 –  $P_{эл.ГГ}(\Theta)$  составляющая 1;  
 2 –  $P_{эл.ГГ}(\Theta)$  составляющая 2; 3 – угловая характеристика нагрузки ГГ явнополюсной конструкции  $P_{эл.ГГ}(\Theta)$ ;  
 4 – положение рабочей точки с координатами  $(P_{эл.ГГ}(\Theta_{расч}), \Theta_{расч})$



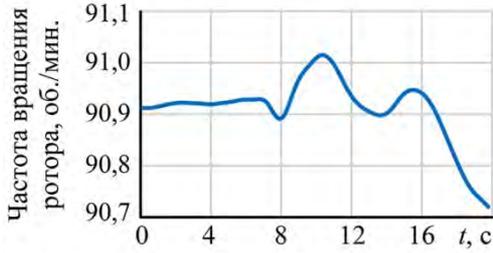
**Рис. 8.** Траектория движения рабочей точки: 1 – рассчитанная угловая характеристика нагрузки ГГ явнополюсной конструкции  $P_{эл.ГГ}(\Theta)$ ; 2 – траектория движения рабочей точки  $(P_{эл.ГГ}(\Theta_{расч}), \Theta_{расч})$ ; 3 – начальная точка траектории; 4 – конечная точка траектории



**Рис. 9.** Удельная синхронизирующая мощность ГГ в функции угла нагрузки SM  $\Theta$  для текущего момента времени и положение рабочей точки с координатами  $(P_c(\Theta_{расч}), \Theta_{расч})$



**Рис. 10.** Графики изменения удельной синхронизирующей мощности ГГ  $P_c(\Theta_{расч})$  и угла нагрузки SM  $\Theta_{расч}$  от времени

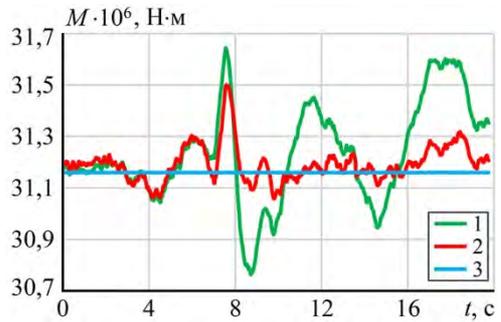


**Рис. 11.** Изменение во времени частоты вращения ротора, об/мин

Частота вращения ротора вычислена по результатам измерения электрической частоты энергосистемы  $f_s$  и рассчитанного значения величины угла нагрузки СМ.



**Рис. 12.** Номинальное и расчётные значения момента инерции вращающихся масс Т и ГГ. На правой оси масштаб приведён к соответствующему моменту инерции  $J$  времени ускорения блока  $T_j$

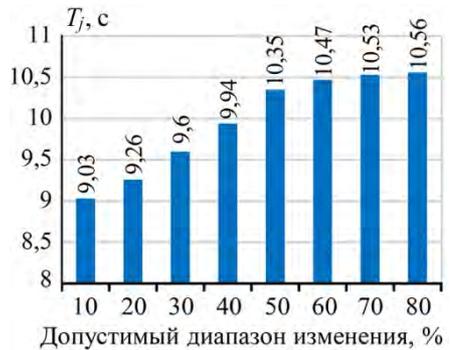


**Рис. 13.** Графики изменения момента для  $M_T = \text{const}$ : 1 – момента ГГ  $M_{ГГ}$ ; 2 – рассчитанного момента турбины  $M_{Т \text{ расч}}$  для  $J = J_{\text{ном}} = \text{const}$ ; 3 – рассчитанного момента турбины  $M_{Т \text{ расч}}$  для  $J = J_{\text{расч}}$

**2.3. Область применения адаптивной модели СМ**

Как было показано на рис. 12, на рассматриваемом участке значение номинальной величины времени ускорения блока, соответствующей моменту инерции, изменяется в широких диапазонах. Данные изменения связаны с вычислительными погрешностями при малых изменениях скорости движения ротора СМ в установившихся режимах. Физически изменение времени ускорения блока во время ЭМПЗ связано с изменением присоединённых масс, которые для ГГ соответствуют воде.

Для определения области применимости адаптивной модели СМ были рассмотрены диапазоны равномерного изменения скорости, соответствующие диапазонам изменения расчётного значения номинального времени ускорения  $\pm 10 - \pm 80\%$  от значения номинального времени ускорения, рассчитанного для  $J = J_{\text{ном}}$ . График зависимости постоянной времени инерции от допустимого диапазона её изменения представлен на рис. 14.



**Рис. 14.** Зависимость номинального времени ускорения блока от допустимого диапазона изменения

Как видно из рис. 14, значение номинального времени ускорения блока для рассматриваемого ЭМПП стабилизируется, начиная от значения  $\pm 50\%$  от значения, рассчитанного при  $J = J_{\text{ном}}$ . Таким образом, вычисленное значение постоянной времени инерции составляет 10,35 с.

### Выводы

В результате расчёта на основе данных ЭМПП получены значения момента инерции вращающихся масс турбины и СГ и номинального времени ускорения блока. Данные величины, будучи вычисленными в темпе процесса изменения режима работы ЭЭС, могут быть использованы для прогнозирования ЭМПП, выбора управляющих воздействий противоаварийной автоматики, включая по принципу «После», т. е. после возмущения, а также в оценке технического состояния СГ.

Представленные результаты получены для приведённого набора исходных данных. Необходима дальнейшая апробация адаптивной модели СМ для других результатов экспериментальных исследований на физической модели и в реальных условиях эксплуатации.

Вместе с тем, уже сейчас видно, что используемая сегодня как типовая величина шага дискретизации результатов измерений 0,02 с (частота дискретизации 50 Гц), ограничивает быстродействие определения параметров адаптивной СМ. Повышение частоты дискретизации первичных измерений, т. е. применение методов определения параметров электрического режима «внутри» периода, позволит сократить время адаптации математической модели.

Адаптивная модель СМ может быть обобщена (расширена) для представления комплексной нагрузки и внешнего эквивалента ЭЭС.

Применение адаптивной модели СМ может позволить изменить построение систем противоаварийного управления на основе применения параметров, определяемых в эксплуатационных режимах работы.

### Список литературы

1. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1985. – 536 с.
2. Kilgore L. A. Calculation of synchronous machine constants / L. A. Kilgore // AIEE Trans. – 1931. – Vol. 50. – pp. 1201–1214.
3. Application of extended Kalman filter techniques for dynamic model parameter calibration / Z. Huang, P. Du, D. Kosterev, B. Yang // Power & Energy Society General Meeting. – 2009. – pp. 1–8.
4. Synchronous machine parameter estimation using the Hartley series / J. J. R. Melgoza, G. T. Heydt, A. Keyhani, B. L. Agrawal, D. Selin // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2001. – Vol. 16, no. 1. – pp. 49–54
5. On line synchronous generator parameters estimation based on applying small disturbance on excitation system using ANN / M. Rahimpour, M. A. Talebi, H. A. Shayanfar and M. R. Azad Hosseini // IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. – 2009. – pp. 1–4.
6. Сравнение методов определения синхронизирующей мощности синхронной машины по результатам экспериментальных исследований на электродинамической

- модели / Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Мойсейченков А. Н. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015. – № 2 (73). – С. 72–82.
7. Comparing the techniques of defining the synchronous machine load angle / P. Y. Kovalenko / A. N. Moiseichenkov // Journal of Physics: Conference Series. – 2017. – Vol. 870(1). – 012013.
  8. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений / А. С. Бердин, А. С. Герасимов, Ю. П. Захаров, П. Ю. Коваленко, А. Н. Мойсейченков // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2013. – Т. 13. – № 2. – С. 62–68.
  9. ГОСТ 10169-77. Машины электрические трёхфазные синхронные. Методы испытаний : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 1978-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва : Издательство стандартов, 1984.
  10. ГОСТ Р МЭК 60034-4-2012. Машины электрические вращающиеся. Часть 4. Методы экспериментального определения параметров синхронных машин : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2014-06-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 17 с.
  11. Вольдек А. И. Электрические машины / А. И. Вольдек. – 3-е изд., перераб. – Ленинград : Энергия, 1978. – 832 с.

*Бердин Александр Сергеевич*, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).  
E-mail: berdin@nipt-ems.ru

*Герасимов Андрей Сергеевич*, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).  
E-mail: gerasimov@ntcees.ru

*Коваленко Павел Юрьевич*, канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. E-mail: p.kovalenko@alterosmart.com

*Мойсейченков Александр Николаевич*, канд. техн. наук, доцент кафедры электрических машин Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина.  
E-mail: a.n.moiseichenkov@urfu.ru

*Сенюк Михаил Дмитриевич*, программист отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»), аспирант кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина. E-mail: senyuk@nipt-ems.ru

УДК 621.311

Е. В. Машалов

## Использование символьных преобразований в реализации моделей оборудования для расчёта электромеханических переходных процессов

Эффективность программного обеспечения для моделирования электромеханических переходных процессов во многом зависит от актуальности и полноты библиотеки моделей оборудования. В работе рассматривается процесс автоматической реализации пользовательских моделей, заданных с помощью графического представления, текстового представления или их комбинации. Процесс основан на методах символьных преобразований алгебраических выражений, не требует навыков программирования и доступен для широкого круга технологов.

*Ключевые слова:* моделирование переходных процессов, математические модели оборудования, символьные преобразования, компьютерная алгебра, компиляция.

### Введение

Возможность самостоятельного создания технологами расчётных моделей оборудования с начала 2000-х годов стала одним из основных требований к программному обеспечению (ПО) для анализа электромеханических переходных процессов (ЭМП). Интенсивное развитие преобразовательной техники, совершенствование систем и технологий управления и растущие требования к повышению энергоэффективности приводят к тому, что ежегодно на рынке появляются десятки образцов нового оборудования. Зачастую характеристики такого оборудования существенно отличаются от характеристик, заложенных в традиционные расчётные модели. Эффективность подхода к поддержанию встроенной в ПО библиотеки моделей в актуальном состоянии силами разработчиков представляется невысокой, так как основная задача разработчиков состоит в развитии инфраструктуры ПО. Профессиональное сообщество пользователей ПО в большей степени погружено в тренды развития оборудования и мотивировано к получению достоверных результатов моделирования. Поэтому при наличии удобных и надёжных инструментов создания пользовательских моделей процесс актуализации библиотеки с более высоким качеством и с меньшими издержками решается непосредственно пользователями. Современные технологии коммуникаций позволяют организовать обмен результатами разработок моделей и неограниченный доступ к актуальной библиотеке.

Несмотря на то, что практически для всех инженерных направлений, в которых требуется моделирование процессов, существует, по крайней мере, один программный комплекс (а чаще всего доступно несколько вариантов), единого подхода к описанию пользовательских моделей не выработано. Одной из универсальных сред, которую можно считать де-факто стандартом, является Matlab/ Simulink [1]. Моделирование в Simulink ориентировано на графическое представление в виде схемы соединений блоков. Ещё одна широко распространённая среда Modelica [2] также претендует на максимальный охват направлений, но предлагает подход к моделированию на базе специального объектно-ориентированного языка. Параллельно с универсальными средами моделирования вполне успешно развивается

специализированное ПО, разработанное для конкретных направлений. Выбор такого ПО, очевидно, продиктован тем, что оно учитывает специфику и сложившуюся практику инженерной дисциплины, а также позволяет эффективно использовать особенности математического описания задачи. В большинстве случаев специализированное ПО обеспечивает приемлемый уровень функциональности вообще без необходимости создавать пользовательские модели за счёт параметризации встроенных и позволяет сосредоточиться непосредственно на анализе результатов.

К классу специализированного ПО для моделирования относятся и программные продукты для расчёта и анализа ЭМПП. Практически в каждом продукте имеются средства для создания пользовательских моделей, но и в этой, сравнительно узкой нише, единый подход к их представлению не сформирован. В частности, в EUROSTAG [3] и PSS@SINCAL [4] используются графические представления, в то время как в DigSILENT PowerFactory [5] предпочтение отдано языку программирования в текстовом формате.

Если рассмотреть более подробно процесс реализации пользовательской модели, т. е. её преобразование из представления, в котором она разрабатывается технологом, в представление, пригодное для включения в инфраструктуру ПО, то окажется, что графический и текстовый подходы к описанию модели в некоторой точке процесса реализации должны дать идентичные результаты. Таким образом, нет необходимости фиксировать тот или иной подход и, более того, есть возможность их сочетать. Пользователи с небольшим опытом обычно предпочитают графические инструменты создания моделей как более наглядные. По мере усложнения моделей часто более удобно воспользоваться текстовым описанием, так как графические схемы сравнительно простых выражений могут оказаться громоздкими. При серьезных изменениях в модели потребуются усилия для сохранения наглядности её изображения. Так как чаще всего редактирование модели выполняется для повышения детализации за счёт добавления новых блоков в уже существующие связи, значительную часть графического изображения приходится перестраивать.

В работе рассматривается процесс реализации пользовательских моделей, который позволяет выполнять инвариантные к способу представления исходных данных символьные преобразования и даёт возможность объединить графический и текстовый подходы к представлению разрабатываемых моделей.

### 1. Требования к пользовательским моделям

Перед тем как определить требования к процессу реализации пользовательских моделей, необходимо дать краткую характеристику решаемой задачи. Моделирование ЭМПП сводится к решению дифференциально-алгебраической системы уравнений вида:

$$\left. \begin{aligned} \dot{y}(t) &= f(x(t), y(t), t); \\ 0 &= g(x(t), y(t), t), \\ x(t_0) &= x_0, y(t_0) = y_0. \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где  $g$  и  $f$  – гладкие векторные функции.

Решение (1) формально состоит в нахождении функций  $x(t)$  и  $y(t)$  на интервале  $t \in [t_0; T_{end}]$ . Так как аналитическое решение (1) в большинстве случаев невозможно, используется численное решение, которое предусматривает замену дифференциальной части (1) конечно-разностными уравнениями и их пошаговое решение с помощью некоторого метода численного интегрирования. Метод интегрирования строит последовательность аппроксимаций  $z_n(t_n) = [y_n(t_n), x_n(t_n)]^T$ , удовлетворяющих условию:

$$\|z(t_n) - z_n(t_n)\| \leq \epsilon, \quad (2)$$

где  $z(t_n)$  – точное решение;

$z_n(t_n)$  – приближенное решение.

Последовательность  $z_n(t_n)$  определена в узлах нерегулярной сетки времени  $t_n$ ,  $n = 0, \dots, N_{end}$ ,  $t_{N_{end}} = T_{end}$ . Интервал  $h_n$  между точками времени  $t_{n-1}$  и  $t_n$  является шагом интегрирования  $h_n = t_n - t_{n-1}$  и определяется по условию (2). Кроме данного условия  $h_n$  выбирается для обработки дискретных изменений в (1), описание которых приведено ниже.

Система (1), формируемая для моделирования ЭМПП, как правило, является жёсткой. Определение жёсткости вводится в виде отношения максимального и минимального по модулям собственных чисел линеаризованной системы (1):  $\frac{|\operatorname{Re}(\lambda_{\max})|}{|\operatorname{Re}(\lambda_{\min})|}$ . Для моделей ЭМПП это отношение находится в пределах от нескольких сотен до тысяч, что классифицирует модели как жёсткие. Для решения жёстких задач эффективны неявные методы интегрирования, которые задают функциональную связь между  $y_{n-1}$  и  $y_n$  в виде  $F_I(y_n, y_{n-1}, h_n) = 0$ , где  $F_I$  – векторная функция, определяемая методом интегрирования. Для определения  $y_n$  требуется решение системы уравнений. Так как  $g$  и  $f$ , в общем случае, являются нелинейными, то для надёжного решения дискретизированной с помощью метода интегрирования (1) целесообразно использование ньютоновских методов, что требует расчёта матрицы частных производных от  $g$  и  $f$ .

Как уже было отмечено, в процессе решения задачи возможны дискретные изменения переменных состояния. Принято считать, что они связаны с наложением на модель возмущений, но в общем случае под дискретными изменениями следует понимать любые разрывы непрерывности  $g$  и  $f$ , а также их производных. Подавляющее большинство дискретных изменений вызвано ограничениями переменных и изменениями состояний логических элементов. В зависимости от типа дискретного изменения в некоторой точке  $t_d$  может потребоваться либо рестарт метода интегрирования с новыми начальными условиями  $z_d(t_d)$ , либо изменение структуры (1), вплоть до изменения размерности, с последующим рестартом. Дискретные изменения делятся на безусловные, для которых  $t_d$  известны заранее, и условные, для которых  $t_d$  необходимо определять в процессе интегрирования по определённому набору критериев.

Исходя из приведённых характеристик задачи, для решения системы (1) должен быть реализован следующий минимальный набор функций:

- расчёт начальных условий в точке  $t_0$ ;
- расчёт невязок уравнений;

- формирование матрицы частных производных;
- определение времени дискретного изменения  $t_d$ ;
- расчёт начальных условий интегрирования в точке дискретного изменения  $t_d$ .

Пользовательская модель является подсистемой (1), поэтому для нее должен быть реализован набор функций, идентичный набору для общей системы.

Если задача создать модель оборудования ставится перед разработчиком ПО, он начинает работу с того, что выполняет анализ заданной структурной схемы, формирует систему уравнений, после чего реализует программу с функциями, обеспечивающими взаимодействие модели с инфраструктурой ПО. Результатом работы является составная часть ПО. Для реализации пользовательской модели необходим аналогичный процесс с двумя отличиями: в процессе не участвует разработчик, и результат работы не включается непосредственно в ПО, а является внешним по отношению к нему модулем. В качестве последнего обычно используется модуль в машинном коде, соответствующих формату операционной системы (ОС). Для ОС Windows это модуль подключаемой динамической библиотеки – dll. Реализация функций пользовательской модели в машинном коде нивелирует технические различия между пользовательскими и встроенными в ПО моделями оборудования и обеспечивает максимальную производительность при выполнении расчётов.

Генерация машинного кода сама по себе является сложной задачей, и кроме того, при её решении необходимо учитывать особенности архитектуры вычислительной системы. Поэтому при реализации пользовательских моделей для генерации машинного кода применяются стандартные системы компиляции исполняемых модулей, для которых предварительно создаётся исходный текст программы пользовательской модели на одном из языков программирования общего назначения. В данном случае такой язык программирования называется промежуточным. На практике в большинстве случаев используются компиляторы C/C++ и Fortran. Автоматически сгенерированные программы на данных языках являются предпоследним этапом реализации пользовательской модели, предшествующим компиляции исполняемого модуля в машинном коде.

## 2. Представление модели в виде абстрактного синтаксического дерева

Рассмотрим характеристики графического и текстового представлений описания пользовательской модели. В качестве примера используется модель простейшего регулятора возбуждения сильного действия. Вариант текстового описания в виде системы уравнений приведен на рис.1.

---

```

Uf = limited_lag(Usum, Trv, Ufmin, Ufmax)
Usum = Ku * Vc + Kl1 * derlag(Vc, T1u) + lag(Vs, Tbch) - Klif *
derlag(I1, T1if)
Vs = Kf * Tf * derlag(Su, Tf) + Kl1 * derlag(Su, T1f)
Vc = Vref - Vg + Ig * Xc

```

---

Рис. 1. Листинг текстового представления модели АРВ-СД

Графическое представление модели в виде структурной схемы приведено рис. 2

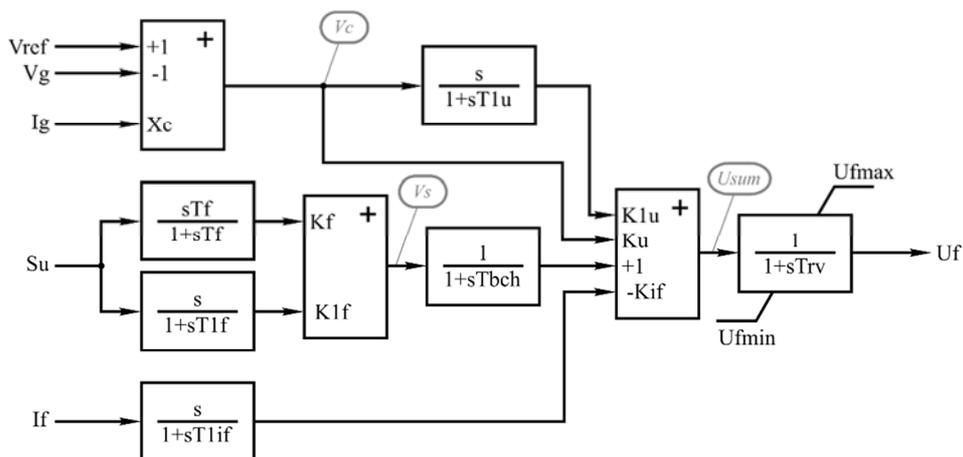


Рис. 2. Структурная схема АРВ-СД

В графическом и текстовом представлении используются функциональные блоки стандартных звеньев: апериодического (*lag*), реально-дифференцирующего (*derlag*) и апериодического с ограничениями (*limited\_lag*). Готовые стандартные звенья включаются в состав доступных пользователю функциональных блоков как для упрощения создания моделей, так и для того, чтобы применить в инфраструктуре ПО более эффективные реализации по сравнению с теми, которые стали бы результатом воспроизведения звеньев в виде отдельных дифференциальных уравнений. Кроме того, реализация блока в инфраструктуре ПО позволяет выполнять централизованное определение  $t_d$  условных дискретных изменений. При необходимости дифференциальные уравнения в явном виде могут быть заданы с помощью звена идеального интегратора.

С формальной точки зрения графическое представление модели соответствует направленному графу, в качестве узлов которого выступают функциональные блоки, а ребра задаются связями. По сравнению с обычным графом порядок перечисления ребер в узле имеет значение, так как функциональные блоки имеют позиционные аргументы, которые должны быть заданы в определённом порядке. Это накладывает некоторые ограничения на алгоритмы, используемые в реализации пользовательских моделей. Графическое представление пользовательских моделей оказывается более простым для реализации по сравнению с текстовым, так как порядок вычислений легко определить путём обхода графа от выходов ко входам, а корректность связей и параметров контролируется графическим редактором.

Создание пользовательской модели в текстовом представлении сводится к описанию системы уравнений с помощью общепринятых математических операторов и набора встроенных функций, включающих также звенья управления. Система уравнений должна связывать входные и выходные переменные. При этом предусматривается возможность использования внутренних переменных для структурирования системы или ввода обратных связей. Описание системы далеко от промежуточного языка, поэтому для реализации модели требуется его преобразование. Текстовое представление не так наглядно, как графическое, но при некотором навыке многократно ускоряет создание моделей. По крайней мере, текстовые редакторы сегодня остаются основным средством профессиональной разработки ПО,

и тенденций к переходу к графическим средам не просматривается. Следует подчеркнуть, что описание модели в текстовом представлении нельзя назвать программой в традиционном смысле этого термина. Программа задаёт последовательность действий, в то время как для системы уравнений последовательность решения не определена. Однако реализация модели должна представлять собой не что иное, как обычную императивную программу в виде исполняемого модуля, поэтому в процессе преобразований порядок вычислений должен быть определён.

Для преобразований исходных данных в текстовом формате широко используются так называемые парсеры<sup>1</sup> – программы, позволяющие выполнить лексический и синтаксический анализ исходного текста по заданному словарю и сформировать требуемую структуру данных для дальнейшей обработки. Практически все языки программирования так или иначе используют парсеры для генерации промежуточного кода из исходного текста. Существующие технологии разбора текста вполне могут быть применены и для анализа текстового представления системы уравнений модели. В процессе анализа исходного текстового представления выполняется контроль соблюдения заданных правил описания и выявление синтаксических ошибок. В результате анализа, как правило, генерируется древовидная структура, позволяющая выполнять требуемые преобразования путём манипуляций с деревом. Для представления системы уравнений пользовательской модели удобна структура в виде так называемого абстрактного синтаксического дерева (АСД). Узлами такого дерева являются операторы, а ребра задают взаимные зависимости операторов. Один из возможных вариантов преобразования в АСД текстового представления модели АРВ из примера показан на рис. 3.

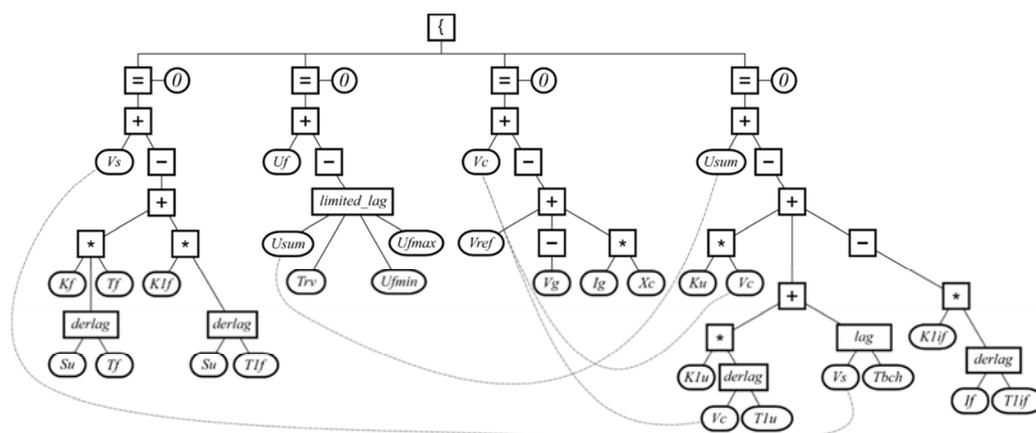


Рис. 3. АСД модели АРВ-СД

В общем случае данная структура не является деревом. Использование в качестве операндов функциональных блоков переменных превращает структуру в граф, который при наличии обратных связей привести к виду дерева невозможно. В случае, если выходных переменных несколько, структура превращается в лес. Традиционное использование термина «дерево» связано с тем, что структура является иерархической и определяет порядок связей узлов. Показанное на рисунке АСД

<sup>1</sup> Parse (англ.) – анализ, разбор.

является графом. Циклы по переменным системы показаны пунктирными линиями. Если ребра связей переменных не учитывать, то граф можно считать направленным от нижних узлов к верхним. Ребра связей переменных не имеют заданного направления, но его можно определить при условии, что отсутствуют обратные связи.

Корневой узел дерева, изображенный как  $\square$ , обозначает систему уравнений. Узлы с обозначениями  $\square$  представляют отдельные уравнения. Узел уравнения имеет два дочерних узла – левую и правую части. В АСД приняты уравнения вида  $f(x) = 0$ , поэтому если в правой части в процессе преобразований оказывается ненулевое выражение, оно переносится в левую часть уравнения с отрицательным знаком. Каждый узел уравнения может разрешать некоторую переменную модели.

Форма АСД для заданной системы уравнений не является единственной. Для АСД существует правило тождества, аналогичное правилу для математических выражений. Два АСД тождественны, если значения корневых узлов равны на всем множестве значений, входящих в них переменных в их областях определения. Сохраняя тождественность можно выполнять преобразования АСД с помощью манипуляций с поддеревьями, добиваясь от результирующих АСД определённых свойств. Все манипуляции такого рода выполняются на символьном уровне, т. е. с переменными, значения которых неизвестны. Тождественность сохраняется за счёт использования в преобразованиях правил алгебры и логики. АСД является удобной для этих преобразований структурой с алгоритмической точки зрения.

Приняв в качестве промежуточных переменных  $Vc$ ,  $Vs$  и  $Usum$  в точках, отмеченных в графическом представлении модели на рис. 2, путём обхода графа от выходов ко входам нетрудно получить АСД, идентичное рис. 3. Можно также получить тождественное приведённому на рис. 3 дерево путём преобразований произвольного варианта АСД графического представления. Таким образом, АСД можно использовать в качестве промежуточной информационной структуры, инвариантной по отношению к представлению пользовательской модели. Для её построения необходимо совместить анализ графа модели с разбором текстовых выражений. За счёт этого возможности описания пользовательской модели в графической форме могут быть существенно расширены. В частности, для входов и выходов стандартных функциональных блоков могут дополнительно задаваться выражения функций в текстовом представлении. Графическое представление модели при этом сохраняет компактность и наглядность, а у пользователя появляются практически неограниченные возможности расширения функциональности модели. Построение АСД при таком совмещенном подходе начинается с обхода графа модели с переходом к разбору текстовых выражений функций. Результаты разбора выражений включаются в АСД графа в виде поддеревьев.

После преобразования пользовательского представления модели в форму АСД начинается основной этап реализации модели, который включает в себя следующие операции:

- классификация переменных;
- контроль корректности исходной системы уравнений;
- упрощение математических выражений системы и оптимизация их вычислений;
- определение выражений для расчёта частных производных;
- определение порядка решения системы уравнений.

### 3. Символьные преобразования описания пользовательской модели

#### 3.1. Классификация переменных модели

Структурная схема или система уравнений является главной, но не единственной составляющей исходных данных для реализации пользовательской модели. Для включения модели в инфраструктуру ПО необходима дополнительная информация, к которой в, частности, относится описание переменных. С помощью именованных переменных организуется обмен данными между моделью и инфраструктурой ПО, а также с другими моделями, которые входят в систему (1). Кроме наименований в описание переменных включаются атрибуты, позволяющие разделить их на классы по определённым свойствам. Наиболее важным является атрибут константы. Переменные с данным атрибутом не могут изменяться в процессе расчёта и служат для получения исходных данных при инициализации модели и расчёте начальных условий. Кроме того, атрибут необходим для корректного формирования системы уравнений модели и определения порядка её решения. В рассматриваемом примере АРВ константами являются коэффициенты усиления, постоянные времени и ограничения.

Атрибуты переменных, явно определяющие их свойства, должны быть заданы в исходных данных модели. Но в процессе анализа АСД часть переменных может получить атрибут константы неявно. Например, поддерево АСД, в котором в качестве переменных выступают только константы и численные значения, является константным. Если такое поддерево АСД разрешает переменную состояния, то она также будет являться константой. Определение неявного атрибута константы влияет на структуру системы уравнений модели. Очевидно, что количество уравнений должно равняться количеству неизвестных переменных. Классификация одной из переменных состояния как константы требует исключения одного из уравнений. Если равенство количества переменных и уравнений сохраняется, то такое исключение сокращает объём вычислений. Однако в некоторых случаях неявное определение переменной в качестве константы может привести к разрешению нескольких уравнений и в этом случае система становится недоопределённой. В такой ситуации процесс реализации модели должен быть завершён с соответствующим сообщением об ошибке в исходных данных.

Переменные, не относящиеся к константам, являются переменными состояниями и в свою очередь разделяются на внутренние и внешние. Внутренние переменные разрешаются уравнениями модели. Внешние переменные являются ссылками на внутренние переменные других моделей. В примере внешними по отношению к модели АРВ являются переменные состояния генератора  $Su$ ,  $Vg$ ,  $Ig$  и  $If$  – скольжение, напряжение на выводах, токи статора и ротора соответственно. В свою очередь внутренняя переменная  $Uf$  будет интерпретирована как внешняя в модели возбудителя генератора.

Для переменных состояний, которые не относятся к константам, существует промежуточный класс так называемых дискретных переменных. К нему относятся переменные, значения которых могут изменяться только при дискретных изменениях в системе уравнений. В их число входят, например, переменные выходных значений логических элементов. При изменении состояния логического элемента

инфраструктура ПО должна выполнить процедуру обработки разрыва непрерывности в системе уравнений путём рестарта метода интегрирования с определением новых начальных условий, в том числе и новых значений дискретных переменных. В интервале времени между разрывами дискретная переменная имеет постоянное значение. Таким образом, дискретные переменные не имеет смысла включать в систему уравнений модели, считая их значения в процессе интегрирования константами. Расчёт значений дискретных переменных выполняется только при инициализации и в процедуре обработки разрыва. Определение дискретных переменных выполняется по принципу, схожему с неявным определением констант: если поддерево АСД разрешает некоторую переменную и содержит в качестве переменных только константы и дискретные переменные, то разрешаемая переменная является дискретной.

Переменные состояния, не отнесённые к дискретным, являются обычными непрерывными переменными и разрешаются системой уравнений модели в составе системы (1). На рис. 4 представлена упрощённая классификация переменных с указанием способа отнесения к каждому из классов. Следует отметить, что переменные не разделяются на дифференциальные и алгебраические, что связано с используемой схемой интегрирования, основанной на методе Гира [6].

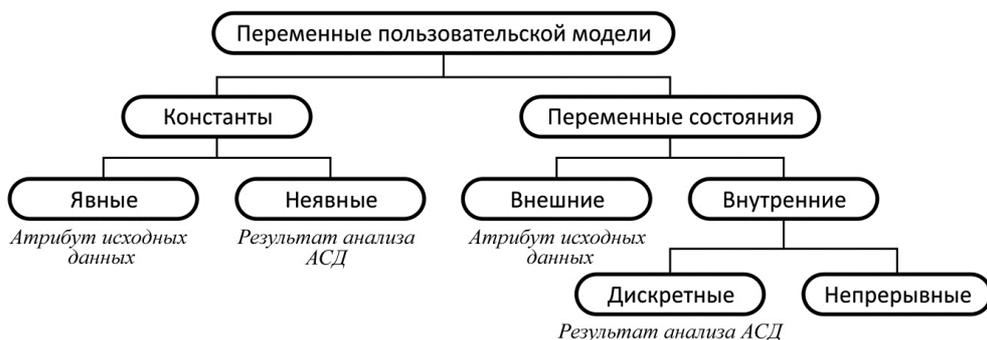


Рис. 4. Классификация переменных пользовательской модели

### 3.2. Контроль корректности исходной системы уравнений

В процессе реализации пользовательской модели можно выделить две фазы контроля корректности исходных данных. Первая фаза предназначена для выявления ошибок, препятствующих корректной генерации АСД по графическому или текстовому представлению. В графическом представлении исходных данных модели множество функциональных блоков, соответствующих узлам АСД, определено, поэтому необходим только контроль допустимости топологии: отсутствие неподключенных входов и выходов, направление связей от выходов ко входам и т. п. Для того чтобы подготовить к генерации АСД текстовое представление, необходимо предварительно выполнить разбор текста и убедиться в отсутствии синтаксических ошибок, большинство из которых не позволяет установить не только корректные связи между узлами АСД, но и собственно множество узлов АСД.

Если АСД сгенерировано, контроль может переходить ко второй фазе, позволяющей выявить ошибки описания семантического характера. Вторая фаза не зависит от способа представления модели, так как использует только АСД и результаты

классификации переменных. Эта информация позволяет выполнить проверку узлов АСД, получивших атрибут константы. В частности, АСД позволяет убедиться в том, что те аргументы функциональных блоков, которые должны быть заданы константами, определяются константным поддеревом. Так как в текстовом представлении нет ограничений на структуру уравнений, возможна ситуация, в которой уравнение явно или косвенно приводит к изменению значения переменной с атрибутом константы. Обнаружение такого рода ошибок также выполняется с помощью АСД.

Если дочерние узлы некоторого узла АСД могут быть вычислены по заданным константам, появляется возможность проверить результат на соответствие области допустимых значений узла уже в процессе реализации модели. К таким узлам относятся, например, деление, извлечение квадратного корня, обратные тригонометрические функции, функциональные блоки с ограничениями. Диагностика ошибок в константных выражениях, безусловно, не даёт гарантии, что модель будет работать корректно при любых значениях исходных данных, но позволяет обнаружить ошибки, которые от исходных данных не зависят и неизбежно возникнут в процессе расчёта.

### **3.3. Упрощение математических выражений системы и оптимизация их вычислений**

Возможности представления математических выражений в древовидной структуре широко используются в системах компьютерной алгебры [7]. Область применения таких систем выходит далеко за рамки упрощения математических выражений и, в основном, сосредоточена на решении задач в общем виде, вплоть до автоматизированного доказательства теорем. Элементы технологии тождественных преобразований выражений востребованы в оптимизирующих системах трансляции программного кода, к которым можно отнести и рассматриваемую систему реализации пользовательских моделей. Упрощение выражений в системах компьютерной алгебры выступает в качестве утилитарной функции и предназначено для вывода результатов в компактном общепринятом виде. Универсального определения результата упрощения выражения не существует, поэтому предлагается как минимум два варианта: в виде разложения на множители (например,  $(a + b)(a - b)$ ) или в виде полинома  $(a^2 - b^2)$ . В контексте рассматриваемого применения для реализации модели термин «упрощение» приобретает более чёткий смысл и означает вычисление выражения с наименьшими затратами. Если каждому узлу АСД поставить в соответствие численный индикатор затрат на выполнение операции, то можно определить общие затраты на разрешение АСД. Задача упрощения сводится к поиску тождественного АСД с минимальными общими затратами. Учитывая, что затраты на операцию умножения и тем более возведения в степень выше, чем на операцию сложения, для рассмотренной в примере разности квадратов результатом упрощения будет  $(a + b)(a - b)$ .

Тождественные преобразования АСД выполняются по определённому набору правил  $r_i$ , образующих множество  $R$ . Правило  $r_i$  представляет собой тождество, в левой части которого задаётся АСД исходного образца, а в правой – АСД тождественного преобразования. Например, правило для разности квадратов имеет вид, показанный на рис. 5.

В силу того, что правила задают тождества, они являются реверсивными, т.е. могут быть применены для преобразований из левого АСД в правое и наоборот. Для того чтобы применить правило, необходимо найти в исходном АСД фрагмент, соответствующий образцу АСД части правила, и заменить его на АСД оппозитной части правила. При этом как при поиске, так и при замене необходимо учитывать, что в качестве аргументов правил могут выступать любые поддеревья исходного АСД. В рассматриваемом примере эти поддеревья обозначены  $a$  и  $b$ . Таким образом, правила могут применяться не только к переменным выражениям, но к подвыражениям.

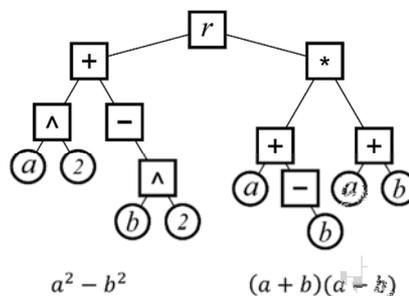


Рис. 5. Тождества разности квадратов в форме АСД

Поиск поддерева образца правила в АСД может выполняться рекурсивно сверху вниз

или снизу вверх. Более эффективным для крупных АСД является поиск снизу вверх, но для него требуется предварительная обработка дерева. Так как АСД в процессе применения правил изменяется, обработку приходится повторять, поэтому в данной работе поиск образцов выполняется сверху вниз. При поиске приходится учитывать перестановки аргументов во вложенных узлах АСД. Например, операция сложения с тремя слагаемыми даёт 6 перестановок, каждую из которых необходимо проверить на соответствие образцу. Кроме того, некоторые операции в АСД являются эквивалентными, например – возведение в степень и последовательное умножение. Для сокращения затрат при поиске образцов правил АСД модифицируется следующим образом:

- 1) все коммутативные бинарные операторы заменяются на  $-$ -арные. При этом поддерево последовательных однотипных бинарных операторов заменяется на один узел оператора с  $n$  дочерних узлов;
- 2) узлы вычитания заменяются на узлы сложения с унарным минусом;
- 3) узлы деления заменяются на узлы умножения. Выражение делителя заключается в оператор возведения в степень « $-1$ »;
- 4) дочерние узлы сортируются в определённом порядке, что приводит АСД к так называемой канонической форме.

Модификации 1, 2 и 3 позволяют исключить операции вычитания и деления и уменьшают высоту АСД, что упрощает сравнение поддеревьев и снижает требуемую глубину поиска. Модификация 4 позволяет отказаться от анализа перестановок при поиске правил, так как все дочерние узлы будут находиться в строго определённом порядке. Перед генерацией реализации модели на промежуточном языке модификации 2 и 3 могут быть отменены путём преобразования в исходные операции по дополнительным правилам, которые вводятся в  $R$  на завершающей стадии упрощения системы.

Для оптимизации системы уравнений в множество правил  $R$  входят элементарные правила алгебры (переместительные и сочетательные законы и закон распределения), правила сложения с нулем и умножения с нулем и единицей, тождества со степенями, тригонометрические и логарифмические тождества. Так как в про-

цессе оптимизации могут быть определены неявно заданные константы, в правила также входят вычисления узлов АСД по численным аргументам. Если может быть получено численное значение узла, он вместе с поддеревом исключается из АСД и заменяется численным значением. Общее количество используемых правил составляет около пятидесяти. Все правила подготавливаются в модифицированной форме АСД.

Особенностью оптимизации выражений, используемой в данной работе, является то, что она выполняется не в отношении отдельных уравнений, а в отношении системы уравнений в целом. При оптимизации выполняется поиск повторяющихся подвыражений, их выделение в отдельное уравнение и замена найденных выражений на переменную с помощью правила подстановки. Нормализация уравнений в форме  $f(x) = 0$  позволяет отказаться от использования правил, которые должны работать с обеими частями уравнения, такими как логарифмирование или возведение в степень. Кроме того, такая форма записи уравнений упрощает генерацию выражений для частных производных и определение порядка решения уравнений.

Упрощение и оптимизация выражений в системе уравнений предусматривает последовательное применение правил с контролем снижения затрат на вычисление. Задача о том, в каком порядке и какие правила применять, чтобы добиться минимума затрат, не имеет однозначного решения и в большинстве случаев решается путём перебора. Решение данной задачи затрудняется тем, что последовательность, которая приводит к форме системы с минимальными вычислительными затратами, включает промежуточные формы с затратами более высокими по сравнению с исходной формой. Поэтому при решении нет возможности использовать индикаторы, указывающие оптимальную последовательность. Кроме того, также как и в большинстве задач поиска глобального минимума решение может быть достигнуто полным перебором всех возможных комбинаций, что даже для небольших систем и сжатого набора правил на практике неприменимо. Для задачи упрощения и оптимизации выражений системы уравнений в данной работе были опробованы два подхода. Оба не гарантируют определение глобального минимума затрат, но позволяют существенно снизить затраты (если это возможно) за приемлемое время обработки исходных данных.

Первый подход предусматривает разделение  $R$  на два подмножества:  $R_1$  и  $R_2$ . В подмножество  $R_1$  входят правила, порождающие полиномиальную форму выражений, а в  $R_2$  – факторизованную.  $R_1$  и  $R_2$  последовательно применяются к исходной системе до тех пор, пока вычислительные затраты не перестанут снижаться. Такой подход сходен с тем, который применяется при упрощении выражений «вручную». Сначала все выражения разворачиваются путём раскрытия скобок, затем делается попытка привести подобные, определить общие множители и выполнить сокращения. Подход позволяет сократить вычислительные затраты в основном за счёт того, что в процессе циклического применения  $R_1$  и  $R_2$  часть узлов АСД преобразуется в константы.

Второй подход является более общим и основан на поиске пути в графе  $G(F, T)$ , где  $F$  – тождественные формы упрощаемой системы,  $T$  – преобразования, выполняемые по правилам  $R$ . В качестве основы алгоритма поиска используется  $A^*$  [8]. Оригинальный алгоритм предназначен для поиска кратчайшего пути между задан-

ными узлами во взвешенном графе и используется, например, для построения маршрутов на плоских картах. Отличие от задачи упрощения системы состоит в том, что целевой узел не задан в исходных данных и его нужно определить по минимуму затрат. Отличительной особенностью  $A^*$  является то, что он сохраняет все пути от исходного узла до целевого. Это позволяет отслеживать изменение затрат и отсекал пути, на которых затраты не убывают. Алгоритм, по сути, выполняет упорядоченный перебор, и, если не использовать отсечение путей, он позволит найти глобальный минимум затрат. Однако затраты времени на его исполнение будут экспоненциальными. Способами снижения затрат времени являются эвристическое отсечение «тупиковых» путей и ограничение глубины просматриваемых путей.

Практические исследования показывают, что в большинстве случаев первый подход позволяет получить приемлемый результат. Второй подход задействуется опционально, так как является более затратным, но в некоторых случаях позволяет существенно снизить вычислительные затраты по сравнению с исходной системой за счёт того, что способен «преодолеть» резкий рост оценки вычислительных затрат на начальных стадиях упрощения системы и определить оптимальный порядок применения правил для их снижения.

Необходимо отметить, что цель упрощения выражений системы уравнений пользовательской модели состоит не только в снижении вычислительных затрат, но и в дополнительной проверке совместности заданной системы. В процессе упрощения может возникнуть ситуация, в которой зависимые уравнения будут исключены, но количество переменных останется неизменным. Поэтому в процессе упрощения дополнительно выполняется контроль корректности системы по приведённым в разделе 3.2 правилам.

#### 3.4. Определение выражений для расчёта частных производных

На данном этапе реализации пользовательской модели система уравнений приведена к окончательному варианту с наименьшими вычислительными затратами и подготовлена для стыковки с инфраструктурой ПО. Для решения системы уравнений модели в составе (1) необходимо формирование блока матрицы частных производных. Для моделей, реализуемых разработчиком ПО, данный этап выполняется вручную по заданной системе уравнений. Для реализации пользовательской модели формирование выражений для расчёта частных производных должно быть полностью автоматическим.

Задача определения выражений для расчёта частных производных решается с помощью символьных преобразований с использованием АСД системы уравнений. Дифференцирование выполняется аналитически и исключает погрешности численного дифференцирования при расчёте ЭМПП. Формирование выражений для расчёта частных производных выполняется с помощью шаблонных правил  $d_i$ , образующих множество правил дифференцирования  $D$ . Правила определены для каждого из типов узлов АСД. В качестве примера на рис. 6 приведено правило для формирования частной производной узла возведения в степень.

Если для каждого из типов узлов АСД задано правило дифференцирования и определено правило дифференцирования сложной функции, то может быть получено АСД системы уравнений частных производных, в которой каждое уравнение отнесено к элементу матрицы Якоби пользовательской модели. Поскольку резуль-

тирующая система частных производных также будет представлена в форме АСД, к ней можно применить те же правила упрощения и оптимизации, которые были описаны в разделе 3.3. Практическое использование символического дифференцирования сложных функций показало, что некоторые выражения для частных производных оказываются достаточно громоздкими и содержат повторяющиеся в системе подвыражения. Правила упрощения и оптимизации позволяют обнаружить такие подвыражения и выделить их в отдельные уравнения, что существенно снижает вычислительные затраты на расчёт частных производных.

Так как оптимизация выражений для расчёта частных производных так или иначе выполняется за счёт ввода дополнительных уравнений для повторяющихся подвыражений, был рассмотрен вариант с предварительным преобразованием АСД системы уравнений модели в так называемое операторное дерево. В операторном дереве каждому исходному узлу ставится в соответствие промежуточная переменная  $s_i$ :

$$s_i = op_i(s, z), \quad (3)$$

где  $s$  – вектор промежуточных переменных;  $z$  – вектор переменных системы уравнений;  $op_i$  – функция, определяемая узлом АСД.

В операторном дереве сложные функции отсутствуют, поэтому для расчёта частных производных могут быть использованы только правила дифференцирования. Выражения, полученные по таким правилам, сравнительно компактны и вычислительные затраты на расчёт частных производных, чаще всего, оказываются ниже по сравнению с оптимизированными выражениями для сложных функций. Безусловно, снижение вычислительных затрат достигается за счёт увеличения количества уравнений в системе. Однако в данной работе для решения системы линейных уравнений (СЛУ) с матрицей частных производных используется разложение матрицы в блочную треугольную форму [9]. Данная форма строится путём асимметричного упорядочивания СЛУ таким образом, чтобы ненулевые значения были сосредоточены над диагональю, в свою очередь свободной от нулей. После упорядочивания на диагонали остаются блоки, каждый из которых в процессе решения СЛУ подвергается LU-разложению с частичным выбором управляющего элемента. Решение СЛУ сводится к обратной подстановке в блочном виде. Перевод дерева в операторный вид увеличивает размерность решаемой системы, но не приводит к возникновению блоков на диагонали, так как все  $s_i$  разрешимы относительно  $op_i$ , а (3) можно трактовать не как равенство, а как присваивание. Таким образом, добавление уравнений, связанное с переводом дерева в операторный вид, эквивалентно вводу промежуточных переменных в вычисление частных производных и его влияние на производительность решения СЛУ и (1) пренебрежимо мало.

Операторный вид дерева также обладает определённым преимуществом, которое позволяет для каждой операции в системе уравнений пользовательской модели получить в процессе расчёта ЭМПП результат в виде  $s_i(t_n)$ . Такая возможность

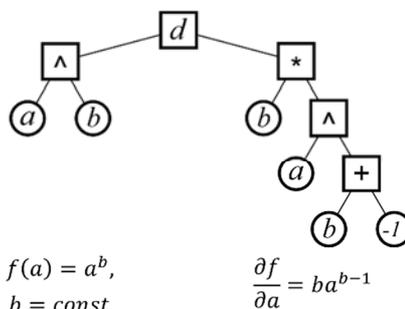


Рис. 6. Правило дифференцирования степенной функции в форме АСД

весьма полезна для углубленного анализа работы пользовательской модели в процессе её создания и отладки. Также необходимо отметить, что инструмент автоматического дифференцирования оказывает значительную поддержку в процессе создания модели традиционным способом – силами разработчика ПО, так как исключает работу по ручному формированию нескольких десятков или сотен выражений.

### 3.5. Определение порядка решения системы уравнений

Непосредственно для решения системы уравнений пользовательской модели определять порядок решения необходимости нет. Однако на общую производительность расчёта ЭМПП оказывает положительное влияние предварительное упорядочивание уравнений системы в блочную треугольную форму. Это снижает затраты на упорядочивание полной системы (1) в инфраструктуре ПО. Вопрос о порядке решения возникает в задаче расчёта начальных условий в точках  $z_0(t_0)$  и  $z_d(t_d)$ . При реализации модели силами разработчика исходная система подвергается анализу, на основании которого формируется порядок определения начальных условий для всех функциональных блоков и переменных модели. Если в модели отсутствуют обратные связи, этот порядок сводится к последовательности присваиваний, обычно в направлении от выхода ко входам. При наличии обратных связей в последовательность включается решение подсистем уравнений, в общем случае нелинейных. В большинстве случаев последовательности для определения начальных условий при  $t_0$  и при  $t_d$  совпадают. Различия состоят лишь в том, что при  $t_0$  принимается

$$\frac{df}{dt}(t_0) = \frac{dg}{dt}(t_0) = 0, \quad (4)$$

в то время как для  $t_d$  это условие не выполняется, но значения производных при  $t_{d-}$  (до точки разрыва) известны. Как правило, дифференциальные переменные считаются непрерывными

$$\dot{y}(t_{d-}) = \dot{y}(t_{d+}), \quad (5)$$

что даёт возможность определить  $x(t_{d+})$ .

Значительно усложняет задачу определения начальных условий наличие в модели элементов с постоянными интегрирования, значения которых определяются с помощью сложной логики. Например, инициализация ПИД-контроллера или реализация безударного управления по этому закону [10] в зависимости от заданных коэффициентов может потребовать отказа от (5) и не позволяет определить начальные условия в общем виде. В этом случае требуется дополнение исходных данных пользовательской модели так называемой схемой инициализации, которая явно задаёт выражения для определения начальных условий.

В простейших случаях, когда в (1) не описаны нелинейные обратные связи и не используется сложная логика, определяющая постоянные интегрирования, схема инициализации может быть построена автоматически путём анализа исходной системы. Так как для решения этой задачи используется АСД в операторном виде, достаточным условием является наличие обратной функции  $op^{inv}$  к оператору  $op$ , позволяющее разрешить переменную из уравнения узла АСД. Возможность разрешить уравнение относительно некоторой переменной определяется исходя из классификации переменных, описанной в разделе 3.1, и текущего состава уже разре-

шённых переменных. Для определения порядка разрешения уравнений может быть применён алгоритм поиска сильно связанных компонент в графе  $G(V, E)$ , где  $V$  – переменные состояния,  $E$  – уравнения. Одним из наиболее эффективных является алгоритм Тарьяна [11].

Если в исходной системе присутствуют обратные связи, то упорядочивание уравнений в виде простой последовательности вычислений становится невозможным. Обратные связи образуют так называемые алгебраические циклы, для разрешения которых требуется решение системы уравнений. В этом случае алгоритм упорядочивания выбирает переменную, которая позволяет разрешить наибольшее количество уравнений цикла, и продолжает упорядочивание уравнений так, как будто эта переменная разрешена. Если для уравнения такой переменной существует обратная функция, переменная вводится в систему уравнений цикла с помощью подстановки. Данный приём не гарантирует решение системы уравнений, но позволят упорядочить систему уравнений так, что она приобретает блочную треугольную форму с диагональными блоками минимального размера. Таким образом, исходная система уже в процессе реализации приобретает вид, не требующий дополнительного упорядочивания в инфраструктуре ПО для решения (1).

Если алгоритм упорядочивания справляется с задачей разрешения всех переменных, пользовательская модель может быть преобразована в программу на промежуточном языке. В противном случае алгоритм выдаёт список переменных и уравнений, которые разрешить не удалось, и пользователь на основании этой информации должен дополнить исходные данные модели необходимыми уравнениями инициализации. Основной причиной того, что не все переменные состояния удаётся разрешить, является отсутствие обратных функций для узлов АСД или функций, используемых для подстановок переменных. В этом случае простейший способ разрешения переменной состоит в явном указании выражения для расчёта её значения в начальных условиях.

Расширение возможностей алгоритмов определения начальных условий является предметом дальнейших исследований. Наличие алгебраических циклов само по себе не является проблемой, так как они разрешимы в виде системы уравнений. Основные проблемы при решении (1) в точках  $t_0$  и  $t_d$  связаны с неоднозначностью определения постоянных интегрирования и состояний логических элементов. Для получения единственного допустимого решения системы требуется учёт дополнительных исходных данных. Одним из возможных вариантов является ввод в состав функциональных блоков готовых реализаций сложных логических элементов. Более универсальный подход предусматривает ввод дополнительных данных за счёт расширения представлений модели. В качестве вариантов расширения можно рассматривать описания сети Петри или конечного автомата.

### **Полученные результаты и выводы**

Рассмотренный процесс реализации пользовательских моделей положен в основу специального компилятора, вошедшего в состав экспериментального ПО для анализа ЭМПП. В качестве исходных данных компилятор принимает граф структурной схемы модели, текстовое описание системы уравнений или комбинированное описание, состоящее из графа с дополнительными уравнениями для функциональных блоков. Компилятор поддерживает более 50 функциональных блоков и

позволяет генерировать текст на промежуточном языке для последующей трансляции в машинный код. В качестве промежуточного языка используется C++17. Результатом работы компилятора является подключаемая динамическая библиотека с реализацией функций, необходимых для работы модели в инфраструктуре ПО. С помощью компилятора реализуются не только модели оборудования, но и модели противоаварийной автоматики и сценариев расчёта ЭМПП.

Использование символьных преобразований позволяет практически полностью автоматизировать реализацию пользовательских моделей оборудования для расчёта ЭМПП. В процессе реализации символьные преобразования предоставляют возможность оптимизировать модели для повышения производительности расчётов и обеспечивают расширенную диагностику ошибок в описаниях моделей. Исходными данными пользовательских моделей могут являться графическое представление, текстовое представление или их комбинация, что позволяет совместить качества различных подходов к моделированию без необходимости привлечения разработчиков ПО.

### Список литературы

1. Simulink – Simulation and Model-Based Design // [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com): [сайт]. – 2020. – URL: <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>
2. Modelica Language Documents // [modelica.org](http://modelica.org): [сайт]. – 2020. – URL: <https://modelica.org/documents>
3. Flexible and secure modeling // [www.eurostag.be](http://www.eurostag.be): [сайт]. – 2020. – URL: <http://www.eurostag.be/en/products/eurostag/features/flexible-and-secure/flexible-secure/>
4. PSS SINCAL Platform // [www.simtec-gmbh.at](http://www.simtec-gmbh.at): [сайт]. – 2020. – URL: [http://www.simtec-gmbh.at/sites\\_en/platform.asp](http://www.simtec-gmbh.at/sites_en/platform.asp)
5. Francisco Gonzalez-Longatt JLRT, editor. Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory. Springer International Publishing AG, 2018.
6. Gear C. W. The Simultaneous Numerical Solution Of Differential – Algebraic Equations SLAC-PUB-0723. // IEEE Trans.Circuits Theory. – 1971. – No. 18. – pp. 85–95.
7. Joachim von zur Gathen J.G. Modern Computer Algebra. 3rd ed. Cambridge University Press, 2013.
8. Pearl J. Heuristics: Intelligent Search Strategies for Computer Problem Solving. Addison-Wesley Pub, 1984.
9. Sparse Matrix Methods for Circuit Simulation Problems / A. Timothy, E. P. N. Davis // Scientific Computing in Electrical Engineering. Springer. – 2012. – pp. 3–14.
10. Davide Fabozzi S.W.B.W.F.V. Semi-implicit Formulation of Proportional-integral Controller Block with Non-windup Limiter According to IEEE Standard 421.5-2016 // Proceedings Of IREP'2017 Symposium, 2017.
11. Sedgewick R. Algorithms / R. Sedgewick // Pearson Education. – 2011. – 4th ed.

*Машалов Евгений Владимирович*, канд. техн. наук, начальник отдела автоматизации управления режимами энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).  
E-mail: [mashalov@nipt-ems.ru](mailto:mashalov@nipt-ems.ru)

УДК 621.311

С. А. Абакумов, А. В. Виштитбеев, С. Е. Гаязов, Д. Н. Саввин,  
Е. А. Надобная, Е. И. Эрекайкин

## **Автоматизированный расчёт уставок устройств релейной защиты и определение минимального состава генерирующего оборудования в ПВК «АРУ РЗА»**

Описаны основные требования, предъявляемые к программному комплексу, предназначенному для решения задачи определения минимального состава генерирующего оборудования по условиям правильного функционирования устройств релейной защиты. Также в статье описываются инструменты автоматизации процесса выбора уставок и анализа срабатывания релейной защиты. Показано, как данные требования реализованы в модулях в составе программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики (ПВК «АРУ РЗА»). Подробно описана работа модулей, входные и выходные данные, преимущества разработанных модулей.

*Ключевые слова:* программно-вычислительный комплекс, расчёт токов короткого замыкания, релейная защита и автоматика, уставки РЗА, анализ срабатывания, резервирование защит, минимальный состав генерирующего оборудования, автоматизированный расчёт уставок.

### **Введение**

Одной из важнейших задач в сфере релейной защиты является расчёт уставок. Благодаря корректному выбору уставок защит различные повреждения в электрической сети оперативно локализуются, тем самым предотвращается дальнейшее развитие аварии. Всё оборудование, предназначенное для производства, передачи и распределения электрической энергии, требует установки устройств релейной защиты, и, как следствие, – расчёта их уставок. Неправильный расчёт уставок влечёт за собой выход из строя дорогостоящего электрооборудования вследствие отказа, не срабатывания, либо неселективного срабатывания устройств релейной защиты в аварийных ситуациях.

В современных условиях из-за масштабов энергосистем и высоких требований к точности результатов расчётов решение данных задач невозможно без автоматизации. Тем не менее, расчёт аварийных параметров трудоёмок даже с применением современных ПВК – в связи с большим количеством элементов электрической сети и необходимостью учёта множества режимов работы сети. Специалист должен оперировать огромными объёмами информации для корректного расчёта уставок релейной защиты, а также грамотно анализировать большое количество выходной информации. Более того, анализ данной информации не может быть полным без проверки чувствительности защит с выбранными уставками в наиболее тяжёлых, с точки зрения устройств РЗА, режимах работы энергосистемы. Все эти факторы учитываются при развитии ПВК «АРУ РЗА» [1, 2].

Для корректного выбора необходимых настроек устройств релейной защиты специалисту требуется рассмотреть множество различных режимов работы системы, чтобы выбрать из них один определяющий. Также специалисту необходимо учитывать одновременно функционирование не только рассматриваемой защиты, но и других защит, которые могут оказать влияние на срабатывание или несраба-

тывание рассматриваемой защиты. С учётом данной особенности, процесс расчёта уставок релейной защиты в больших разветвлённых сетях представляет из себя сложную и трудоёмкую задачу. При аналитическом решении задачи специалист, как правило, руководствуется собственным опытом, прогнозируя, какой режим для каждой защиты будет минимальным или максимальным. Зачастую даже опытный специалист не может определить, какой именно из режимов будет определяющим, без проведения большого количества расчётов. При данном подходе не рассматриваются все возможные состояния системы, что может привести к упущению рассмотрения необходимого режима, и, как следствие – неправильному выбору уставок. Для автоматизации данного процесса разработан модуль в составе ПВК «АРУ РЗА» – модуль автоматизированного расчёта уставок (модуль «АРУ»).

Для оценки соответствия выбранных устройств релейной защиты и их уставок необходимо рассмотреть поведение защит при возникновении всех возможных аварийных ситуаций. Для решения этой задачи в ПВК «АРУ РЗА» был разработан специализированный модуль, позволяющий определять состояние любой выбранной защиты (группы защит) в произвольный момент времени в зависимости от аварийной ситуации – модуль проверки чувствительности и анализа срабатывания устройств релейной защиты (модуль «МАС»).

Также перед специалистами нередко стоит задача определения состава генерирующего оборудования, чтобы иметь представление, как поведут себя устройства релейной защиты при проведении ремонтных работ на объектах генерации, или в режимах с внеплановыми отключениями генерирующего оборудования. Для этого требуется рассмотреть множество режимов и сделать выводы о их допустимости или недопустимости. Для автоматизации решения данной задачи в ПВК «АРУ РЗА» был разработан специализированный модуль, позволяющий определять, сохранится ли чувствительная и селективная работа любой выбранной защиты (группы защит) в зависимости от состава генерирующего оборудования – модуль определения минимального состава генерирующего оборудования (модуль «МСГО»).

### **Модуль автоматизированного расчёта уставок защит с относительной селективностью – АРУ**

Принципы построения систем защит энергетических систем построены на широком использовании устройств релейной защиты с относительной селективностью. Относительная селективность подразумевает, что зона защиты устройства может намеренно или путём формирования режима выходить за рамки объекта сети, на котором установлено данное устройство. Это значит, что защита сети своим поведением в каждом режиме может оказывать влияние на работу других устройств релейной защиты.

Модуль АРУ предназначен для автоматического расчёта уставок защит с относительной селективностью одновременно по нескольким условиям, заданным пользователем. Расчётные условия, сформированные модулем, основываются на языке задания команд на расчёт модуля «К.У.Р.С.», который также является компонентом ПВК «АРУ РЗА». Функционал модуля значительно упрощает процесс расчёта уставок защит, а также позволяет осуществлять проверку чувствительности рассчитанных защит и сохранять полученные уставки в фонд РЗА. Выбор уставок осу-

ществляется по условиям отстройки и согласования с защитами. При этом необходимые параметры для расчёта программа выбирает автоматически. Например, рассматривая условие согласования со смежными защитами, модуль автоматически проанализирует смежные элементы по отношению к месту установки защиты и сформирует необходимые файлы заданий на расчёт.

Работа с модулем АРУ начинается с задания исходных данных, необходимых для расчёта. В первую очередь добавляются необходимые защиты, затем добавляются необходимые расчётные условия.

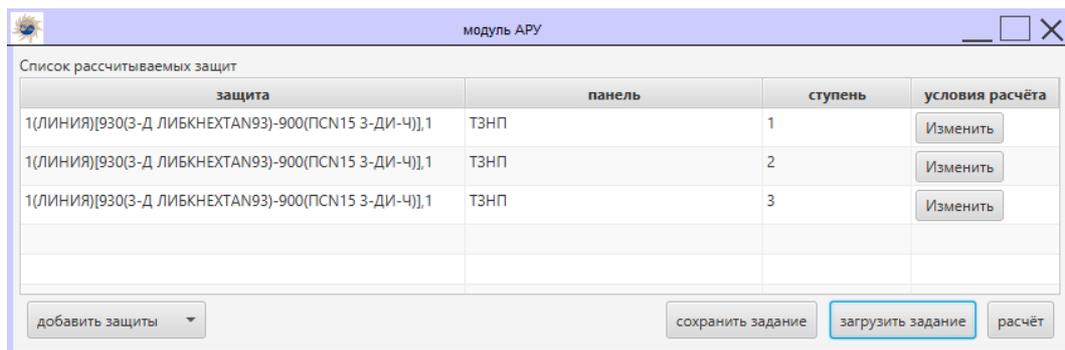


Рис. 1. Первое окно модуля автоматизированного расчёта уставок

Модуль позволяет задавать следующие расчётные условия:

#### 1. Согласование:

- По вееру 1 пояс – команда производит поиск конца зоны срабатывания защиты Б (ЗАЩ Б) и в точке конца зоны срабатывания производит расчёт уставки для защиты А (ЗАЩ А), при этом в качестве защиты Б автоматически указывается защита первого пояса, а также автоматически подставляется узел начала и элемент, по которому будет перемещаться точка КЗ;
- По вееру произвольно – аналогично указанному выше, но номер защиты Б, а также узел начала и элемент поиска заполняются пользователем вручную;
- Каскад – команда производит расчёт уставки защиты А (ЗАЩ А) по условию согласования с защитой Б (ЗАЩ Б) в каскаде;
- Повреждение в узле – команда производит расчёт уставки защиты А (ЗАЩ А) по условию согласования с защитой Б (ЗАЩ Б) при установке повреждения в точке. Команда производит вывод на грань срабатывания защиты Б.

#### 2. Отстройка:

- КЗ в конце линии – команда производит расчёт уставки защиты по условию отстройки от КЗ в указанной точке (в узле или в промежуточной точке ветви);
- Произвольная отстройка – аналогично указанному выше, но режим формируется пользователем с использованием команд К.У.Р.С.

При выборе расчётного условия откроется дополнительное окно с составленным автоматически приказом на языке модуля К. У.Р.С., данный приказ может быть отредактирован пользователем, а также при необходимости в поле «подрезимов» можно задать необходимые коммутации, используя язык К.У.Р.С.

Для упрощения процесса задания подрежимов предусмотрен блок генерации подрежимов. Данная возможность позволяет для расчётного условия рассмотреть

все возможные сочетания состояний режимов. Элементы, заданные в поле «Номера манипулируемых элементов», будут поочерёдно отключаться для создания соответствующих подрежимов. Также можно задавать максимальное и минимальное количество одновременно отключаемых в подрежиме элементов с помощью соответствующих полей. Для генерации приказа на создание подрежимов требуется нажать на кнопку «сформировать подрежимы». Данная функция значительно упрощает составление списка подрежимов.

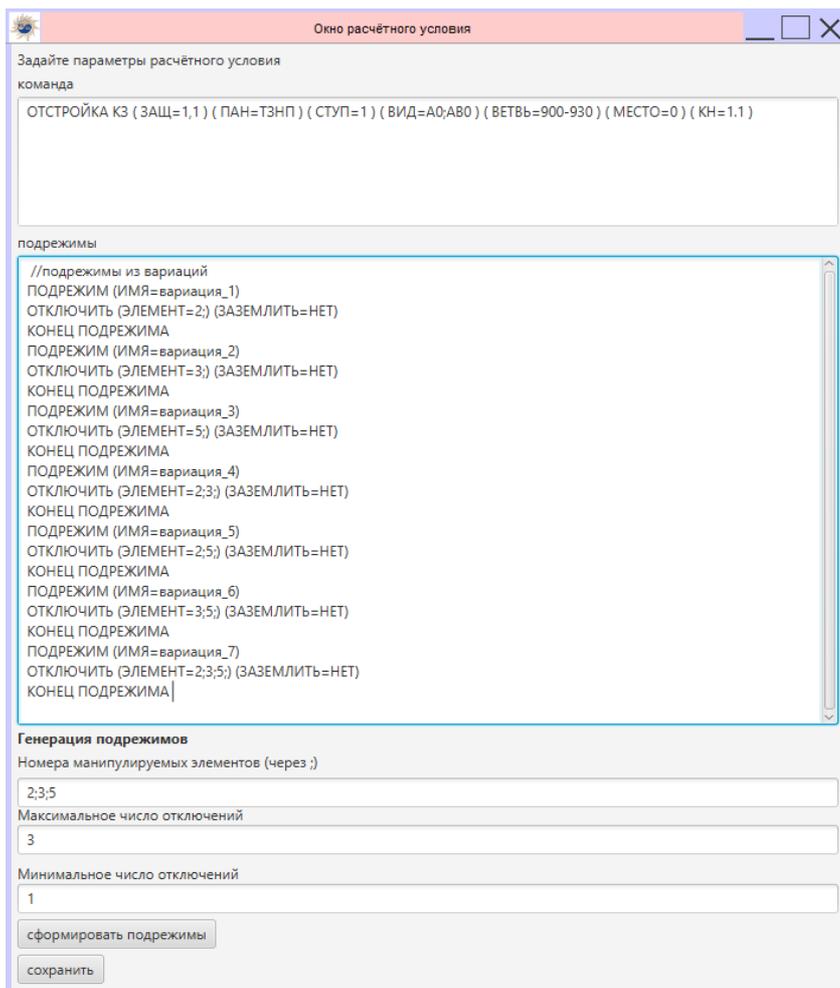


Рис. 2. Окно расчётного условия с автоматически сгенерированными подрежимами

После задания всех необходимых расчётных условий и нажатия на кнопку «расчёт» открывается второе окно модуля АРУ, которое содержит все результаты расчёта. В данном окне можно рассчитать коэффициент чувствительности выбранной защиты в заданных условиях. Для расчёта чувствительности требуется задать точки, в которых будет проверяться чувствительность, также с помощью открытия дополнительного окна с составленным автоматически приказом на языке К.У.Р.С., предназначенным для проверки чувствительности в конце защищаемой линии. В случае недостаточной чувствительности пользователь имеет возможность анализа недопустимых режимов.

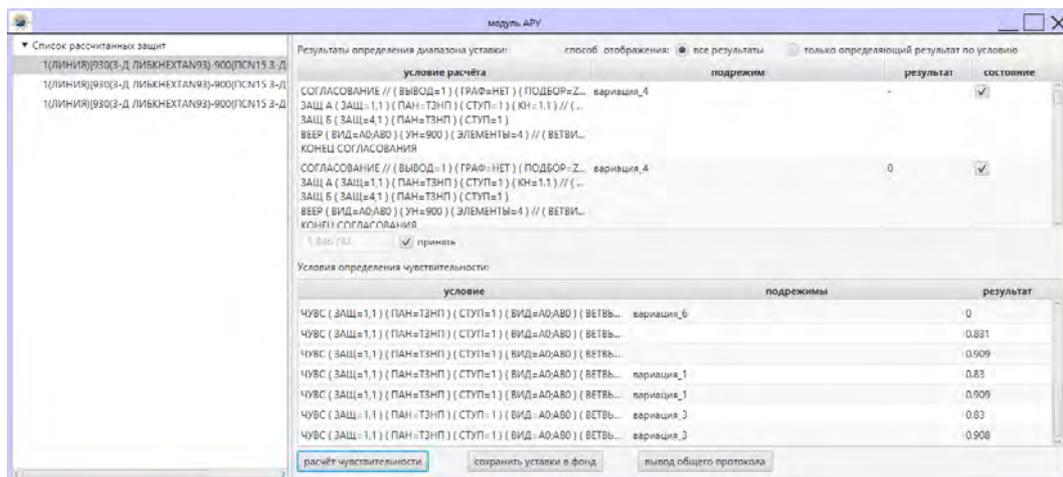


Рис. 3. Второе окно модуля автоматизированного расчёта уставок с произведённым расчётом чувствительности

Для удобства пользователя в данном окне имеются различные способы отображения результатов расчёта и вывода протоколов. Данная функция позволяет пользователю формировать необходимую в зависимости от поставленных задач документацию. При удовлетворительном коэффициенте чувствительности можно сохранить полученные уставки в фонд РЗА, нажав на кнопку «сохранить уставки в фонд».

Преимущество работы с данным модулем заключается в одновременном расчёте множества расчётных условий и подрежимов и автоматическом анализе результатов расчёта. Таким образом, работая с данным модулем, имеется возможность выбора параметров срабатывания устройств РЗА с учётом всего спектра возможных условий, влияющих на выбор уставки.

### Модуль анализа срабатывания защит – МАС

Правильность выбора уставок защиты не может быть однозначно подтверждена, если для защиты соблюдаются все необходимые условия по чувствительности в требуемых точках. Важно иметь полное представление, каким именно образом и в какой последовательности будут действовать защиты при моделировании реального повреждения в сети с реальным нормальным режимом.

Модуль функционирует следующим образом [3]. Для начала работы с модулем необходимо задать на сети начальные расчётные условия: установить повреждения и задать любые необходимые коммутации. При этом количество повреждений и защит в замере может быть произвольным. Модуль производит расчёт дерева событий, построенного на основании времен срабатывания защит, добавленных в замер. В каждый момент времени для каждой ступени защиты из выбранного списка производится расчёт коэффициентов чувствительности, в соответствии с которым определяется состояние защиты в каждый момент времени путём сравнения с требуемым значением коэффициента чувствительности. Пользователь имеет возможность изменять требуемый коэффициент чувствительности в диалоговом окне модуля. В модуле имеется возможность моделировать отказ ступеней защиты, отказ всей панели, отказ всего комплекта защит, что удобно при анализе резервирования защиты. Пользователю доступна также функция создания различных вариантов

развития аварий. Данная функция может быть полезна, например, при наличии близких времен срабатывания защит.

При прохождении итерации защита может производить модификации на сети, а именно отключение заданной ветви со стороны узла, указанного пользователем в фонде РЗА. Все производимые модулем коммутации отображаются на схеме. Также пользователь в каждый момент времени в графическом редакторе может редактировать режим сети, например, моделировать различные варианты развития аварии во времени, либо добавлять дополнительные коммутации.

В работе модуля для определения состояния защит учитывается не только чувствительность по уставке, но и чувствительность по дополнительным условиям. Для токовых защит дополнительно имеется возможность учёта чувствительности реле мощности и реле напряжения (для защит с пуском по напряжению). Для дистанционных защит учитывается чувствительность по току точной работы и устройства блокировки от качаний. Набор коэффициентов чувствительности для каждой защиты индивидуален. Состояние ступени в каждый момент времени определяется в соответствии с коэффициентом, определённым среди всех доступных условий. Среди всех фактических коэффициентов для анализа выбирается наиболее подходящий из доступного перечня коэффициентов чувствительности и выделяется знаком «\*».

Каждая ступень защиты может иметь следующие состояния:

- 1) «не чувс.» – расчётный коэффициент чувствительности оказался меньше требуемого. Программа делает вывод о том, что данная ступень защиты не чувствует повреждение с требуемым коэффициентом чувствительности;
- 2) «отсчёт вв.» – расчётный коэффициент чувствительности больше или равен требуемому. Защита начинает отсчёт выдержки времени. В каждый следующий момент времени проверяется удержание защиты в модифицированной сети;
- 3) «отказ» – отказ защиты. Отказ задаётся пользователем путём вызова соответствующей функции из контекстного меню строки таблицы;
- 4) «откл.» – защита сработала и отключила ветвь со стороны установки защиты. Защита принимает данное состояние в случае, если расчётный коэффициент чувствительности оказался больше требуемого, а выдержка времени либо равна 0, либо стала меньше времени с момента, когда защита почувствовала повреждение;
- 5) «сброшена вв.» – сброшен отсчёт выдержки времени в результате срабатывания другой защиты;
- 6) «откл. ненормат.» – защита сработала, но коэффициент чувствительности меньше нормативного.

Окончанием расчёта является состояние изолированности повреждения, либо отсутствие изменений состояний защит в будущие моменты времени. В результате окончания расчёта пользователь имеет возможность сформировать протокол. В протоколе отображается результат расчёта каждой итерации с отображением параметров повреждений на сети и коммутаций.

В результате окончания расчёта (рис. 4) все защиты, находящиеся в замере, должны иметь одно из четырёх состояний:

- 1) не чувствует повреждение;
- 2) защита сработала и отключила ветвь со стороны установки;

- 3) защита сработала и отключила ветвь со стороны установки при коэффициенте чувствительности меньше нормативного;
- 4) защита не сработала вследствие сброса выдержки времени.

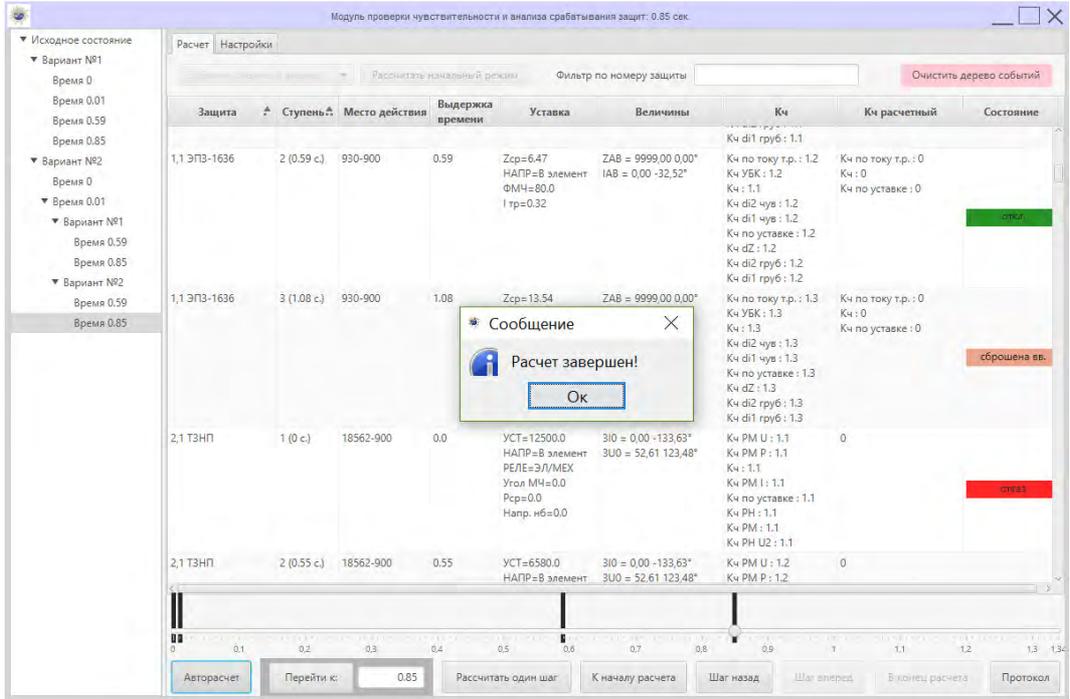


Рис. 4. Окно модуля анализа срабатывания при завершении расчёта

Модуль анализа срабатывания устройств релейной защиты с относительной селективностью позволяет видеть процесс локализации повреждения в каждый момент времени и делать вывод о правильности выбора уставок и времён срабатывания ступеней защиты.

### Модуль определения минимального состава генерирующего оборудования – МСГО

При выводе в ремонт генерирующих блоков в системе изменяется токораспределение. Наибольшее влияние такое изменение состояния сети оказывает на защиты, находящиеся в электрической близости к объектам отключения.

Логика работы модуля МСГО заключается в построении вариаций одновременных отключений генерирующих блоков и дополнительных элементов сети и расчёта для каждой итерации чувствительности и селективности действия рассматриваемых защит. Для формирования режимов, наиболее приближенных к реальности, и исключения лишних режимов доступны настройки максимального и минимального числа одновременно отключаемых блоков. Например, при задании номеров элементов: 1, 2 и 3, максимального числа одновременно отключаемых блоков равного 2 и минимального числа равного 1, модуль построит следующие вариации отключений блоков: 1; 2; 3; 1 и 2; 2 и 3; 3 и 1. При этом алгоритм исключает повторения с целью расчёта только уникальных вариаций. Основываясь на результатах расчётов модуля, можно сделать вывод о допустимости или недопустимости какого-либо режима.

Работа с модулем МСГО начинается с задания исходных данных, необходимых для расчёта. В первую очередь указываются номера элементов электрической сети, представляющих собой блоки генератор + трансформатор, в соответствующее поле «Список рассматриваемых блоков (номера элементов)». Затем, при необходимости, указываются дополнительно манипулируемые элементы в соответствующем поле. Далее добавляются необходимые защиты. Для каждой защиты можно задать множество точек проверки чувствительности и зоны срабатываний.

защита	панель	ступень	точки чувствительности	зона действия
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ТЗНП	1	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	АВО элем.: 3
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ТЗНП	2	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ТЗНП	3	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ДЗ-503	1	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ДЗ-503	2	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	
3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900...	ДЗ-503	3	Зам. АО 900(ПСН15 З-ДИ-Ч)	

Рис. 5. Окно модуля определения минимального состава генерирующего оборудования

При добавлении точки проверки чувствительности в дополнительном окне требуется задать повреждение, при котором будет проверяться коэффициент чувствительности защиты, на языке модуля К.У.Р.С., а также требуемый коэффициент чувствительности в соответствующие поля.

При добавлении зоны конца срабатывания в дополнительном окне требуется задать номера элементов, на которых будет производиться поиск зоны конца срабатывания, а также тип повреждения, при котором будет производиться поиск зоны конца срабатывания, в соответствующие поля. Логика работы данной функции аналогична команде «СОГЛАСОВАНИЕ» модуля К.У.Р.С.

При необходимости при добавлении расчётных условий можно задать дополнительные коммутации и подрежимы, которые будут применены только к рассматриваемому условию. Также имеется возможность задания начального режима сети.

По результатам выполнения расчёта модуль формирует результаты расчёта в диалоговом режиме, где в табличном виде будет представлен список всех рассчитанных вариаций с обозначением допустимости или недопустимости данного режима. В целях компактности и наглядности данная таблица реализована с помощью представления типа «дерево». По умолчанию открывается лишь список режимов с указанием их допустимости или недопустимости, а далее пользователь вручную может развернуть результаты расчёта и просмотреть выполнение необходимых условий для каждой интересующей ступени каждой защиты. Также пользователь может вывести протокол интересующего его расчёта.

№	защита	вариация	режим	результат	комментарии
1	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ТЗНП ступ. 1	10		недопустимый режим	
	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ТЗНП ступ. 2			условия не соблюдены	
	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ТЗНП ступ. 3			условия не соблюдены	
	чувствительность	Зам. А0 900(ПСН15 3-ДИ-0)		условия соблюдены	$K_{\text{н}} = 2,708 > 1$
2	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ДЗ-503 ступ. 1	20		условия не соблюдены	
	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ДЗ-503 ступ. 2			условия не соблюдены	
	3[901(ПСН16ВОЛ-СЕВ)-900(ПСН15 3-ДИ-0)1 ДЗ-503 ступ. 3			условия не соблюдены	
3		3		недопустимый режим	

Рис. 6. Второе окно модуля определения минимального состава генерирующего оборудования с результатами расчёта

## Заключение

С целью снижения количества рутинных однотипных операций модуль автоматизированного расчёта уставок предоставляет функционал для удобного одновременного расчёта всех требуемых условий и, что немаловажно, автоматического выбора необходимых уставок на основании всех результатов расчёта. При этом, верификация результатов расчёта и сохранение уставок в фонд РЗА остаются в зоне ответственности пользователя.

Модуль анализа срабатывания защит позволяет произвести анализ корректности выбора уставок и времён срабатывания ступеней при одновременном анализе множества защит. Исследование поведения установленной в электрической сети релейной защиты в условиях множества аварий, действий противоаварийной автоматики, постоянных изменений выдержек времени РЗ и возможных отказов каких-либо ступеней защит является одной из ключевых задач, решаемых специалистами РЗА, с которой прекрасно справляется разработанный модуль анализа срабатывания защит в ПВК «АРУ РЗА».

Модуль определения минимального состава генерирующего оборудования позволяет определить состояния защит в каждом из возможных состояний сети, сформированных на основании моделирования одновременного отключения генерирующих блоков. Благодаря разработанному модулю пользователь может сделать вывод о допустимости рассматриваемого режима и выдать дополнительные рекомендации в случае необходимости.

Рассмотренные модули, находящиеся в составе ПВК «АРУ РЗА», позволяют на основе большого количества входных данных проводить полный автоматизированный анализ действия защит сети с высокой скоростью расчёта и информативностью получаемых результатов, имеющих удобную форму представления для последующей работы с ними.

Важным достоинством разработанных и описанных выше модулей (АРУ, МАС, МСГО) является существенная экономия рабочего времени за счёт автоматизации

рутинных процессов и действий пользователя, а также связанное с этим снижение вероятности ошибок при расчёте и выборе уставок. Также разработанные модули позволяют работать с расчётными случаями, в которых большое количество необходимых для анализа и рассмотрения режимов не позволяет практически производить полный расчёт и анализ вручную.

### Список литературы

1. Абакумов С. А., Виштибеев А. В., Гаязов С. Е., Саввин Д. Н., Надобная Е. А. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ «Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики. Версия 6.0 (ПВК АРУ РЗА 6.0)» № 2020662535 от 15.10.2020.
2. Развитие программно-вычислительного комплекса автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики: новые модули и функции / С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин // Известия НТЦ Единой энергетической системы – 2019. – № 2 (81). – С. 91–100.
3. Модуль анализа срабатывания защит в современных программно-вычислительных комплексах на примере модуля анализа в ПВК «АРУ РЗА» / С. А. Абакумов, А. В. Виштибеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин, Е. И. Эрекайкин // Известия НТЦ Единой энергетической системы – 2020. – № 1 (82). – С. 49–56.

*Абакумов Сергей Александрович*, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

*Виштибеев Алексей Владимирович*, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

*Гаязов Ставро Евгеньевич*, инженер-программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: GayazovSE@arurza.ru

*Саввин Дмитрий Николаевич*, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: SavvinDN@nsk.so-ups.ru

*Надобная Евгения Анатольевна*, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». E-mail: NadobnayaEA@arurza.ru

*Эрекайкин Евгений Иванович*, программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»). E-mail: ErekaikinEI@arurza.ru

**ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ**

УДК 621.316.91

А. В. Косоруков, Н. Б. Кутузова, С. А. Пашичева, В. В. Титков

**Устройство защиты от импульсных перенапряжений в сети НН КТП**

Ограниченные возможности изоляции электрооборудования низкого напряжения противостоять грозовым перенапряжениям обуславливают необходимость применения устройств защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП). В частности, проблема ограничений грозовых перенапряжений возникает при эксплуатации электрооборудования 0,4 кВ комплектных трансформаторных подстанций (КТП). Причиной грозовых перенапряжений в этом случае являются удары молнии, как непосредственно в КТП, так и в отходящие (0,4 кВ) и питающие (6–20 кВ) линии. В результате исследований показана возможность возникновения опасных перенапряжений в сети 0,4 кВ трансформатора путём их передачи с высоковольтной обмотки. Для защиты от данного вида перенапряжения даны рекомендации по выбору и применению УЗИП.

*Ключевые слова:* УЗИП, прямой удар молнии, КТП, трансформатор.

**Введение**

УЗИП – это устройство, предназначенное для ограничения перенапряжений и отвода импульсных токов, которое может быть выполненное на основе разрядника (УЗИП коммутирующего типа), диода или варистора (УЗИП ограничивающего типа), либо содержащее одновременно ограничивающие и коммутирующие элементы (УЗИП комбинированного типа). В зависимости от метода испытаний УЗИП делятся на классы: УЗИП класса I актуальны для защиты от прямых ударов молнии в систему молниезащиты объекта или воздушную линию электропередач; УЗИП класса II не испытываются импульсом тока 10/350 мкс, они обеспечивают защиту от индуцированных перенапряжений; УЗИП класса III предназначены для защиты потребителей от остаточных перенапряжений после срабатывания УЗИП первой и второй ступеней защиты при применении каскадной схемы защиты объекта.

В настоящее время не существует установившейся точки зрения в отношении применения УЗИП в сетях 0,4 кВ. При этом в технических решениях можно встретить, как формальное применение УЗИП, не учитывающее особенностей сети и размещения КТП, так и отказ от какой-либо защиты от грозовых перенапряжений. Вместе с тем ограниченное число вариантов исполнения КТП, а также их относительная компактность делают целесообразными попытки выработки общих подходов по разработке грозозащиты сетей 0,4 кВ.

Грозовые перенапряжения в сети 0,4 кВ могут появиться в результате каждого из следующих событий:

- удар молнии в отходящие ВЛ 0,4 кВ;
- удар молнии в КТП;
- удар молнии в ВЛ 6–20 кВ.

Далее будет рассмотрен каждый случай в отдельности.

### 1. Удар молнии в отходящие ВЛ 0,4 кВ

В зависимости от числа грозочасов для типовых высот опор ВЛ 0,4 кВ в 1 км линии на открытом пространстве ожидается от 1 до 10 ударов молнии за 30 лет эксплуатации (табл. 1, оценка выполнена по методике [1]). В случае если ВЛ экранирована объектами аналогичной высоты, поражаемость уменьшится в 2 и более раз. Таким образом, для КТП, имеющих отходящие ВЛ 0,4 кВ на открытом пространстве (здесь и далее подразумевается, что на расстоянии до 3 высот опоры отсутствуют объекты с сопоставимой высотой), удар молнии в ВЛ считается расчётным случаем.

Таблица 1

Оценка грозопоражаемости 1 км ВЛ 0,4 кВ за 30 лет

Высота опоры, м	Количество грозочасов				
	10	20	40	60	80
6	0,8	1,7	3,3	5,0	6,6
7	1,0	1,9	3,8	5,7	7,6
8	1,1	2,1	4,3	6,4	8,6
9	1,2	2,4	4,8	7,1	9,5
10	1,3	2,6	5,2	7,8	10,4

Согласно Правилам устройства электроустановок [2] величина сопротивления ЗУ опор ВЛ с повторным заземлением PEN проводника или аппаратами составляет на грунте с хорошей проводимостью 30 Ом, а в остальных случаях не нормируется. При данных условиях даже при малых токах молнии потенциал опоры относительно проводов ВЛ будет настолько большим, что электрической прочностью изоляции на пораженной опоре можно пренебречь. Необходимо отметить, что последнее обстоятельство, с точки зрения применения УЗИП в сетях TN, делает оптимальным использование схемы подключения 3-0 (все фазы – заземление), так как воздействие одинаково для всех проводников линии, изолированных от заземляющего устройства.

Для металлических и железобетонных опор в результате стекания тока молнии в заземляющие устройства уровень перенапряжений снижается по мере удаления от точки удара.

Для деревянных опор данный процесс также характерен, однако имеет меньшее значение. Механизм распространения перенапряжений следующий: перекрытие изоляции на поражённой опоре, вынос потенциала поражённой опоры по проводникам линии, перекрытие изоляции на соседних опорах за счёт большего падения потенциала на PEN/PE проводниках, чем на фазах и в конечном итоге воздействие на КТП. При ударе молнии в провод перекрываются воздушные промежутки в точке удара и изоляторы на ближайших опорах.

В статье [3] было показано, что использование СИП и экранированного кабеля в конструкции ВЛ 0,4 кВ хоть и приводит к снижению повреждений линии (уменьшается количество опор с поврежденной изоляцией), однако, удар молнии вызывает множественные повреждения в сети 0,4 кВ.

Уровень перенапряжений значительно снижается благодаря уравниванию потенциалов между опорами и КТП за счёт протекания тока по РЕ/PEN проводникам, экранам КЛ (при подвеске КЛ), несущим элементам СИП.

Важным вопросом является оценка длины максимального расстояния от КТП, при ударе молнии на котором возможно повреждение изоляции в РУ 0,4 кВ. Величина перенапряжений будет зависеть от многих факторов: амплитуды тока молнии, формы импульса (в значительной мере времени фронта). Результаты оценок при типичном пролете 50 м, сопротивлении ЗУ опор 50 Ом и замещении опор сосредоточенными индуктивностями 8 мкГн приведены в табл. 2. При расчёте уровень допустимых перенапряжений в РУ принят равным 6 кВ (максимально для оборудования 0,4 кВ). ВЛ в противоположном от КТП направлении принята однородной без учёта возможности подключения ЗУ с низким сопротивлением (аналог линии освещения с односторонним питанием или линии к потребителю). Для упрощения считаем, что удары молнии происходят только в опоры.

Таблица 2

Оценка длины опасного подхода, м для ВЛ 0,4 кВ

$I_m$ , кА	Время фронта, мкс							
	1	2	3	4	5	6	7	8
10	150	100	100	100	100	50	50	50
20	150	150	150	150	100	100	100	100
40	200	200	150	150	150	150	150	150
60	250	200	200	200	200	200	200	150
80	300	200	200	200	200	200	200	200
100	300	200	200	200	200	200	200	200

Таким образом, при наличии отходящих ВЛ 0,4 кВ при принятии решения об использовании УЗИП необходимо рассматривать условия прохождения их трассы на отрезке до 300 м от КТП, что значительно по отношению к типичным длинам подобных линий.

При рассмотрении ВЛ с СИП длины опасных подходов сокращаются до 150 м.

При уменьшении длин пролетов до 30 метров протяженность опасного подхода для случая ВЛ сокращается до 200–250 м, что объясняется увеличением количества точек стекания тока молнии в грунт при множественных перекрытиях изоляции.

Увеличению уровня перенапряжений в РУ КТП способствует также повышение прочности изоляции ВЛ.

Необходимо отметить, что согласно ПУЭ (п. 7.1.22) при воздушном вводе необходимо устанавливать ОПН (жилые и общественные здания), рекомендация оправдана, но требует уточнения: для открытой местности необходим УЗИП класса I, при экранированной лесом ВЛ – класса II. Во всех случаях необходимо использовать УЗИП непосредственно в РУ, так как размещение на опорах гораздо менее эффективно: увеличивается расстояние до защищаемого оборудования как по токоведущим частям, так и по проводникам заземления. В случае отсутствия соединения заземления опоры с заземлением КТП эффективность применения защитных аппаратов на опоре ВЛ становится ничтожной из-за больших величин сопротивления ЗУ.

## 2. Удар молнии в КТП

С учётом малых типичных размеров электроустановок при установке КТП на открытой местности удар молнии является расчётным случаем. Необходимо отметить, что при оснащении КТП системой молниезащиты удар молнии также должен признаваться расчётным событием, так как в противном случае возникает несогласованность инженерных решений.

Ток молнии стекает с объекта через ЗУ и отходящие коммуникации: экраны КЛ, несущие элементам СИП, РЕ и PEN проводники. Верхнюю границу напряжения на изоляции можно оценить как произведение тока молнии на входное сопротивление объекта.

Входное сопротивление по мере увеличения длин линий до потребителей стремится к величине сопротивления уединённого заземляющего устройства КТП. Однако наличие экранов, соединённых с иными ЗУ, и проводников отходящих линий снижает величину сопротивления заземления. Таким образом, для оценки напряжения на изоляции при воздействии тока молнии входное импульсное сопротивление может быть измерено для объектов, находящихся в эксплуатации, либо должно быть рассчитано с учётом наличия отходящих коммуникаций при проектировании.

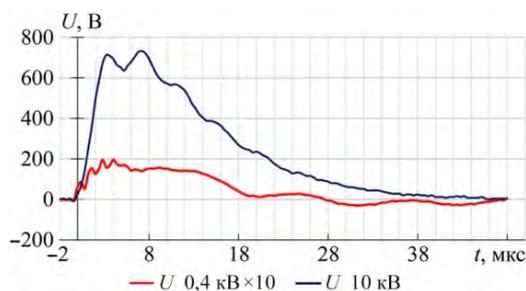
## 3. Удар молнии в ВЛ 6–20 кВ

Удар молнии является расчётным случаем при прохождении ВЛ 6–20 кВ по открытой местности. Проникновение перенапряжений в сеть 0,4 кВ происходит путём перехода воздействия с одной обмотки трансформатора на другую.

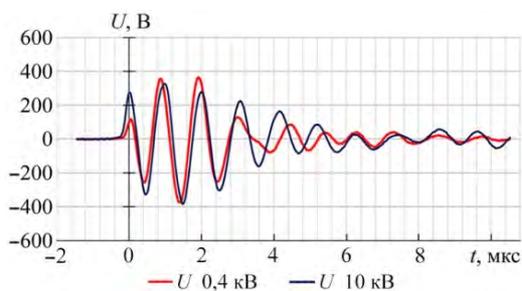
На учебном комплексе ПАО «Ленэнерго» для трансформаторов разной мощности были произведены измерения коэффициентов передачи напряжения от первичной обмотки к вторичной для различных форм сигнала.

При воздействии апериодических импульсов (рис. 1), характерных для прямых ударов молнии, импульс значительно затухает при прохождении трансформаторов.

При воздействии затухающих колебаний (рис. 2) импульс проходит трансформатор, практически не затухая. Для некоторых трансформаторов отмечены случаи резонанса на частотах близких к 1 МГц, при которых напряжение на вторичной обмотке превосходило напряжение на стороне 10 кВ. Такое воздействие характерно для воздействия индуктированных или коммутационных перенапряжений.



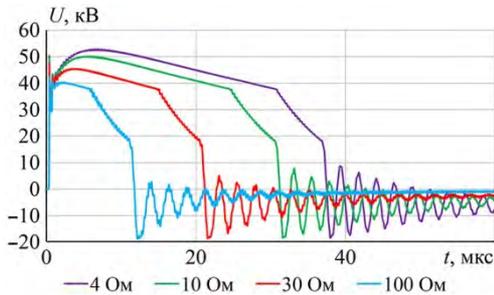
**Рис. 1.** Напряжение на обмотках трансформатора 10/0,4 кВ при подаче импульса 1,2/50 мкс на обмотку 10 кВ



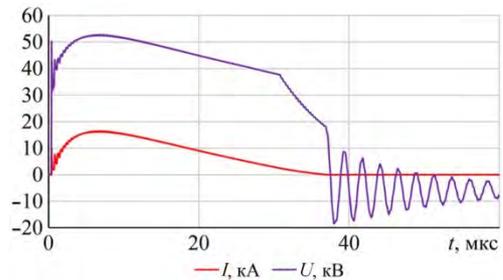
**Рис. 2.** Напряжение на обмотках трансформатора 10/0,4 кВ при подаче затухающего колебательного импульса частотой 1 МГц

В соответствии с теоретическими представлениями [4], учитывая высокие частоты воздействий, схема замещения силового трансформатора может быть представлена в виде П-образного четырёхполюсника, состоящего из ёмкостных элементов величиной порядка 1000 пФ [5].

Отметим, что из-за перекрытий изоляции переходный процесс при прямом ударе молнии в ВЛ 6–20 кВ носит именно колебательный характер. На рис. 3 приведены типичные осциллограммы напряжения в РУ 10 кВ при близком ударе в ВЛ и наличии на шинах РУ ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением 12,7 кВ. Расчёты выполнены методом бегущих волн с учётом резистивных потерь, скин-эффекта и потерь в грунте для многопроводных ВЛ. В процессе расчётов варьировалась величина сопротивления заземляющего устройства КТП (4, 10, 30, 100 Ом). После удара молнии напряжение растёт, что приводит к увеличению проводимости ОПН. С уменьшением сопротивления ЗУ время заряда ёмкости трансформатора снижается, в то время как длительность тока, протекающего через ОПН, растёт (рис. 4). Как только напряжение снижается до величин, меньших, чем наибольшее рабочее напряжение ОПН, характер процесса изменяется. Параметры последующих колебаний зависят от длительности импульса, расстояний между КТП и опорами с повреждениями изоляции, величин сопротивления заземляющего устройства КТП и опор и т. п. Если учесть, что перенапряжения могут переходить на сторону низкого напряжения практически не ослабляясь, то их предельный уровень будет соответствовать остающимся напряжениям на ОПН высоковольтной обмотки трансформатора, т. е. может превышать испытательные напряжения для оборудования 0,4 кВ.



**Рис. 3.** Напряжение на обмотках трансформатора 10 кВ при близком ударе молнии



**Рис. 4.** Напряжение на обмотках трансформатора 10 кВ (синий) и ток через ОПН (красный) при сопротивлении ЗУ КТП – 4 Ом

Принимая во внимание компактные размеры КТП с воздушным вводом, ожидаемый ток через УЗИП можно оценить с помощью формулы:

$$I_{\text{узип}} = \frac{U_{\text{опн}}}{Z}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{опн}}$  – остающееся напряжение ОПН высоковольтной обмотки;

$Z$  – сопротивление заземляющего устройства КТП.

Следует учитывать, что характер воздействия не будет импульсным. При этом вследствие относительно высокой длительности воздействия энергетические параметры УЗИП в большей степени соответствуют классу I.

## Выводы

Установка устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) в РУ 0,4 кВ целесообразна в следующих случаях:

- наличие воздушной линии 0,4 кВ;
- наличие воздушной линии 6–20 кВ;
- размещение КТП на открытой местности;
- наличие системы молниезащиты.

При выборе класса УЗИП целесообразно руководствоваться следующими критериями.

При прохождении ВЛ 0,4 по открытой местности на расстоянии до 250–300 м или линии с СИП на расстояниях до 200 м от КТП требуется применение УЗИП класса I. В случае если открытый участок находится дальше от КТП, требуется применение УЗИП класса II.

При отсутствии ВЛ 0,4 кВ и наличии ВЛ 6–20 кВ, в которые возможен удар молнии, существует опасность воздействия на РУ 0,4 кВ перенапряжений, переходящих с обмотки высокого напряжения. Для их ограничения также требуется применение УЗИП класса I.

## Список литературы

1. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / под научной редакцией Н. Н. Тиходева. – 2-е изд. – Санкт-Петербург : ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 355 с.
2. Правила устройства электроустановок / Госэнергонадзор Минэнерго России. – 6-е и 7-е изд. – Санкт-Петербург : ДЕАН, 2008. – 1168 с.
3. О применении УЗИП для защиты сетей освещения / П. Н. Карпов, А. В. Косоруков, Н. Б. Кутузова, С. А. Пашичева, В. В. Титков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 4 (61) – С. 78–83.
4. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: учебник / К. П. Кадомская, Ю. А. Лавров, А. А. Рейхердт. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2004. – 319 с.
5. Гринёв А. С. Особенности передачи грозных импульсов перенапряжения через силовые трансформаторы 6–35/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «треугольник–звезда с выведенной нейтралью» / А. С. Гринёв // Научно-методический электронный журнал Концепт. – 2014. – № Т20. – С. 2376–2380.

*Косоруков Антон Владимирович*, канд. техн. наук, главный специалист АО «Ленгидропроект». E-mail: kosorukov\_anton@inbox.ru

*Кутузова Наталья Борисовна*, руководитель направления НЗУ, АО «НПО «Стример». E-mail: natalia.kutuzova@streamer.ru

*Пашичева Светлана Александровна*, аспирант высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: pashicheva.sv@gmail.com

*Титков Василий Васильевич*, доктор техн. наук, профессор высшей школы высоковольтной энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. E-mail: titkov\_vv@spbstu.ru

## РЕЖИМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311.21

В. П. Будовский, М. Ш. Шехахмедов

### Прогноз приточности воды в бассейн суточного регулирования малых ГЭС Дагестанской энергосистемы

Приведены результаты анализа прогнозирования расхода воды по притокам реки Сулак Дагестанской энергосистемы. Предложены методы коррекции прогноза стока р. Сулак, выполняемого Гидрометцентром для Дагестанского РДУ, и формирования прогноза расхода по её притокам.

*Ключевые слова:* прогноз расхода воды по реке, малые ГЭС, краткосрочное планирование режима.

Качественное планирование режима работы гидроэлектростанций является не только залогом выполнения требований рынка электрической энергии и мощности, но и обеспечивает надёжное функционирование энергосистемы, выполнение согласованных сальдо-перетоков мощности с соседними энергосистемами (в том числе и с зарубежными), позволяет ввести более экономичный режим использования гидроресурсов (без выработок на гидроэлектростанциях в период минимальных ценовых зон и без риска холостых сбросов на ГЭС с небольшими объёмами водохранилищ), позволяет оптимально учитывать интересы неэнергетических водопользователей в нижних бьефах плотин (рыбные хозяйства, оросительные системы и т. д.).

При формировании диспетчерского графика особенную сложность представляет планирование режима работы станций, осуществляющих суточное регулирование стока реки. В настоящее время планирование режима работы гидроэлектростанции на этапе краткосрочного планирования [1] происходит на основании прогноза приточности воды, формируемого Гидрометцентром, фактических данных приточности реки, рассчитываемых диспетчерским центром на момент осуществления прогноза (с учётом ожидаемых/прошедших осадков), на основании имеющихся данных собственного наблюдения диспетчерского центра по среднесезонным значениям приточности, ожидаемых изменений температуры окружающего воздуха в горной части бассейна рек.

Закономерность природных процессов и влияние каждого фактора на суммарную приточность учесть очень сложно, и чем меньше количество неизвестных нам параметров, влияющих на приточность, или чем меньше влияние этих параметров на общее значение приточности, тем качественнее прогноз.

Важным элементом формирования планового диспетчерского графика (ПДГ) является оптимизация уровней воды в водохранилище, которая заключается в определении необходимого свободного объёма в водохранилище (объём от фактической отметки до отметки нормального подпорного уровня для принятия большего количества воды из-за ошибки прогноза) и определения необходимых запасов гидроресурсов в водохранилище (объём воды от фактической отметки до отметки уровня мёртвого объёма для компенсации уменьшения приточности из-за ошибки прогноза).

В связи с, как правило, небольшим объёмом бассейнов суточного регулирования (БСР) малых ГЭС, предназначенных в основном для суточного регулирования стока, не всегда удаётся так спланировать предстоящий водный режим ГЭС, чтобы скомпенсировать возникающие случайные отклонения приточности и обеспечить плановый расход воды через ГЭС.

Планирование режима работы Гоцатлинской, Гергебильской и Гунибской ГЭС на сутки вперед осуществляется с учётом того, что все три станции относятся к самым верхним станциям каскада гидроэлектростанций на реке Сулак (рис. 1), до них не существуют водохранилищ, регулирующих сток, а собственные полезные объёмы бассейнов суточного регулирования этих станций невелики по сравнению с приточностью рек в паводковый период (табл. 1).

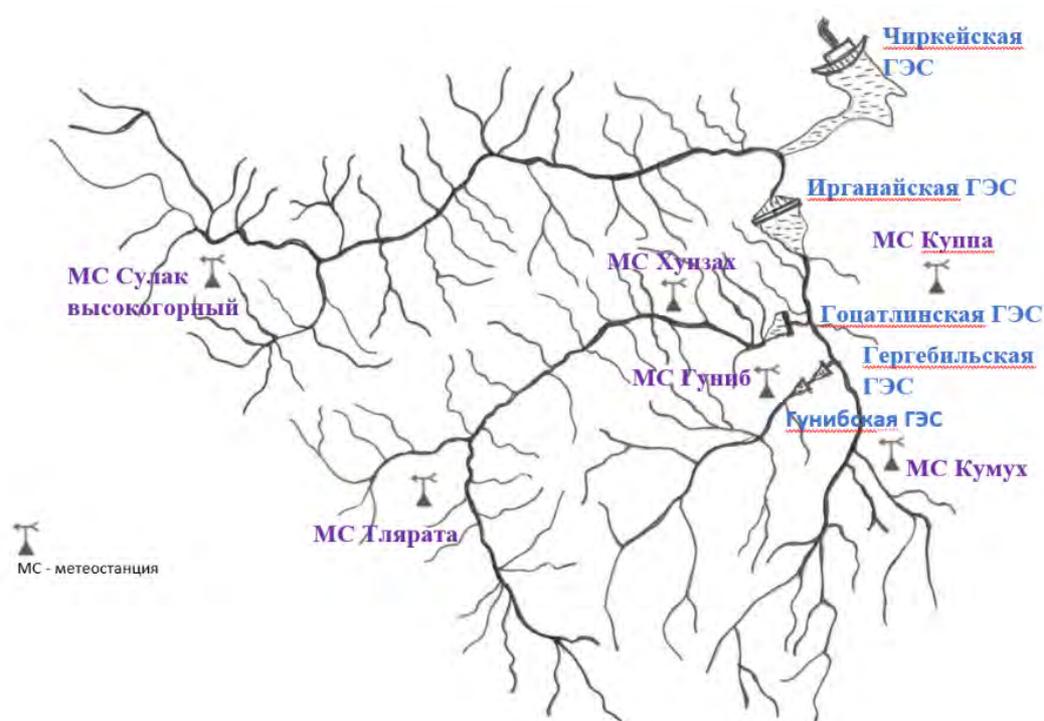


Рис. 1. Расположение ГЭС и метеостанций в бассейне р. Сулак

Таблица 1

Основные характеристики Дагестанской энергосистемы

ГЭС	Установленная мощность, МВт	Расход через ГА при расчётном напоре, м <sup>3</sup> /с	Средний удельный расход через ГА при расчётном напоре, м <sup>3</sup> /с/МВт	Отметка НПУ, м	Отметка УМО, м	Полезный объём водохранилища, млн м <sup>3</sup>
Гоцатлинская	100	156	1,56	665	663	3,55
Гунибская	15	35,4	2,36	858	856,5	0,87
Гергебильская	17,8	39	2,6	787,48	782,48	0,9

Выработка этих станций зависит от приточности реки, и качественное прогнозирование приточности обеспечивает выполнение прогнозного диспетчерского графика.

В условиях управления режимами энергосистемы, при возникновении необходимости корректировки графика работы станции по причине изменения текущей приточности реки, корректировка графика осуществляется в режиме реального времени в рамках балансирующего рынка (ПБР). Вероятность ошибок при прогнозировании зависит от приточности реки, максимальные отклонения приходятся на период паводка. Например, в июле 2018 г. при месячной выработке Гоцатлинской ГЭС 50 577 МВт·ч, суммарные отклонения от ПДГ составили 5 230 МВт·ч, что составляет 10,3 %.

Река Сулак является основным источником воды для питания ГЭС Горного района Дагестанской энергосистемы и одной из крупных на северном склоне Главного Кавказского хребта. По наблюдениям Дагестанского РДУ среднегодовой объём расхода реки за последние 10 лет составляет 5,53 км<sup>3</sup>.

Исследования, результаты которых приведены в [2], показали неудовлетворительное качество прогноза приточности, представляемого Гидрометцентром для р. Сулак, и невозможность его использования для качественной разработки ПДГ Дагестанского РДУ на предстоящие сутки.

В результате исследований, выполненных в Дагестанском РДУ, была предложена корректирующая прогнозная формула, показавшая хорошую согласованность прогноза с фактическим расходом воды, что позволяет рекомендовать разработанную методику для использования при планировании режима работы Горного энергетического района операционной зоны Дагестанского РДУ.

Ещё одной проблемой, затрудняющей разработку ПДГ, является тот факт, что малые ГЭС Дагестанской энергосистемы расположены не на основном русле р. Сулак (рис. 1), а в устье её притоков, по которым Гидрометцентр прогноза расхода не делает. В этих условиях Дагестанскому РДУ приходится самостоятельно формировать прогноз расхода воды по притокам р. Сулак на основе имеющихся данных.

К одной из таких станций в Дагестанской энергосистеме относится Гоцатлинская ГЭС. В настоящее время в Дагестанском РДУ планирование режима работы Гоцатлинской гидростанции на этапе краткосрочного планирования происходит на основании прогноза приточности воды, формируемом Гидрометцентром, фактических данных приточности реки, рассчитываемых диспетчерским центром на момент осуществления прогноза (с учётом ожидаемых/прошедших осадков), на основании имеющихся данных собственного наблюдения диспетчерского центра по среднесезонным значениям приточности, ожидаемых изменений температуры окружающего воздуха в горной части бассейна рек.

Анализ многолетних данных приточности в бассейн суточного регулирования и осадков, предоставляемых Гидрометцентром для различных метеостанций (см. рис. 1), позволил сформировать эмпирическую формулу корректировки прогноза приточности в бассейн суточного регулирования ГЭС:

$$Q_{1i} = K_1 \cdot Q_{3i} + K_2 \cdot h_{2i-2} \cdot \text{sign}(h_{1i-2} > h_{кр}) + K_3 \cdot h_{1i-2} \cdot \text{sign}(h_{1i-2} \leq h_{кр}), \quad (1)$$

где  $Q_{1i}$  – прогноз приточности воды в бассейн суточного регулирования ГЭС в м<sup>3</sup>/с на день  $i$ ;

$Q_{3i}$  – прогноз расхода воды по р. Сулак, представляемый Гидрометцентром в м<sup>3</sup>/с на день  $i$ , откорректированные в соответствии с [2];

$h_{1i-2}$  – осадки в мм, фиксируемые на метеостанции Хунзах на день  $i-2$ ;

$h_{2i-2}$  – осадки в мм, фиксируемые на метеостанции Кумух на день  $i-2$ ;

$h_{кр}$  – критический уровень осадков в мм.

Точки учёта осадков были выбраны исходя из наибольшего корреляционного коэффициента между значениями приточности в верхний бьеф Гочатлинской ГЭС и осадками в течение дня  $i-2$  в месте расположения метеостанций. Это метеостанции Хунзах и Кумух (табл. 2).

Коэффициенты  $K_1$ ,  $K_2$  и  $K_3$  зависят от реальных данных по приточности воды в бассейн суточного регулирования, расхода воды по р. Сулак, осадкам, фиксируемым в выбранных местах расположения метеостанций, и соответствующим прогнозным значениям указанных параметров (табл. 2).

Коэффициенты  $K_1$  и  $K_3$  определяются методом наименьших квадратов с использованием параметров водного режима за 12 дней периода, предшествующего прогнозу, и соответствующих низкому уровню осадков.

$$\left. \begin{aligned} K_1 \sum_{i=3}^{12} Q_{3i} Q_{3i} + K_3 \sum_{i=3}^{12} h_{1i-2} Q_{3i} &= \sum_{i=3}^{12} Q_{1i} Q_{3i}; \\ K_1 \sum_{i=3}^{12} Q_{3i} h_{1i-2} + K_3 \sum_{i=3}^{12} h_{1i-2} h_{1i-2} &= \sum_{i=3}^{12} Q_{1i} h_{1i-2} \end{aligned} \right\}. \quad (2)$$

Решение системы регрессионных уравнений даёт следующие значения коэффициентов:

$$K_1 = 0,41 \text{ и } K_3 = 0,40.$$

Критический уровень осадков  $h_{кр}$ , по которому менялась их точка учёта в выражении (1), и  $K_2$ , определяются на основании серии расчётов среднеквадратичной ошибки прогноза при различных  $h_{кр}$  и  $K_2$ , в результате выбираются значения, которые соответствуют наименьшей среднеквадратичной ошибке прогноза.

Подставив в выражение (1) определённые по (2) значения  $K_1$ ,  $K_3$  и задаваясь значениями  $K_2$  и  $h_{кр}$ , рассчитаем среднеквадратичное отклонение реального притока ( $Q_{1 \text{ реал}}$ ) в верхний бьеф Гочатлинской ГЭС от ( $Q_1$ ) его прогноза (табл. 3).

Оптимальному решению, в смысле минимума среднеквадратичного отклонения прогноза от реального значения притока в верхний бьеф Гочатлинской ГЭС, будут соответствовать следующие значения параметров прогнозной формулы (1):

$$K_1 = 0,41, K_2 = 9, K_3 = 0,40, h_{кр} = 15.$$

Среднеквадратичное отклонение фактической суточной выработки электрической энергии от принятого ПДГ за период с 13.06.2018 по 31.07.2018 составило 300 МВт·ч. Среднеквадратичное отклонение фактической суточной выработки электрической энергии от ПДГ, рассчитанного с использованием приведённой в настоящей статье методики прогноза приточности, составило 251 МВт·ч, т. е. ошибка при формировании ПДГ снизилась на 16 %.

Таблица 2

## Водный режим района рек Сулак и Аварское Койсу в июне–июле 2018 года

Дата	Приток в верхний бьеф Гоцатлинской ГЭС, $Q_1$ реал., $m^3/c$	Осадки в районе метеостанции, мм						Прогноз расхода по реке Сулак (коррект. ГМЦ), $Q_3$ , $m^3/c$	Приток в верхний бьеф Гоцатлинской ГЭС (прогноз), $Q_1$ , $m^3/c$
		Гуниб	Хунзах	Кумух	Куппа	Тлярага	Сулак Высокогорный		
04.06.2018	157	0	1	0	0	0	0	426	–
05.06.2018	146	5,3	15,9	0	1,6	0,4	0	457	–
06.06.2018	148	0	3,3	0	0,4	5,7	0	369,73	–
07.06.2018	149	10	14,8	0	10	0	0	374	–
08.06.2018	154	11	10,1	6,2	14,6	16,2	0	354	–
09.06.2018	160	2,7	0,4	9	1,2	0,7	0	364	–
10.06.2018	155	1,8	1,6	4,6	1,8	0,8	0	379,89	–
11.06.2018	150	5,3	2,2	9,1	8	0	0	383	–
12.06.2018	152	5,2	13,1	11,6	6,4	1,7	21,2	374,99	–
13.06.2018	145	1,3	0	0	0	0	0	378	154,2218094
14.06.2018	137	0	0	0	0	0	0	368	154,5141531
15.06.2018	145	0	0	0	0	0	2,2	364	147,6646087
16.06.2018	156	23,2	11,5	1,3	0	1,9	7,9	340,48	138,1232032
17.06.2018	152	3,3	4,5	6,8	5	5,2	6,8	336	136,3057926
18.06.2018	148	1,1	3,6	0	2,1	0	0	365	152,6587424
19.06.2018	176	0,5	1,6	1,3	0	23,1	7,6	411	168,5266778
20.06.2018	169	7,7	1,8	10,6	2,6	2,2	8,2	366,96	150,3017858
21.06.2018	162	0	0	0	0	0	0	391	159,2561474
22.06.2018	152	0	0	0	0	2,4	0	389,22	158,6138506
23.06.2018	150	0	0	0	0	0	2,9	386	156,5893927
24.06.2018	141	3,3	1,6	0	0	0	0	346,15	140,4233634
25.06.2018	149	0,6	0,8	15,7	0,7	0,7	0	355	144,0135606
26.06.2018	143	0	0	0	0	0	0	368,74	150,2258886
27.06.2018	144	8,3	28,2	1,3	0	0	0	360,98	146,7586765
28.06.2018	133	0	0	0	0	0	2,9	367	148,8816247
29.06.2018	128	0	0	0	0	0	0	343	150,7804966
30.06.2018	128	0	0	0	0	0	0	357,95	145,210293
01.07.2018	126	0	0	0	0	0	0	351	142,3908726
02.07.2018	120	0	0	0	0	0	0	319,58	129,6446583

Окончание табл. 2

Дата	Приток в верхний бьеф Гоцатлинской ГЭС, $Q_{1 \text{ реал.}}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	Осадки в районе метеостанции, мм						Прогноз расхода по реке Сулак (коррект. ГМЦ), $Q_3$ , $\text{м}^3/\text{с}$	Приток в верхний бьеф Гоцатлинской ГЭС (прогноз), $Q_1$ , $\text{м}^3/\text{с}$
		Гуниб	Хунзах	Кумух	Куппа	Тлярата	Сулак Высокогорный		
03.07.2018	117	0	0	0	0	0	0	305	123,7299606
04.07.2018	106	0	0	0	0	0	0	324	131,4377286
05.07.2018	114	0	0,4	0,8	0	0	0	316	128,1923526
06.07.2018	103	9	3,3	0	10,2	0	0	294,56	119,4947449
07.07.2018	102	20,2	7,4	4	7,5	6,2	26,8	303,6	123,3216184
08.07.2018	111	6,6	1,1	13,9	3	26,2	6,3	291	119,3672415
09.07.2018	95	0	0	0	0	0	0	290	120,5974559
10.07.2018	89	0	0	0	0	0	0	260	105,9136168
11.07.2018	92	0	0	0	0	0	0	220,66	89,51558392
12.07.2018	88	0	0	0,4	0	0	0	238	96,54993643
13.07.2018	89	8,1	10,6	1,8	7,6	0,3	0	163,56	66,35171262
14.07.2018	84	4,3	1,4	10,2	1,6	2,7	0	184,02	74,65176177
15.07.2018	117	10,5	19,3	0	16,1	30,2	0	264	111,3267732
16.07.2018	106	16,9	13,2	4,9	16	6,3	8,2	211	86,15538772
17.07.2018	99	0,8	0	0	0	3,2	0	270,95	117,6174646
18.07.2018	97	0,3	3,7	0	0	0	0	320	135,0817966
19.07.2018	85	0,4	0	0	0	0	0	230,11	93,34918434
20.07.2018	82	0	0	0	0	0	0	184	76,11993602
21.07.2018	120	3	29,5	11,4	7,6	7,7	17	185,82	75,38197138
22.07.2018	125	4,3	0,5	3,6	0	7,4	0	206,74	83,86862965
23.07.2018	218	14,7	10,4	11,4	22,7	31,2	25,8	272,91	212,741946
24.07.2018	184	0	0	0	0	0	0	294	119,4670669
25.07.2018	140	0	0	0	0	0	0	507	209,8252703
26.07.2018	121	0	0	0	0	0	0	430	174,4389608
27.07.2018	113	0	0,4	2,4	0	0	0	226	91,68187241
28.07.2018	101	0	0	0	0	0	0	213	86,40813638
29.07.2018	90	0	0	0	0	0	0	156,14	63,50122503
30.07.2018	87	0	0	0	0	0	0	148	60,03945627
31.07.2018	81	1,5	0,4	0	0	0	0	211,34	85,73472086

Таблица 3

**Среднеквадратичное отклонение реального притока  
в верхний бьеф Гоцатлинской ГЭС от его прогноза**

$K_2/h_{кр}$	5	10	12	15	20
1	27,22	27,20	26,79	26,70	26,79
2	27,65	27,55	26,43	25,92	26,01
3	28,39	28,20	26,29	25,22	25,31
5	30,71	30,32	26,69	24,09	24,18
8	35,84	35,17	28,85	23,17	23,27
9	37,87	37,12	29,93	23,09	23,19
10	40,02	39,18	31,17	23,13	23,23
12	44,62	43,61	34,04	23,55	23,65
15	52,05	50,83	39,08	24,98	25,07

### Выводы

Предложенная методика прогноза приточности в бассейн суточного регулирования малых ГЭС может быть рекомендована в условиях, когда колебания приточности не могут быть скомпенсированы из-за малых объемов БСР.

### Список литературы

1. Георгиевский Ю. М. Краткосрочные гидрологические прогнозы / Ю. М. Георгиевский. – Ленинград, Изд. ЛПИ, 1982, – 100 с.
2. Будовский В. П., Шехахмедов М. Ш. Прогнозирование расхода воды на притоках реки Сулак для планирования выработки электрической энергии ГЭС Дагестанской энергосистемы / В. П. Будовский, М. Ш. Шехахмедов // Энергетик. – 2019. – № 4. – С. 31–34.

*Будовский Валерий Павлович*, доктор техн. наук, доцент, директор Центра оценки квалификаций Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).

E-mail: budovskiy\_v@ntcees.ru

*Шехахмедов Магомед Шехахмедович*, первый заместитель директора – главный диспетчер Филиала акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» Дагестанское РДУ (АО «СО ЕЭС» Дагестанское РДУ).

E-mail: shmagomed1973@mail.ru

## ИМЕНА И ДАТЫ

УДК 621.311 (091)

Л. А. Кощеев

### НИИПТ – НТЦ ЕЭС – НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление: 75 лет истории института

Приводится история создания института, развитие его тематики с представлением наиболее значимых работ по каждому тематическому направлению, создание уникальной экспериментальной базы, а также изменения структуры института с основания в 1945 г. до настоящего времени.

*Ключевые слова:* НИИПТ, НТЦ ЕЭС, НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление, электроэнергетическая система, дальние электропередачи постоянным и переменным током, техника высоких напряжений, преобразовательная техника.

За годы своего существования институт претерпевал серьёзные изменения тематики, структуры и численного состава сотрудников. Будучи созданным для решения конкретной задачи – разработки и внедрения технологии передачи электроэнергии постоянным током, уже в первое десятилетие своего существования превратился в многопрофильный научно-технический центр электроэнергетики.

Наибольшая численность персонала, развитие исследовательской базы и разнообразие тематики были достигнуты к концу 1970-х – середине 1980-х годов. Сформировались четыре (примерно равноценные по объёму выполняемых работ и численности занятых сотрудников) основных направлений деятельности: передачи и вставки постоянного тока, техника высоких напряжений, электрические системы, специальная тематика (в основном на базе преобразовательной техники). Показательно, что полученные по работам НИИПТ четыре Государственные премии СССР относятся по одной к каждому из этих направлений.

В 1990-е годы снижалась численность, сужалась и тематика, причём постепенно всё больший вес в объёме работ приобретала «системная» тематика. Эта тенденция сохранилась и в последние два десятилетия, к концу которых институт практически превратился в расширившийся отдел электрических систем, тематика которого определялась вопросами развития энергосистем и управления (главным образом противоаварийного) энергосистемами. Наконец, в самое последнее время деятельность института сосредотачивается во всё большей мере на одном из этих направлений – противоаварийном управлении энергосистемами.

Все эти изменения определялись изменениями, происходившими в электроэнергетике, общественных и экономических отношениях, а также положением института в электроэнергетической отрасли.

Далее в статье рассматриваются происходившие изменения на фоне решаемых институтом задач. При этом использовались материалы ранее опубликованной статьи по истории НИИПТ – НТЦ ЕЭС [1].

После окончания Великой Отечественной войны перед страной встала проблема восстановления хозяйства, разрушенного в ходе военных действий. Одновременно были поставлены задачи по модернизации и созданию новых отраслей промыш-

ленности и внедрению новых технических решений в различных областях науки и техники. В электроэнергетике наряду с созданием крупнейших электростанций, объединением энергосистем, освоением новых классов напряжения линий электропередачи предлагалось создать передачи постоянного тока (ППТ) для транспорта больших объемов электроэнергии на дальние расстояния.

Следует отметить, что ещё на первых этапах проектирования энергосистемы СССР в начале 1930-х годов высказывалась идея об использовании ППТ для передачи электроэнергии на дальние расстояния и связи между секциями единой высоковольтной сети [2]. Эти новаторские идеи получили мировое признание и в последующем были развиты и использованы при создании крупнейших энергообъединений Северной Америки, Европы, Китая, Индии, Бразилии.

Из немецких публикаций военного времени было известно, что в Германии велись работы по созданию мощных ППТ, которые предполагалось использовать для передачи в Германию электроэнергии от крупных гидроэлектростанций на Днестре и Волге, сооружение которых планировалось в СССР до войны. В качестве пилотного проекта программы создания будущих сверхдальних и сверхмощных ППТ в Германии во время войны сооружалась опытно-промышленная воздушно-кабельная ППТ Эльба – Берлин, которая не была введена в эксплуатацию. Оборудование этой передачи было включено в объём репараций. С участием немецких и советских специалистов, в том числе будущих сотрудников НИИПТ, оборудование преобразовательных подстанций и кабель были демонтированы и перевезены в СССР, где использовались при создании опытно-промышленной ППТ Кашира – Москва.

Для творческого освоения этой техники и последующего проектирования мощных ППТ решением Правительства СССР в октябре 1945 г. был создан Институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ). В создании и становлении института участвовали многие выдающиеся руководители и ученые – Д. Г. Жимерин, И. И. Угорец, А. Н. Некрасов, А. А. Горев, М. А. Шателен, М. П. Костенко, М. А. Заславский и др.

В первые годы, до перебазирования в Ленинград научным руководителем НИИПТ был назначен чл.-кор. АН СССР К.А. Круг.

НИИПТ быстро (для послевоенного времени) преодолел организационные, кадровые и бытовые трудности периода становления. В первой половине 1950-х годов сформировались основные научные подразделения института, претерпевшие в дальнейшем ряд структурных преобразований (рис. 1).

Ядро коллектива института составили пришедшие из эксплуатационных, проектных, учебных, научных организаций специалисты различных направлений (Н. Н. Щедрин, Л. А. Сена, Н. А. Воскресенский, С. Г. Ветчинин, А. В. Поссе, А. М. Рейдер, П. П. Острый, И. Н. Шапошников и др.) и молодые энтузиасты (В. И. Емельянов, В. А. Иванченко, Е. М. Берлин, Е. А. Марченко, Д. Е. Кадомский, А. К. Манн, С. С. Шур, А. В. Корсунцев и др.).

С первых дней институт приступил к планомерной работе по созданию ППТ Кашира – Москва, а также теоретическому обоснованию и экспериментальной проверке основных технических решений в области преобразовательной и высоковольтной техники ППТ. Благодаря этим работам уже в 1950 г. была включена в эксплуатацию первая в мире опытно-промышленная ППТ Кашира – Москва. В пер-

вой половине 1950-х годов с использованием опыта, полученного в ходе создания и освоения ППТ Кашира – Москва, были сформулированы основные теоретические положения и разработаны принципы проектирования будущих мощных ППТ.

Созданием в 1947 г. лаборатории техники высоких напряжений (ЛТВН) и в 1953 г. лаборатории электрических систем (ЛЭС) определилось постепенное превращение НИИПТ в многопрофильный исследовательский центр электроэнергетики.

Успехи исследований в области техники высоких напряжений более чем во многих других направлениях определяются возможностями натуральных исследований. ЛТВН НИИПТ первоначально была создана на высоковольтной базе, разработанной под руководством профессора А. А. Горева. В дальнейшем база лаборатории (отдела) получила интенсивное развитие и заняла место в ряду крупнейших мировых исследовательских центров.

При использовании вычислительной техники того времени (расчётные столы, арифмометры и др.) расчёты нормальных и особенно переходных режимов в энергосистемах требовали огромных затрат времени. Вынужденное глубокое эквивалентирование схемы не позволяло получить надёжные результаты для сколь-нибудь сложной энергосистемы. Поэтому уже в первой половине 1950-х годов была создана электродинамическая (физическая) модель энергосистемы (ЭДМ), которая в последующем развивалась и совершенствовалась. ЭДМ сыграла исключительную роль в исследовании режимов и устойчивости при проектировании развития и обеспечении надёжности больших энергосистем.

Очевидно, что важнейшим и наиболее сложным элементом ППТ является преобразователь с системами управления, регулирования и защиты. Основным элементом преобразователя в то время являлся ртутный вентиль. Для исследования физических процессов в ртутных вентилях в НИИПТ была создана крупнейшая в стране лабораторная база.

Таким образом, уже к середине 1950-х годов в НИИПТ был создан уникальный исследовательский комплекс, включающий опытно-промышленную ППТ, высоковольтный центр, ЭДМ, лабораторию ртутных вентилях. Развитию и совершенствованию этой базы все последующие годы уделялось исключительное внимание.

Во второй половине 1950-х годов значительно увеличилась численность и повысилась квалификация сотрудников НИИПТ, что обеспечило развёртывание исследовательских и практических работ по всем направлениям. Вместе с другими исследовательскими, проектными и производственными организациями велись интенсивные работы по созданию ППТ Волгоград – Донбасс, на тот момент самой мощной ППТ в мире. Сотрудники лабораторий режимов, управления, защиты и автоматики, измерительной лаборатории не только разрабатывали эту ППТ, но и участвовали во всех стадиях её наладки и включения в эксплуатацию в 1962 г.

Сотрудники лаборатории ртутных вентилях провели исследования и предложили ряд усовершенствований, направленных на повышение стабильности и надёжности работы «ртутников». Коллективу ЛРВ вместе со специалистами лаборатории управления, защиты и автоматики удалось обеспечить устойчивую работу преобразователей ППТ Кашира – Москва и Волгоград – Донбасс. Преобразователи на подстанции в Донбассе проработали более 50 лет.

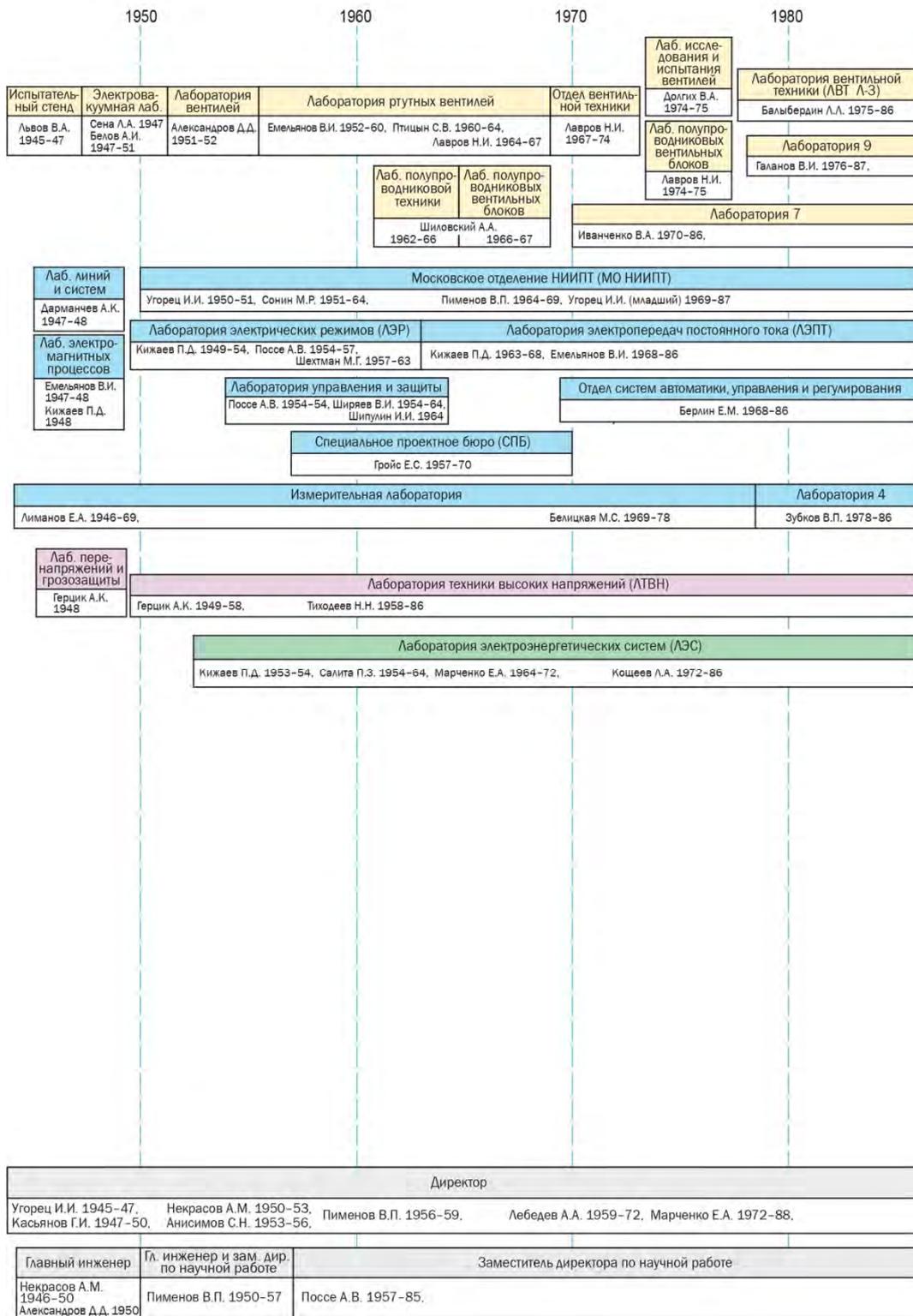
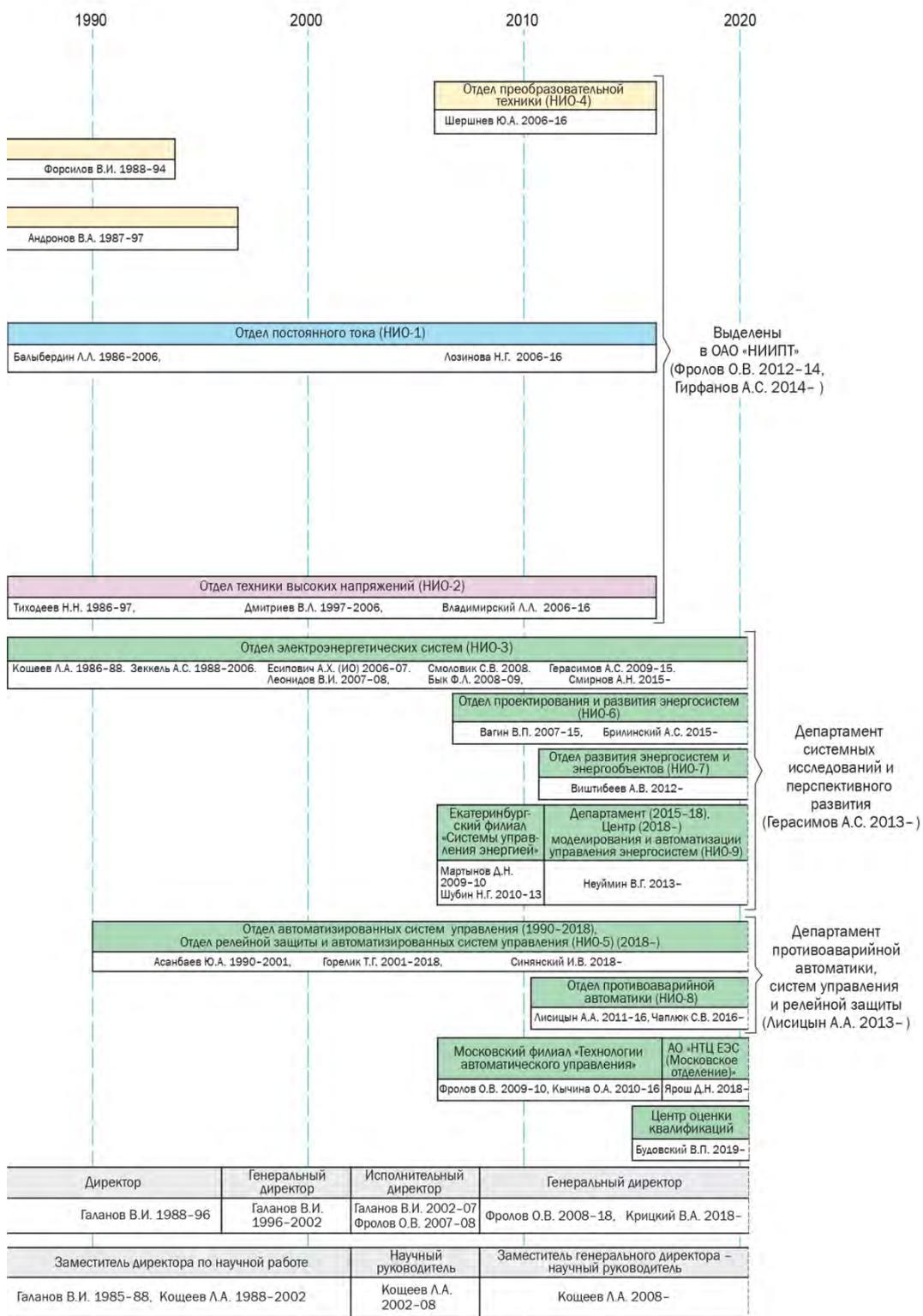


Рис. 1. Изменения структуры НИИПТ – НТЦ ЕЭС –



НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление с 10.1945 по 11.2020 г.

Высоковольтные вопросы ППТ исследовались в лаборатории высоковольтной техники. Наряду с этим, а возможно и прежде всего, в ЛТВН решались различные проблемы, связанные с развитием высоковольтной сети. В 1958 г. ЛТВН возглавил канд. техн. наук Н. Н. Тиходеев, в последующем – академик. Лаборатория под его руководством приобрела всесоюзное значение. Коллективу этого подразделения НИИПТ поручались самые разные задачи государственного уровня – перевод ВЛ Куйбышев – Москва на напряжение 500 кВ, участие в обосновании и создании всех новых классов напряжения (330, 500, 750, 1150 кВ), разработка новых методик, стандартов и руководящих указаний по испытаниям оборудования, обоснование экологических нормативов и др.

В первые годы существования лаборатории электрических систем ей была поручена разработка альтернативных вариантов передачи электроэнергии на дальние расстояния переменным током – с установками продольной компенсации, с подпорными синхронными компенсаторами, в том числе так называемыми компенсированными синхронными компенсаторами. Большое внимание уделялось одному из новых перспективных направлений – «сильному» регулированию возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов. В это время началось и в последующем развивалось плодотворное сотрудничество с одним из ведущих специалистов в области «сильного» регулирования – Г. Р. Герценбергом (ВЭИ). Разработки технических решений в области сильного регулирования возбуждения (АРВСД) интенсивно велись в этот период в нескольких организациях. Исследования с использованием ЭДМ НИИПТ давали определённые преимущества ВЭИ в «доводке» и внедрении АРВСД в энергосистемах.

К концу 1950-х – началу 1960-х годов НИИПТ располагал значительным опытом исследований, в основе которого лежали знания, полученные на опытно-промышленной ППТ Кашира – Москва. На мировом, а в ряде случаев и на уровне выше мирового, проводились исследования короны на проводах линий электропередачи, вопросов координации изоляции в сетях высших классов напряжения, переходных процессов и устойчивости сложных энергосистем, средств автоматики и регулирования в энергосистемах.

В 1960 – 1970-е годы основной задачей подразделений НИИПТ, связанных с тематикой ППТ, было проектирование ППТ  $\pm 750$  кВ Экибастуз – Центр. Для координации работы НИИПТ с институтом «Энергосетьпроект», ВЭИ и другими организациями, участвующими в создании этой передачи, в НИИПТ было образовано специальное проектное бюро (Спецпроектбюро).

Первоначально проект разрабатывался в расчёте на использование преобразователей с ртутными вентилями. Однако в связи с успехами мировой науки в области полупроводниковой техники, проект был переориентирован на использование тиристорных преобразователей. При этом большое значение имело творческое сотрудничество с крупными специалистами в этой области – академиком Б. П. Константиновым, доктором техн. наук И. В. Греховым (ФТИ им. Иоффе) и др. В 1970-е годы проектирование ППТ было закончено и начался этап создания принципиально нового оборудования, были построены специальные предприятия и испытательные комплексы. На моделях и стендах НИИПТ велись проверка и корректировка алгоритмов, исследования и испытания некоторых устройств систем управления, регулирования и защиты, высоковольтные испытания оборудования для ВЛ ППТ,

а также исследования влияния ППТ на режимы ЕЭС и возможностей управления мощностью ППТ для повышения устойчивости энергообъединения в аварийных режимах.

В 1960-е и 1970-е годы в НИИПТ постепенно наращивалась доля работ, не связанных с ППТ. В значительной мере этому способствовало быстрое развитие электроэнергетических систем в СССР. В планах и проектах развития электроэнергетики большое внимание уделялось исследованию режимов, устойчивости и живучести энергосистем и энергообъединений, в процессе создания которых возникали те или иные нетривиальные условия, требующие специальных исследований.

Для решения таких задач исключительно большое значение приобрела электродинамическая модель (ЭДМ), имевшаяся в распоряжении ЛЭС. Модель обеспечивала возможность исследования не только установившихся режимов и статической устойчивости, но и переходных процессов и динамической устойчивости сложной энергосистемы с включением в состав модели натуральных регуляторов, устройств автоматики и защиты. ЭДМ постоянно развивалась, что обеспечивало возможность проводить исследования одновременно для нескольких энергосистем, а также изучать и совершенствовать различные средства регулирования и автоматики.

В 1960-е годы в лаборатории электрических систем появился вычислительный центр, создание которого знаменовало развитие в институте методов математического моделирования. Характеристикой объёма и интенсивности работ является двух- – трёхсменное использование ЭДМ и круглосуточная работа вычислительного центра. Особо плодотворным в этот период было комплексное использование методов физического и математического моделирования. Вскоре услугами вычислительного центра стали пользоваться все лаборатории института.

Основная часть работ ЛЭС была направлена на решение вопросов надёжности, устойчивости и живучести при эксплуатации и проектировании развития электроэнергетических систем Северо-Запада, Центра, Поволжья, Урала, Сибири, Средней Азии, Единой энергосистемы в целом.

Наряду с этим лаборатории поручались крупные исследовательские работы методического характера в области надёжности и переходных процессов в больших энергосистемах, режимов слабых межсистемных связей и др., а также разработка и совершенствование устройств и систем регулирования и противоаварийной автоматики.

Развитие и объединение энергосистем было тесно связано с созданием линий электропередачи всё более высоких классов напряжения. Участие во внедрении каждого нового класса напряжения было этапом в развитии ЛТВН, её лабораторной базы и квалификации сотрудников. За комплекс работ, связанных с внедрением класса напряжения 750 кВ, Н. Н. Тиходееву была присуждена Государственная премия СССР.

В 1979 г. «за успешное внедрение комплекса научных исследований по созданию нового электрооборудования для линии электропередачи напряжением 750 кВ Винница (СССР) – Альбертирша (Венгрия) и обеспечению её устойчивой и надёжной работы» НИИПТ награжден орденом «Знак почёта». Орденами и медалями награждена и группа сотрудников ЛТВН и ЛЭС.

Сотрудники ЛТВН внесли большой вклад в исследование физических процессов в электроустановках высокого и сверхвысокого напряжения переменного и посто-

янного тока, в том числе, грозозащиты и защиты от внутренних перенапряжений, коронного разряда, линейной изоляции и изоляции электротехнического оборудования, экранирующих и заземляющих устройств. Эти работы способствовали повышению надёжности электроэнергетики страны и были важны также для разработки и внедрения новых видов электротехнического оборудования. Лаборатория была одним из ведущих научных центров по технике высокого напряжения и обладала уникальными высоковольтными испытательными стендами.

В течение многих лет в НИИПТ велась работа по обеспечению надёжной работы изоляции в районах с загрязнённой атмосферой. Изучался опыт эксплуатации изоляции в таких районах, проводились лабораторные испытания изоляторов различных типов при искусственном загрязнении их с целью определения оптимальной конфигурации. Были выпущены и периодически пересматривались Руководящие указания Минэнерго СССР по выбору и эксплуатации изоляторов в районах с загрязнённой атмосферой (в которых, в том числе, была районирована территория СССР по зонам с различными уровнями загрязнения для выбора внешней изоляции электроустановок), а также нормы при различных видах промышленного загрязнения атмосферы.

В связи с проектированием ППТ Экибастуз – Центр перед ЛТВН стоял целый комплекс задач, связанных с разработкой ВЛ нового класса напряжения  $\pm 750$  кВ, имеющего к тому же множество особенностей, определяемых родом тока. Наряду с проблемами проектирования воздушной линии необходимо было решать вопросы координации изоляции и защиты трансформаторно-реакторного и преобразовательного оборудования, повышения надёжности мощных конденсаторных батарей, снижения экологического влияния и т. д. Этими задачами ЛТВН занималась в тесном сотрудничестве с институтом «Энергосетьпроект», другими научными организациями и промышленными предприятиями.

В ЛЭС проводились исследования комплекса системных вопросов, связанных с включением в состав энергосистемы мощной ППТ. Наряду с этим лаборатория внесла немалый вклад в развитие собственно тематики постоянного тока – создание первой полномасштабной цифровой модели ППТ с примыкающими энергосистемами, физическая модель многоподстанционной ППТ, исследования эффективности управления ППТ для повышения устойчивости энергосистемы, исследования вопросов компенсации реактивной мощности и многое другое.

Окончательный отказ от использования ртутных вентилях в преобразовательных устройствах обусловил ликвидацию лаборатории ртутных вентилях, а основная часть сотрудников занялась разработкой тиристорных преобразователей. Эта работа выполнялась в отделе вентиляхной техники, созданном в 1967 г., а затем с 1975 по 1986 г. – в лаборатории с тем же названием.

Исследования и разработки в области вентилях и преобразовательной техники не ограничивались рамками передач и вставок постоянного тока. В 1970-е годы была создана вначале одна, а затем и вторая лаборатории преобразовательной техники, которые по заказам правительственных органов занимались разработкой преобразовательных систем различного, в том числе оборонного, назначения. Разработка и создание одной из таких систем были отмечены Государственной премией СССР, лауреатами которой стали сотрудники НИИПТ В. А. Иванченко и В. С. Волосевич.

В 1980-е годы продолжались работы по созданию ППТ  $\pm 750$  кВ Экибастуз – Центр и одновременно велось эскизное проектирование ещё более протяженных ППТ Сибирь – Урал – Центр и Экибастуз – Урал – Юг. Однако судьба ППТ Экибастуз – Центр печальна. В конце 1980-х годов строительство прекратилось, несмотря на то, что была почти полностью оборудована Экибастузская преобразовательная подстанция и частично – Тамбовская, построено около половины из 2400 км воздушной линии. С распадом СССР все построенные объекты были уничтожены. Первая передача такого класса была включена в эксплуатацию в Китае только 20 лет спустя.

Высшим, практически значимым достижением НИИПТ в области передачи постоянным током следует считать создание вставки постоянного тока (ВПТ) в составе электрической связи с энергосистемой Финляндии. Вставка длительное время была самым крупным объектом такого рода в мире, одним из крупнейших объектов остаётся и до настоящего времени. Создание её было отмечено Государственной премией СССР, одним из лауреатов которой стал сотрудник НИИПТ Л. Л. Балыбердин.

Для Выборгской ВПТ была разработана и внедрена автоматизированная система управления (АСУ), которая находилась в эксплуатации на подстанции около 15 лет. По своим эксплуатационно-техническим характеристикам АСУ ВПТ превосходила аналогичные разработки, имевшиеся в то время в отечественной электроэнергетике. Этому в немалой степени способствовало то, что в основу программно-технического комплекса АСУ ВПТ был положен опыт, полученный отделом при разработке и эксплуатации систем управления для Михайловской подстанции ППТ Волгоград – Донбасс и системы управления для испытательного стенда 500 кВ в Белом Расте.

Проектирование и основная часть работ по реализации ВПТ проводилась во второй половине 1970-х и первой половине 1980-х годов. При этом были использованы многие наработки, полученные в ходе проектирования ППТ Экибастуз – Центр. Мощность вставки наращивалась вплоть до 2000-х годов.

Параллельно со сверхмощной ППТ в НИИПТ велись разработки для электропередачи переменного тока класса напряжения 1150 кВ. Первой передачей этого класса стала передача Экибастуз – Урал, один из участков которой некоторое время работал на номинальном напряжении. В ходе эксплуатации были выявлены определённые конструктивные недостатки, которые постепенно устранялись и, безусловно, эта передача могла бы быть доведена до проектных параметров, но до конца эта работа выполнена не была.

Создание впервые в мире электропередачи переменного тока напряжением 1150 кВ несомненно следует считать одним из крупнейших научно-технических достижений. Одной из основных причин потери интереса к этой уникальной передаче явилось значительное снижение темпов развития электроэнергетики, так же как и других отраслей народного хозяйства в те годы. Передача экономически обоснованной мощности 5–6 ГВт по единичной линии была недопустима по условиям надёжности, а необходимость развития сети класса напряжения 1150 кВ на обозримую перспективу не просматривалась.

Наряду с работами лабораторий преобразовательной техники наиболее востребованными в 1980-е годы были работы ЛЭС в области обеспечения устойчивости, надёжности и живучести ЕЭС СССР и входящих в нее энергосистем. Особенно много внимания в доперестроечный период уделялось противоаварийной автома-

тике, на которую в условиях дефицита генерирующих мощностей и отставания в области сетевого строительства возлагалась задача предотвращения тяжёлых системных аварий. Следует сказать, что в целом с этой задачей удавалось справиться, хотя во многих случаях ценой значительных ущербов у потребителей электроэнергии. В лаборатории, а затем – отделе электрических систем продолжались интенсивные исследования в области режимов, в частности, особо напряжённых режимов энергосистем. На ряде электростанций была внедрена усовершенствованная система автоматического регулирования возбуждения, проводились исследования и испытания различных устройств противоаварийной автоматики. Комплексная работа в области противоаварийного управления в сложной многоконтурной энергосистеме закончилась созданием и внедрением в ОЭС Урала централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). За создание этой системы четырёхсотникам НИИПТ (Л. А. Кошечеву, Ю. А. Садовскому, П. Я. Кацу, И. А. Богомоловой) вместе с участниками работы от ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ Урала была присуждена Государственная премия СССР.

Признание работ НИИПТ в области исследования и разработки мероприятий по повышению устойчивости и надёжности энергосистем отражено и ведущей ролью в организации Общесоюзных совещаний по устойчивости и надёжности энергосистем СССР, которые проводились регулярно раз в четыре года вплоть до начала 1990-х годов, при участии основных исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций. В работе этих совещаний участвовали многие выдающиеся специалисты – Ю. Н. Руденко, В. А. Веников, С. А. Савалов, В. А. Семенов и др. Совещания проводились под эгидой Главного технического управления Минэнерго СССР, решения этих совещаний принимались во внимание при рассмотрении многих важнейших вопросов развития энергосистем.

В 1990-е годы НИИПТ не избежал трудностей, постигших и другие научные организации – снижение численности и ухудшение кадрового состава по соотношению возрастных категорий, резкое сокращение финансирования и т. д. В начале 1990-х годов были ликвидированы ввиду отсутствия финансирования обе лаборатории специальной преобразовательной техники.

Тематика постоянного тока в 1990-е годы свелась в основном к участию в работах по наращиванию пропускной способности и повышению надёжности Выборгской ВПТ. Кроме того в 90-е и 2000-е годы с разной степенью участия НИИПТ были разработаны, в основном на уровне ТЭО, несколько проектов ППТ, не получивших пока практической реализации:

- проект многоподстанционной ППТ Россия – Белоруссия – Польша – Германия с присоединением энергообъединения прибалтийских стран;
- совместный с концерном «Марубени» проект воздушно-кабельной ППТ от парогазовой электростанции в центральной части о. Сахалин до Токийской энергосистемы;
- эскизный проект многоподстанционной ППТ из района Братска до Тихоокеанского побережья с подключением нескольких сибирских ГЭС и Тугурской приливной электростанции (так называемая шина постоянного тока);
- проект воздушно-кабельной ППТ ЛАЭС – Выборг, обеспечивающей выдачу мощности второй очереди ЛАЭС в сторону Финляндии и Санкт-Петербурга.
- проект ППТ от Эвенкийской ГЭС в район Урала.

Все эти проекты имеют характерные особенности и отличаются оригинальностью решений как в части схем электропередачи, так и в части конструкции ВЛ. К сожалению, ни один из них пока не получил дальнейшего развития и внедрения.

В последние годы выполнены разработки по предложениям ряда субъектов электроэнергетики – проект реконструкции Волгоградской преобразовательной подстанции, ТЭО вставки постоянного тока для связи с энергосистемой Норвегии, преобразовательные подстанции для кабельной передачи со сверхпроводящим кабелем и др.

В части использования преобразовательной техники наиболее весомой явилась разработка и организация производства устройства плавки гололёда на проводах воздушных линий. В отличие от применявшихся ранее это устройство выполнено на базе тиристорного преобразователя и имеет ряд полезных конструктивных особенностей, что способствовало его внедрению на ряде объектов электроэнергетики.

Приостановка, а затем и отказ от внедрения линий электропередачи ультравысокого напряжения (1 000 кВ переменного и  $\pm 750$  кВ постоянного тока) обусловили существенное снижение интенсивности научных работ в этой области. В связи с жилищной застройкой прилегающей территории открытая часть высоковольтного испытательного комплекса оказалась практически выведенной из эксплуатации. Уникальный открытый полигон для испытаний оборудования сверх- и ультравысокого напряжения последний раз использовался в 2002 г. для новаторских исследований экологических характеристик квадрупольной ВЛ постоянного тока.

Закрытые установки высоковольтной испытательной базы в 1990-е и особенно в 2000-е годы успешно использовалась для испытаний новых типов изоляторов воздушных линий, ограничителей перенапряжений, измерительных трансформаторов, кабелей и кабельных муфт. Кроме того, отдел ТВН выполнил ряд работ по усилению грозоупорности воздушных линий, в том числе ВЛ 400 и 330 кВ электропередачи Россия – Финляндия, ряда линий в районе Поволжья и на Юге России.

Отдел ТВН участвовал в создании современной нормативно-технической базы, направленной на повышение надёжности работы изоляции электроустановок: разработаны стандарты ОАО «ФСК ЕЭС» в области выбора, эксплуатации и методов испытаний внешней изоляции электроустановок. Выполнен большой объём работ по пересмотру составленных ранее и разработке новых карт районирования территории РФ по степеням загрязнения изоляции ВЛ и ОРУ ПС.

В 1990-е годы отдел АСУ переключился с тематики постоянного тока на создание автоматизированных систем управления для магистральных подстанций переменного тока. Были спроектированы и введены в эксплуатацию АСУ различного уровня сложности на десятках подстанций, в том числе на всех подстанциях 1150 кВ и многих подстанциях 500 кВ, а также АСУ электрической части ряда крупных электростанций. В отделе была создана своя исследовательская и испытательная база. В новых экономических условиях на базе отдела АСУ НИИПТ образовалось самостоятельное коммерческое предприятие, на которое замкнулись основные практические работы этого направления. В составе НИИПТ остался отдел АСУ, выполняющий отдельные договорные НИР.

В наибольшей степени востребованными в трудные 1990-е годы оставались работы отдела электрических систем, хотя и его не обошли перипетии того периода. Удалось сохранить костяк отдела, были проведены усовершенствования для выполнения испытаний устройств регулирования и автоматики на ЭДМ. Сохранились, хотя

и в значительно меньшем объёме, заказы со стороны министерства, ЦДУ, РАО «ЕЭС России», появились заказы от иностранных компаний. В частности, следует упомянуть комплексные исследования режимов и устойчивости энергосистемы Китая в связи с созданием крупнейшей в мире ГЭС «Три ущелья». В ходе этой длившейся более года работы с использованием практически в полном объёме ЭДМ были разработаны технические предложения по системной автоматике и управлению передачами постоянного тока, а также проведено обучение группы китайских специалистов. Стоимость этой работы составила более трети бюджета НИИПТ.

К выполнению отдельных работ удавалось в той или иной мере привлекать и другие отделы института, однако положение последних ухудшалось, прежде всего, в связи с отсутствием новых отечественных объектов постоянного тока и ВЛ ультравысокого напряжения.

В 2000 – 2010-е годы в условиях реконструкции, обновления и вводов новых объектов электроэнергетики начал увеличиваться объём работ отдела электрических систем в области формирования схем, разработки мероприятий по обеспечению устойчивости и надёжности энергосистем и энергообъектов.

Вместе с тем возобновляются поисковые и исследовательские работы в области переходных процессов и устойчивости сложных энергосистем. Разработана новая концепция развития системы противоаварийной автоматики в ЕЭС России [3]. Разработаны алгоритм и программный комплекс ЦСПА нового поколения [4]. При этом удалось отказаться от многих допущений, принятых в реализованном ранее алгоритме, обеспечить выбор управляющих воздействий не только по условиям статической устойчивости и загрузки сетей, но и по условиям динамической устойчивости. ЦСПА нового поколения внедрена в ОЭС Востока и начался процесс в ОЭС Урала, Юга и других ОЭС. Разработана и внедрена в ОЭС Северо-Запада система мониторинга запаса устойчивости в текущем режиме (СМЗУ). При создании этой системы использовались многие методические наработки, приобретённые в ходе создания ЦСПА.

Углубляются и совершенствуются методы и средства математического и физического моделирования энергосистем. Физическая модель стала основным полигоном для сертификации и предварительного выбора настроек автоматических регуляторов возбуждения, разрабатываемых российскими и зарубежными фирмами. Исследовательская база дополнена установкой RTDS. Ведутся работы по созданию новой универсальной программы для расчёта переходных процессов в энергосистеме, а также современной программы расчёта токов короткого замыкания и выбора настроек систем релейной защиты.

Развитию системной тематики, особенно в части противоаварийного управления энергосистемами, в значительной степени способствовал перевод НИИПТ в 2007 г. под юрисдикцию ЦДУ ЕЭС (Системного оператора)<sup>1</sup>. В 2012 г. НИИПТ переименовался в НТЦ ЕЭС.

Развивается филиальная сеть НИИПТ – НТЦ ЕЭС. Образовываются филиалы и удалённые подразделения в Екатеринбурге и Новосибирске. Изменяется и организа-

---

<sup>1</sup> Создание на базе ОАО «НИИПТ» научно-технического центра системной надёжности и управления режимами ЕЭС определено решением Председателя правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса (распоряжение от 12.12.2005 г. № 294р).

ционная структура – появляются новые подразделения в результате разделения тематики отдела электрических систем. В частности, создаётся отдел проектирования и развития энергосистем и начинается наращивание объёма работ, связанных с проектированием развития энергосистем, и НТЦ ЕЭС за короткое время становится одной из ведущих организаций отрасли, выполняющих работы по данному направлению. Успешно проводится разработка проектной документации по схемам выдачи мощности и схемам внешнего электроснабжения объектов электроэнергетики. Выполняются разработки схем и программ развития регионов Российской Федерации. Совместно с ОАО «Энергосетьпроект» разрабатываются схемы и программы развития ЕЭС России.

Отделы сгруппировались в два департамента, соответствующие основным направлениям (см. рисунок). Руководителями департаментов в должности заместителя генерального директора становятся А. С. Герасимов и А. А. Лисицын. В Екатеринбургском и Новосибирском подразделениях развивается практически новое для НИИПТ направление, связанное с разработкой прикладного программного обеспечения, в том числе программных комплексов для расчётов электромеханических переходных процессов (RuStab), расчётов токов короткого замыкания и выбора уставок устройств релейной защиты (АРУ РЗА) и др.

В последние годы наряду с традиционными работами в области систем регулирования возбуждения генераторов значительное развитие получили работы по регулированию и автоматике энергоблоков. Необходимость развития этого направления возникла в связи с появлением в энергосистемах энергоблоков иностранного производства, при эксплуатации которых выявлен ряд непредвиденных сложностей. Документация, представляемая изготовителями оборудования, не даёт возможности предопределить поведение оборудования в различных режимах. В связи с этим требуется исследование и составление реальной модели энергоблока и его системы управления, обеспечивающей воспроизведение поведения энергоблока во всём диапазоне возможных режимов. Эти работы приобрели особую значимость при исследовании режимов и устойчивости изолированных энергосистем. Для этих систем, прежде всего Калининградской энергосистемы, проведён также комплекс работ по созданию специализированной противоаварийной автоматики.

Выполнен ряд работ, связанных с внедрением новых технических решений по управлению перетоками мощности с использованием фазоповоротного трансформатора. Это техническое решение было применено на связи с энергосистемой Казахстана и в схеме выдачи мощности от Волжской ГЭС по линиям разного класса напряжения. Выполнена работа по совершенствованию автоматического ввода резерва в системах трубопроводного транспорта.

Продолжились работы по совершенствованию программно-алгоритмических комплексов ЦСПА и расширению объёма внедрения ЦСПА и СМЗУ. Ряд предложений внесён по совершенствованию локальной противоаварийной автоматики, направленных на повышение селективности и специализации локальных устройств.

Всё более широкое внедрение находят разработанные в НТЦ программные комплексы RuStab и АРУ РЗА.

Наряду с исследовательскими работами за последние несколько лет выполнен большой объём работ, связанных с развитием энергосистем.

За последние годы произошли изменения в структуре НТЦ ЕЭС. Отделы постоянного тока, преобразовательной техники и техники высоких напряжений в 2012 г.

были преобразованы в ОАО «НИИПТ», а в 2018 г. АО «НИИПТ» окончательно отделилось от НТЦ ЕЭС. В 2018 г. самостоятельное акционерное общество образовалось и на базе Московского отделения НТЦ ЕЭС.

Наконец, в 2020 г. из НТЦ ЕЭС выделилось АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление». В эту организацию вошли все оставшиеся научные отделы НТЦ ЕЭС, поэтому её и следует рассматривать фактическим и юридическим преемником в ряду НИИПТ – НТЦ ЕЭС – НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление.

За рамками краткой исторической справки остались многие события из жизни института, имена талантливых специалистов, их работы. Более полные сведения, относящиеся к отдельным подразделениям и сотрудникам, содержатся в [5–11].

### Список литературы

1. Кощев Л. А. История НИИПТ – НТЦ ЕЭС: 1945 – 2015 / Л. А. Кощев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015. – № 72. – С. 6 – 19.
2. Технические проблемы Единой высоковольтной сети СССР: сб. статей / ред. В. И. Вейца, И. С. Палицына, И. И. Рубинштейна, Ю. Н. Флаксермана. – Москва, Ленинград : Энергоиздат, 1933. – 139 с.
3. Концепция противоаварийного управления ЕЭС России / Н. Г. Шульгинов, А. В. Жуков, А. Т. Демчук, Л. А. Кощев, П. Я. Кац, М. А. Эдлин // Электрические станции. – 2010. – № 11. – с. 23–26
4. Кощев Л. А. ЦСПА на базе алгоритмов нового поколения – очередной шаг в развитии противоаварийного управления в ЕЭС / Л. А. Кощев, Н. Г. Шульгинов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 68. – С. 7–14.
5. Кощев Л. А. Малоизвестные страницы из истории НИИПТ (1945–1948) / Л. А. Кощев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 80. – С. 163–169.
6. Соломоник Е. А. Становление ЛТВН НИИПТ (1948 – 1960) / Е. А. Смолвик // Известия НИИ постоянного тока. – 2010. – № 64. – С. 316–328.
7. Соломоник Е. А. Время творческого подъема ЛТВН НИИПТ (1960 – 1985) / Е. А. Смолвик // Известия НИИ постоянного тока. – 2011. – № 65. – С. 235–253.
8. Становление и развитие тематики системных исследований в НИИПТ // Известия НИИ постоянного тока. – 2011. – № 65. – С. 220–234.
9. Научная школа НИИПТ – НТЦ ЕЭС // Известия НТЦ Единой энергетической системы – 2014. – № 70. – С. 104–110.
10. Балыбердин Л. Л. Поссе как новатор в теории и практике мощных вентильных преобразователей (к 100-летию со дня рождения / Л. Л. Балыбердин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2015. – № 72. – С. 171–88.
11. Асанбаев Ю. А. ОАО «НИИПТ»: Отдел АСУ вчера, сегодня, завтра! / Ю. А. Асанбаев, Т. Г. Горелик // Известия НИИ постоянного тока. – 2010. – № 64. – С. 329–333.

*Кощев Лев Ананьевич*, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы Противоаварийное управление (АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»).  
E-mail: ntc@ntcees.ru

---

**CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS**


---

**POWER SYSTEMS AUTOMATIC EMERGENCY CONTROL**


---

**Power system emergency control as a branch of science.**

*Koshcheev L. A.*

Scientific problems of maintenance and development of the emergency control in power systems are formulated.

*Keywords: power system, emergency control.*

**Coordination of the emergency control with the stability control system.**

*Govorun M. N., Goryachevskii K. S., Mikhaylenko A. F., Satsuk E. I., Sinyanskii I. V.*

The stability control system calculates the permissible active power flow in the controlled section of the electrical network in real-time mode. The calculated values may differ from those used as the settings of the power overload automatics, leading to excessive operation of the automatics device. A method for coordinating the operation of those systems is proposed: the system calculates the emergency permissible flow for the current operating mode of the power system and transfers the setting to the power overload device via the communication channel.

*Keywords: electric power systems, relay protection, emergency automatics.*

**Using Dynamic Vector of Regime Changes to Determine Maximum Active Power Transfer Capability.**

*Aleksandrov A. S., Lotsman D. S., Mikhaylenko A. F., Neuymin V. G., Satsuk E. I.*

Application of optimal power flow technique to determine maximum active power transfer capability is considered.

*Keywords: calculation steady state stability margine, calculation of maximum acceptable power flows, optimal power flow calculation.*

**Synthesis of a centralized adaptive power system stabilizer based on neural networks by reinforcement learning.**

*Belyaev A. N., Pereslytskikh O. O., Polushkin V. S.*

The paper presents an algorithm for synthesis of centralized PSS based on artificial neural networks, as well as evaluates their efficiency in the four-machine Kundur power system. Test data set for training a neural network using traditional multiband PSS has been generated based on optimal parameters obtained for various operating conditions. Set of local and global adaptive control systems is obtained by reinforcement learning, and efficiency of proposed approaches is shown by calculating transient processes under finite disturbances.

*Keywords: power system, automatic voltage regulator, power system stabilizer, artificial neural networks, reinforcement learning, transient stability.*

**The influence of the ratio of the power of the transmitting and receiving parts of the power transmission on its transients.**

*Kitaevich Ph. A., Yurganov A. A.*

The article was written based on the materials of the master's thesis «Improving the hardware and software complex for testing and commissioning of automatic excitation regulators of powerful synchronous machines in autonomous power systems» [1], which took II place in the nomination «Electrical systems and networks» at the XV open competition of PJSC «TGC-1» for the best

diploma project of students of higher educational institutions of the North-West Federal District. It shows that a two-machine scheme of an autonomous power system, starting from a certain value of the ratio of the power of the starting and receiving parts of the power transmission, can be considered as a power system of the «machine-line-bus of infinite power» type. This turned out to be important in the modernization of the complex developed and manufactured by «RPE “Ruselprom-Elektromash”» LLC for checking and adjusting the automatic excitation regulator of synchronous machines «DIANA-4» [2].

*Keywords: autonomous electric power system, excitation system, two-machine power system.*

### **Application of a static synchronous series compensator to increase the transient stability of a powerful HPP.**

*Liamov A. S., Smolovik S. V.*

A significant influence of a static synchronous series compensator (SSSC) on the transient and small-signal stability is demonstrated using the example of transients in a 500 kV network of a powerful hydroelectric power plant (HPP). Currently, the maximum allowable power output from a HPP is limited on the level of 75 % of the installed capacity by the condition of maintaining transient stability. In order to increase the allowable power output of the plant, the installation of two SSSC on outgoing 500 kV overhead lines is considered. The proposed option of installing the SSSC in a 500 kV network makes it possible to increase the limits of transient stability of the HPP and increase the energy output without additional network reinforcements. The inclusion of stabilizing signals in the SSSC control law improve the quality of transient and small-signal stability.

*Keywords: power system, static synchronous series compensator, transient stability, small-signal stability.*

## **MODELING AND IMPROVEMENT OF SOFTWARE FOR CALCULATION OF POWER SYSTEMS OPERATING CONDITIONS**

---

### **Macromodel of a six-phase synchronous machine in phase coordinates for the study of processes in electric power systems.**

*Popkov E. N., Feshin A. O.*

A macromodel of a six-phase synchronous machine in a phase coordinate system is proposed. The macromodel is formed by equivalent circuits and differential equations. A study of the processes of disconnecting short-circuit currents in the scheme containing the proposed macromodel is performed. It is shown that under certain conditions, a long-term arc effect on the switch contacts can be observed.

*Keywords: macromodel, simulation model, six-phase synchronous machine, phase system of coordinates, short circuit.*

### **Adaptive model of a synchronous machine with parameters defined in operational modes.**

*Berdin A. S., Gerasimov A. S., Moiseichenkov A. N., Kovalenko P. Y., Senyuk M. D.*

In article an adaptive model of a synchronous machine for solving the problems of controlling electric modes are presented. Parameters of the model are determined by means of the data measured in operating mode. A mathematical description of the model are presented, as well as an example of calculation the parameters of model for the results of measurements of the parameters of in operating mode of a hydrogenerator during a real electromechanical transient. As a result of the calculation, the moment of inertia of the rotating masses for the turbine and hydrogenerator was

determined. The proposed adaptive model can be used for emergency control tasks including the «after» principle, as well as for assessing the technical condition of synchronous machines.

*Keywords: model of the synchronous machine, adaptive model, determination of model parameters.*

### **Automatic implementation of equipment models for transient stability analysis by symbolic manipulations**

*Mashalov E. V.*

One of the most important tasks in development of transient stability analysis software is equipment models library support. This paper discusses the process of automatic implementation of custom equipment models, described in graphical and text forms or their combination. The implementation process relies on symbolic manipulations and requires no programming skills from the users.

*Keywords: transient stability analysis, equipment simulation models, symbolic manipulation, computer algebra, compilation.*

### **Automated process of calculation of relay protection settings and determination of the minimal number of generating equipment in the software «ARU RZA».**

*Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. E., Nadobnaya E. A., Savvin D. N., Erekeykin E. I.*

The main requirements for the software designed to solve the problem of determining the minimal number of generating equipment under the conditions of correct operation of relay protection devices are described. The article also describes tools for automation of the process of selecting setpoints and analyzing the operation of relay protection. It is shown how these requirements are realized in program units as a part of the software («ARU RZA»). The operation of software units, input and output data, the advantages of each of the developed units are described in detail.

*Keywords: software, short-circuit currents calculation, relay protection and emergency automation, relay protection settings, operation analysis, relay backup, minimal set of generators, automated calculation of relay protection settings.*

## **QUESTIONS OF HIGH VOLTAGE TECHNOLOGY**

---

### **SPD application for protection of 0.4 kV equipment in CTS.**

*Kosorukov A. V., Kutuzova N. B., Pashicheva S. A., Titkov V. V.*

The necessity of overvoltages limitation in low voltage networks is due to the low electrical strength of their insulation. One of the most effective means of surge protection is the hardware protection of equipment using surge protection devices (SPD). This article discusses the main cases of the effects of lightning overvoltages on the equipment of 0.4 kV of complete transformer substations: lightning strikes in housing of substation, in outgoing 0.4 kV overhead lines and supplying 6–20 kV overhead lines. The possibility of transferring hazardous lightning overvoltages from a high-voltage transformer winding to a 0.4 kV winding is shown. Based on the analysis and calculations, recommendations are given on the use of SPD.

*Keywords: surge protective device, lightning stroke, complete transformer substation, transformer.*

## **POWER SYSTEM OPERATING CONDITIONS**

---

### **Forecast of water inflow to the basin of daily regulation of small hydroelectric power plants of the Dagestan power system.**

*Budovskiy V. P., Shehahmedov M. Sh.*

The results of the analysis of forecasting the flow of water along the tributaries of the Sulak River of the Dagestan energy system are presented. Methods are proposed for correcting the forecast of runoff p. Sulak performed by the Hydrometeorological Center for the Dagestan RDU and the formation of the forecast of water along of its tributaries.

*Keywords: river flow forecast, small hydroelectric power plant, state short-term planning.*

## **NAMES AND DATES**

---

### **75th anniversary of NIPT – STC UPS – STC UPS Emergency Control.**

*Koshcheev L. A.*

A brief historical review of the development of NIPT – STC UPS over period of 1945 to 2020 is given.

*Keywords: NIPT, STC UPS, STC UPS – Emergency Control, electric power system, long distance direct and alternative current power transmissions, high voltage technique, converter equipment.*

---

## **Content, Abstracts, Keywords**

### **Instruction for manuscript submission**

## НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление

АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» является центром компетенций по вопросам цифрового и физического моделирования энергосистем, исследованию статической и динамической устойчивости.

### НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Решение задач в области надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем и систем внутреннего электроснабжения промышленных предприятий
- Развитие технологий производства, накопления и передачи электрической энергии
- Разработка и проектирование устройств и систем релейной защиты, режимного и противоаварийного управления для энергообъектов и энергосистем
- Математическое, цифровое и физическое моделирование энергосистем, генерирующих и энергопринимающих устройств, объектов электросетевого хозяйства, систем управления агрегатного, станционного и системного уровней
- Анализ текущих и перспективных электрических режимов и устойчивости электроэнергетических систем
- Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами
- Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней
- Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»
- Независимая оценка квалификации по видам профессиональной деятельности в электроэнергетике



### НАУЧНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

7 докторов и 22 кандидата наук

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

- Цифро-аналого-физический комплекс
- Программно-аппаратный комплекс реального времени

С использованием данных комплексов НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление проводит сертификацию, проверку на функционирование и соответствие техническим требованиям нормативных документов, а также настройку для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации цифровых устройств регулирования, управления, режимной и противоаварийной автоматики и релейной защиты агрегатного, станционного и системного уровней.

[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

## ЦИФРО-АНАЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

### Состав ЦАФК

1. **Самая большая в мире электродинамическая модель**, включающая физические модели 66 синхронных генераторов, первичных двигателей и систем возбуждения всех типов, 150 силовых трансформаторов, 700 линий электропередачи, 8 передач постоянного тока, ШР, УПК, СТК, СТАТКОМ, 166 моделей комплексной нагрузки.



Зал управления



Генераторы и первичные двигатели



Силовые трансформаторы  
и линии электропередачи



Модели комплексной нагрузки

2. **Цифровые модели турбин** и их систем регулирования; автоматических регуляторов возбуждения, устройств, моделирующих аварийные возмущения и технологические нарушения в энергосистемах и действия комплексов ПА.
3. **Система измерений**, включающая аналоговые и цифровые датчики параметров электрического режима.
4. **Система осциллографирования**, включающая 64-канальные цифровые осциллографы с частотой опроса 2 кГц.

### НА ЦАФК ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Проверка функционирования и оценка эффективности нового электротехнического оборудования на соответствие нормативным документам
- Наладка и настройка под ключ устройств и систем режимного и противоаварийного управления, автоматики и защиты агрегатного, станционного и системного уровней

### Основные исследования, выполненные на ЦАФК

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов. Проведено 90 официальных испытаний 42 АРВ отечественных (22) и зарубежных (20) производителей, по результатам которых оформлено 29 сертификатов соответствия
- Настройка АРВ генераторов для конкретных энергообъектов и проверка выбранных параметров настройки в физических моделях объединенных энергосистем по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ от 13.02.2019 №98). С 2001 по 2020 год проведено 54 испытания для 35 АЭС, ГЭС, ГРЭС и ТЭЦ
- Испытания по проверке, корректировке алгоритмов и настройке групповых регуляторов активной и реактивной мощности (ГРАМ) – для 8 гидроэлектростанций
- Испытания цифровых регистраторов SMART-WAMS – для 9 устройств
- Испытания устройств быстрого аварийного ввода резерва – для 6 устройств
- Испытания устройств автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) – для 3 устройств

**ЦАФК обеспечивает адекватное моделирование энергосистемы практически любой сложности с учетом несимметрии сети, оборотных частот и искажений синусоидальной формы токов и напряжений**

[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

## ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

В АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» функционирует один из самых производительных в России программно-аппаратных комплексов реального времени (RTDS). Комплекс RTDS позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям ЭС реальные устройства управления, регулирования, релейной защиты и автоматики.

### Основные количественные характеристики:

- 2 стойки RTDS, включающие 7 расчетных плат РВ5 и полностью настроенные на совместную работу
- 1 стойка RTDS на платформе NOVACOR с 6 процессорами устройства, обеспечивающие GPS-синхронизацию, реализацию протоколов SV (МЭК 61850-9-2), GOOSE (МЭК 61850-8-1), С37.118.1, IEC-104 (МЭК-60870-5-104) и проверку устройств, работающих по этому протоколу
- Подключение внешнего оборудования с помощью дискретных и аналоговых сигналов:
  - 120 каналов по напряжению (вывод  $\pm 10\text{В}$ )
  - 36 каналов по напряжению (ввод  $\pm 10\text{В}$ )
  - 42 каналов по напряжению (вывод 100В или более)
  - 39 каналов по току (вывод 1/5 А)
  - 96+48/96+48 дискретных сигнала (ввод/вывод)
  - 32 сигналов типа «сухой контакт» (ввод/вывод)



### НА ПАК РВ ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), устройств ПА и элементов системы мониторинга переходных режимов (СМГР)
- Настройка АРВ синхронных генераторов для конкретных энергообъектов и проверка и корректировка выбранных параметров настройки в математических моделях объединенных энергосистем (при необходимости, выявленной в процессе проверки) по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019).
- Настройка устройств БАПР для конкретных энергообъектов
- Разработка отраслевых стандартов в области релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Испытания и корректировка алгоритмов работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики
- Разработка алгоритмов и устройств локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, низовых устройств в составе ЦСПА и локальных устройств ПА
- Разработка и внедрение нетиповых алгоритмов работы релейной защиты и противоаварийной автоматики

**ПАК РВ обеспечивает адекватное моделирование энергосистем, включающих современные источники энергии (ГТУ/ПГУ, ВИЭ), средства компенсации и системы управления всех уровней**

[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

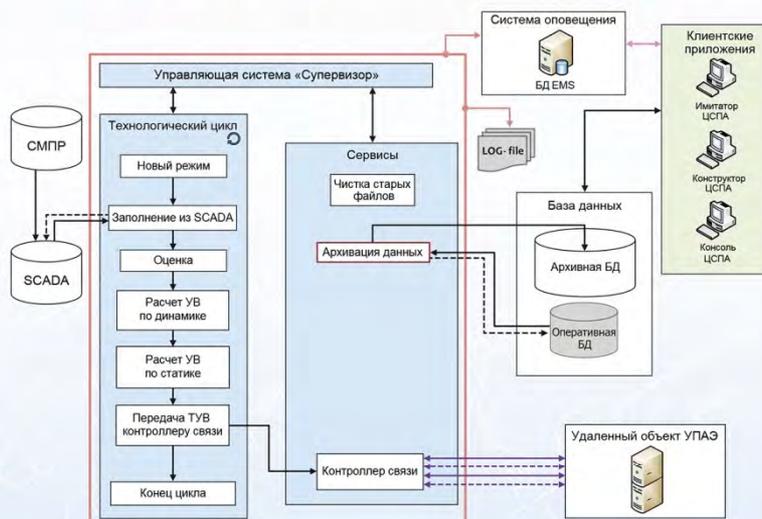
### ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ СИСТЕМА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ТРЕТЬЕГО ПОКОЛЕНИЯ

**ЦСПА** – программно-аппаратный комплекс, осуществляющий выполнение расчетов управляющих воздействий (УВ) для заданных пусковых органов на основе текущих значений параметров электрического режима.

Расчет УВ производится для:

- предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости
- установления послеаварийного режима с учетом допустимой токовой загрузки оборудования
- обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению

**Расчёт УВ может быть выполнен для компенсации аварийного небаланса активной мощности и обеспечения допустимых уровней частоты в изолированно работающей энергосистеме**



- Внедрена в промышленную эксплуатацию в пяти ОЭС ЕЭС России
- Обеспечивает определение УВ для недопущения каскадных аварий
- Использует современные принципы построения сложных расчетных вычислительных комплексов, функционирующих в непрерывном режиме
- Использует векторные измерения параметров режима от СМПП
- Имеет типовые технологические алгоритмы и универсальную модульную структуру

**Технология может быть применена на крупных энергообъектах и в изолированно работающих энергосистемах**

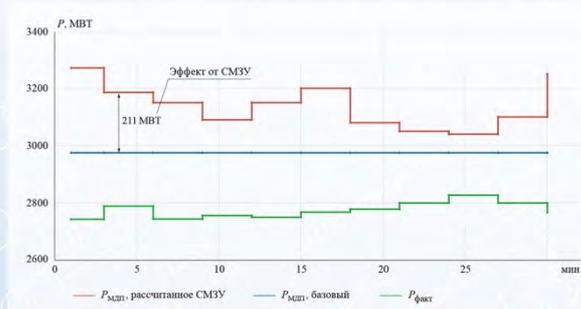
**СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

**СМЗУ** рассчитывает в режиме on-line текущие значения максимально-допустимых и аварийно-допустимых перетоков в выявленных опасных и заданных контролируемых сечениях по условиям статической и динамической устойчивости с учётом:

- критерия  $n - 1$
- обеспечения допустимой токовой загрузки электросетевых элементов
- обеспечения допустимых уровней напряжения
- текущих настроек локальных комплексов ПА



- ▶ Внедрена в промышленную эксплуатацию в шести диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС»
- ▶ Повышает степень использования пропускной способности электрических сетей энергосистемы
- ▶ Обеспечивает диспетчера необходимой информацией для управления режимом энергосистемы
- ▶ Обеспечивает выдачу результатов расчётов в автоматические системы регулирования (АРЧМ)

**Пример расчетов МДП в контролируемом сечении**


**Технология может быть применена в диспетчерских центрах системных операторов, энергосистем, крупных энергообъектов**

## СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ

**САРЧМ** используется для:

- автоматического регулирования суммарного перетока мощности в заданных сечениях с коррекцией по частоте, в том числе по интерфейсам связи энергообъектов с энергосистемой
- оптимизации загрузки объектов малой и распределенной генерации, в том числе солнечных и ветровых электростанций
- ограничения перетоков мощности, недопущения и/или устранения токовой перегрузки связей
- регулирования частоты



Интерфейс подключения к энергосистеме

**Энергосистема**



Применение систем АРЧМ позволяет увеличить переток по интерфейсу



САРЧМ реализована в виде иерархической распределенной системы управления, на верхнем уровне которой производится расчет значений заданий мощности энергоблокам.

Индикация внутренних расчетных параметров САРЧМ реализуется путем встраивания в SCADA, что позволяет использовать привычные интерфейсы отображения актуального состояния работы системы и изменения уставок ее алгоритмов.

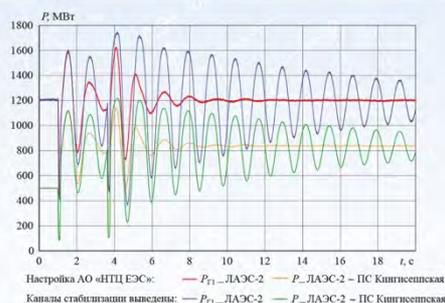
## НАСТРОЙКА АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

В АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» разработаны расчетные методики выбора параметров настройки АРВ сильного действия отечественной и зарубежной структуры, обеспечивающие надежную работу синхронных генераторов во всем многообразии схемно-режимных и возможных аварийных условий эксплуатации.

Настройка, выбранная по этим методикам, удовлетворяет действующим критериям эффективности и обеспечивает устойчивую параллельную работу электростанции с энергосистемой.

Проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия выполняется на физической (с использованием цифро-аналого-физического комплекса) или математической (с использованием RTDS) моделях энергосистемы по методикам, утвержденным АО «СО ЕЭС» (Приказ Минэнерго РФ № 98 от 13.02.2019).

АРВ сильного действия, настройка которых выполнена в АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление», успешно эксплуатируются в составе статических и бесщеточных систем возбуждения 157 синхронных генераторов на 12 атомных, 14 гидравлических и 9 тепловых электростанциях в ЕЭС России и за рубежом.



Проверка параметров настройки AVR-3МТК генератора блока №1 Ленинградской АЭС-2 на физической модели энергосистемы Северо-Запада (пример оценки эффективности настройки)

### Энергообъекты, проверка параметров настройки АРВ которых выполнена в АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление»





Противоаварийное  
управление

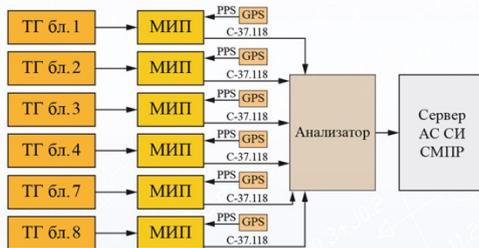
## СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРЕКТНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

**СМСР** предназначена для оперативного контроля функционирования АРВ синхронных генераторов в части выполнения требований ГОСТ-21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов» и Приказа Минэнерго РФ от 13.02.2019 № 98.

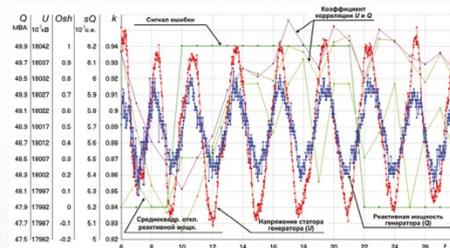
СМСР выявляет генератор, являющийся источником незатухающих синхронных колебаний, выполняет контроль правильности работы релейной форсировки возбуждения, системных функций АРВ и его основных ограничителей.

Опытная эксплуатация СМСР проведена на энергоблоке № 1 Северо-Западной ТЭЦ. Выявлены факты некорректного функционирования АРВ генераторов газовых турбин энергоблока, после чего законы управления АРВ этих генераторов были скорректированы.

В 2016 г. СМСР введена в эксплуатацию на Краснодарской ТЭЦ и обеспечивает оперативный контроль АРВ шести генераторов. С помощью СМСР неоднократно выявлялись случаи некорректного функционирования АРВ.



Структура СМСР Краснодарской ТЭЦ



Пример выявления некорректной работы АРВ генератора блока № 3

### СМСР и ее отдельные элементы защищены 6 патентами



№ 017981



№ 2508591



№ 2521768



№ 132637



№ 2509333



№ 2563031

В настоящее время СМСР внедрена на Нововоронежской АЭС, Богучанской и Волжской ГЭС, Казанской ТЭЦ-3, Пермской, Нижневартовской, Череповецкой, Уренгойской и Рефтинской ГРЭС, Южноуральской ГРЭС-2.

[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

## ИСПЫТАНИЯ ПОДСИСТЕМ ГРАМ И ГРНРМ

Испытания макетов подсистем **группового регулирования активной мощности (ГРАМ)** и **группового регулирования реактивной мощности и напряжения (ГРНРМ)** отечественных и зарубежных производителей проводятся на цифро-аналого-физическом комплексе АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» с 2006 года в схемах физических моделей, адекватно отображающих условия работы конкретной гидроэлектростанции в энергосистеме по программе, согласованной заказчиком.

Испытания подсистем ГРАМ и/или ГРНРМ проведены для:

- Саяно-Шушенской ГЭС
- Нижегородской ГЭС
- Зейской ГЭС
- Новосибирской ГЭС
- Усть-Каменогорской ГЭС (Казахстан)
- Усть-Илимской ГЭС
- Богучанской ГЭС
- Братской ГЭС
- Сургутской ГРЭС-2



Испытания ГРАМ Братской ГЭС



Испытания ГРАМ Усть-Илимской ГЭС



Испытания ГРАМ Усть-Каменогорской ГЭС

При испытаниях выполнены:

- проверка соответствия подсистем ГРАМ и ГРНРМ заявленным техническим характеристикам и техническим требованиям заказчика
- корректировка технологических алгоритмов и программного обеспечения всех подсистем ГРАМ и ГРНРМ, представленных на испытания
- настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ для конкретных схемно-режимных условий эксплуатации
- проверка правильности согласования подсистем ГРНРМ с системами регулирования возбуждения агрегатного уровня (АРВ)
- проверка правильности согласования подсистем ГРАМ с системами автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ) и автоматического управления гидроагрегатом (САУ ГА)

**Испытания и настройка подсистем ГРАМ и ГРНРМ на физической модели энергосистемы – эффективный способ повышения надежности функционирования ЕЭС России**

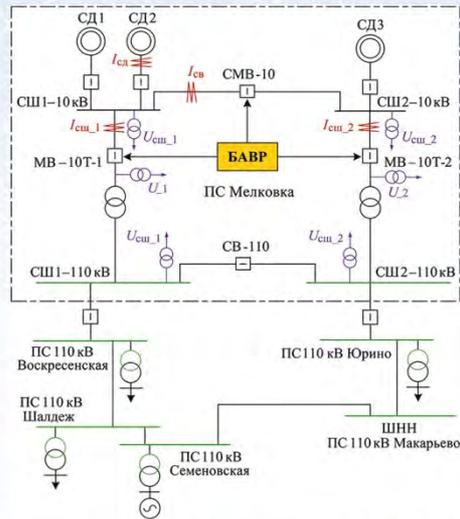
## ИСПЫТАНИЯ И НАСТРОЙКА УСТРОЙСТВ БАВР

ПАО «Транснефть» применяет устройства **быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР)** для надежного и бесперебойного энергоснабжения нефтеперекачивающих станций (НПС). Компания разработала технические требования к БАВР, выполнение которых обеспечивает быстрый и селективный перевод на резервные шины электроприводных агрегатов магистральных насосов НПС при перерывах питания синхронных электродвигателей от внешней сети.

Проверка выполнения требований ПАО «Транснефть» к устройствам БАВР, выпускаемым ООО «НПП Бреслер», ООО «Релематика», ООО «ТЭЛ ТЭК» (БМРЗ-БАВР ООО «НТЦ «Механотроника»), АО «ЧЭАЗ» и ООО НПП «ЭКРА», проведена на цифро-аналого-физическом комплексе в физической модели НПС «Мелковка», принятой в качестве тестовой схемы, по программе, согласованной заказчиком.

Испытания выявили несоответствие всех образцов устройств БАВР техническим требованиям ПАО «Транснефть», в том числе:

- ложные срабатывания при удаленных коротких замыканиях, не приводящих к нарушению устойчивости электродвигателей, а также при проходящих КЗ в сети 10 кВ
- сверхнормативные временные задержки отключения поврежденного ввода и/или включения секционного выключателя
- превышения допустимого угла между векторами напряжений прямой последовательности поврежденной и резервной секций шин при замыкании секционного выключателя
- невыдачу команд или необеспечение требуемого быстродействия при выдаче команд на гашение поля электродвигателей при возникновении необходимых пусковых условий



Анализ параметров аварийных режимов, выполненный по осциллограммам переходных процессов, позволил большинству разработчиков устройств БАВР устранить выявленные алгоритмические и программные ошибки, что было подтверждено результатами повторных испытаний на физической модели. Это обеспечило возможность применения устройств БАВР на НПС ПАО «Транснефть».

Испытания устройства БАВР ООО «Релематика»

### Испытания устройств БАВР на функционирование в условиях физической модели – необходимый элемент проверки их соответствия техническим требованиям

Настройка устройств БАВР, допущенных к применению на НПС ПАО «Транснефть» по результатам комплексных испытаний на ЦАФК, выполнена в настоящее время на RTDS АО «НТЦ ЭЭС Противаварийное управление» для 6 нефтеперекачивающих станций ПАО «Транснефть» в схемах, адекватно отображающих условия их работы в энергосистемах.

### Настройка рекомендованных к применению устройств БАВР для конкретного энергообъекта на RTDS – эффективный способ обеспечения надежного энергоснабжения НПС

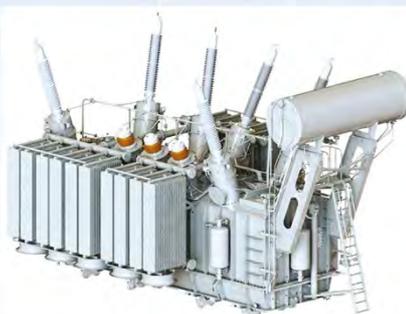
[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

## ОБОСНОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ФАЗОВОРОТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

- Технико-экономическое обоснование мест установки, параметров конструкции и требований к системе управления ФПТ
- Разработка решений по регулированию потоков активной мощности в электрических сетях 110 кВ и выше с одновременным ограничением токов короткого замыкания за счёт использования фазоворотных комплексов
- Полное научно-техническое сопровождение проекта до момента его реализации

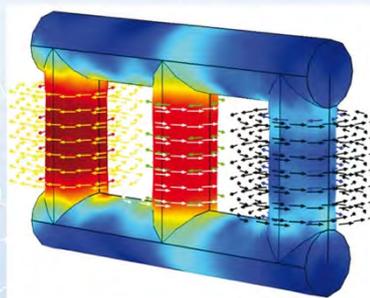
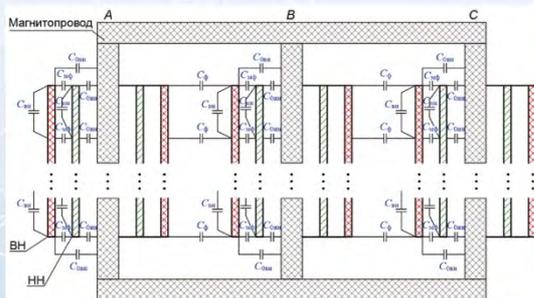


Решена задача по увеличению располагаемой мощности Волжской ГЭС до 2744,5 МВт.

АО «НТЦ ЕЭС» совместно с ПАО «РусГидро» и ООО «Силовые машины – Тошиба. Высоковольтные трансформаторы» принимало непосредственное участие во внедрении ФПТ в схему выдачи мощности Волжской ГЭС.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПЯЖЕНИЯ

- Обоснование режима заземления нейтрали электрических сетей 6–35 кВ и экспертиза уже выполненных проектов
- Исследование причин повреждения силового и измерительного оборудования
- Математическое моделирование измерительных и силовых устройств с магнитопроводом любой конфигурации (в том числе исследование насыщения трансформаторов тока), а также токоограничивающих устройств на основе явления ВТСП
- Проведение расчётов с использованием собственной математической модели канальной цилиндрической симметричной вертикальной дуги, стабилизированной восходящими конвективными потоками газа



[www.ntcees.ru](http://www.ntcees.ru)

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова,  
д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202

Телефон: (812) 297 54 10  
E-mail: [ntc@ntcees.ru](mailto:ntc@ntcees.ru)

## ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

Программно-вычислительный комплекс (ПВК) «АРУ РЗА» для расчета токов короткого замыкания, выбора уставок релейной защиты и проверки электротехнического оборудования ориентирован на специалистов служб РЗА АО «СО ЕЭС», сетевых и генерирующих компаний, проектных организаций.

ПВК «АРУ РЗА» включен в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных.

### В ПВК РЕАЛИЗОВАНЫ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ И ФУНКЦИИ:

- графический редактор с возможностью работы с несколькими изображениями одной сети
- табличный редактор
- модуль Команд Управления и Расчёта Сети (К.У.Р.С)
- модуль импорта данных из ПВК АРМ СРЗА (всех параметров и графических изображений сети) в ПВК «АРУ РЗА»
- расчёт электрических величин при любых типах множественных повреждений
- расчёт повреждения вдоль линии
- расчёт эквивалентной схемы электрической сети
- расчёт параметров многообмоточных трансформаторов и автотрансформаторов с расщеплением обмоток, а также одинарных и сдвоенных реакторов
- групповая коррекция сетей
- вывод результатов расчётов в файлы форматов TXT, DOC, XLS, HTML
- сохранение графического изображения сети в файлы форматов: PNG, SVG, PDF
- автоматический расчёт параметров схемы замещения элементов сети по паспортным данным оборудования
- функция поиска элементов, входящих в заданное число поясов для узла
- каталог силового оборудования с заданными параметрами и возможностью редактирования и создания собственных образцов
- автоматический расчёт параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом заданных пользователем схем соединений обмоток
- контроль исходных данных и топологии электрической сети
- сравнение сетей
- проверка классов напряжений в узлах
- библиотека нормативных документов
- расчёт параметров воздушных и кабельных линий
- модуль РЗА
  - расчёт уставок релейной защиты с относительной (ТЗНП, ТЗОП, МТЗ, ДЗ) и абсолютной (ДФЗ, ДЗЛ, ДЗШ, НВЧЗ) селективностью, с функцией формирования протокола расчётов уставок в формате MS Word
  - автоматическое формирования бланков параметрирования микропроцессорных защит
- анализ срабатывания защит для обеспечения ближнего и дальнего резервирования с проверкой корректности работы устройств РЗ



## ПВК «АРУ РЗА»: ОТЕЧЕСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА МИРОВОГО УРОВНЯ

- взаимодействие с ПВК по расчёту динамической устойчивости и электрических режимов (расчёт производной схемы прямой последовательности)
- проверка оборудования на термическую и динамическую стойкость току КЗ с расчётом ударного тока и теплового импульса
- определение места повреждения
- расчёт электрических величин при любых типах множественных повреждений с учетом нелинейных элементов
- модуль FACTS (вставка постоянного тока, статический тиристорный компенсатор, нелинейный элемент и др.)

### В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ БУДУТ ДОСТУПНЫ:

- сетевая многопользовательская версия ПВК
- определение минимального состава генерирующего оборудования по условиям функционирования устройств РЗ
- автоматический расчёт уставок устройств РЗА
- шаблоны типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций
- расчёт ТКЗ в сетях, питающих тяговые подстанции с разработкой подробных моделей тяговой электрической сети и тяговой нагрузки
- учет возобновляемых источников энергии – солнечных и ветряных электростанций

ПВК «АРУ РЗА» введён в опытную эксплуатацию в АО «СО ЕЭС», активно используется в проектных институтах России и Казахстана, организациях и компаниях нефтегазовой отрасли, включен в учебный процесс вузов: ПЭИПК, НГТУ, КГЭУ, АлтГТУ.

ПВК «может работать с различными операционными системами, в том числе отечественного производства на базе ядра Linux.

С демонстрационной и полной версией программы можно ознакомиться на сайте [www.arurza.ru](http://www.arurza.ru).

Канал на YouTube:

<https://www.youtube.com/channel/UCayCAkSCYmLdkErnjrCetzw/>

По вопросам приобретения ПВК «АРУ РЗА» обращаться: тел.: +7 (383) 328-12-51, 328-12-54, e-mail: [info@arurza.ru](mailto:info@arurza.ru)

## 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.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы. Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: Российская Федерация, 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, этаж 2, офис 202, АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

### 2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщённой 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. Объём 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.

Сокращённые 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.

### **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;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- авторская справка.

**Образец и шаблон оформления статьи, а также форма авторской справки** приведены на сайте журнала: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

### **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:

Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213.

E-mail: [nto@ntcees.ru](mailto:nto@ntcees.ru)

**СПРАВКА**

предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи  
В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю,  
что я, \_\_\_\_\_

автор (соавтор) статьи \_\_\_\_\_

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищённых авторским правом, включая цитаты, воспроизведённые данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подаявая статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы», я передаю редакции право на её опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора \_\_\_\_\_ «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Ф.И.О. \_\_\_\_\_

Учёная степень \_\_\_\_\_

Учёное звание \_\_\_\_\_

Место работы \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Адрес служебный \_\_\_\_\_

Телефон \_\_\_\_\_

E-mail \_\_\_\_\_