

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (1) 82

Издаётся с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2020

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошечев 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;
Виленкина И. И. – секретарь редакции.

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, АО «НТЦ ЕЭС».
Тел. 8 (812) 297-54-10, доб. 210, 213. E-mail: nto@ntces.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
РАЗРАБОТКА, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И ЗАЩИТЫ	
<i>Бинько Г. Ф., Грабчак Е. П., Купчиков Т. В., Логинов Е. Л., Миляев Р. Г., Сацук Е. И., Черезов А. В., Шаров Ю. В.</i>	
Использование искусственного интеллекта и технологии Big data при формировании цифровой модели отраслевой суперсистемы для управления кластерами электро- и теплоэнергетических объектов	6
<i>Андронович Б., Аюев Б. И., Грабчак Е. П., Жуков А. В., Лисицын А. А., Павлушко С. А., Сацук Е. И., Черезов А. В.</i>	
Противоаварийное управление в изолированно работающих энергосистемах	19
<i>Андронович Б., Жуков А. В., Курилкин А. И., Миляев Р. Г., Павлушко С. А., Сацук Е. И., Шаров Ю. В.</i>	
Особенности реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение нагрузки в энергосистеме Калининградской области	26
<i>Аюев Б. И., Грабчак Е. П., Лисицын А. А., Миляев Р. Г., Сацук Е. И., Семёнов Н. К., Чаплюк С. В., Черезов А. В., Шаров Ю. В.</i>	
Результаты натурных испытаний программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы.....	36
<i>Горячевский К. С., Расцепляев А. И., Синянский И. В., Ясько Д. В.</i>	
Алгоритм блокировки дистанционной защиты ЛЭП.....	43
<i>Абакумов С. А., Виштитбеев А. В., Гаязов С. Е., Надобная Е. А., Саввин Д. Н., Эрекайкин Е. И.</i>	
Модуль анализа срабатывания защит в современных программно- вычислительных комплексах на примере ПВК «АРУ РЗА»	49
МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ	
<i>Аюев Б. И., Бинько Г. Ф., Герасимов А. С., Гуриков О. В., Касьянов С. Е., Купчиков Т. В., Павлушко С. А., Смирнов А. Н., Шаров Ю. В., Шескин Е. Б.</i>	
Цифровое моделирование систем автоматического регулирования газовых турбин электростанций	57
<i>Бинько Г. Ф., Герасимов А. С., Касьянов С. Е., Купчиков Т. В., Миляев Р. Г., Сацук Е. И., Смирнов А. Н., Шаров Ю. В., Шескин Е. Б.</i>	
Выбор параметров систем автоматического регулирования газовых турбин для исключения колебаний в энергосистеме	65
<i>Гуриков О. В., Кабанов Д. А.</i>	
Разработка математических моделей гидротурбин для исследования переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме	73
<i>Иванов С. А., Кузнецов А. А., Першиков Г. А., Селезнёв Ю. Г.</i>	
Схемно-режимные особенности работы ВЭС параллельно с мощной энергосистемой	95

Лямов А. С., Смоловик С. В., Тупицина А. Л.

Устойчивость электропередачи со статическим синхронным продольным компенсатором..... 102

Аюев Б. И., Бинько Г. Ф., Грабчак Е. П., Купчиков Т. В., Логинов Е. Л., Миляев Р. Г., Павлушко С. А., Сацук Е. И., Черезов А. В., Шаров Ю. В.

Проблемы замещения импортного оборудования в электроэнергетике России..... 109

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Аюев Б. И., Бинько Г. Ф., Герасимов А. С., Гуриков О. В., Жуков А. В., Миляев Р. Г., Павлушко С. А., Смирнов А. Н.

Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах..... 124

Алтухова М. К., Люлина М. А., Рындина И. Е., Чудный В. С.

Моделирование электроэнергетических систем по режимным частотным характеристикам..... 131

Бердин А. С., Дмитриева А. А., Коваленко П. Ю., Сенюк М. Д.

Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации..... 137

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

Шескин Е. Б.

Апериодическая составляющая тока в выключателях силовых трансформаторов и пути её снижения..... 147

ИМЕНА И ДАТЫ

Кощеев Л. А.

Фронтовики (к 75-й годовщине Дня Победы) 157

Евдокунин Г. А., Смоловик С. В., Фролов В. Я.

Памяти Георгия Николаевича Александрова (к 90-летию со дня рождения) 160

АВТОРЫ НОМЕРА..... 163

CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS..... 167

Технический редактор *М. В. Леонтьева*

Корректор *Л. Р. Мендигашиева*

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

Подписано в печать 22.05.2020

Формат 70×108/16

Тираж 300 экз.

Заказ 20050705

Печ. л. 11,25

Отпечатано с готового оригинал-макета

в ООО «Типография Лесник».

197183, Россия, Санкт-Петербург, ул. Сабировская, д. 37, лит. Д, комната 206

Предисловие

Уважаемый читатель!

Значительная часть статей данного номера журнала в той или иной степени связана со спецификой изолированно работающих энергосистем. Интерес к этой проблеме определяется возможным переходом в режим изолированной работы энергосистемы Калининградской области.

Наряду с требованиями обеспечения высоких экономических показателей при ведении режима в изолированной энергосистеме необходимо учитывать особые условия обеспечения надёжности энергоснабжения потребителей и устойчивости энергосистемы. Больше, чем в крупных энергообъединениях, соотношение единичной мощности энергоблока и суммарной мощности изолированной энергосистемы на первый план при организации противоаварийного управления выводит аварийные возмущения, связанные со сбросом генерирующей мощности при отключении энергоблока. При этом далеко не всегда с такого рода возмущениями успешно справляется система автоматической частотной разгрузки. Проблема усугубляется некоторыми особенностями современных энергоблоков, ветро- и солнечных электростанций и так называемых объектов распределённой генерации (эти вопросы рассматривались в одной из статей предыдущего номера журнала).

Три статьи относятся к различным аспектам организации противоаварийной автоматики в энергосистеме Калининградской области.

В разделе, посвящённом исследованиям технических характеристик, режимов и управляемости основных элементов оборудования энергосистем, рассматриваются современные парогазовые и газовые энергоблоки, гидро- и ветроэлектростанции. В этом же разделе помещена информационная статья о планах импортозамещения в электроэнергетике и реализации этих планов.

Три статьи относятся к вопросам исследования характеристик и управления режимами энергосистем, в том числе работающих изолированно.

В ряде статей содержатся материалы диссертационных работ.

В разделе *Имена и даты* к 75-й годовщине Дня Победы помещена заметка об участниках Великой Отечественной войны – сотрудниках одной из лабораторий НИИПТ, а также статья памяти члена-корреспондента РАН Г. Н. Александрова.

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

РАЗРАБОТКА, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, АВТОМАТИКИ И ЗАЩИТЫ

УДК 621.311

Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак, Т. В. Купчиков, Е. Л. Логинов, Р. Г. Миляев,
Е. И. Сацук, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров

Использование искусственного интеллекта и технологии Big data при формировании цифровой модели отраслевой суперсистемы для управления кластерами электро- и теплоэнергетических объектов

Проанализированы проблемы использования искусственного интеллекта и технологии Big data для оптимизации цепочек оперативно-коммуникационных технических и экономических транзакций в рамках суперсистемы электро- и теплоснабжения как квазиинтегрированного технологического комплекса. Предлагается использование цифровых «двойников» для итогового выхода электро- и теплоэнергетических объектов на новое качество управления на основе цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков. Использование цифровой топологии позволяет реализовать при локальных взаимодействиях поиск и реализацию решений по продвижению к локальному ресурсно-операционному оптимуму для оптимизации затрат на эксплуатацию и ремонт в условиях критических диспропорций в тарифно-ценовых источниках финансирования затрат на цели эксплуатации и ремонта оборудования. Создаётся возможность анализа вариантов текущего и капитального ремонта в рамках экономических ограничений (затрат, включённых в тарифы, размера амортизации, потребностей выхода на плановые показатели прибыли), а также контроля и анализа эффективности использования каждого рубля по цепочке технологических операций в процессе эксплуатации и ремонта. Результатом должно быть снижение стоимости жизненного цикла электро- и теплоэнергетической инфраструктуры с целью высвобождения средств на модернизацию.

Ключевые слова: искусственный интеллект, информационная система, Big data, цифровая модель, цифровая топология, электроэнергетика, теплоэнергетика.

Введение

У многих энергетических компаний, вследствие достижения условно-предельного уровня высоких цен и тарифов на электроэнергию (и тепло), фактически исчерпан резерв для покрытия возрастающих затрат на эксплуатацию и замену стареющего оборудования, не говоря уже о его модернизации. Бюджетные источники на эти цели также ограничены по естественным причинам.

Частичным выходом в современных экономических условиях может быть расширенное внедрение цифровых технологий управления с использованием элементов искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом увеличения телекоммуникационного и телеметрического оборота цифровых данных и потребностей в вычислительных сервисах для оптимизации цепочек оперативно-коммуникационных технических и экономических транзакций в рамках суперсистемы электро- и теплоснабжения как квазиинтегрированного технологического комплекса.

Повышение эффективности управления на основе цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы

Общим результатом использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом резкого возрастания объёма обрабатываемых данных для оптимизации цепочек оперативно-коммуникационных технических и экономических транзакций является повышение эффективности управления на основе цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы [1, 2]. Оптимизация реализуется через упрощение и ускорение планирования, настройки, управления, оптимизации параметров работы суперсистемы электро- и теплоснабжения как квазиинтегрированного технологического комплекса на основе внедрения цифровых «двойников» технологических процессов, физических систем, объектов и изделий [3–5]. Каждый из этих объектов представляет собой цифровой информационный комплекс систем обработки данных и систем автоматики в управлении производственными и организационно-экономическими процессами [6, 20].

Реализация цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы на основе технологии Big data может быть применима к решению широкого круга технических проблем [7, 8]. Например, это использование виртуальной модели отслеживания жизненного цикла оборудования применительно к объектам квазиинтегрированной электро- и теплоэнергетической суперсистемы, структурированной как комплекс небольших цифровых электро- и теплоэнергетических кластеров (мультиагентных ансамблей) [9, 10].

Для оптимизации цепочки информационного обмена данными, их вычислительной обработки и фиксирования с использованием виртуальной модели отслеживания жизненного цикла оборудования в систему следует включить компоненты, формирующие инвариантное ядро интеллектуального генератора и транслятора данных, интегрируемого из отдельных квазиавтономных элементов в сети (полицентрической системе) цифровых кластеров (мультиагентных ансамблей) [17–19].

Ожидается, что использование элементов искусственного интеллекта и технологии Big data позволяет реализовать при локальных взаимодействиях поиск и реализацию решений по продвижению к локальному ресурсно-операционному оптимуму через контроль и анализ эффективности использования каждого рубля по цепочке технологических операций в процессе эксплуатации и ремонта как элементу оптимума более высокого организационного уровня в режиме близком к реальному времени [11, 12]. Это обеспечивает достижение оптимальных ресурсно-операционных параметров функционирования электро- и теплоэнергетических цифровых объектов (цифровых «двойников» как цифровых агентов), позволяющих реализовать координацию командной работы, в том числе при наличии существенной неопределённости в действиях и наблюдениях.

Применение элементов искусственного интеллекта и технологии Big data в рамках виртуальной модели отслеживания жизненного цикла оборудования

Использование виртуальной модели отслеживания жизненного цикла оборудования (в том числе расчёт технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования)

позволяет осуществить оптимизацию затрат, прежде всего, на электросетевое хозяйство. Потенциально это может в среднесрочной перспективе сократить эксплуатационные и ремонтные затраты ряда энергетических компаний, ориентировочно на 15–25 %. Это особенно важно в условиях того, что разброс затрат и объёмов накопленной амортизации энергосетевых компаний относительно количества условных единиц по линиям электропередачи и по подстанциям различается, в ряде случаев, в 4–5 раз.

То есть изменение подходов к замене оборудования (ограничение бесконечно проводимых ремонтов в пользу ввода нового оборудования, с уточненными характеристиками загрузки, а также определением очередности и адресного места замены) позволило бы оптимизировать эксплуатационные и ремонтные затраты. Сложившийся индекс технического состояния (ИТС), при условии его корректного расчёта, позволяет по многим массивам оборудования по уточнённым территориальным сегментам временно снизить объёмы ремонта в пользу замены оборудования. То есть можно было бы высвободившиеся финансовые средства от сокращения ремонта потратить именно на замену оборудования и, тем самым, снизить темпы старения оборудования в электросетевом хозяйстве, выйдя на показатели восстановления ИТС близкие к 3,0 % в год в рамках тех же финансово-экономических показателей тарифно-ценовой нагрузки, инвестиционных программ, амортизации и прибыли акционерных обществ.

Фактически встает вопрос об изменении идеологии управления развитием электро- и теплоэнергетической суперсистемы нашей страны, в чём появилась необходимость в последние годы. Внедрение идеологии использования ИТС требует своего продолжения не только в аспекте внедрения цифровых сервисов оценки и мониторинга ИТС, но и механизмов планирования эксплуатационных и ремонтных работ, замены оборудования в увязке с как инвестиционными, тарифными источниками CAPEX и OPEX¹, так и с финансово-экономическими результатами работы акционерных обществ (амортизация, прибыль, дивиденды и пр.).

Ключевые положения использования виртуальной модели отслеживания жизненного цикла оборудования включают:

- возможность анализа технического состояния каждого элемента оборудования в рамках системы удалённого мониторинга, оценки и прогнозирования изменения технического состояния объектов для определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование (группы оборудования);
- возможность определения интегрального показателя технического состояния оборудования в отношении основного технологического оборудования объектов электро- и теплоэнергетики с последующим интерактивным формированием цифровых «двойников» технологических процессов, физических систем, объектов и изделий с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков;

¹ OPEX – operating expense – операционные расходы бизнеса. CAPEX – capital expense – капитальные расходы бизнеса.

- возможность полицентрической интеграции данных оценки технического состояния основного технологического оборудования объектов электро- и теплоэнергетики для формирования сценариев технических воздействий на оборудование: продолжения эксплуатации, ремонта, замены, технического перевооружения или реконструкции;
- возможность анализа оценки технического состояния каждого элемента оборудования в рамках единой унифицированной цифровой модели сети, их характеристик с решением задачи нахождения оптимизированных значений, определяется интегральный показатель функционального узла оборудования (группы оборудования) допустимых классов между идентифицируемыми индексами технического состояния каждого элемента оборудования;
- возможность выявления семантики анализируемых индексов технического состояния каждого элемента оборудования, интегрированных с блоками, позволяющими определить количественные оценки готовности к работе в отопительный сезон субъекта электро- и теплоэнергетики, рейтинговые категории, по которым регулятор фиксирует готовность к работе в отопительный сезон данного субъекта и пр.;
- возможность сбора необходимой информации в отношении расчётных моделей планирования режима работы оборудования с использованием цифровой топологии оборудования в отношении функциональных элементов единой унифицированной цифровой модели сети, позволяющей обеспечить построение унифицированных систем учёта оборудования, эксплуатируемого на объектах электро- и теплоэнергетики с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков, их технологических параметров и характеристик, необходимых для принятия оптимальных управленческих решений.

Структура информационно-вычислительной системы

Каждый цифровой электро- и теплоэнергетический кластер («цифровой макро-объект») может быть не только источником и получателем информации, но и маршрутизатором-ретранслятором данных.

Интеграция информационных систем различных групп российских электро- и теплоэнергетических цифровых объектов, которые могут находиться между собой как в состоянии коммерческой конкуренции, так и кооперации, обеспечивается за счёт стандартизации управляющих транзакций в сети (полицентрической системе) стандартных организационно-информационных комплексов различных электро- и теплоэнергетических структур [15, 16].

Требуется внедрение цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы на основе использования технологии Big data для обеспечения согласованности действий цифровых «двойников» и восстановления функциональности агентов, обеспечения селективности коммуникаций и реализации обратной связи и поддержки в каждой из них стандартного протокола.

Ядром системы должна стать цифровая платформа, одновременно формирующая драйвер сетевого взаимодействия других маршрутизаторов как элементов регулирующего комплекса, включающего мониторинговый детектор, фильтр данных

и модуль оптимизации. Такая система должна объединить информационные, телематические и вычислительные сервисы для развития информационных систем при управлении кластерами электро- и теплоэнергетических цифровых объектов (мультиагентных ансамблей).

Регулирование ресурсно-операционных параметров функционирования объектов и их взаимодействия

В рассматриваемом комплексе создаётся возможность повышения устойчивости процессов управления кластерами электро- и теплоэнергетических цифровых объектов (мультиагентных ансамблей), позволяющих реализовать координацию командной работы на различных иерархических уровнях в отношении мониторинга технического состояния, определения потребности и очередности ремонта и замены оборудования (с учётом наличия и прогноза получения финансовых средств на эти цели). Информационно это может быть реализовано путём прямого взаимодействия «цифровой объект – цифровой объект» между кластерами с выводом итоговой информации на управляющий центр энергокомпании или Минэнерго России (Техническая инспекция ЕЭС, САЦ Минэнерго России и т. п.), либо при передаче «от цифрового объекта» каждого кластера информации в систему мониторинга с выводом итоговой информации на управляющий центр. То есть выявление многопараметрических характеристик процесса с использованием интеллектуального генератора и транслятора данных, интегрируемого из отдельных квазиавтономных элементов в сети (полицентрической системе) стандартных организационно-информационных комплексов различных электро- и теплоэнергетических структур.

В результате осуществляется поддержание мониторинга процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов технологического комплекса, в том числе для обеспечения согласованности действий в отношении эксплуатации и ремонта объектов и их функциональных узлов, обеспечение селективности коммуникаций и реализация обратной связи.

Важная задача при этом – для повышения надёжности и безопасности энерго- и теплоснабжения в рамках имеющейся тарифно-ценовой нагрузки на потребителя – оптимизировать затраты на эксплуатацию и ремонт через контроль и анализ эффективности использования каждого рубля по цепочке технологических операций в процессе эксплуатации и ремонта для высвобождения средств на модернизацию с опорой на внедрение перспективных технических решений инновационного характера. Цифровизация позволяет перейти к анализу максимально детализированного (применительно к отдельной детали или комплекса оборудования) состава закупаемых энергокомпаниями запчастей и комплектующих с позиций обеспечения приоритетов импортозамещения, сравнения технических характеристик, выявления отличий в ценовых показателях и иных параметрах закупочных операций и реальных процессов замены оборудования максимально широкого перечня, в том числе в ретроспективе.

Формирование цифровой топологии как основы единой цифровой модели электрических станций в увязке с тепло- и электросетями (от получения топлива до продажи электроэнергии и тепла конечному потребителю) позволит выйти на контроль каждого рубля по цепочке технологических операций в процессе эксплуатации и ремонта (в том числе, с использованием удалённого автоматизированного анализа соответствия отдельных технико-экономических транзакций [натуральные,

финансовые или временные параметры с требуемой детализацией] нормативным показателям, определённым нормативными актами государственных ведомств или политикой энергетических холдингов). Обеспечит получение инвестиций из внутренних источников на цели модернизации, а значит и повышение надёжности и безопасности в отрасли [13, 14].

Применение мультиагентных методов для мониторинга, анализа и прогнозирования процессов эксплуатации функциональных узлов оборудования

Обеспечение наблюдаемости технического состояния объектов отрасли предполагает выяснение функциональных зависимостей, связывающих между собой показатели эффективного поддержания требуемого технического состояния групп оборудования и характеристики используемых систем мониторинга и управления процессами старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов. Цифровизация позволяет проанализировать эти процессы с учётом параметров, описывающих угрозы нарастания аварийности вследствие износа и несвоевременной замены функциональных узлов работы оборудования (с анализом наработки на отказ, регистрируемой и латентной аварийности, реальных потерь и т. п. в абсолютных и относительных показателях, в том числе, в привязке к движению денежных средств, отнесению затрат в рамках бухгалтерской и иной отчётности, эффективности инвестиционных программ).

Удобным инструментом получения количественных оценок эффективности систем управления процессами эксплуатации и ремонта оборудования является мультиагентное моделирование. Важными элементами математического аппарата построения оценок с помощью мультиагентных моделей являются мультиагентные методы мониторинга, анализа и прогнозирования, позволяющие получать достаточно точные оценки.

Для мультиагентных моделей ключевым является вопрос достоверности построенных моделей. Оценить адекватность мультиагентных моделей можно сравнением получаемых с их помощью количественных результатов с фактическими данными в практических случаях.

Таким образом, необходимо разработать методологию построения математических оценок показателей процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов оборудования в виде аналитических зависимостей и мультиагентных моделей с учётом комплексного характера взаимоотношений групп оборудования в рамках энерго- и теплоснабжения, которые обеспечивают поддержание работы сложных электро- и теплоэнергетических систем.

Повышение эффективности мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов реализуемым режимам эксплуатации функциональных узлов оборудования

В процессе разработки указанной методологии должны быть созданы следующие технологии:

- технология разработки – на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом увеличения телекоммуникационного и теле-

- метрического оборота цифровых данных и потребностей в вычислительных сервисах – аналитических математических зависимостей для описания сложных процессов протекающих внутри систем энерго- и теплоснабжения в контексте старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов;
- технология построения в рамках цифровых «двойников» мультиагентных моделей энерго- и теплоснабжения для получения численных значений показателей старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов оборудования с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков;
 - технология взаимного подтверждения точности мониторинга, анализа и результатов мультиагентного моделирования фактическим процессам, обеспечивающих требуемый уровень достоверности в рамках корпоративной политики энергокомпаний и функциональных полномочий государственных ведомств.

Разработанные технологии позволят получать достоверные оценки эффективности мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов реализуемым режимам эксплуатации систем энерго- и теплоснабжения и обеспечат возможность обоснованного выбора корректирующих команд в отношении очередности замены функциональных узлов для минимизации рисков нарастания аварийности вследствие износа. Фактически создаётся возможность прогнозирования, планирования, по операционного сопровождения жизненного цикла каждой закупаемой и меняемой детали во временной динамике от технических проектов, планов и факта закупки до замены, утилизации и списания сквозным образом по всему комплексу технической, бухгалтерско-экономической и иной управленческой документации с использованием для этого автоматизированных сервисов с наращиванием объёмов анализируемых данных и выявлением ранее недоступных характеристик как технологических операций и процессов, так и действий производственного и управленческого персонала.

Современные системы поддержания работы сложных электро- и теплоэнергетических систем (в том числе электрических сетей низшего, среднего и высокого уровня напряжения), хотя и используют всё более развитые алгоритмы мониторинга и анализа, в большинстве случаев пока не способны обеспечить достаточных гарантий автоматизированного выявления изношенных деталей близких к аварийным ситуациям с устранением влияния человеческого фактора на основе интеллектуальных технологий мониторинга, анализа, моделирования и прогнозирования.

Эта задача оказывается весьма непростой для классических методов управления сложными техническими системами. Её решение может быть значительно улучшено за счёт использования мультиагентных методов. Использование мультиагентных методов в отношении определения оптимальных сроков и очередности замены генерирующего и сетевого энергетического оборудования (с учётом наличия и прогноза получения финансовых средств) для продления жизненного цикла оборудования в этих целях оказывается весьма успешным.

Цифровые методы предотвращения массового перехода оборудования в состояние, повышающее риск нарастания аварийных ситуаций различного характера, сегодня требуют внедрения новых цифровых сервисов на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом резкого возрастания

объёма обрабатываемых данных. Обеспечить эффективное выявление и противодействие рисков нарастания аварийности вследствие износа с помощью традиционных информационно-управляющих архитектур не всегда удаётся. Необходимо постоянно проводить анализ таких процессов, способствующих нарастанию рисков аварийных ситуаций, использовать мультиагентные методы описания процессов эксплуатации сегмента суперсистемы для того, чтобы эффективно определять характерные признаки проявления угроз ухудшения технического состояния оборудования и их перепроверки по косвенным признакам и «свертки» информации в рамках мультиагентного ансамбля оборудования (кластера объектов). Необходимы мультиагентные архитектуры, способные адекватно описывать поведенческие характеристики групп оборудования на различных уровнях иерархии управления с учётом динамики изменения технического состояния, ведущего к нарастанию угроз аварийности вследствие износа и несвоевременной замены функциональных узлов в привязке к сильно различающимся структурным особенностям энерго- и теплосистем в различных регионах России.

Цифровые инструменты управления для нейтрализации угроз ухудшения технического состояния оборудования

Для создания цифровых инструментов управления на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом увеличения телекоммуникационного и телеметрического оборота цифровых данных и потребностей в вычислительных сервисах для нейтрализации угроз ухудшения технического состояния, ведущего к нарастанию угроз аварийности, вследствие износа и несвоевременной замены функциональных узлов оборудования, необходимо разработать следующие технологии:

- технологию описания типовых поведенческих моделей сегмента электро- и теплоэнергетической суперсистемы с расширенным числом характеристик, настройкой которых можно обеспечить соответствие показателей эксплуатации сегмента суперсистемы и реальных показателей технического состояния сегмента суперсистемы;
- технологию настройки шаблонных моделей эксплуатации для описания реальной эксплуатации конкретных объектов энерго- и теплоснабжения с учётом особенностей прохождения потоков данных и динамики изменения их технического состояния;
- технологию выявления ситуаций, свидетельствующих о наличии фактов опасных воздействий и несвоевременности ремонта и замены оборудования (во взаимосвязи с динамикой получения и освоения финансовых средств на эти цели), ведущих к изменению технических характеристик сегмента электро- и теплоэнергетической суперсистемы.

Для создания механизмов высокоуровневого анализа поведенческих характеристик сегмента электро- и теплоэнергетической суперсистемы необходимо разработать мультиагентные архитектуры, ориентированные на различные возможности энергокомпаний внедрять технологии автоматизированного мониторинга и анализа динамики изменения технического состояния оборудования. Имеется богатый опыт использования различных мультиагентных и иных (например, нейросетевых)

архитектур для решения различных задач анализа данных. Внедрение мультиагентных технологий предполагается проводить в виде внедрения программных и аппаратно-программных средств на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом резкого возрастания объёма обрабатываемых данных, обеспечивающих анализ технического состояния и выдающих сигналы службам управления процессами эксплуатации и ремонта оборудования с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков. Разработанные технологии позволят применять цифровые методы обнаружения опасных воздействий, ведущих к массовому переходу оборудования в состояние, обуславливающее нарастание рисков аварийных ситуаций для нейтрализации угроз ухудшения технического состояния оборудования и их перепроверки по косвенным признакам, в том числе «свёртки» информации в рамках мультиагентного ансамбля оборудования (кластера объектов) с учётом любых возможных вариантов неблагоприятных природно-климатических условий.

Оптимизация информационных потоков системы

Важным условием эффективного управления техническим состоянием объектов энерго- и теплоснабжения является обеспечение ситуационной осведомленности и возможности прогнозировать изменения в суперсистеме в условиях различных вариантов сочетания технических и экономических ограничений, что обычно представлено в виде сбора и обработки управленческих данных, для каждого из которого известны источник их получения.

В то же время данные, входящие в информационные потоки суперсистемы, имеют некоторую функциональную направленность для поддержания наблюдаемости процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов оборудования с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков. Пригодность данных для выполнения задачи эффективного управления определяется их функциональным содержанием, которое в случае наличия ошибок, искажений, зашумлённости может затруднить или воспрепятствовать выдачу оптимальных управляющих команд.

Поэтому целесообразно расширить традиционное понимание эффективного управления процессами эксплуатации и ремонта оборудования, понимая под угрозами, помимо нехватки данных, также и угрозы получения неверных или недостоверных данных (в том числе при определении ИТС). В действительности все операторы средств мониторинга и анализа процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов во взаимосвязи с процессами эксплуатации сталкиваются с неверными данными. Для выработки эффективных управляющих команд следует исключить поступление в систему управления неверных или недостоверных данных о состоянии оборудования, потерях и других аспектах, которые влияют на понимание того, каково будет состояние суперсистемы в средне- и долгосрочной перспективе.

Для проведения исследований в направлении выбраковки недостоверных данных необходимо провести исследования различных алгоритмов фильтрации на основе

использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом увеличения телекоммуникационного и телеметрического оборота цифровых данных и потребностей в вычислительных сервисах, которые обеспечивают сравнение показателей и выявление недостоверных данных по косвенным признакам и построение достоверных прогнозных оценок различных категорий данных.

Разработка мультиагентных алгоритмов мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов декларируемым режимам эксплуатации

Необходимо создание мультиагентных алгоритмов мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов декларируемым режимам эксплуатации, построенных на основе конфигурирования синхронизирующихся мультиагентных ансамблей генерирующего и сетевого энергетического оборудования и модулей их мониторинга и анализа. Требуется сравнение этих процессов с прогнозами и сценариями технического состояния с анализом вариантов текущего и капитального ремонта в рамках экономических ограничений (затрат, включенных в тарифы, размера неиспользованной амортизации, потребностей выхода на плановые показатели прибыли) для корректировки процессов эксплуатации и ремонта оборудования.

В ходе проведения исследований по созданию мультиагентных алгоритмов, обеспечивающих стойкость против тенденций массового перехода оборудования в состояние, стимулирующее нарастание аварийных ситуаций различного характера, должны быть разработаны следующие технологии:

- технология формирования – на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом резкого возрастания объёма обрабатываемых данных – цифровых «двойников» мультиагентных ансамблей генерирующего и сетевого энергетического оборудования с устоявшимися режимами эксплуатации, содержащей модули мониторинга, анализа и сравнения фактических параметров с прогнозами и сценариями технического состояния с анализом вариантов текущего и капитального ремонта в рамках экономических ограничений;
- технология синхронизации ремонта и замены оборудования в отношении мультиагентных ансамблей генерирующего и сетевого энергетического оборудования с декларируемыми режимами эксплуатации;
- технология моделирования работы отдельных объектов, сегментов и суперсистемы в целом для сравнения с прогнозами и сценариями технического состояния оборудования.

Необходимые меры

1. Разработка на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом увеличения телекоммуникационного и телеметрического оборота цифровых данных и потребностей в вычислительных сервисах методологии построения математических оценок показателей управления процессами эксплуатации и ремонта оборудования в виде аналитических зависимостей и мультиагентных моделей с учётом комплексного характера взаимоотношений систем

генерации и транспортировки электроэнергии и тепла в рамках энерго- и тепло-снабжения.

2. Разработка на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data с учётом резкого возрастания объёма обрабатываемых данных цифровых методов обнаружения опасных воздействий, ведущих к массовому переходу оборудования в состояние стимулирующее нарастание аварийных ситуаций, для нейтрализации угроз ухудшения технического состояния оборудования и их перепроверки по косвенным признакам и «свертки» информации в рамках мультиагентного ансамбля оборудования (кластера объектов) на основе анализа высокоуровневых поведенческих характеристик объектов в рамках сегмента электро- и теплоэнергетической суперсистемы.

3. Разработка методов идентификации технического состояния функционального узла с расширенной интеллектуальной составляющей для обеспечения достоверности мониторингового наблюдения за работой системы.

4. Разработка мультиагентных алгоритмов мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов реализуемым режимам эксплуатации и сравнения с прогнозами и сценариями технического состояния оборудования с опорой на сервисы контроля и анализа эффективности использования каждого рубля по цепочке технологических операций в процессе эксплуатации и ремонта.

5. Разработка многофункциональной системы управления процессами эксплуатации и ремонта оборудования с возможностью неограниченного наращивания числа анализируемых функциональных узлов и получаемых данных от интеллектуальных датчиков, базирующейся на использовании цифровых «двойников» мультиагентных ансамблей генерирующего и сетевого энергетического оборудования для определения оптимальных сроков ремонта и замены оборудования.

6. Разработка в рамках сегментов и всей электро- и теплоэнергетической суперсистемы механизма электронного обмена технологическими сигналами и данными, относящимися к мониторингу технического состояния оборудования, в корпоративных сетях энергетических компаний.

7. Разработка на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data системы анализа и прогнозирования ситуаций с критическими диспропорциями в тарифно-ценовых источниках финансирования затрат на цели эксплуатации и ремонта оборудования с анализом вариантов текущего и капитального ремонта в рамках экономических ограничений (затрат, включенных в тарифы, размера неиспользованной амортизации, потребностей выхода на плановые показатели прибыли) для нейтрализации угроз ухудшения технического состояния оборудования по финансовым причинам.

8. Разработка и реализация на основе использования искусственного интеллекта и технологии Big data интеллектуальной системы поддержки принятия решений для мониторинга и анализа соответствия процессов старения, износа, выбытия, ремонта и замены функциональных узлов нормативным режимам эксплуатации для поддержания работы сложных электро- и теплоэнергетических систем в условиях ограничений в тарифно-ценовых источниках финансирования затрат на цели эксплуатации и ремонта оборудования.

Заключение

Внедрение цифровой топологии в рамках единой цифровой модели отраслевой электро- и теплоэнергетической суперсистемы базируется на возможности использования искусственного интеллекта и технологии Big data для обработки резко возрастающих объёмов обрабатываемых данных при цифровизации процессов управления. Создаётся возможность оптимизации цепочек оперативно-коммуникационных технических и экономических транзакций в рамках суперсистемы электро- и теплоснабжения как квазиинтегрированного технологического комплекса.

Формируется информационная база для достижения оптимальных ресурсно-операционных параметров функционирования объектов и их взаимодействия, открываются качественно более широкие возможности анализа вариантов текущего и капитального ремонта в рамках экономических ограничений (затрат, включенных в тарифы, размера неиспользованной амортизации, потребностей выхода на плановые показатели прибыли). Появляется возможность в автоматизированном режиме адаптировать управляемую систему к неравновесной динамике оборота топливно-энергетических ресурсов и тепла в сложных природно-климатических и погодных условиях с большой компонентой неопределённости.

Список литературы

1. Дорофеев В. В. Концептуальные положения цифровой трансформации российской энергетики / В. В. Дорофеев // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2019. – № 9 (122). – С. 5–13.
2. Моделирование и методы реализации информационной системы распределённой обработки данных с элементами искусственного интеллекта и технологии Big data / А. В. Маматов, А. Н. Немцев, Р. А. Загороднюк // Известия ТРТУ. – 2006. – № 5 (60). – С. 22–25.
3. Грабчак Е. П. Концептуальный подход к внедрению в отрасли рискориентированной системы мониторинга и оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон / Е. П. Грабчак // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 3 (48). – С. 4–10.
4. Хузмиев И. К. Цифровая энергетика – новая инфраструктура экономики 4.0 / И. К. Хузмиев // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. – № 4 (43). – С. 8–12.
5. Шкута А. А. Развитие цифровых сервисов в автоматизированных информационных системах управления / А. А. Шкута. – Москва : Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, 2018. – 214 с.
6. Логинов Е. Л. Внедрение цифровых платформ для управления сложными техно-организационными системами топливно-энергетического комплекса России: от цифровой энергетики – к цифровой экономике / Е. Л. Логинов, А. А. Шкута. – Москва : Институт проблем рынка РАН, 2018. – 189 с.
7. Мищеряков С. В. Цифровая оценка надёжности производственной системы субъектов энергетики / С. В. Мищеряков // Надёжность и безопасность энергетики. – 2018. – Т. 11. № 2. – С. 109–116.
8. Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентоспособным оборудованием / О. Н. Фаворский, С. П. Филиппов, В. Л. Полищук // Вестник Российской академии наук. – 2017. – Т. 87. № 8. – С. 679–688.

9. Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы / Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплюк, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 14–22.
10. О методологии расчёта технического риска на основе вероятности и последствий отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования / Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева, А. О. Петренко, Т. В. Шинова // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 1 (52). – С. 22–29.
11. Андриевская Н. В. Идентификация нелинейной модели с использованием моделей нечёткой логики и искусственных нейронных сетей / Н. В. Андриевская // Нейрокомпьютеры: разработка, применение. – 2017. – № 6. – С. 3–8.
12. Замышляев А. М. Эволюция цифрового моделирования / А. М. Замышляев // Наука и технологии железных дорог. – 2017. – Т. 1. № 1 (1). – С. 82–91.
13. Перестройка системы управления электро- и теплоэнергетическими активами с применением цифровых киберфизических систем / Е. П. Грабчак, Е. Л. Логинов, А. К. Деркач // Инноватика и экспертиза: научные труды. – 2019. – № 3 (28). – С. 95–99.
14. Щербатов И. А. Интеллектуализация информационных систем управления ремонтами предприятий энергетики / И. А. Щербатов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2019. – № 3 (63). – С. 31–37.
15. Автоматизированное построение деревьев отказов и событий на основе модели динамики технического состояния и методов искусственного интеллекта / А. Ф. Берман, О. Л. Николайчук, А. Ю. Юрин, Н. Ю. Павлов // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2011. – № 1. – С. 40–52.
16. Прогнозирование предельного ресурса эксплуатации сложных технических систем на основе прогностического моделирования и элементов искусственного интеллекта / О. Н. Будадин, А. А. Кульков, А. Н. Рыков, С. О. Козельская, Т. Ю. Морозова // Контроль. Диагностика. – 2015. – № 12. – С. 28–33.
17. Ernst D. The GREDOR project. Redesigning the decision chain for managing distribution networks. // <http://hdl.handle.net/2268/188487>
18. Global Artificial Intelligence in Energy Market: Focus on Product Type, Industry, Applications, Funding - Analysis and Forecast, 2019-2024 // https://www.researchandmarkets.com/reports/4900299/global-artificial-intelligence-in-energy-market?utm_source
19. Big Data, Advanced Analytics, and Artificial Intelligence: Market for Infrastructure and Services 2018 – 2023 // <https://www.researchandmarkets.com/reports/4605210/big-data-advanced-analytics-and-artificial#rela1-4900299>

УДК 621.311

Б. Андронович, Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. В. Жуков, А. А. Лисицын,
С. А. Павлушко, Е. И. Сацук, А. В. Черезов

Противоаварийное управление в изолированно работающих энергосистемах

Определены особенности противоаварийного управления в изолированных энергосистемах и дополнительные требования к управлению, связанные с использованием в изолированной энергосистеме современных газовых и парогазовых электростанций. Предложена специальная противоаварийная автоматика для энергосистемы Калининградской области при переходе её в режим изолированной работы.

Ключевые слова: централизованное противоаварийное управление, изолированная энергосистема, автоматическая частотная разгрузка, лавина частоты.

Введение

В настоящее время на территории России присутствует целый ряд энергетических систем (ЭС), осуществляющих как длительную, так и кратковременную (например, в результате аварийного отключения сетевых элементов) изолированную работу от Единой энергетической системы (ЕЭС) России¹. К таким энергетическим системам относятся ЭС Чукотского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской и Магаданской областей, а также энергетические системы Якутии, Республики Карелия, Республики Коми, Архангельской и Мурманской областей. В связи с предполагаемым отделением ЭС Эстонии, Латвии и Литвы на несинхронную работу с ЕЭС России в ближайшем будущем данный список может быть дополнен энергетической системой Калининградской области [1].

Как правило, основной задачей противоаварийного управления (ПАУ) в крупных энергообъединениях, соединённых между собой мощными электрическими связями и обладающими достаточным количеством первичного и вторичного резерва активной мощности, является предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы отдельных частей ЭС и обеспечение нормативных коэффициентов запаса по устойчивости согласно требованиям [2]. Существенное изменение частоты переменного напряжения в таких ЭС может возникать только при аварийном отключении особо крупных энергоблоков или электростанций в условиях пониженных уровней частоты в доаварийном режиме, а также в результате наложения аварийных возмущений, приводящих к нарушению устойчивости параллельной работы в случае отказа или неправильной работы устройств автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) [3].

В отличие от крупных синхронных ЭС, изолированные энергосистемы, в первую очередь, наиболее чувствительны к изменениям балансов активной мощности, вызванным аварийными отключениями генераторов ($\Delta P_{\text{НБ}}$). Для изолированных ЭС средней и малой (а, в некоторых случаях, даже и достаточно большой [4]) установленной мощности последствиями возникновения таких небалансов могут являться недопустимые изменения частоты переменного напряжения (кратковременные или

¹ Далее под понятием «изолированная ЭС» будут подразумеваться как длительно, так и кратко временно изолированно работающие энергетические системы.

длительные), приводящие, ввиду определённых технологических особенностей первичных двигателей, к дополнительному отключению генераторов электростанций и возникновению лавины частоты. Данное обстоятельство может быть обусловлено как соизмеримостью мощностей аварийно отключаемых энергоблоков или электростанций с суммарной мощностью самих изолированных ЭС, так и относительно небольшими значениями эквивалентных инерционных постоянных времени таких энергетических систем [5].

1. Особенности организации противоаварийного управления в изолированных энергосистемах

Достаточно долгое время в изолированных энергосистемах России задача ПАУ, связанная с предотвращением возникновения недопустимого снижения частоты при недостаточных объёмах или скорости реализации резервов активной мощности, решалась за счёт применения устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), действующих в процессе развития частотной аварии с заданной выдержкой времени и уставкой срабатывания по частоте на отключение потребителей. При этом, несмотря на то, что основным назначением рассматриваемой подсистемы противоаварийной автоматики (ПА) является обеспечение живучести энергосистемы, решение рассматриваемой задачи ПАУ путём использования исключительно устройств АЧР было вполне оправдано ввиду фактического отсутствия в изолированных ЭС России газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ), активно внедряющихся в нашей стране последнее время.

В общем случае, длительность работы гидравлических, теплофикационных и конденсационных энергоустановок на пониженных частотах ограничивается следующими факторами: для энергоблоков гидроэлектростанций (ГЭС) – увеличением уровня вибраций лопаток и усталостных напряжений (относительно нормальных условий работы гидроагрегатов), а для «классических» энергоблоков тепловых электростанций (ТЭС) (помимо вибраций и тепловых напряжений лопаток) – производительностью механизмов собственных нужд (в первую очередь питательных насосов парогенераторов) [6]. Для газотурбинных установок ТЭС, кроме более жёстких ограничений на износ теплосилового оборудования, при работе на пониженных частотах существует вероятность возникновения помпажа компрессора [7]. Сравнение временных ограничений работы паровых и газовых турбин (ПТ и ГТ) в диапазонах срабатывания устройств АЧР-1 приведено в табл. 1 [8, 9].

Таблица 1

Сравнение временных ограничений работы паровых и газовых турбин (ПТ и ГТ) в диапазонах срабатывания устройств АЧР-1

Диапазон частот, Гц	Допустимое время работы, с	
	ГТ	ПТ
48,0–49,0	300,0	300,0
47,0–48,0	40,0	60,0
46,0–47,0	1,0	10,0

Помимо различий между ГТ и «классическими» энергоблоками, связанными с ограничениями на длительную работу при пониженных частотах, опыт эксплуатации газовых турбин различных фирм-производителей показывает возможность их

отключения (или разгрузки до холостого хода) технологическими защитами и автоматами при отклонениях частоты в ЭС, существенно превышающих регламентируемые значения. Наиболее яркими примерами таких отключений или разгрузок могут являться аварийные события в Калининградской энергосистеме в 2011, 2012 (во время проведения испытаний на выделение ЭС на изолированную работу) и 2013 гг., а также авария, произошедшая в ЭС Великобритании 09.08.2019 г. [10].

К сожалению, фирмы – производители газотурбинного оборудования в большинстве случаев не дают подробного описания алгоритмов технологических защит и автоматик, встроенных в системы автоматического управления мощностью (САУМ) энергоблоков ГТУ и ПГУ, по причине защиты коммерческой тайны. Однако, анализируя результаты различных испытаний газотурбинного оборудования в ЭС России, возможно сделать вывод, что одной из причин срабатывания технологических автоматик ГТУ в процессе снижения уровней частоты в изолированных ЭС и энергорайонах может являться недостоверность физических измерений или их рассогласование с расчётными параметрами алгоритмов САУМ ГТУ (ПГУ), приводящие, например, к ложному определению повреждения турбины и аварийному отключению (разгрузке) энергоустановок. При этом, несмотря на то, что после выполнения корректировок алгоритмов работы САУМ по результатам проведённых испытаний, как правило, выявленные ранее проблемы удаётся устранить, гарантировать отсутствие срабатывания какой-либо другой встроенной защиты ГТУ при других аварийных событиях или исходных условиях в процессе снижения частоты не представляется возможным.

Согласно требованиям [11], основной объём АЧР-1, осуществляющий быстрое отключение части потребителей с целью остановить лавинообразный процесс падения частоты в ЭС, должен находиться в интервале 46,5–48,8 Гц. В том случае, если несмотря на действие устройств АЧР в рассматриваемом интервале будет происходить отключение энергоблоков ГТУ (ПГУ) по причине неоправданного (ложного) срабатывания технологических защит и автоматик, то данное обстоятельство будет нивелировать эффект от срабатывания АЧР. Таким образом, в изолированных ЭС с ГТУ (ПГУ) возникает задача «обеспечения устойчивости ЭС по частоте», или, иными словами, предотвращения создания условий для возможных отключений генерирующего оборудования в процессе снижения частоты (в том числе которые могут произойти при отклонениях частоты, не приводящих к срабатыванию устройств АЧР) и усугубления первоначального дефицита активной мощности в ЭС.

Решение задачи «обеспечения устойчивости ЭС по частоте» в современных изолированных ЭС с ГТУ (ПГУ) может осуществляться различными способами: например, путём применения устройств АЧР-С или дополнительной автоматической разгрузки (ДАР). Однако в настоящее время общепринятое назначение устройств ДАР и АЧР-С состоит в решении отличной от рассматриваемой задачи ПАУ, а именно в облегчении условий срабатывания устройств АЧР при быстрых снижениях частоты, вызванных возникновением небалансов активной мощности более 45 % и характеризующихся скоростью снижения частоты df/dt более 1,8 Гц/с.

В отличие от «классических» устройств АЧР, устройства АЧР-С осуществляют отключение потребителей по факту определения скорости снижения частоты в энергетической системе (или, фактически, вычисляя величину $\Delta P_{\text{НБ}}$ косвенным образом).

Практическими примерами использования указанных устройств являются изолированные энергосистемы Австралии (остров Тасмания), Шри-Ланки, Катара, отдельных регионов Индии и др. [12].

Как правило, производители современных микропроцессорных устройств АЧР, устанавливаемых на энергообъектах изолированной ЭС, предусматривают в них возможность выполнения автоматической разгрузки с учётом контроля df/dt (т. е. для решения задачи обеспечения устойчивости энергосистемы по частоте при наличии в ней современных устройств АЧР не требуется установка дополнительных устройств ПА). Однако, несмотря на указанное преимущество, применение данных устройств для решения задачи обеспечения устойчивости ЭС по частоте затруднено по причине следующих недостатков:

1) сложность определения точного значения производной изменения частоты в каждый момент времени (как правило, косвенные методы замера df/dt не позволяют обеспечить приемлемую точность измерений, а прямые методы требуют осуществления выполнения фильтрации гармоник, что увеличивает время срабатывания АЧР-С и снижает их эффективность);

2) невозможность определения точного текущего значения $\Delta P_{\text{нб}}$ (одно и то же значение df/dt может соответствовать различным величинам $\Delta P_{\text{нб}}$ в зависимости от схемно-балансовой ситуации);

3) отсутствие требований, регламентирующих приемлемое качество протекания переходного процесса или параметров послеаварийных режимов с учётом реализации УВ от данных устройств ПА;

4) сложность оптимального распределения потребителей, подключенных к АЧР, между устройствами АЧР-1(2) и АЧР-С.

Устройства ДАР являются достаточно близкими по своим принципам действия к устройствам АЧР-С и осуществляют отключение потребителей по факту контроля доаварийной мощности генератора¹ или контроля df/dt . Основное отличие устройств ДАР от устройств АЧР-С состоит в том, что реализация ОН от ДАР может быть осуществлена на нескольких удалённых энергообъектах, причём необязательно подключенных к АЧР. Однако, несмотря на то, что ДАР, как и АЧР-С, могут быть реализованы без существенных экономических затрат (например, как алгоритмы устройств АПНУ, уже установленных на энергообъектах ЭС), они фактически обладают теми же недостатками, что и устройства АЧР-С.

2. Организация противоаварийной автоматики по предотвращению лавины частоты в энергосистеме Калининградской области

В связи с вышеуказанными недостатками применения устройств АЧР-С и ДАР для обеспечения устойчивости изолированных ЭС по частоте, специалистами АО «НТЦ ЕЭС» и АО «СО ЕЭС» в 2018–2019 гг. был разработан алгоритм программно-технического комплекса ПА (ПТК ПА), позволяющий оптимизировать решение рассматриваемой задачи ПАУ путём расчёта величины $\Delta P_{\text{нб}}$ и оптимальных объёмов УВ в онлайн-режиме. Преимущества применения разработанного комплекса ПА, по сравнению с устройствами ДАР, были показаны во время прове-

¹ Указанные устройства на данный момент применяются в энергетической системе Калининградской области.

дения испытаний по выделению на изолированную работу Калининградской энергосистемы в мае 2019 г. [1, 5] (далее – испытания изолированной работы Калининградской ЭС).

После проведения испытаний изолированной работы Калининградской ЭС специалистами АО «СО ЕЭС» совместно со специалистами АО «НТЦ ЕЭС» был выполнен анализ необходимости дальнейшей проработки существующего на тот момент алгоритма ПТК ПА. Как показал проведённый анализ, основным недостатком разработанного алгоритма являлась необходимость экспертного определения коэффициента регулирующего эффекта генерации по частоте k_f для текущей величины резерва активной мощности в изолированной ЭС и ручного ввода данного коэффициента в параметры настройки ПТК ПА.

В общем случае, значение коэффициента k_f определяется достаточно большой совокупностью факторов, таких как: состав генераторов электростанций, схемно-балансовая ситуация, наличие вращающегося резерва, положение рабочей точки регуляторов частоты вращения в зоне нечувствительности и др., – и может варьироваться в весьма широких пределах при одном и том же потреблении энергосистемы (от 0 при отсутствии первичного резерва до значения 25 и более) [13, 14].

Для проведения оценки погрешности выбора объёма УВ ПТК ПА при различных значениях k_f во время проведения испытаний 22 мая 2019 года в 15:00 по местному времени в ПТК ПА была изменена величина рассматриваемой уставки срабатывания со значения 11,5, определённого для зимних режимов работы ЭС с минимальным количеством вращающегося резерва, на значение 26,25, характерное для состава генераторов Калининградской ЭС во время проведения испытаний. Сравнительный анализ объёмов УВ, рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний до и после смены уставок срабатывания k_f , приведён в табл. 2.

Таблица 2

**Сравнительный анализ объёмов УВ, рассчитанных ПТК ПА
во время проведения испытаний, до и после смены уставок срабатывания k_f**

Время (Калининград)	Аварийный процесс	$P_{\text{потр}}$, МВт	$\Delta P_{\text{нб}}$, МВт	УВ ПТК ПА, МВт		
				Δf , Гц *		
				0,2	0,4	0,6
14:05 ($k_f = 11,5$)	Откл. ПГУ КТЭЦ-2	483,2	135,713	96,643	63,764	32,879
	Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС		103,080	63,764	32,879	0
15:05 ($k_f = 26,25$)	Откл. ПГУ КТЭЦ-2	481,2	135,162	46,826	0	0
	Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС		92,541	0	0	0
Разница в загрузке энергоблоков до и после смены уставок k_f , МВт		Откл. ПГУ КТЭЦ-2		0,551		
		Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС		10,539		
Разница в объёмах УВ, рассчитанных ПТК ПА до и после смены уставок k_f , МВт		Откл. ПГУ КТЭЦ-2		49,817	63,764	32,879
		Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС		63,764	32,879	0
Разница в потреблении до и после смены уставок k_f , МВт		2,0				

* Уставка срабатывания ПТК ПА по частоте в послеаварийном режиме.

Из табл. 2 видно, что при фиксированном значении уставки ПТК ПА k_r погрешность выбора УВ в Калининградской ЭС может составлять от 30 до 60 МВт (6–13 % от текущего значения потребления).

С целью оптимизации расчётов объёмов УВ первоначально разработанный алгоритм ПТК ПА предполагается дополнить автоматическим расчётом уставки k_r с учётом величины вращающегося резерва на основании выражения (1) и логического условия (2), характеризующего отсутствие резерва активной мощности на i -м энергоблоке и неучастие его в первичном регулировании частоты.

$$\left. \begin{aligned} k_r &= K'_{rf} \cdot \rho \cdot f(\rho) \cdot \sum P_{\tau_i \text{ ном}} + K_{nf} \cdot \sum P_n; \\ K'_{rf} &= \frac{\sum_1^n (K_{r_i f} \cdot P_{\tau_i \text{ ном. } t})}{\sum_1^n P_{\tau_i \text{ ном. } t}}; \\ \rho &= \frac{\sum_1^n P_{\tau_i \text{ ном. } t}}{\sum P_n}; \\ f(\rho) &= \left(1 - \frac{1}{\rho}\right)^{\frac{1}{r}}. \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

$$\text{если } \frac{P_{\tau_i}}{P_{\tau_i \text{ ном. } t}} = 1, \text{ то } K_{r_i f} = 0, \quad (2)$$

где K'_{rf} – крутизна статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения эквивалентного генератора;

ρ – коэффициент резерва;

$f(\rho)$ – функция аппроксимации экспериментальных или расчётных данных об изменении частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах ρ ;

$\sum P_{\tau_i \text{ ном}}$ – сумма номинальных мощностей турбинного оборудования, участвующего в первичном регулировании частоты, МВт;

K_{nf} – регулирующий эффект нагрузки по частоте;

$\sum P_n$ – сумма мощностей нагрузочных узлов ЭЭС, МВт;

$K_{r_i f}$ – паспортное значение крутизны статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения i -го энергоблока;

$P_{\tau_i \text{ ном. } t}$ – номинальная мощность i -го энергоблока для текущей температуры наружного воздуха, МВт;

r – показатель степени функции аппроксимации экспериментальных или расчётных данных об изменении частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах ρ ;

P_{τ_i} – текущая мощность i -го энергоблока, МВт.

Заключение

В результате проведённых исследований определены особенности организации противоаварийного управления в изолированных энергосистемах, имеющих в своём составе современные энергоблоки. Предложен алгоритм противоаварийной автоматики для энергосистемы Калининградской области в случае выделения её на изолированный режим работы. Для предотвращения лавины частоты по факту аварийного отключения энергоблока отключается часть нагрузки, определяемая в зависимости от условий предшествовавшего режима мощности аварийно отключаемого энергоблока.

Список литературы

1. Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы / Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплюк, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 14–22.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ № 630 от 03 авг. 2018 г. : утверждён Минэнерго России // Минэнерго России. – 2018. – 23 с.
3. Кощев Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах / Л. А. Кощев. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1990. – 140 с.
4. Елпидифоров В. Ю. Авария в энергосистеме Великобритании, приведшая к масштабному отключению электроэнергии в августе 2019 года / В. Ю. Елпидифоров // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 1 (58). – С. 14–22.
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 (81). – С. 6–13.
6. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем / Р. С. Рабинович. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 352 с. : ил.
7. Бахмисов О. В. Выбор моделей газотурбинных и парогазовых установок для расчётов переходных процессов в электроэнергетической системе : диссертация на соискание учёной степени канд. техн. наук / О. В. Бахмисов. – Москва, 2017. – 132 с.
8. ГОСТ Р 54403-2011. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия (с Изменением № 1). – Стандартинформ, 2012. – 13 с.
9. ГОСТ 24278-2016. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования (с Поправкой). – Стандартинформ, 2018. – 19 с.
10. Technical report on the events of 9 August 2019. National Grid ESO. 6 September 2019.
11. ГОСТ Р 58335-2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. – Стандартинформ, 2019. – 10 с.
12. Kaiumuzzaman Mollah. Adaptive Load Shedding Developments for Smart Grid Network, 2015.
13. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1985. – 536 с.
14. Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах / Л. Д. Стернинсон. – Москва : Энергия, 1975. – 216 с.

УДК 621.311

Б. Андронович, А. В. Жуков, А. И. Курилкин, Р. Г. Миляев, С. А. Павлушко,
Е. И. Сацук, Ю. В. Шаров

Особенности реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики на отключение нагрузки в энергосистеме Калининградской области

Изложены общие принципы реализации команд от противоаварийной автоматики на отключение части нагрузки и решение этой задачи в условиях энергосистемы Калининградской области.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, отключение нагрузки, канал связи, устройство передачи аварийных сигналов и команд.

Введение

При проектировании систем централизованного противоаварийного управления (ПАУ) наиболее важными задачами, решение которых определяет их основные преимущества по сравнению с применением локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА), являются обеспечение гибкости выбора и реализации объёмов управляющих воздействий (УВ) в текущей схемно-балансовой ситуации.

Решение задачи гибкости выбора объёмов УВ централизованными комплексами ПА, как правило, осуществляется путем обеспечения вычислительного устройства верхнего уровня необходимым объёмом телеинформации (ТИ) о параметрах текущего режима энергосистемы (в том числе общесистемного и локального потребления активной мощности), что позволяет ему производить оценку электрического режима в онлайн-времени и определять оптимальные объёмы и места реализации УВ. Практика внедрения централизованных устройств ПА в ЕЭС РФ показывает, что решение данной задачи может быть осуществлено без значительных экономических затрат путём установки современных микропроцессорных устройств, оборудованных необходимыми программно-техническими комплексами, в диспетчерских центрах Системного оператора и организации взаимодействия данных устройств с уже существующими локальными хранилищами информации (например, оперативно-измерительного комплекса (ОИК) или систем SCADA) в пределах одного здания.

Очевидно, что эффективность реализации УВ от централизованных устройств ПА напрямую связана с количеством энергообъектов и электрооборудования, подключённых к управлению от низовых устройств – чем меньше доступных объёмов УВ, тем меньше эффективность применения централизованных комплексов ПА.

Увеличение вариантов мест реализации УВ, в первую очередь связано с необходимостью объединения централизованных устройств и объектов управления каналами связи, требующими наличия значительного числа вспомогательного оборудования на энергообъектах ЭС, принадлежащих различным собственникам. Поэтому, в противоположность простоте решения задачи обеспечения гибкости выбора объёмов УВ, решение проблемы обеспечения гибкости реализации объёмов управляющих воздействий часто может быть сопряжено с достаточно большим объёмом технических трудностей и финансовых вложений [1].

На данный момент в российских энергосистемах (ЭС) большинство задач ПАУ, возлагаемых на централизованные системы ПА, решается путем ввода УВ, направленных на отключение генераторов (ОГ) в избыточных частях ЭС или отключение нагрузки (ОН) в дефицитных энергорайонах [2].

Как правило, количество вариантов мест реализации ОГ от централизованных комплексов ПА сравнительно небольшое, так как основные объёмы данного вида УВ сосредотачиваются на нескольких крупных электростанциях. Однако, несмотря на ограниченность количества объектов управления, крупные электростанции предусматривают в своем составе значительное число энергоблоков с различной нагрузкой по активной мощности, что обеспечивает приемлемую гибкость реализации УВ на ОГ. Также необходимо отметить, что требования к надёжности работы таких энергообъектов предусматривают наличие взаиморезервируемых каналов передачи информации для нужд релейной защиты (РЗ) и ПА, связывающих крупную электростанцию со смежными крупными ПС, уже на момент её ввода в эксплуатацию. Поэтому, в том случае, если от централизованного устройства ПА требуется реализация УВ на ОГ, то экономические затраты на строительство дополнительных каналов связи или расширение пропускной способности существующих сводятся к минимуму [3].

Совсем иная ситуация возникает, когда в качестве УВ от низового устройства требуется реализация УВ на ОН. Количество доступных мест реализации таких управляющих воздействий от низовых устройств централизованных комплексов ПА может существенно зависеть от структуры конкретной ЭС, распределения по ней объёмов отключаемой нагрузки, а также наличием каналов связи к местам реализации ОН, определяемым способом реализации данного вида УВ от существующих устройств ПА.

1. Общий подход к реализации команд противоаварийной автоматики на отключение потребителей

С точки зрения принципов реализации ОН от устройств противоаварийной автоматики все возможные варианты ввода данного типа УВ можно разделить на две большие группы – централизованные и децентрализованные отключения.

Децентрализованное ОН выполняется, в основном, в результате срабатывания комплексов автоматического снижения напряжения и частоты (АОСН и АОСЧ), которые отключают нагрузку в месте их установки с использованием локальных измерений параметров электрического режима и не требуют организации взаимодействия с другими комплексами ПА путём применения каналов связи. Поэтому, несмотря на то, что физически потребители таких энергообъектов заведены под ОН, их отключение может оказаться недоступным для действия централизованных устройств ПА [4].

Централизованное ОН применяется в первую очередь для обеспечения работы комплексов автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), а также устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО), устанавливаемых на межсистемных транзитах. Данное обстоятельство обуславливается прежде всего тем, что действие указанных устройств ПА направлено на решение системных, а не локальных задач ПАУ, и требует отключения значительных объёмов нагрузки в различных частях энергосистемы.

В общем случае реализация централизованного объёма ОН может осуществляться путём применения так называемых «зависимых» команд (т. е. каждая последующая команда реализует отключение фидеров, заведенных под отключение от предыдущей команды, а также отключение дополнительных фидеров) и «независимых» команд ОН. С учётом загруженности существующих каналов ПА достаточно большим количеством аварийных сигналов и команд (АС и АК), не связанных с реализацией УВ, а также наличием слабых мест, обусловленных морально и физически устаревшим оборудованием связи, реализация УВ на ОН в российских энергосистемах, как правило, происходит согласно первому варианту, а количество доступных команд ОН ограничивается, в среднем, четырьмя или пятью.

При проектировании новой энергосистемы, или осуществлении реконструкции систем ПА уже существующей ЭС, организация новых каналов связи или расширение пропускной способности каналов ПА для нужд централизованных систем противоаварийной автоматики не представляет больших проблем, так как финансовые затраты на выполнение всех необходимых мероприятий возможно предусмотреть в перспективных инвестиционных программах. Совсем иная ситуация возникает, когда реконструкция систем ПА ЭС осуществлялась незадолго до момента проектирования централизованных устройств ПА и предусмотреть расширение пропускной способности каналов ПА и подключение новых потребителей под ОН в ближайшем будущем практически не представляется возможным. Ярким примером такой энергосистемы является ЭС Калининградской области.

2. Организация системы управления отключением нагрузки в энергосистеме Калининградской области

Основные этапы реконструкции энергосистемы Калининградской области происходили в период с 2016 по 2019 г. До момента начала реконструкции в рассматриваемой энергосистеме присутствовали потребители, заведённые под децентрализованный ОН от локальных устройств АОСН и АОСЧ, а также потребители, отключаемые централизованным действием комплексов АПНУ Калининградской ТЭЦ-2. Существующий на тот момент комплекс систем сбора и передачи информации Калининградской ЭС был построен, в основном, на базе оптоволоконных линий связи, принадлежащих АО «Янтарьэнерго», ПАО «МегаФон», ПАО «МТС», ПАО «ВымпелКом» и ПАО «Ростелеком». Также в рассматриваемой ЭС имелись высокочастотные каналы для передачи и приёма аварийных сигналов и команд от устройств РЗ и ПА, связывающие узловые подстанции энергосистемы. В основном рассматриваемые каналы были реализованы в сети 330 кВ, при этом передача и приём команд от ПС 110 кВ практически не была предусмотрена.

В связи с предполагаемым отделением Калининградской ЭС от энергосистемы Литвы возникла необходимость строительства новых электростанций и реконструкции существующих электрических сетей, следствием чего явилась необходимость изменения концепции всего противоаварийного управления ЭС в целом. Так, после окончания строительства Прегольской ТЭС, задачи, связанные с обеспечением устойчивости и ликвидации токовых перегрузок в ЭС были возложены на комплекс АПНУ данной электростанции (вместо АПНУ Калининградской ТЭЦ-2), при этом рассматриваемый комплекс ПА был дополнен централизованным

комплексом ПТК ПА, определяющим оптимальные объёмы УВ для компенсации небалансов активной мощности в ЭС при её изолированной работе в режиме реального времени [5].

В рамках реконструкции сетей связи в Калининградской ЭС на всех значимых энергообъектах классом напряжения 110 кВ и выше были установлены один мультиплексор доступа для передачи АС и АК релейной защиты и противоаварийной автоматики, мультиплексоры спектрального уплотнения CWDM, коммутаторы с функцией маршрутизации и системы сбора и передачи доаварийной информации в составе микропроцессорных контроллеров, многофункциональных цифровых измерительных приборов, коммутаторов Ethernet и др. Результатом проведённых работ послужило образование четырёх волоконно-оптических колец, обеспечивающих надёжную передачу всех запланированных на момент проведения реконструкции ЭС команд ПА (ОН) от Прегольской ТЭС к местам реализации УВ (рис. 1).

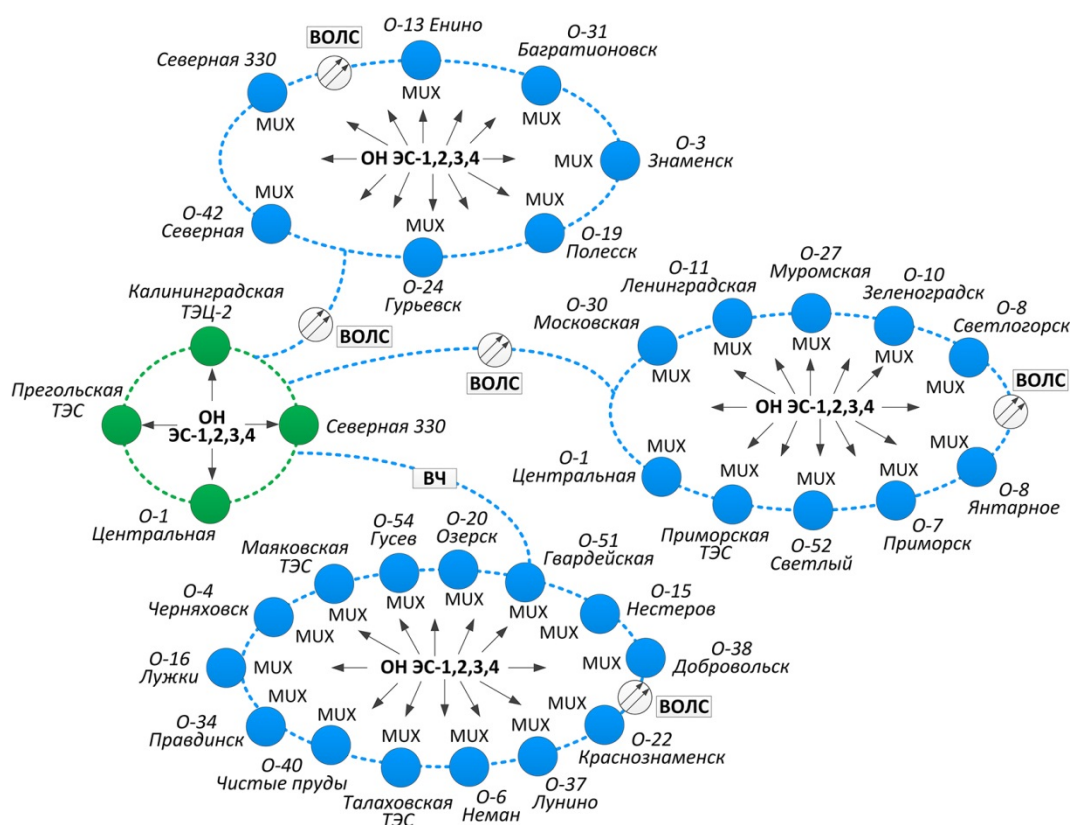


Рис. 1. Структурная схема каналов ПА Калининградской ЭС после проведения реконструкции

Передача команд на ОН от Прегольской ТЭС по каждому из колец Калининградской ЭС (за исключением кольца «Прегольская ТЭС – Калининградская ТЭЦ-2 – ПС 330 кВ Северная 330 – ПС 330 кВ О-1 Центральная») на данный момент осуществляется циклически. В каждой узловой точке кольца приёмопередатчик формирует пакет данных в формате С37.94, а мультиплексор ретранслирует его к следующей точке, в которой пакет распаковывается и из него извлекается часть

команд для исполнения на данном энергообъекте. Оставшаяся часть аварийных команд запаковывается вместе с вновь пришедшими командами и отсылается к следующей точке. В результате выбранного построения сети связи Калининградской ЭС аварийные команды могут приниматься на любой узловой точке кольца, а выходить на разных, в любых сочетаниях до 32 команд суммарно. Базовое время передачи команд от одного приёмопередатчика к ближайшему (транзит через один мультиплексор) составляет порядка 7 мс, задержка на один дополнительный мультиплексор добавит ещё порядка 0,4–0,6 мс [6].

В связи с тем, что на момент проведения реконструкции в Калининградской ЭС не предполагалось внедрения централизованных систем противоаварийного управления, то при проектировании систем связи и принципов реализации ОН в рассматриваемой энергосистеме было принято типовое решение, позволяющее реализовывать только 4 зависимые команды (ОН ЭС 1 – объёмом 150/70¹ МВт, ОН ЭС 2 – объёмом 180/80 МВт, ОН ЭС 3 – объёмом 210/90 МВт, ОН ЭС 4 – объёмом 245/104 МВт) от комплекса АПНУ Прегольской ТЭС и 2 зависимые команды ОН от действия устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования (ОН ВЭС-1, ОН ВЭС-2), направленные на отключение тех же потребителей, что и ОН ЭС 1, 2, 3, 4. Суммарный максимальный (минимальный) объём нагрузки, который возможно было отключать действием устройств ПА Прегольской ТЭС составлял 245 (150) МВт в режиме зимних максимальных нагрузок, а в режиме летних минимальных нагрузок – 104 (70) МВт (≈ 30 (18) % от потребления ЭЭС).

В качестве способа телеотключения фидеров нагрузки от действия устройств ПА Калининградской ЭС техническими решениями было предусмотрено использование отдельных устройств отключения нагрузки (УОН), реализованных на базе шкафов МКПА-2 производства ООО «Прософт-Системы».

Функциональная схема УОН, установленных в Калининградской ЭС после проведения реконструкции, приведена на рис. 2.

В шкафах УОН, представленных на рис. 2, предусмотрено 3 объёма отключения нагрузки и 4 переключателя УОН (положения «0», «1», «2» или «3»). Положению ключа «0» соответствует вывод команды в резерв, положению ключа «3» соответствует максимальный объём нагрузки, заведённой под ОН, положения «1» и «2» – промежуточные объёмы ОН. При этом при подаче команды на отключение очереди с меньшим номером УОН отключает определённые фидеры, а при подаче команды с большим номером – те же фидеры, которые были подключены к меньшей ступени, и дополнительные. Переключение указанных ключей из одного положения в другое предусмотрено только вручную. Максимальное количество дискретных входов на данных устройствах равно 9, при этом резервные дискретные входы отсутствуют.

Очевидно, что применение одного и того же узкого набора команд локальными и централизованными устройствами ПА не позволяет существенно оптимизировать объёмы управляющих воздействий даже при использовании телеинформации о текущих объёмах нагрузки, заведённой под ОН, так как при правильной настройке локальные и централизованные устройства будут реализовывать в большинстве

¹ Зимние/летние нагрузки.

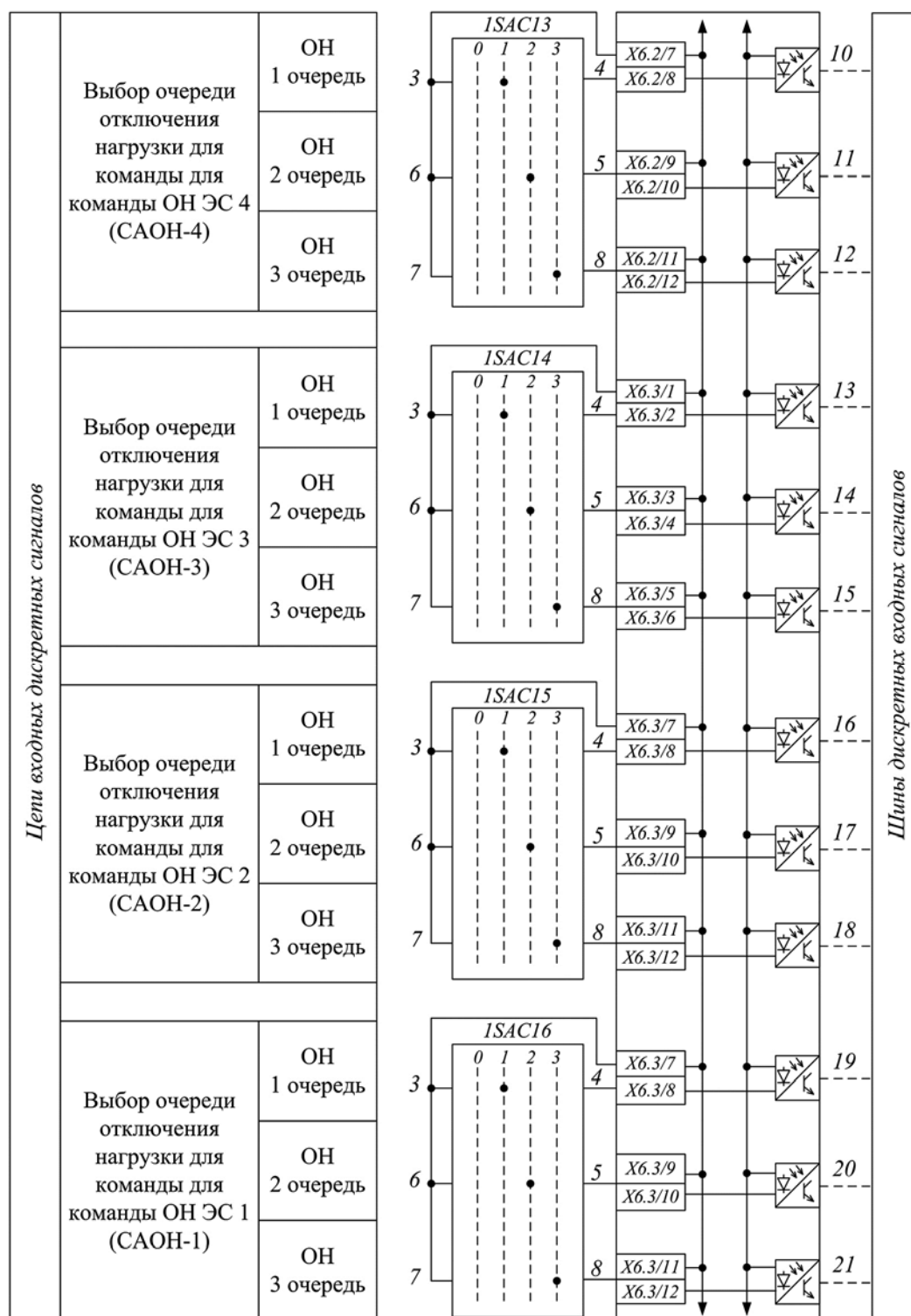


Рис. 2. Функциональная схема УОН, установленных в Калининградской ЭС после проведения реконструкции

случаев одни и те же УВ по причине их малой вариативности. К тому же, предложенная дискретность реализации АС и АК не позволяла покрыть весь диапазон ОН, необходимый для корректной работы ПТК ПА в связи с достаточно большой величиной минимально возможного объема УВ (18 % от потребления).

С целью увеличения количества доступных АС и АК, а также дискретности реализации объемов УВ на ОН в Калининградской ЭС и повышения эффективности действия комплекса ПТК ПА без расширения существующей на момент окончания реконструкции сети связи АО «НТЦ ЕЭС» был предложен следующий принцип реализации ОН для рассматриваемой энергосистемы:

- вся нагрузка каждой из ПС заводится под отключение только от одной команды (т. е. переключатель УОН, соответствующий выбранной команде, находится в положении «3», а остальные переключатели [кроме ОН ВЭС 1, 2] – в положении «0»);
- УВ на ОН АПНУ Прегольской ТЭС реализуются четырьмя ступенями ОН, включающими в себя следующие объемы нагрузки: САОН-1 – 10 % от доступного объема УВ ($P_{ув.дост}$), САОН-2 – 20 % от $P_{ув.дост}$, САОН-3 – 30 % от $P_{ув.дост}$ и САОН-4 – 40 % $P_{ув.дост}$;
- необходимый объем УВ от ПТК ПА реализуется путём формирования всех возможных комбинаций из аварийных команд САОН-1, 2, 3, 4.

Реализация указанного принципа ввода УВ после проведения испытаний по кратковременному выделению энергосистемы Калининградской области на изолированную работу позволила получить 15 независимых ступеней ОН и дискретность реализации УВ ПТК ПА равную 10 % от доступного объема ОН в диапазоне от 10 до 100 % (табл. 1) путём ручного изменения положения переключателей УОН без необходимости использования команд ПА, не предусмотренных изначальными техническими решениями. Также были разработаны рекомендации по одному из вариантов подведения потребителей Калининградской ЭС под команды САОН от ПТК ПА (табл. 2).

Таблица 1

**Сводные данные о доступных объемах УВ ЛАПНУ Прегольской ТЭС
в случае применения 4 независимых команд**

№	Объём САОН, %	Комбинация команд	
		Вариант № 1	Вариант № 2
1	10	САОН-1	–
2	20	САОН-2	–
3	30	САОН-3	САОН-1 + САОН-2
4	40	САОН-4	САОН-1 + САОН-3
5	50	САОН-1 + САОН-4	САОН-2 + САОН-3
6	60	САОН-2 + САОН-4	САОН-1 + САОН-2 + САОН-3
7	70	САОН-3 + САОН-4	САОН-1 + САОН-2 + САОН-4
8	80	САОН-1 + САОН-3 + САОН-4	–
9	90	САОН-2 + САОН-3 + САОН-4	–
10	100	САОН-1 + САОН-2 + САОН-3 + САОН-4	–

Таблица 2

**Сводные данные об одном из вариантов подведения потребителей
Калининградской ЭС под команды САОН от ПТК ПА**

№	Энергообъект	$P_{ОН}$, МВт (зима)	$P_{ОН}$, МВт (лето)
1	САОН-1		
1.1	О-1 Центральная	12,9	2,0
1.2	О-42 Северная-110	12,2	4,5
	Итого САОН-1:	25,1	6,5
2	САОН-2		
2.1	О-20 Озерск	5,0	2,04
2.2	О-30 Московская	45,2	21,6
	Итого САОН-2:	50,2	24,0
3	САОН-3		
3.1	О-8 Янтарное	6,1	4,6
3.2	О-9 Светлогорск	17,3	7,4
3.3	О-24 Гурьевск	22,9	7,6
3.4	О-11 Ленинградская	28,9	10,7
	Итого САОН-3:	75,2	30,3
4	САОН-4		
4.1	О-22 Краснознаменск	2,9	1,5
4.2	О-7 Приморск	3,2	1,5
4.3	О-37 Лунино	3,2	1,2
4.4	О-6 Неман	4,5	1,5
4.5	О-34 Правдинск	6,3	2,8
4.6	О-27 Муромская	8,2	8,5
4.7	О-4 Черняховск	8,4	3,2
4.8	О-51 Гвардейская	8,8	3,1
4.9	О-31 Багратионовск	9,4	3,6
4.10	О-52 Светлый	13,4	7,4
4.11	О-54 Гусев	16,1	6,5
4.12	О-15 Нестеров	10,1	2,5
	Итого САОН-4:	94,5	43,3

Однако из табл. 1 видно, что, несмотря на увеличение количества доступных для действия ПТК ПА команд от 4 до 15, выбранный объём дискретизации нагрузок не является оптимальным, так как в 5 случаях из 10 объёмы отключения ОН фактически дублируют друг друга.

Определим оптимальное распределение объёмов ОН по ступеням для Калининградской энергосистемы.

Известно, что число сочетаний C_n^k равно биномиальному коэффициенту (1):

$$C_n^k = \frac{n!}{k!(n-k)!}. \quad (1)$$

Допустим, что n – это число доступных для ПТК ПА независимых команд САОН. Тогда количество всех возможных комбинаций из них $N_{\text{незав}}$ будет равняться сумме всех возможных сочетаний без повторений для значений k , изменяющихся от 1 до n (2):

$$N_{\text{незав}} = \sum_{k=1}^n C_n^k. \quad (2)$$

График зависимости количества комбинаций команд $N_{\text{незав}}$, которые возможно получить из n доступных независимых команд САОН ($n = 1, 2, 3, 4, 5, 6$), приведён на рис. 3.



Рис. 3. График зависимости количества комбинаций команд $N_{\text{незав}}$, которые возможно получить из n доступных независимых команд САОН ($n = 1, 2, 3, 4, 5, 6$)

Примем в качестве критерия оптимальной разбивки потребителей по ступеням САОН возможность использования ПТК ПА всех комбинаций доступных команд с дискретностью D , обратно пропорциональной числу всех возможных комбинаций (3):

$$D = \frac{1}{N_{\text{незав}}}. \quad (3)$$

Можно показать, что указанному критерию будет удовлетворять мощность нагрузки k -й ступени САОН, определённая по формуле (4):

$$P_{\text{САОН } k} = \frac{2^{k-1}}{N_{\text{незав}}}, \quad (4)$$

где k – номер ступени САОН (изменяется от одного до n);

$N_{\text{незав}}$ – число независимых команд, определённое по формуле (2).

После проведения дополнительной работы по оптимизации дискретности объёмов УВ ПТК ПА Калининградской ЭС, специалистами Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада и АО «НТЦ ЕЭС» было предложено подключение к аварийным командам САОН-1, 2, 3, 4 следующих объёмов нагрузок (табл. 3):

- САОН-1 – 6,67 % от $P_{\text{ув.дост}}$;
- САОН-2 – 13,33 % от $P_{\text{ув.дост}}$;
- САОН-3 – 26,67 % от $P_{\text{ув.дост}}$;
- САОН-4 – 53,33 % от $P_{\text{ув.дост}}$.

Из табл. 3 видно, что после оптимизации разбиения потребителей Калининградской ЭС по ступеням САОН, ПТК ПА получило возможность реализации 15 вариантов ступеней ОН дискретностью 6,67 % от нуля полного объёма САОН.

Таблица 3

Сводные данные о рекомендуемом варианте подключения потребителей Калининградской ЭС к различным ступеням САОН после оптимизации

№	Объём САОН, %	Комбинация команд
1	6,67	САОН-1
2	13,33	САОН-2
3	20,0	САОН-1 + САОН-2
4	26,67	САОН-3
5	33,33	САОН-1 + САОН-3
6	40,0	САОН-2 + САОН-3
7	46,67	САОН-1 + САОН-2 + САОН-3
8	53,33	САОН-4
9	60,0	САОН-1 + САОН-4
10	66,67	САОН-2 + САОН-4
11	73,33	САОН-1 + САОН-2 + САОН-4
12	80,0	САОН-3 + САОН-4
13	86,67	САОН-1 + САОН-3 + САОН-4
14	93,33	САОН-2 + САОН-3 + САОН-4
15	100,0	САОН-1 + САОН-2 + САОН-3 + САОН-4

Заключение

Предложенный подход к организации отключения нагрузки в энергосистеме Калининградской области позволит заметно повысить дискретизацию УВ без существенных дополнительных затрат.

Список литературы

1. Окин А. А. Противоаварийная автоматика энергосистем / А. А. Окин. – Москва : Издательство МЭИ, 1995. – 212 с.
2. Метод оптимального построения систем сбора и передачи аварийных сигналов и команд противоаварийной автоматики / Б. Андранович, А. И. Курилкин, И. В. Синянский, Е. В. Сорокин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – №2 (75). – С. 26–31.
3. Кошечев Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах / Л. А. Кошечев. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1990. – 140 с.
4. Глушкин И. З., Иофьев Б. И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах / И. З. Глушкин, Б. И. Иофьев. – Москва : Знак, 2009 – 568 с.
5. Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы / Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплук, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 14–22.
6. Чирков А. Г., Чирков Ю. Г. Возможные способы резервирования каналов связи для систем РЗА / А. Г. Чирков, Ю. Г. Чирков. – SIGRE. – 2015. – 4 с.

УДК 621.311

Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Р. Г. Миляев, Е. И. Сацук,
Н. К. Семёнов, С. В. Чаплюк, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров

Результаты натурных испытаний программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы

Анализ эффективности функционирования программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской ЭС в ходе испытаний по отделению Калининградской ЭС на изолированную работу в мае 2019 г. и определение эффективности выбора управляющих воздействий при различных значениях уставок срабатывания комплекса.

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, изолированная энергосистема, отключение нагрузки.

Введение

В случае выделения энергосистемы Калининградской области на изолированную работу наиболее важной задачей противоаварийного управления является предотвращение возникновения лавины частоты при авариях, приводящих к появлению дефицита мощности. В условиях Калининградской энергосистемы (ЭС) использование автоматической частотной разгрузки (АЧР) оказывается недостаточным [1, 2]. В качестве основного противоаварийного мероприятия для предотвращения возникновения лавины частоты АО «НТЦ ЕЭС» совместно с АО «СО ЕЭС» была разработана специальная автоматика, программно-технический комплекс которой (ПТК ПА) предназначен для оптимизации выбора управляющих воздействий (УВ), реализуемых комплексом локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ) Прегольской ТЭС, с целью обеспечения допустимых уровней установившегося значения частоты в изолированном режиме работы энергосистемы Калининградской области при возникновении аварийных небалансов активной мощности [3]. Необходимо отметить, что использование ПТК ПА не предполагает вывода из работы штатных устройств АЧР [4].

С целью определения возможности осуществления длительной изолированной работы энергосистемы Калининградской области АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «Интер РАО», АО «Янтарьэнерго» и другими субъектами электроэнергетики были проведены испытания по отделению операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ от энергосистем стран Балтии на период 22.05.2019 – 25.05.2019.

Одной из задач, решаемых во время проведения испытаний, было выполнение анализа эффективности функционирования работы ПТК ПА Калининградской ЭС. В ходе испытаний было проведено сравнение эффективности выбора УВ комплексом ПТК ПА и комплексом ЛАПНУ Прегольской ТЭС при различных значениях уставок срабатывания ПТК ПА.

Анализ результатов испытаний алгоритмов ПТК ПА Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ за период 22.05.2019–25.05.2019

В настоящее время программно-технический комплекс противоаварийной автоматики операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ предназначен для оптимизации выбора УВ, реализуемых комплексом ЛАПНУ Прегольской ТЭС,

с целью обеспечения допустимых уровней установившегося значения частоты в изолированном режиме работы энергосистемы Калининградской области при возникновении аварийных небалансов активной мощности. ПТК ПА в режиме реального времени на основе фактической информации о режимах работы энергосистемы, доступных объёмах противоаварийного управления и текущей нагрузке генерирующего оборудования электростанций Калининградской энергосистемы производит расчёт объёма УВ [3].

В ходе испытаний Калининградская энергосистема прошла три полных цикла суточного изменения потребления мощности в изолированном режиме работы при различных составах генерирующего оборудования электростанций, в том числе при полностью выведенной в резерв Калининградской ТЭЦ-2. Регулирование частоты возлагалось на новые энергоблоки Прегольской ТЭС, Маяковской ТЭС и Талаховской ТЭС, которые должны были поочередно осуществлять поддержание частоты в диапазоне $50 \pm 0,2$ Гц.

В связи с тем, что во время испытаний проводилось тестирование разработанного алгоритма работы ПТК ПА, передача таблиц управляющих воздействий (ТУВ) в низовое устройство ПТК ПА не осуществлялась. ЛАПНУ Прегольской ТЭС работала в режиме локального устройства, выполняя функции дополнительной автоматической разгрузки. В случае получения аварийных команд ФОГ одного из генераторов Г-11, Г-12, Г-21 или Г-22 Калининградской ТЭЦ-2 или ФОБ любой комбинации двух блоков ПГУ Прегольской ТЭС, ЛАПНУ Прегольской ТЭС должна была осуществлять отключение потребителей Калининградской ЭС в соответствии с заданными уставками контроля предшествующего режима.

Согласно программе проведения испытаний, объёмы УВ, выбираемые ЛАПНУ Прегольской ТЭС, формировались исходя из наличия четырёх зависимых команд САОН. Максимальный объём САОН (САОН-4), отключение которого возможно было в результате срабатывания алгоритмов АРОБ и АРОГ Прегольской ТЭС составлял приблизительно 25 % от потребления Калининградской ЭС. Суммарный объём САОН, заведённый под расчётное отключение действием ПТК ПА, был принят равным объёму САОН-4, однако формирование ТУВ осуществлялось с применением четырёх независимых команд различного объёма – первая ступень включала в себя около 10 % от общего доступного объёма УВ, вторая – около 20 %, третья – около 30 % и четвёртая – около 40 %. Указанный принцип ввода УВ позволил получить дискретность реализации УВ на отключение нагрузки, равную 10 % от общего доступного объёма, в диапазоне от 10 до 100 %.

Тестирование алгоритма ПТК ПА проводилось одновременно на трёх расчётных серверах с разными уставками допустимого уровня отклонения частоты в установившемся послеаварийном режиме $\Delta f_{\text{ПАР}}$, равными 0,2, 0,4 и 0,6 Гц.

Ранее по результатам испытаний алгоритма ПТК ПА, проведённых в августе 2018 г., для выбранного режима (зимних максимальных нагрузок) и состава генераторов электростанций Калининградской ЭС было определено оптимальное значение коэффициента регулирующего эффекта генерации по частоте k_f , равное 11,5. В связи с тем, что предполагаемый состав генерирующего оборудования на период 22.05.2019 – 25.05.2019 существенно отличался от того, для которого было получено это значение, для проведения испытаний в мае 2019 г. специалистами

АО «НТЦ ЕЭС» было определено новое оптимальное значение k_r . Для этого для предполагаемых на время проведения испытаний схемно-балансовых ситуаций, выбранных на основании предварительных данных о составе и загрузке генерирующего оборудования, а также данных о прогнозных величинах потребления, в ПВК *Eurostag* было выполнено математическое моделирование аварийного отключения энергоблоков Калининградской ТЭЦ-2, Прегольской ТЭС и Маяковской ТЭС без учёта действия устройств АЧР. По результатам выполненных расчётов были определены послеаварийные отклонения частоты переменного напряжения $\Delta f_{уст}$. На основании данных о $\Delta f_{уст}$ для каждого послеаварийного режима были выполнены теоретические расчёты оптимальных значений коэффициентов k_r согласно выражению (1):

$$k_r = \frac{\frac{f_{ном} \cdot \Delta P_{НБ}}{\Delta f_{уст}} - k_n \cdot P_{потр}}{\sum P_{турб.ном} - \sum P_{турб.ном.откл}}, \quad (1)$$

где $f_{ном}$ – номинальное значение частоты переменного напряжения в Калининградской ЭС, Гц;

$\Delta f_{уст}$ – отклонение установившегося послеаварийного значения частоты переменного напряжения при отключении энергоблока, Гц;

$\Delta P_{НБ}$ – величина небаланса активной мощности в Калининградской ЭС, МВт;

k_n – регулирующий эффект нагрузки по частоте (в связи с отсутствием в Калининградской ЭС крупной двигательной нагрузки принят равным 1,0);

$P_{потр}$ – потребление активной мощности Калининградской ЭС в доаварийном режиме, МВт;

$\sum P_{турб.ном}$ – сумма номинальных мощностей турбинного оборудования электростанций, включенного в доаварийном режиме, МВт;

$P_{турб.ном.откл}$ – номинальная мощность турбинного оборудования, отключенного в результате аварийного возмущения, МВт.

Оптимальное значение коэффициента k_r при одной и той же величине потребления энергосистемы может варьироваться в широких пределах в зависимости от текущей схемно-балансовой ситуации, объёма вращающегося резерва и настроек регуляторов частоты вращения (в общем случае – от 0 при отсутствии первичного резерва до значения 25 и более).

Рассчитанные для предполагаемых схемно-балансовых и аварийных ситуаций оптимальные значения k_r находятся в диапазоне от 24,66 до 28,57. На основании рассчитанных оптимальных значений k_r уставка ПТК ПА была определена как медианное значение полученных коэффициентов с учётом погрешности расчёта комплексом ПТК ПА допустимого послеаварийного значения частоты, принятой равной 0,05 Гц. Величина рассчитанного для проведения испытаний в мае 2019 г. оптимального значения k_r составила 26,25.

Тестирование алгоритма ПТК ПА в период 22.05.2019 – 25.05.2019 проводилось при обоих значениях уставок k_r , изменение величины уставки со значения 11,5 на значение 26,25 на трёх расчётных серверах было произведено примерно в 15:00 22.05.2019.

Во время проведения испытаний ожидаемый объём отключения нагрузки действием ЛАПНУ Прегольской ТЭС фиксировался с интервалом в один час для сопоставления с объёмом УВ, рассчитываемым ПТК ПА. Пример сравнительного анализа объёмов УВ, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС и рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний, приведён в табл. 1 и на рис. 1 и 2.

Таблица 1

Сравнительный анализ объёмов УВ, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС и ПТК ПА во время проведения испытаний 23.05.2019 (с 00:05 по 07:05)

Время (Калининград)	Аварийный процесс	$P_{\text{потр}}$, МВт	$\Delta P_{\text{нб}}$, МВт	Расчётный минимально необходимый объём УВ ПТК ПА, МВт			УВ ПТК ПА для независимых команд, МВт			УВ от ЛАПНУ, МВт
				Δf , Гц			Δf , Гц			
				0,2	0,4	0,6	0,2	0,4	0,6	
00:05	Откл. ПГУ 1, 2	384,2	147,7	84,9	21,6	0	88,2	22,0	0	59,3
	Откл. ПГУ 2, 4		137,9	74,9	11,7	0	75,6	22,0	0	59,3
01:05	Откл. ПГУ 1, 2	352,0	136,7	73,6	10,6	0	89,0	19,7	0	54,4
	Откл. ПГУ 2, 4		127,1	64,0	1,0	0	79,1	19,7	0	0
02:05	Откл. ПГУ 1, 2	336,1	125,7	62,6	0	0	84,4	0	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4		115,7	52,7	0	0	75,1	0	0	0
03:05	Откл. ПГУ 1, 2	329,2	121,4	58,3	0	0	72,9	0	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4		111,1	48,2	0	0	53,9	0	0	0
04:05	Откл. ПГУ 1, 2	312,6	116,7	53,7	0	0	68,6	0	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4		106,8	43,9	0	0	50,7	0	0	0
05:05	Откл. ПГУ 1, 2	309,3	112,3	49,3	0	0	51,3	0	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4		102,6	39,5	0	0	51,3	0	0	0
06:05	Откл. ПГУ 1, 2	341,0	117,5	54,5	0	0	61,6	0	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4		127,7	64,7	0	0	81,6	0	0	0
07:05	Откл. ПГУ 1, 2	398,7	149,6	86,7	23,4	0	92,7	33,0	0	73,7
	Откл. ПГУ 2, 4		149,6	86,7	23,4	0	92,7	33,0	0	60,6

Сравнительный анализ объёмов УВ показал, что с учётом обеспечения допустимых уровней установившегося значения частоты:

- при уставке допустимого уровня отклонения частоты в установившемся послеаварийном режиме $\Delta f_{\text{ПАР}}$, равной 0,2 Гц, объёмы УВ, выбранные ПТК ПА, превышают объёмы УВ от ЛАПНУ Прегольской ТЭС;
- при уставке $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,4$ Гц объёмы УВ, выбранные ПТК ПА, меньше объёмов УВ от ЛАПНУ Прегольской ТЭС при значительных (40 % и выше) величинах небалансов активной мощности, либо соизмеримы с объёмами УВ от ЛАПНУ Прегольской ТЭС при небалансах активной мощности менее 40 %;
- при уставке $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,6$ Гц объёмы УВ, выбранные ПТК ПА, меньше объёмов УВ от ЛАПНУ Прегольской ТЭС.

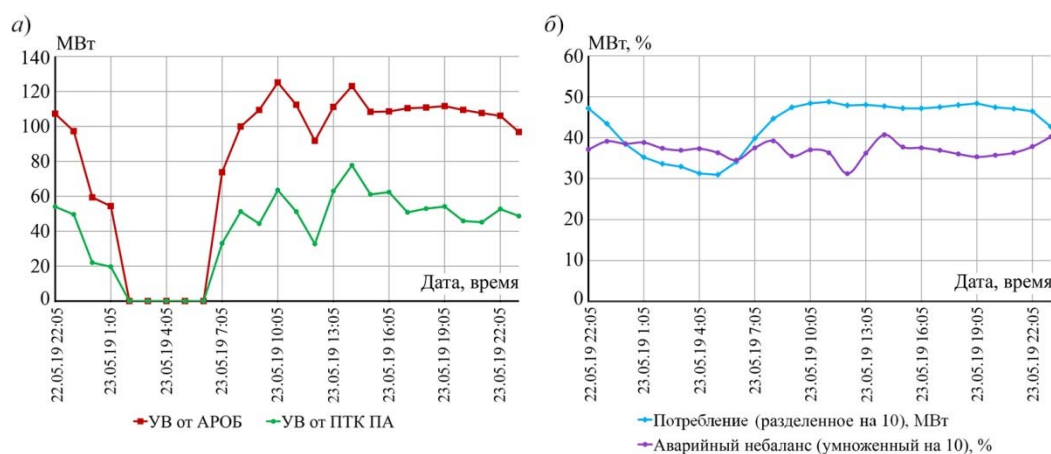


Рис. 1. Сравнительный анализ объёмов УВ, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС и рассчитанных ПТК ПА при уставке $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,4$ Гц:
 а) объёмы УВ, выбранные ПТК ПА и ЛАПНУ для случая аварийного отключения ПГУ 1, 2 Прегольской ТЭС; б) изменение потребления и относительной величины небаланса активной мощности за тот же период времени

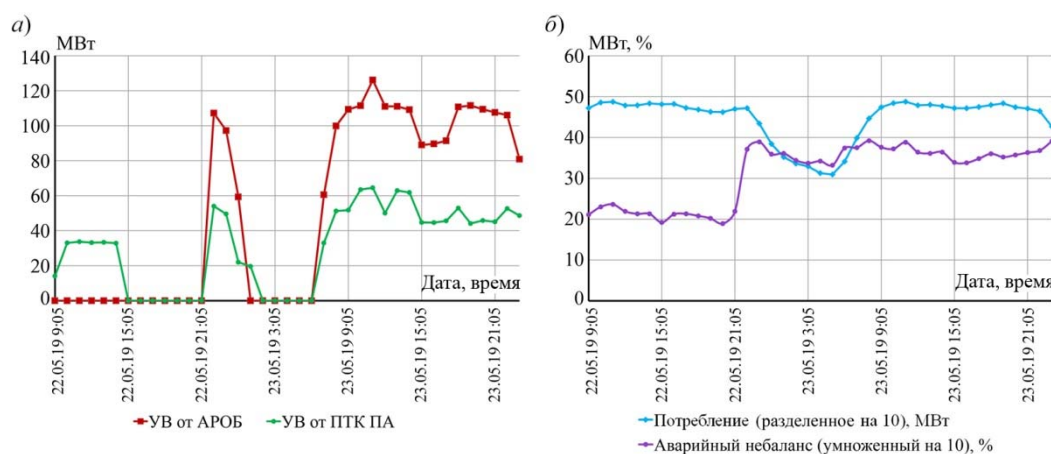


Рис. 2. Сравнительный анализ объёмов УВ, выбранных ЛАПНУ Прегольской ТЭС и рассчитанных ПТК ПА при уставке $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,4$ Гц:
 а) объёмы УВ, выбранные ПТК ПА и ЛАПНУ для случая аварийного отключения ПГУ 2, 4 Прегольской ТЭС; б) изменение потребления и относительной величины небаланса активной мощности за тот же период времени

Таким образом, минимальные величины отключаемых объёмов нагрузки в Калининградской ЭС при аварийном отключении энергоблоков электростанций в режимах изолированной работы энергосистемы выбираются при наибольшей из тестированных величине уставки ПТК ПА $\Delta f_{\text{ПАР}}$, равной 0,6 Гц.

Для проверки корректности работы ПТК ПА были выполнены расчёты электро-механических переходных процессов (ЭМПП) при аварийном отключении энерго-блоков ПГУ-1, 2 и ПГУ-2, 4 с использованием ПВК *Eurostag* при уставке срабатывания $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,6$ Гц и значении коэффициента $k_T = 26,25$. Расчёты были выполнены для всех срезов режима Калининградской ЭС, зафиксированных с интервалом в один час в течение всего периода испытаний (всего 146 срезов).

В связи с отсутствием исходных данных о параметрах систем регулирования газотурбинного оборудования новых электростанций Калининградской ЭС (Прегольская ТЭС, Маяковская ТЭС и Талаховская ТЭС) в качестве математических моделей газотурбинных установок указанных электростанций использовалась математическая модель *Gasturb*, встроенная в ПВК *Eurostag*. Моделирование энергоблоков ПГУ и ГТУ Калининградской ТЭЦ-2 выполнялось с учётом данных, предоставленных фирмой *Siemens*. В качестве модели нагрузки Калининградской ЭС при проведении расчётов ЭМПП использовались статические характеристики нагрузок с типовыми для ЕЭС РФ параметрами. Действие устройств АЧР при проведении расчётов электромагнитных переходных процессов не учитывалось.

Пример результата расчёта ЭМПП в графическом виде приведён на рис. 3.

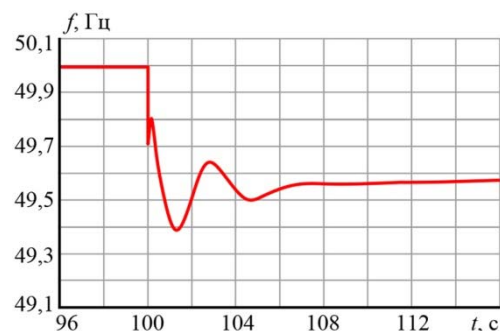


Рис. 3. Изменение частоты переменного напряжения в Калининградской ЭС при отключении двух энергоблоков ПГУ 2, 4 Прегольской ТЭС (режим 23.05.2019, 00:05)

Расчёты показали, что объёмы УВ, выбранные ПТК ПА при уставках $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,6$ Гц и $k_T = 26,25$, в 144 случаях из 146 позволяют обеспечить установившееся значение частоты в послеаварийном режиме на заданном уровне более 49,4 Гц (в двух случаях рассчитанное значение частоты послеаварийного режима составило 49,27 Гц).

Также необходимо отметить, что объёмы УВ, выбранные ПТК ПА во время проведения испытаний в мае 2019 г. при уставке срабатывания $k_T = 11,5$, являются избыточными и существенно (от 30 до 60 МВт) превышают объёмы УВ, выбранные в аналогичных случаях при оптимальной уставке срабатывания $k_T = 26,25$. Анализ результатов испытаний показал, что оптимальными являются уставки срабатывания ПТК ПА $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,6$ Гц и $k_T = 26,25$ (табл. 2).

Заключение

Управляющие воздействия, выбранные ПТК ПА, обеспечивают заданную уставкой величину отклонения частоты в установившемся послеаварийном режиме, при этом обеспечивается меньший по сравнению с действием ЛАПНУ объём отключаемой нагрузки. По результатам испытаний, проведённых в мае 2019 г., сделан вывод, что на данный момент уставки срабатывания ПТК ПА $\Delta f_{\text{ПАР}} = 0,6$ Гц и $k_T = 26,25$ являются оптимальными.

В дальнейшем существующий алгоритм ПТК ПА предполагается дополнить функцией автоматического определения оптимального коэффициента регулирующего эффекта генерации по частоте с учётом текущего состава генерирующего оборудования электростанций и его загрузки по активной мощности [5].

Таблица 2

Сравнительный анализ объёмов УВ, рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний, до и после смены уставок срабатывания k_T

Дата и время (Калининград)	Аварийный процесс	$P_{\text{потр}}$, МВт	$\Delta P_{\text{нб}}$, МВт	Объём УВ ПТК ПА для независимых команд, МВт		
				Δf , Гц		
				0,2	0,4	0,6
22.05.2019 14:05 ($k_T = 11,5$)	Откл. ПГУ КТЭЦ-2	483,2	135,7	96,6	63,8	32,9
	Откл. ПГУ 2, 4 ПрегТЭС		103,1	63,8	32,9	0
22.05.2019 15:05 ($k_T = 26,25$)	Откл. ПГУ КТЭЦ-2	481,2	135,2	46,8	0	0
	Откл. ПГУ 2, 4 ПрегТЭС		92,5	0	0	0
Разница в загрузке энергоблоков до и после смены уставок k_T , МВт		Откл. ПГУ КТЭЦ-2		0,5		
		Откл. ПГУ 2, 4 ПрегТЭС		10,6		
Разница в объёмах УВ, рассчитанных ПТК ПА до и после смены уставок k_T , МВт		Откл. ПГУ КТЭЦ-2		49,8	63,8	32,9
		Откл. ПГУ 2, 4 ПрегТЭС		63,8	32,9	0
Разница в потреблении до и после смены уставок k_T , МВт		2,0				

Список литературы

1. Организация противоаварийного управления при аварийном дефиците мощности в изолированной энергосистеме / Б. Андронович, 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 (81). – С. 6–13.
2. Barkans J., Zalostiba D. Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems / J. Barkans, D. Zalostiba // RTU Publishing House. – Riga, 2009. – 142pp.
3. Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы / Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплык, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 14–22.
4. Концепция противоаварийного управления ЕЭС России / А. Т. Демчук, А. В. Жуков, П. Я. Кац, Л. А. Кошечев, Н. Г. Шульгинов, М. А. Эдлин // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 23–26.
5. Противоаварийное управление в изолированно работающих энергосистемах / Б. Андронович, Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, С. А. Павлушко, Е. И. Сацук, А. В. Черезов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1 (82). – С. 19–25.

УДК 621.314

К. С. Горячевский, А. И. Расщепляев, И. В. Синянский, Д. В. Ясько

Алгоритм блокировки дистанционной защиты ЛЭП

В ЕЭС России выявлены случаи излишней работы ступеней дистанционной защиты (ДЗ) ЛЭП и оборудования, выполняющих функции дальнего резервирования. При отключении внешнего короткого замыкания (КЗ) не происходит возврат сработавших при внешнем КЗ ступеней дистанционной защиты, выполняющей функцию дальнего резервирования, что по истечении выдержки времени приводит к излишнему отключению ЛЭП и оборудования. Отсутствие возврата защиты после отключения КЗ объясняется увеличением в послеаварийном режиме передаваемой по ЛЭП и оборудованию мощности, что приводит к снижению величины полного сопротивления, измеряемого дистанционным органом ДЗ, до значений, входящих в область срабатывания дистанционного органа.

В статье предлагается алгоритм блокировки дистанционной защиты ЛЭП в послеаварийных режимах, в котором используются абсолютные значения и производные токов симметричных составляющих. Алгоритм реализован в микропроцессорном устройстве релейной защиты и протестирован на программно-аппаратном комплексе моделирования переходных процессов в режиме реального времени – RTDS.

Ключевые слова: электроэнергетические системы, электрические сети, релейная защита, токи короткого замыкания, дальнее резервирование.

1. Актуальность

Как представлено в [1], на некоторых подстанциях ЕЭС России выявлены случаи излишней работы дистанционных защит ЛЭП и оборудования в магистральных электрических сетях при различных видах КЗ. Для примера рассмотрим аналогичный обобщённый случай (рис. 1).

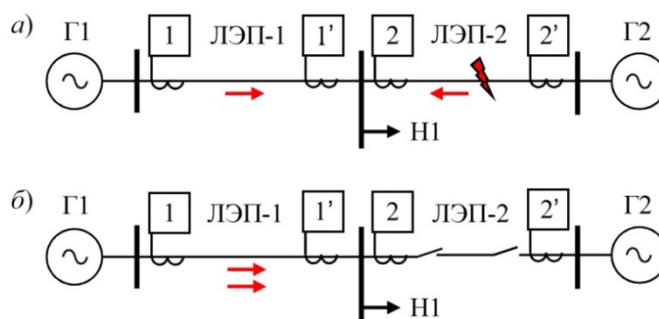


Рис. 1. Аварийная (а) и послеаварийная (б) схемы сети

Стрелками показано направление перетока активной мощности в доаварийной и послеаварийной схемах.

Дистанционные защиты ЛЭП-1 и ЛЭП-2 предназначены для защиты от междоузельных и однофазных коротких замыканий и имеют три направленные ступени. Для определенности примем двухфазное КЗ на землю $K^{(1,1)}$ в середине ЛЭП-2. Действие АПВ не рассматривается, так как время бестоковой паузы здесь принято значительно больше выдержек времени РЗ.

При возникновении КЗ на ЛЭП-2 происходит одновременный запуск третьей ступени защиты № 1, всех ступеней защит № 2 и № 2'. Так как выдержка времени первой ступени защиты № 2 меньше выдержки времени третьей ступени защиты № 1, КЗ отключается защитами № 2 и № 2'.

После отключения КЗ должен произойти возврат третьей ступени защиты № 1 для исключения ее излишнего срабатывания. Для третьей ступени ДЗ характеристика срабатывания выбирается таким образом, чтобы полное сопротивление, измеряемое дистанционным органом, во всех расчетных режимах работы энергосистемы не попадало внутрь границ этой характеристики.

Но в рассматриваемом случае после отключения КЗ существует такой послеаварийный режим работы ЭС, не являющийся расчетным, при котором полное сопротивление, измеряемое защитой № 1, находится внутри характеристики срабатывания третьей ступени (рис. 2). После истечения выдержки времени третьей ступени произойдет срабатывание защиты № 1 и отключение ЛЭП-1, хотя КЗ на ЛЭП-2 уже было ликвидировано ранее действием РЗ № 2 и № 2'.

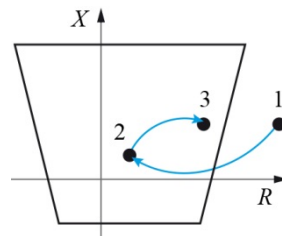


Рис. 2. Годограф измеряемого полного сопротивления

Излишнее отключение ЛЭП в подобных случаях может приводить не только к перебоям в электроснабжении потребителей, но и к нарушению синхронной работы электрических станций и частей энергосистемы, так как излишнее отключение ЛЭП происходит непосредственно после отключения КЗ, когда существует наиболее «тяжелый» послеаварийный режим работы ЭС.

На рис. 2 показан годограф полного сопротивления, измеряемого дистанционным органом защиты № 1: точка 1 соответствует доаварийному режиму, который находится вне границ характеристики срабатывания ДЗ, точка 2 – моменту возникновения КЗ, точка 3 – послеаварийной схеме, в которой ЛЭП-2 уже отключена.

Отстройка ступеней ДЗ, выполняющих функцию дальнего резервирования, от всевозможных нагрузочных режимов приводит к сокращению защищаемой зоны и уменьшению чувствительности защиты. Для надёжной отстройки от нагрузочных режимов предлагается изменить алгоритм работы ДЗ в микропроцессорных устройствах РЗА.

2. Блокировка ДЗ по приращениям симметричных составляющих токов

При КЗ нарушается симметрия трёхфазной системы токов, что приводит к появлению симметричных составляющих обратной и нулевой последовательностей. При трёхфазном КЗ такое нарушение симметрии носит кратковременный характер.

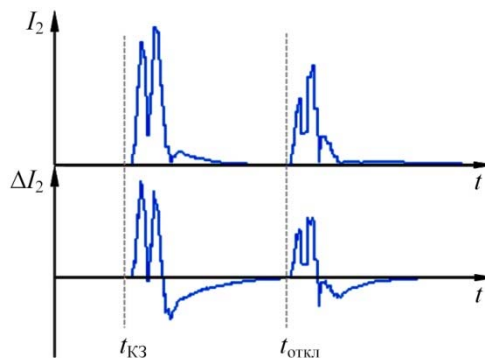
В данной статье предлагается способ пуска ДЗ, основанный на выявлении КЗ по наличию токов обратной последовательности. Отличием от существующих алгоритмов является блокировка ДЗ сразу после отключения КЗ любой защитой. Это позволяет избежать излишней работы устройств ДЗ в послеаварийных нагрузочных режимах, описанных ранее.

На рис. 3 показаны графики изменения тока обратной последовательности I_2 и его приращения ΔI_2 при различных видах КЗ. Данные графики были получены на модели энергосистемы на программно-аппаратном комплексе реального времени RTDS.

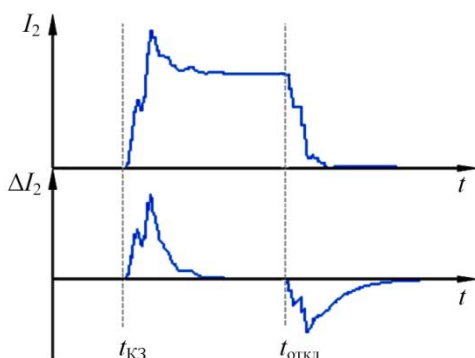
По результатам анализа графиков установлено:

- характер графиков токов и их приращений сильно зависит от постоянных времени цифровых фильтров, которые используются в алгоритмах микропроцессорных устройств РЗА;

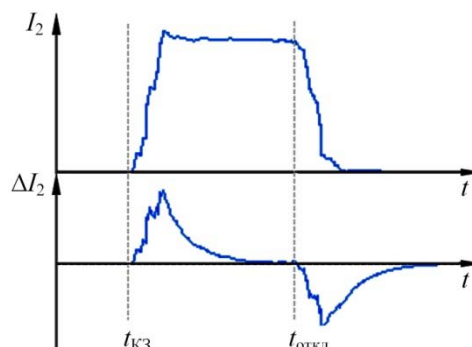
- приращение тока обратной последовательности ΔI_2 наблюдается во всех режимах КЗ;
- при трёхфазном КЗ график приращения тока ΔI_2 имеет вид кратковременного импульса длительностью порядка 20 мс;
- на графике импульса ΔI_2 в начале наблюдается характерный пик, из-за которого возникает отрицательное приращение ΔI_2 ;
- для токов нулевой последовательности характер графиков аналогичный.



а) трёхфазное КЗ



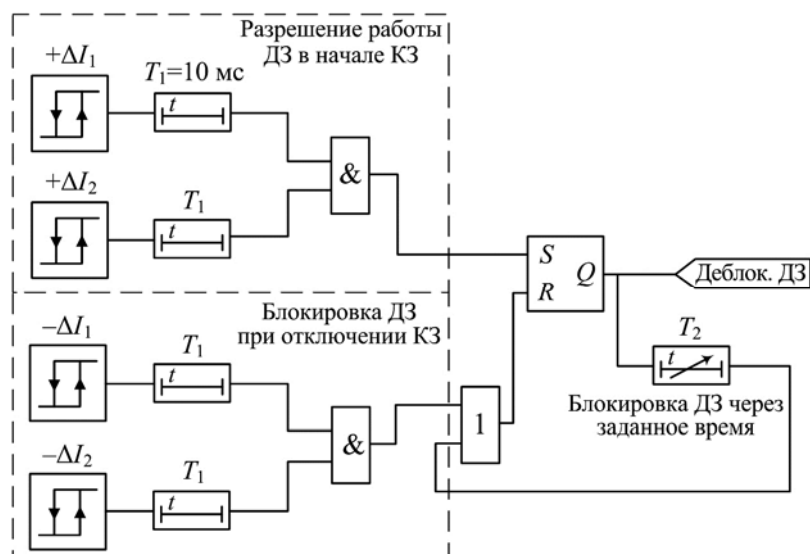
б) двухфазное КЗ на землю



в) двухфазное КЗ

Рис. 3. Графики тока обратной последовательности при КЗ

На рис. 4 показан разработанный алгоритм пуска ДЗ при несимметричных КЗ.

**Рис. 4.** Схема пуска ДЗ при несимметричных КЗ

цепь, фиксирующую начало КЗ (за счёт того, что выход Q через инверсию соединён с элементом «И»), и собирает аналогичную цепь, фиксирующую конец КЗ.

Цепь, фиксирующая конец КЗ, после проведения опытов была доработана для обеспечения надёжной работы как при близких КЗ, так и при КЗ в конце защищаемой зоны. В этой цепи вместо выдержки времени на возврат $T_3 = 10 \dots 20$ мс используется увеличенная выдержка $T_4 = 50$ мс.

По аналогии со схемой для несимметричных КЗ был добавлен орган $-\Delta I_1$ для отстройки от близких КЗ с большими последовательными скачками $+\Delta I_2$ и $-\Delta I_2$.

По результатам моделирования различных видов и точек КЗ на комплексе RTDS было установлено, что для третьей ступени ДЗ требуется согласование по чувствительности зоны действия дистанционного органа и параметров настройки пусковых органов ΔI_1 , ΔI_2 . Это необходимо, так как третья ступень ДЗ выполняет функцию дальнего резервирования, и при возникновении КЗ в конце защищаемой зоны в некоторых случаях получаются такие коэффициенты токораспределения в доаварийной и аварийной схемах, что ток, измеряемый РЗ, меняется незначительно.

Уставки срабатывания пусковых органов приращения тока выбираются на основании постоянных времени цифровых фильтров симметричных составляющих и принимаются постоянными для каждого устройства. Эти уставки не требуют выбора в процессе эксплуатации и определяются производителем.

Предлагаемый алгоритм позволяет выявить КЗ и разрешить работу РЗ только на время этого КЗ. Это решает проблему отстройки ДЗ от нагрузочных режимов с «набросами» мощности по ЛЭП, которые возникают после отключения КЗ.

3. ДЗ с адаптивной компенсацией подпитки от противоположного конца ЛЭП

Данная функция предназначена для определения точного положения точки КЗ по отношению к защищаемой зоне РЗ. В этой функции с уставкой сравнивается не фактически измеренное полное сопротивление, а его пересчитанное значение, которое зависит от параметров электрической сети и величины фазных токов и напряжений и их симметричных составляющих.

Данная функция предназначена для идентификации точки КЗ, но также может быть использована для отстройки от нагрузочных режимов.

Как показано на рис. 6, на основании выражения (1) из [3] производится расчёт сопротивления шунта $\Delta \dot{Z}$, которое используется для коррекции измеренного сопротивления сети $\dot{Z}_{изм}$ и определения реального сопротивления участка ЛЭП до точки КЗ $\dot{Z}_{уч}$. Получив значение $\dot{Z}_{уч}$, можно определить суммарный ток подпитки точки КЗ с обоих концов ЛЭП.

$$\Delta \dot{Z} = \Delta R + j\Delta X = \frac{1}{G_{12}^{real} X_{1L} - G_{12}^{imag} R_{1L}} \times \left. \begin{aligned} &\times (G_{12}^{real} (R_{изм} X_{1L} - X_{изм} R_{1L}) + jG_{12}^{imag} (R_{изм} X_{1L} - X_{изм} R_{1L})), \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где G_{12}^{real} и G_{12}^{imag} – тригонометрические функции полных сопротивлений систем Г1 и Г2;

$R_{изм}$ и $X_{изм}$ – активное и реактивное измеренные сопротивления;

R_{1L} и X_{1L} – активное и реактивное номинальные сопротивления ЛЭП.

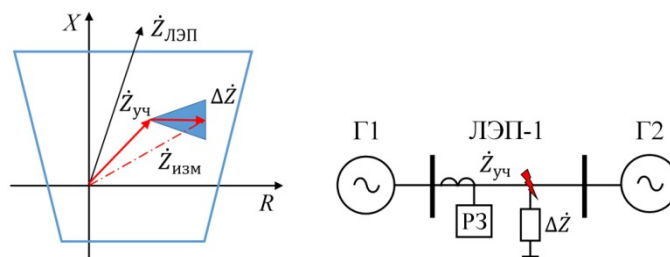


Рис. 6. Измеряемое и расчётное сопротивление при КЗ

По значению этого расчётного тока в точке КЗ можно судить о наличии или отсутствии КЗ в защищаемой зоне. Если ток мал, то текущий режим работы энергосистемы можно считать нормальным и, значит, в этих режимах можно блокировать действие дистанционной защиты. Таким способом можно исключить неправильную работу РЗ не только в послеаварийных режимах работы, но и в нормальных режимах, которые не сопровождаются КЗ.

Данный расчёт использует эквивалентные сопротивления энергосистем, которые на рис. 6 обозначены как Г1 и Г2. Эти сопротивления задаются постоянными при выборе уставок сети, поэтому изменение режима работы энергосистемы снижает точность определения границы нормального режима работы.

В [2] и [3] предложено использование специальных алгоритмов идентификации сопротивления энергосистемы, которые постоянно работают в нормальном режиме, но данные алгоритмы дают точный результат только при простейшей радиальной топологии сети и точно известном напряжении в питающем центре, что для магистральных сетей встречается только в небольшой части случаев.

Заключение

Оба способа выполняют как функцию блокировки ДЗ при качаниях, так и функцию пуска ДЗ в аварийных режимах. В отличие от находящихся в эксплуатации устройств ДЗ, эти алгоритмы выявляют не только факт возникновения КЗ, но и факт отключения КЗ во внешней сети, что позволяет исключить срабатывание ДЗ в послеаварийных режимах, для которых характерны большие перетоки мощности по ЛЭП и малые значения полного сопротивления. Для проверки функциональной надёжности алгоритмов необходимо провести их тестирование на подробных моделях энергосистем.

Список литературы

1. Блокировка действия дистанционных защит при выходе параметров нагрузочного режима за допустимые значения : отчёт о НИР / МЭИ. – Москва, 2018.
2. M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski and M. Bozek, “Adaptive Line Distance Protection with Compensation for Remote End Infeed”, 2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008), Glasgow, 2008, pp. 321–326.
3. J. U. N. de Nunes and A. S. Bretas, “Ground distance relaying with remote end infeed compensation”, 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, 2017, pp. 1–5.

УДК 621.311

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

Модуль анализа срабатывания защит в современных программно-вычислительных комплексах на примере ПВК «АРУ РЗА»

Описаны основные требования, предъявляемые к модулю анализа срабатывания защит. Показано, как данные требования реализованы в модуле анализа срабатывания программно-вычислительного комплекса для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики (ПВК «АРУ РЗА»). Подробно описана работа модуля, фреймворк, порядок работы модуля, выходные данные и их анализ.

Ключевые слова: ПВК, расчёт токов короткого замыкания, уставки РЗА, анализ срабатывания, резервирование защит, коэффициент чувствительности, фреймворк.

Введение

Релейная защита – одна из важнейших областей энергетики, от надёжности и корректного функционирования которой зависит надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей, также – снижение материального ущерба от возможных аварий.

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

Расчёт аварийных параметров трудоёмок, даже с применением современных ПВК – в связи с большим количеством элементов электрической сети и необходимостью учёта различных режимов работы сети. Специалист должен оперировать огромными объёмами информации для корректного расчёта уставок релейной защиты, а также грамотно анализировать большое количество выходной информации.

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 современных программно-вычислительных комплексах необходим специализированный модуль, позволяющий определять состояние любой выбранной группы защит в каждый момент времени в зависимости от аварийной ситуации. Такой модуль должен предоставлять следующий функционал:

- возможность задания как можно более полных начальных условий расчёта;
- возможность задания любых аварийных ситуаций на любом элементе в любой момент времени;
- подробно описывать срабатывания всех защит в любой момент времени в выбранной области (или во всей сети);

- представлять на схеме сети (в графическом редакторе) последовательность и факт срабатывания/несрабатывания всех защит в любой момент времени в выбранной области (или во всей сети);
- возможность изменения требуемого коэффициента чувствительности на любом расчётном шаге;
- возможность редактирования режима работы сети на любом расчётном шаге (моделирование различных вариантов развития аварий);
- наглядность представления результатов работы модуля.

Модуль анализа срабатывания защит в ПВК «АРУ РЗА»

АО «НТЦ ЕЭС» с 2015 г. занимается разработкой собственного программного обеспечения для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики (далее ПВК «АРУ РЗА»¹) [1].

ПВК «АРУ РЗА» постоянно развивается и совершенствуется, разрабатываются новые модули и функции [2]. Одним из таких новых модулей является «Модуль проверки чувствительности и анализа срабатывания устройств релейной защиты».

Модуль функционирует следующим образом. 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.

При прохождении итерации защита может производить модификации на сети, а именно отключение заданной ветви со стороны узла, указанного пользователем в фонде РЗА. Отключение производится без заземления. 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.

В окне модуля (рис. 1) отображается список всех добавленных к анализу защит и их параметров. В первом столбце указан номер защиты и наименование установ-

¹ Свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015660558, № 2016660608, № 2017660072, № 2018663223, № 2019663105.

ПВК «АРУ РЗА» включён в Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (приказ № 680 от 07.12.2017 Минкомсвязи России).

ленной панели. Во втором столбце указана ступень защиты, в третьем – линия, на отключение которой действует защита. В четвертом столбце отображается выдержка времени с указанием в круглых скобках секунд до срабатывания. В пятом столбце отображается уставка, причём для токовых защит она записана значением в амперах, а для дистанционных – в омах. В шестом столбце показан замер электрических величин, с которыми ведётся сравнение уставки, а в восьмом – рассчитанные на основе этого замера фактические коэффициенты чувствительности по различным величинам, список которых зависит от типа защиты. Среди всех фактических коэффициентов для анализа выбирается наиболее подходящий из доступного перечня коэффициентов чувствительности и выделяется знаком «*». В седьмом столбце отображается нормативный коэффициент чувствительности. Последний столбец показывает состояние защиты на текущем шаге расчёта.

Защита	Ступень	Место действия	Выдержка времени	Уставка	Величины	Кф	Кф расчетный	Состояние
1,1 T3NP	1 (0 с.)	930-900	0.0	УСТ=10200.0 НАПР=В элемент	3I0 = 5021.99 -130.09° 3I00 = 29.31 133.38°	Кф RH : 1.2 Кф RM I : 1.2 Кф RM U : 1.2 Кф RM P : 1.2 Кф RM : 1.2 Кф RH U2 : 1.2 Кф по уставке : 1.2	Кф по уставке : 0.492 *	не чувс.
1,1 T3NP	2 (0.58 с.)	930-900	0.58	УСТ=5900.0 НАПР=В элемент	3I0 = 5021.99 -130.09° 3I00 = 29.31 133.38°	Кф RH : 1.2 Кф RM I : 1.2 Кф RM U : 1.2 Кф RM P : 1.2 Кф RM : 1.2 Кф RH U2 : 1.2 Кф по уставке : 1.2	Кф по уставке : 0.851 *	не чувс.
1,1 T3NP	3 (1.28 с.)	930-900	1.28 (до сраб. 1.28)	УСТ=3400.0 НАПР=В элемент	3I0 = 5021.99 -130.09° 3I00 = 29.31 133.38°	Кф RH : 1.2 Кф RM I : 1.2 Кф RM U : 1.2 Кф RM P : 1.2 Кф RM : 1.2 Кф RH U2 : 1.2 Кф по уставке : 1.2	Кф по уставке : 1.477 *	отсчёт вв.
1,1 T3P-1636	1 (0 с.)	930-900	0.0	Zпр=1.58 НАПР=В элемент ФМЧ=80.0 I тр=0.32	ZAB = 2.15 53.86° IAB = 11962.91 -39.42°	Кф УБК d1 rpyб : 1.2 Кф УБК d1 чyb : 1.2 Кф по току rpyб : 1.2 Кф по току чyb : 1.2 Кф по уставке : 1.2 Кф УБК d2 rpyб : 1.2	Кф по току rpyб : 166.92 Кф по уставке : 0.678 *	не чувс.

Рис. 1. Окно модуля анализа срабатывания защит

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.

В окне модуля (рис. 1) доступны следующие кнопки для управления расчётом:

- 1) «Авторасчёт» – автоматический расчёт всех итераций до момента срабатывания или не чувствительности защит;
- 2) «Перейти к:» – переход на произвольный момент времени;
- 3) «Рассчитать один шаг» – расчёт следующего шага;
- 4) «К началу расчёта» – переход к первой расчётной итерации (кнопка доступна при числе итераций больше 1);
- 5) «Шаг назад» – перейти к предыдущему рассчитанному шагу. Предназначена для отображения состояния защит на предыдущем от текущего шаге;
- 6) «Шаг вперед» – перейти к следующему рассчитанному шагу. Предназначена для отображения состояния защит на следующем от текущего шаге. Следующая итерация должна быть уже рассчитана;
- 7) «В конец расчёта» – переход к последней расчётной итерации (кнопка доступна при числе итераций больше 1);
- 8) «Протокол» – переход к сформированному в результате расчёта протоколу.

Помимо управления кнопками пользователю доступно отображение конкретной итерации путём манипуляции шкалой времени, расположенной над кнопками управления.

Для каждой защиты доступно контекстное меню в таблице. В данном меню можно открыть ДО панели, изменить требуемый коэффициент чувствительности для защиты, моделировать отказ ступеней защиты, отказ всей панели, отказ всего комплекта защит, отменить смоделированный отказ, а также удалить защиту из анализа.

Следует отметить, что, в левой части окна отображается дерево событий. При выборе момента времени произойдет перестроение таблицы.

Пользователю доступна также функция создания различных вариантов развития аварий. Данная функция может быть полезна, например, при наличии близких времен срабатывания защит. Создать новое ветвление расчёта можно путём выбора итерации в дереве событий, от которой необходимо создать ветвление проведением изменений и последующим вызовом функции «Рассчитать один шаг». Первым из направлений ветвления будет уже произведённый расчёт, вторым – новый расчёт.

В результате окончания расчёта пользователь имеет возможность сформировать протокол расчёта путём нажатия на кнопку «Протокол». В результате откроется окно со сформированными файлами протоколов расчёта по каждому из направлений. В протоколе отображается результат расчёта каждой итерации с отображением параметров повреждений на сети и коммутаций.

Пример использования модуля анализа срабатывания защит

В качестве примера для демонстрации работы модуля проверки чувствительности и анализа срабатывания устройств РЗ с относительной селективностью будет использоваться тестовая схема (рис. 2) со следующим набором защит:

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| 1) 1,1 – ТЗНП, ЭПЗ-1636; | 4) 4,1 – ТЗНП, ЭПЗ-1636; |
| 2) 2,1 – ТЗНП, ШЭ2607; | 5) 4,2 – ТЗНП; |
| 3) 3,1 – ТЗНП, ДЗ-503; | 6) 6,1 – ТЗНП. |

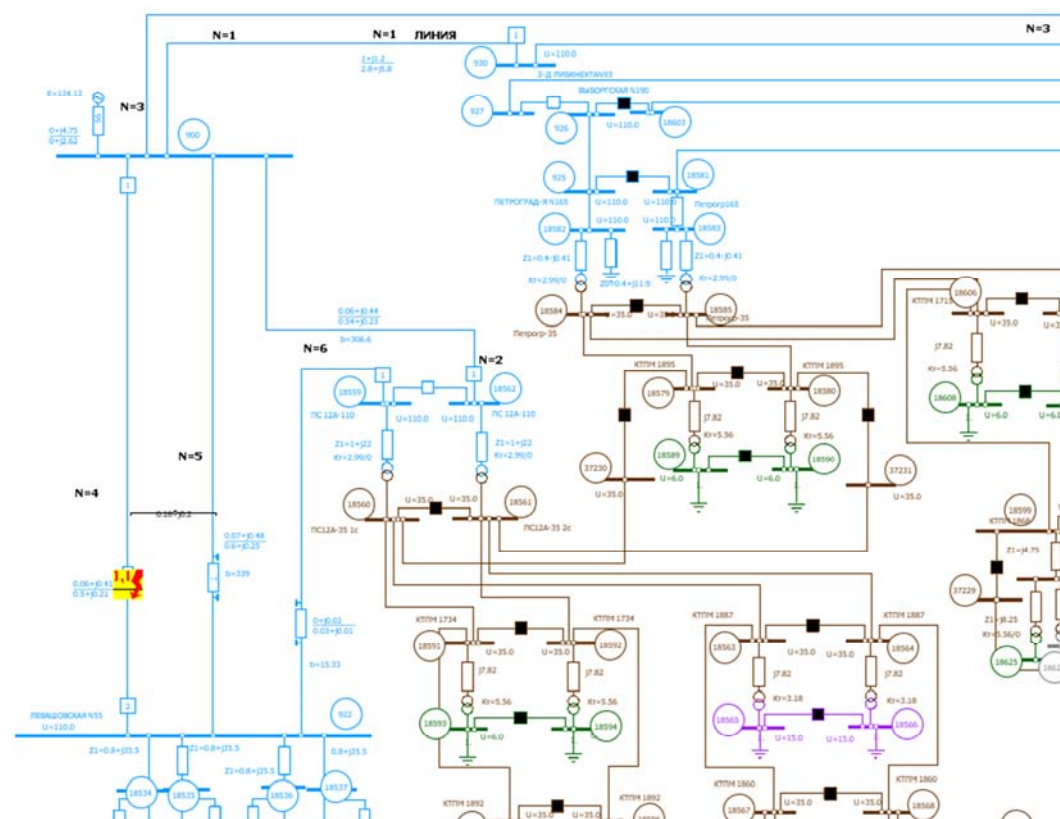


Рис. 2. Рассматриваемая при анализе часть тестовой схемы

В качестве повреждения задаётся двухфазное короткое замыкание на землю (AB0) в середине (50 %) линии 900-922.

Перед открытием модуля необходимо в области ГР выделить фрагмент сети, на котором установлены интересующие для замера защиты, либо добавить защиты к анализу с помощью соответствующей функции в окне. Добавление защит возможно по номеру, по типу (все токовые или все дистанционные), а также можно добавить сразу все защиты фонда.

Для расчёта первой итерации в момент $t = 0$ с необходимо нажать на кнопку «Рассчитать начальный режим». В нулевой момент времени был задан отказ 1-й и 2-й ступеней ТЗНП и ЭПЗ-1636 защиты 4,1 (ветвь 900-922), а также произведён расчёт нового начального режима.

На первом шаге расчёта ($t = 0,4$ с) произошло:

1. Срабатывание 2-й ступени ТЗНП защиты 6,1 (ветвь 18559-922) при коэффициенте чувствительности больше 1, но меньше нормативного.
2. Сброс выдержки времени 2-й и 3-й ступеней ТЗНП защиты 2,1 (ветвь 18652-900).
3. Сброс выдержки времени 3-й ступени ТЗНП защиты 6,1 (ветвь 18559-922).
4. Отключение ветви 18559-922 со стороны узла 18559.

На втором шаге расчёта ($t = 0,55$ с) произошло:

1. Срабатывание 2-й ступени ДЗ-503 защиты 3,1 (ветвь 901-900) при коэффициенте чувствительности больше 1, но меньше нормативного.

2. Сброс выдержки времени 3-й ступени ДЗ-503 и ТЗНП защиты 3,1 (ветвь 901-900).
3. Запуск выдержки времени 2-й ступени ТЗНП защиты 1,1 (ветвь 930-900).
4. Отключение ветви 901-900 со стороны узла 901.

На третьем шаге расчёта ($t = 0,59$ с) произошло:

1. Срабатывание 2-й ступени ЭПЗ-1636 защиты 1,1 (ветвь 930-900).
2. Сброс выдержки времени 3-й ступени ЭПЗ-1636 защиты 1,1 (ветвь 930-900) и 2-й и 3-й ступеней ТЗНП защиты 1,1 (ветвь 930-900).
3. Отключение ветви 930-900 со стороны узла 930.

Также было произведено моделирование отказа 3-й ступени ТЗНП защиты 4,1 (ветвь 900-922).

На четвёртом шаге расчёта ($t = 1,2$ с) произошло:

1. Срабатывание 3-й ступени ЭПЗ-1636 защиты 4,1 (ветвь 900-922).
2. Запуск выдержек времени 1-й и 2-й ступеней ТЗНП защиты 4,2 (ветвь 922-900).
3. Отключение ветви 900-922 со стороны узла 900.

Также было произведено моделирование отказа 1-й ступени ТЗНП защиты 4,2 (ветвь 922-900).

На пятом шаге расчёта ($t = 1,76$ с) произошло:

1. Срабатывание 2-й ступени ТЗНП защиты 4,2 (ветвь 900-922).
2. Отключение ветви 922-900 со стороны узла 922.

В результате окончания расчёта (рис. 3) все защиты, находящиеся в замере, должны иметь одно из четырёх состояний:

1. Не чувствует повреждение.
2. Защита работала и отключила ветвь со стороны установки.

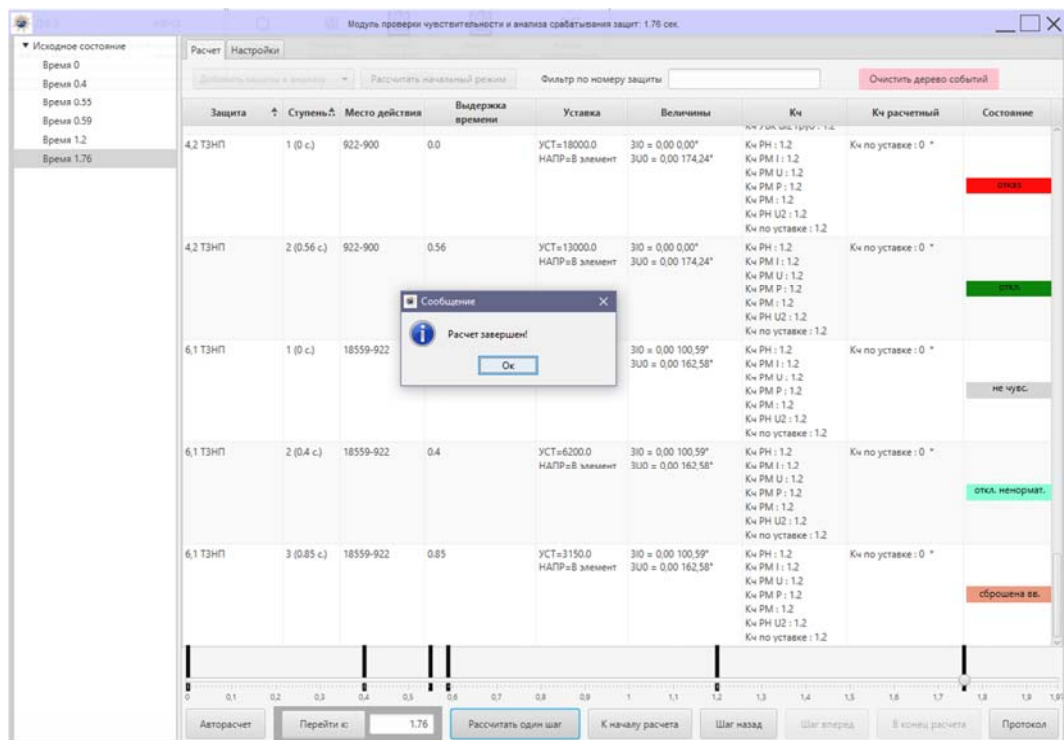


Рис. 3. Завершение расчёта

3. Защита сработала и отключила ветвь со стороны установки при коэффициенте чувствительности меньше нормативного.
 4. Защита не сработала вследствие сброса выдержки времени.
- В результате работы модуля было произведено отключение 4 линий (рис. 4).

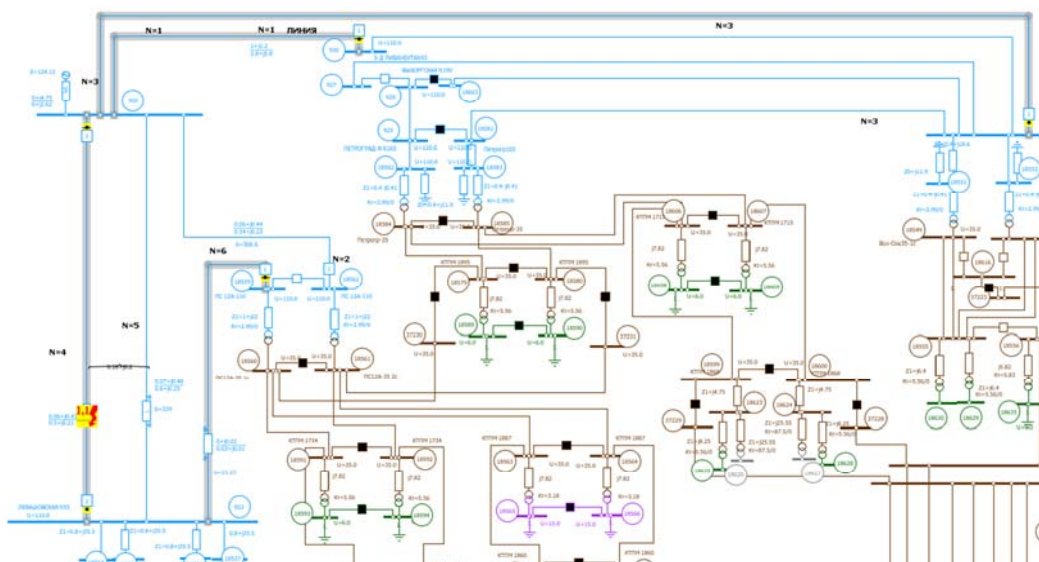


Рис. 4. Коммутации сети в результате проведения расчёта

Как видно из вышеприведённого примера модуль анализа срабатывания защит ПВК «АРУ РЗА» позволяет смоделировать аварийную ситуацию, детально проанализировать срабатывание/несрабатывание защит и наглядно показать в графическом редакторе срабатывание/несрабатывание защит в выбранные моменты времени в выбранной области сети.

Заключение

Модуль анализа срабатывания защит в ПВК «АРУ РЗА» отвечает требованиям и критериям, предъявляемым к современному специализированному программному обеспечению, которое предназначено для анализа обеспечения ближнего и дальнего резервирования различных типов защит сети и проверки селективности их работы. Функция «создания различных вариантов развития аварий» является уникальной особенностью модуля. Она позволяет воспроизводить различные схемно-режимные ситуации, задаваемые пользователем. Ещё одна уникальная функция – «функция свободного перехода по временной шкале», которая позволяет моделировать развитие сложных аварий в сети путём изменения параметров повреждения, добавления новых повреждений различных типов в различных точках сети и др., а также моделировать отказ ступеней, панелей защит или целых комплектов. Всё это приводит к появлению множества вариантов развития событий, каждый из которых удобно и наглядно отображается в окне программы и финальном протоколе, содержащем информацию о времени отключения выключателей, коммутациях в электрической сети, селективности действия защит и значениях всех электрических величин и коэффициентов чувствительности, полученных в результате расчётов, в любой момент времени.

Особенно полезной «функция создания различных вариантов развития аварий» будет при рассмотрении действия защит с близкими временами срабатывания, поскольку каждое отключение выключателя под действием релейной защиты способствует изменению токораспределения в сети, что, в свою очередь, может запускать счётчик реле времени у одних защит и останавливать у других. Соответственно, любое изменение в сети – отказ или ложное срабатывание защиты, срабатывание выключателей, дополнительные коммутации или развитие аварии – всё это приводит к изменению электрических величин, коэффициентов чувствительности и, следовательно, порядка действия релейной защиты.

Вариантов сложных аварий может быть множество: переход междуфазного КЗ в двухфазное на землю, обрыв одной фазы с последующим развитием аварии в однофазное КЗ через переходное сопротивление, включение линии на короткое замыкание и отказ выключателя или защиты линии и т. д. Отключение повреждённого объекта часто сопровождается работой противоаварийной автоматики, в частности автоматическим повторным включением этого объекта (АПВ), что является незаменимым инструментом в восстановлении питания при проходящих коротких замыканиях. Однако при устойчивом повреждении электрооборудование будет вновь включено на короткое замыкание после цикла АПВ, в этом случае релейная защита снова почувствует повреждение и запустятся выдержки времени соответствующих защит. При таком развитии событий возникает угроза недопустимо длительного разрушительного термического и электродинамического воздействия тока короткого замыкания, поэтому применяется телеускорение действия защит на отключение оборудования, а также блокировка повторного действия АПВ. 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».

Таким образом, разработанный в ПВК «АРУ РЗА» модуль анализа срабатывания защит отвечает всем современным требованиям и позволяет 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.

Более подробно ознакомиться с описанным выше модулем (а также прочитать последние новости и другие статьи про ПВК) можно на сайтах ПВК «АРУ РЗА»: agurza.ru; arurza.rf.

Список литературы

1. Абакумов С. А., Виштитбеев 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 5.0 (ПВК АРУ РЗА 5.0)» № 2019663105 от 10.10.2019.
2. Развитие программно-вычислительного комплекса автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики: новые модули и функции / С. А. Абакумов, А. В. Виштитбеев, С. Е. Гаязов, Е. А. Надобная, Д. Н. Саввин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2. – С. 91–100.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.314

Б. И. Аюев, Г. Ф. Бинько, А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, С. Е. Касьянов,
Т. В. Купчиков, С. А. Павлушко, А. Н. Смирнов, Ю. В. Шаров, Е. Б. Шескин

Цифровое моделирование систем автоматического регулирования газовых турбин электростанций

Описаны особенности моделирования газотурбинных и парогазовых установок при анализе электромеханических переходных процессов и динамической устойчивости электростанций. Приведены примеры подробных динамических моделей газотурбинных и парогазовых энергоблоков. Проведено сравнение результатов расчётов при упрощённом представлении турбин газотурбинных и парогазовых энергоблоков и при подробном моделировании агрегатов и их систем управления. Показано, что недостаточная детальность моделирования парогазовых и газотурбинных энергоблоков может приводить к количественно и качественно недостоверным результатам анализа динамической устойчивости.

Ключевые слова: модель энергоблока, парогазовая установка, газотурбинная установка, цифровая модель, система регулирования.

При проведении расчётов электромеханических переходных процессов генерирующий агрегат чаще всего рассматривается как структура из нескольких элементов: генератора, системы возбуждения с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ), первичного двигателя (турбины), котла (в случае моделирования турбоагрегата) и автоматического регулятора скорости вращения (АРС).

Основное внимание при моделировании генерирующего агрегата для проведения исследований электромеханических переходных процессов обычно уделяется собственно синхронной машине и её системе возбуждения: используются подробные модели синхронной машины, детальные модели автоматических регуляторов возбуждения и системных стабилизаторов, учитывающие работу технологических ограничителей и релейной форсировки, подробные модели возбудителей. Это определяется, прежде всего, реализацией в автоматических регуляторах возбуждения эффективных законов управления с малыми эквивалентными постоянными времени регулирования и, соответственно, значительным регулирующим эффектом, который система возбуждения оказывает на синхронную машину при протекании электромеханических переходных процессов.

В устоявшейся практике моделирование первичных двигателей и автоматических регуляторов скорости вращения при анализе электромеханических переходных процессов обычно осуществляется упрощённо. Указанные элементы представляются в расчётах либо постоянством механического момента на валу генератора, либо постоянством механической мощности. Более или менее подробное представление первичных двигателей с их системами регулирования производится только в случае анализа переходных процессов, связанных со значительными небалансами активной мощности в энергосистеме [1, 2]. Это обосновывается устоявшимся мнением о том, что динамическими характеристиками турбин и их систем регулирования в расчётах электромеханических переходных процессов можно пренебречь

из-за больших постоянных времени регуляторов скорости, значительно превышающих длительность протекания электромеханического переходного процесса (15–20 с), и из-за высокой эквивалентной инерционности ротора агрегата.

Вышеизложенный подход к моделированию генерирующих агрегатов полностью оправдан в случае моделировании типовых паровых турбоагрегатов, а также гидроагрегатов, и неоднократно подтверждался результатами сопоставления переходных процессов, зарегистрированных в энергосистеме, с процессами, полученными в результате моделирования. Однако характеристики ПГУ и ГТУ значительно отличаются от характеристик классических паросиловых установок, и результаты исследований электромеханических переходных процессов в энергосистемах, содержащих мощные высокоманевренные газотурбинные установки, свидетельствуют о необходимости пересмотра устоявшихся подходов к моделированию первичных двигателей генерирующих агрегатов.

В отечественной практике моделирования энергосистем в настоящее время используется подход, при котором все энергоблоки ПГУ, в состав которых входят ГТУ и паровые турбины (ПТУ) с одним или несколькими синхронными генераторами (рис. 1), рассматриваются отдельно без учёта особенностей функционирования ПГУ в целом (не учитывается взаимосвязь мощности, выдаваемой паровой турбиной, от нагрузки газовой турбины).

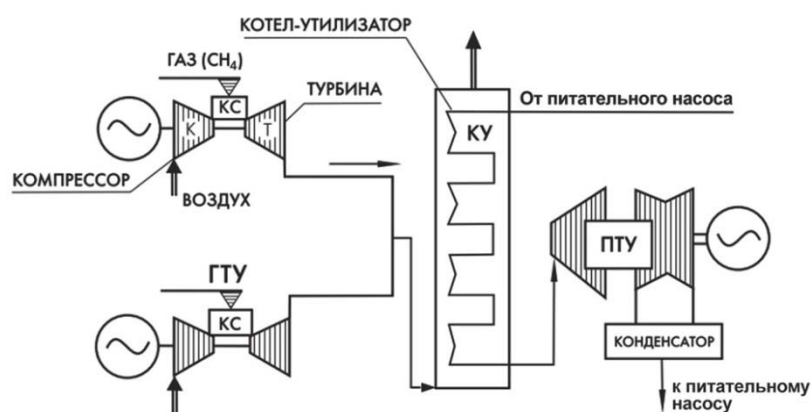


Рис. 1. Парогазовая установка

Очевидно, что при исследовании длительных электромеханических переходных процессов, сопровождающихся возникновением небалансов мощности в энергосистеме, и в особенности в случае небольших энергосистем, работающих изолированно от ЕЭС России, в состав которых входят электростанции или энергоблоки, работающие по парогазовому циклу, подобное представление энергоблоков ПГУ некорректно. Для воспроизведения в модели процесса первичного регулирования частоты в энергосистеме необходимо подробное моделирование ПГУ с учётом особенностей функционирования газовых турбин, их систем регулирования и т. д.

Еще в конце XX века рабочей группой IEEE была предложена упрощённая функциональная схема ПГУ [3], которая может быть использована для моделирования парогазовых установок при исследовании электромеханических переходных процессов (рис. 2). Эта функциональная схема отражает взаимодействие элементов ПГУ в случае, если парогазовый энергоблок состоит из отдельно стоящих ГТУ и ПТУ. Моделирование одновальных ПГУ, в которых газовая турбина, паровая

турбина и генератор располагаются на одном валу, является отдельной задачей, выходящей за рамки данной статьи.

Определяющее влияние на изменение мощности энергоблока ПГУ в целом при возникновении аварийных возмущений в энергосистеме оказывает система автоматического управления мощностью (САУМ) газовой турбины. САУМ газовой турбины является сложной и многоконтурной системой регулирования, которая учитывает большее количество факторов регулирования, таких как текущая мощность и частота вращения турбины, температура газов на выходе газотурбинной установки, атмосферное давление и температура наружного воздуха и т. д.

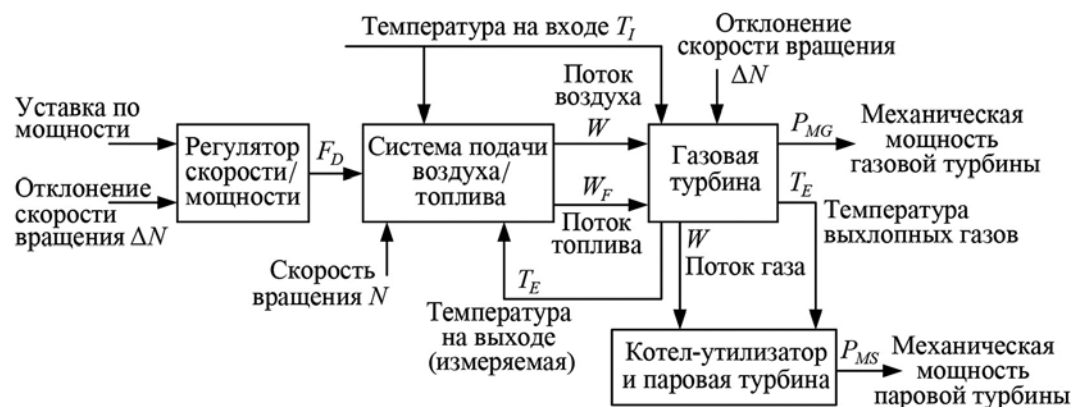


Рис. 2. Упрощённая функциональная схема ПГУ

В свою очередь, паропроизводительность и мощность котлов-утилизаторов и паровой турбины напрямую зависят от режима работы газовых турбин. В нормальных режимах работы паровые турбины, входящие в состав ПГУ, как правило, работают в режиме скользящего давления. При этом регулирующие клапаны паровой турбины находятся в фиксированном положении (полностью открыты), а изменение давления пара происходит за счёт изменения расхода топлива в камерах сгорания газовых турбин. В переходных режимах положение регулирующих клапанов паровой турбины может изменяться под действием собственной САУМ ПТУ, но при этом максимально возможная выдаваемая ПТУ мощность остается зависимой от изменения расхода топлива в камерах сгорания ГТУ и, соответственно, мощности выдаваемой ГТУ, которая в переходных процессах также изменяется под действием САУМ ГТУ.

Таким образом, очевидно, что для представления энергоблоков ПГУ при анализе электромеханических переходных процессов необходимо корректно смоделировать газотурбинную установку, паросиловую установку и котёл-утилизатор (КУ). При этом модель КУ и ПТУ должна отображать зависимость мощности паротурбинной установки от суммарной мощности ГТУ.

В отечественной практике имеется обширный опыт моделирования паровых турбин и их систем регулирования, входящих в состав как традиционных паросиловых, так и парогазовых электростанций. При исследовании электромеханических переходных процессов в цифровых динамических моделях энергосистем паровые турбины учитываются достаточно подробно и корректно. Что нельзя сказать про газовые турбины, опыт корректного представления которых в цифровых моделях энергосистем практически отсутствует. Это связано, прежде всего, с многообразием рабочих характеристик газовых турбин и их систем регулирования, которые

существенно отличаются друг от друга в зависимости от типа газовой турбины, номинальной мощности, конструктивного исполнения и т. д.

При одинаковых общих принципах построения рабочие характеристики газовых турбин и алгоритмы их систем регулирования у различных производителей оборудования также значительно отличаются. Соответственно и цифровые модели газовых турбин различных производителей оборудования имеют свои существенные особенности. Отличаются также и характеристики однотипных газовых турбин одного производителя различного исполнения. Так, в общем случае, производители газовых турбин предлагают на рынке варианты исполнения однотипных ГТУ для работы в составе крупного энергообъединения и для работы на изолированную нагрузку. Специфика исполнения того или иного варианта ГТУ не ограничивается лишь изменениями в структуре и свойствах систем регулирования энергоблоков, а затрагивает вопросы компоновки и свойств оборудования газовой турбины. Эти особенности необходимо учитывать при детальном исследовании поведения конкретных парогазовых энергоблоков в различных схемно-режимных ситуациях и принятии решений по организации режимов работы электростанций по условию обеспечения надёжности функционирования энергосистемы в целом.

Одним из примеров, подтверждающим необходимость подробного учёта газовых турбин в составе ПГУ при исследовании электромеханических переходных процессов, является Калининградская ТЭЦ-2 (КТЭЦ-2).

Введённая в эксплуатацию в 2005 г. Калининградская ТЭЦ-2 состоит из двух энергоблоков, построенных на основе ПГУ номинальной мощностью 450 МВт каждый. ПГУ оснащены газовыми турбинами типа ГТЭ-160 производства компании ООО «Сименс технологии газовых турбин» (ООО «СТГТ»).

Работа турбин такого типа возможна в двух режимах:

- 1) режим поддержания мощности с коррекцией по частоте;
- 2) режим регулирования скорости вращения.

Режим поддержания мощности с коррекцией по частоте является основным режимом работы ГТУ. Режим регулирования скорости вращения предназначен для предотвращения недопустимого разгона ГТУ при резких сбросах нагрузки (например, при внезапном выделении генератора на нагрузку собственных нужд). Кроме того, режим регулирования скорости вращения используется при пуске ГТУ.

В диапазоне загрузки газовой турбины по активной мощности на уровне 54–98 % её система регулирования функционирует в режиме поддержания мощности с коррекцией по частоте. При аварийном снижении нагрузки турбины ниже 50 % система регулирования газовой турбины осуществляет перевод в режим регулирования скорости вращения, в котором загрузка турбины находится в диапазоне 0–5 % от номинальной мощности.

Перевод ГТУ из режима поддержания мощности с коррекцией по частоте в режим регулирования скорости вращения осуществляет специальная технологическая автоматика. Главной задачей данной автоматики в отличие от технологической защиты от повышения частоты является сохранение генератора в работе при необходимости резкого сброса выдаваемой мощности и, таким образом, исключение длительной процедуры запуска энергоблока после его отключения технологической защитой.

При разработке цифровой модели энергоблока ПГУ КТЭЦ-2 в среде ПВК *Eurostag* были учтены особенности регулирования ГТУ, их технологические защиты

и автоматики, а также характеристики ПТУ, корректно отражающие поведение реального оборудования в переходных процессах, а также взаимосвязь по мощности.

Цифровая модель газовой турбины была разработана на основании данных, предоставленных производителем оборудования – компанией ООО «СТГТ». Верификация модели ГТУ проведена путём сравнения результатов расчётов переходных процессов, полученных в ПВК *Eurostag* с результатами переходных процессов, полученных с использованием предоставленной ООО «СТГТ» модели ГТУ в ПК *MatLab*.

При разработке модели паровой турбины блока ПГУ Калининградской ТЭЦ-2 за основу была принята обобщённая модель паровой турбины. Для корректного отображения поведения ПГУ в паровой турбине реализована связь с газовыми турбинами путём добавления модели котла-утилизатора. В модели отображена реальная зависимость мощности ПТУ от суммарной мощности ГТУ, приведённая на рис. 3, а также реализовано автоматическое ограничение максимальной мощности паровой турбины при отключении одной из газовых турбин (максимальная мощность ПТУ в этом случае составляет половину от номинальной).

Разработанная подробная цифровая модель ПГУ Калининградской ТЭЦ-2 позволила провести исследования, направленные на оценку корректности работы технологических автоматов ГТУ Калининградской ТЭЦ-2. В результате успешно завершённых исследований была проведена оптимизация настроек технологической автоматики ГТУ.

В настоящее время в ЕЭС России, наряду с ПГУ, появляется всё больше достаточно мощных высокоманёвренных газотурбинных агрегатов, входящих в состав газотурбинных тепловых электростанций. Результаты исследований электромеханических переходных процессов в энергосистемах, содержащих мощные высокоманёвренные газотурбинные установки (ГТУ), также свидетельствуют о необходимости пересмотра устоявшихся подходов к моделированию первичных двигателей генерирующих агрегатов.

В Кубанской энергосистеме введена в эксплуатацию Джубгинская ТЭС (ДТЭС) в составе двух энергоблоков суммарной мощностью 200 МВт. На ТЭС установлены две газотурбинные установки с газовыми турбинами LMS100-PB и турбогенераторами типа BDAX 82-445ER производства компании *General Electric (GE)*. Эта первая в мире аэродеривативная газовая турбина с внешним промежуточным охлаждением является разработкой компании *GE*, впервые представленной на рынке в 2011 г.

В отличие от парогазовых установок, в состав которых, как правило, входят газовые турбины большой мощности с достаточно большими постоянными инерции, так называемые *heavy-duty*, суммарная инерционная постоянная времени агрегата (генератор + турбина) ГТУ Джубгинской ТЭС составляет всего 2,16 с, что в сочетании с высокоэффективной системой управления приводит к значительному влиянию регулирования скорости вращения этой турбины на протекание даже относительно быстрых

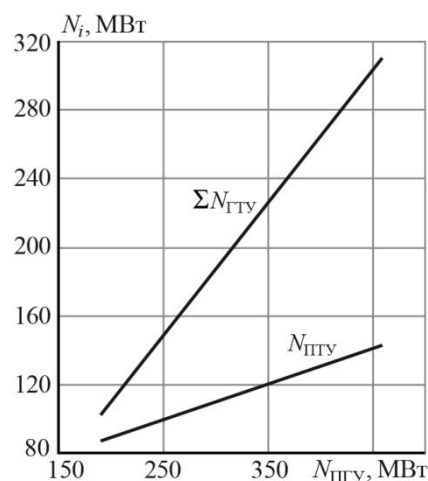


Рис. 3. Зависимости мощностей ГТУ и ПТУ от суммарной мощности ПГУ

электромеханических переходных процессов и в результате, как показали исследования, на динамическую устойчивость генерирующего оборудования электростанции.

Газовые турбины энергоблоков Джубгинской ТЭС оснащены системами регулирования на базе системы автоматического управления (САУ) газовой турбины компании GE типа Mark-VI. Для моделирования газовых турбин GE с системами управления Mark-V и Mark-VI при расчётах электромеханических переходных процессов в энергосистеме целесообразно использовать несколько упрощённую модель GGOV1 и подробную модель GGOV3 (модель GGOV3, структурно практически полностью совпадает с моделью турбины GGOV1 за исключением незначительных дополнений). Модель GGOV3 разработана непосредственно производителем оборудования (компанией GE) и отражает все особенности функционирования газовой турбины и её системы регулирования, которая, в частности, включает в себя канал регулирования по производной частоты вращения ротора генератора. Структурная схема модели газовой турбины GGOV3 представлена на рис. 4.

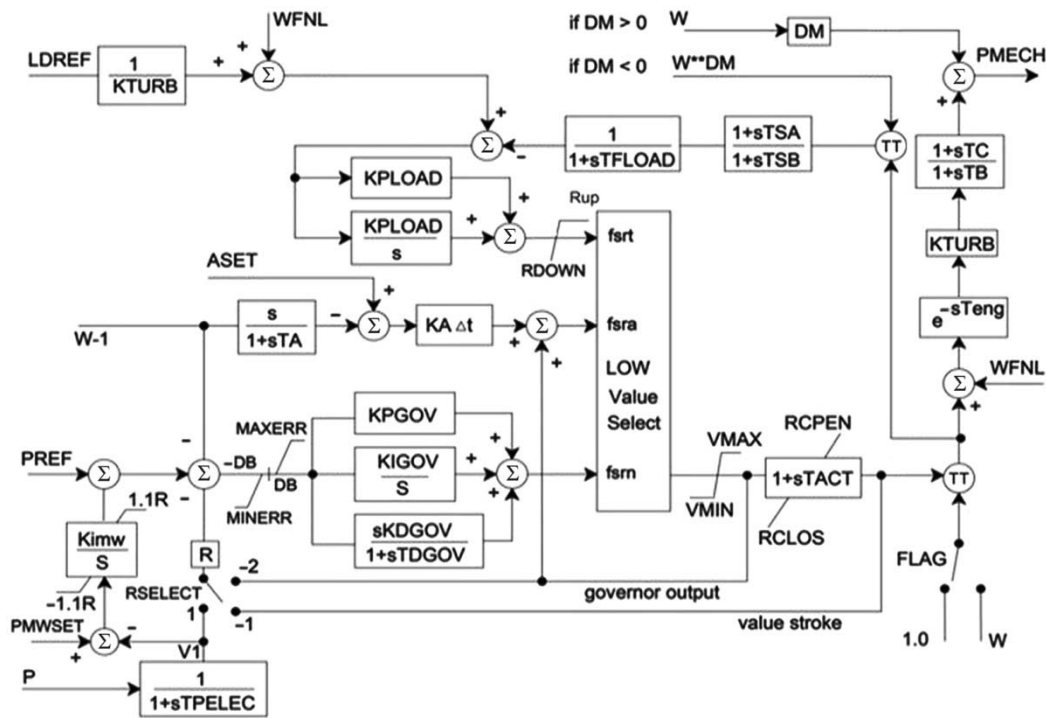


Рис. 4. Структурная схема математической модели газовой турбины GGOV3

Реализация подробной цифровой модели газовой турбины Джубгинской ТЭС в формате ПБК *Eurostag* и её учёт в составе динамической модели энергосистемы Юга с параметрами, предоставленными компанией GE, позволили выполнить сравнительные исследования электромеханических переходных процессов и оценить влияние системы регулирования мощности энергоблока ГТУ на динамическую устойчивость Джубгинской ТЭС.

На рис. 5 представлены графики электромеханических переходных процессов при отключении одной из отходящих от Джубгинской ТЭС линий электропередачи в результате возникновения проходящего трёхфазного короткого замыкания (КЗ) на линии вблизи электростанции. На графиках приведены изменения абсолютных

углов роторов генераторов электростанции, полученные в результате расчётов при одинаковых исходных условиях работы Джубгинской ТЭС. Графики переходных процессов приведены для двух вариантов моделирования турбин энергоблоков Джубгинской ТЭС: в первом случае турбина моделировалась упрощённо – постоянством механической мощности ($P = \text{const}$), а во втором случае турбина представлена подробной моделью (GGOV3).

Как видно из рис. 5 упрощённое моделирование ГТУ Джубгинской ТЭС вносит существенную погрешность в результаты моделирования электромеханических переходных процессов, не позволяющую оценить поведение ГТУ при переходном процессе не только количественно, но и качественно. Это объясняется тем, что работа системы регулирования ГТУ типа Mark-VI обеспечивает быструю разгрузку энергоблока (сравнимую с импульсной разгрузкой турбины) практически до нулевой мощности, а также быстрое восстановление нагрузки энергоблока до номинального значения без перерегулирования. Такие характеристики газовых турбин и их систем автоматического управления способствуют повышению запасов динамической устойчивости генераторов. Следует отметить, что такое поведение турбины при возникновении близких КЗ подтверждено изготовителем (компанией *GE*) путём проведения тестовых испытаний турбины FlexAero на имеющейся у *GE* физической модели, расположенной в головном офисе компании в городе Хьюстон (США).

Таким образом, упрощённый учёт в динамических моделях энергосистем газовых турбин, входящих в состав ГТУ, в некоторых случаях может приводить к значительной погрешности в оценке динамической устойчивости соответствующего генерирующего оборудования, и как следствие, к разработке избыточных противоаварийных мероприятий по её обеспечению.

Проведенные исследования показали, что современные системы регулирования скорости вращения газовых турбин в совокупности с относительно небольшими эквивалентными инерционными постоянными агрегатов оказывают значительное влияние на электромеханические переходные процессы, вызванные, в том числе, аварийными возмущениями, не связанными с небалансами мощности в энергосистеме. Эффективность регулирования скорости вращения турбин оказывается настолько большой, что АРС влияет не только на динамическую устойчивость энергоблока, но и на демпфирование колебаний режимных параметров с частотами, достигающими 2 Гц.

Еще одним обстоятельством, требующем учёта при моделировании ГТУ, является наличие в САУ ГТУ большого количества технологических защит и автоматик, существенно влияющих на протекание переходных процессов. Состав, свойства, алгоритмы и реализация защит и автоматик в САУ ГТУ различных производителей существенно отличаются друг от друга. Так, системы регулирования газотурбинных установок PG6111 (FA), изготовленных ООО «Русские газовые турбины»,

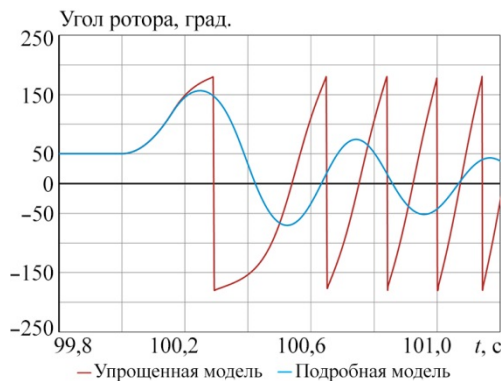


Рис. 5. Изменение абсолютных углов роторов генераторов Джубгинской ТЭС при учёте различных моделей турбин ГТУ

применяемых на Маяковской, Талаховской и Прегольской ГТЭС Калининградской энергосистемы, имеют в своём составе так называемую «защиту от недостоверных показаний датчиков». Защита функционирует в составе системы автоматического управления ГТУ с действием на перевод ГТУ в режим холостого хода при фиксации недостоверных измерений, в том числе измерений фактической активной мощности ГТУ, а также для исключения некорректного действия системы автоматического управления (САУ) ГТУ при кратковременных переходных процессах в энергосистеме. Признаки недостоверности измерений активной мощности (неисправности датчиков мощности) формируются при фиксации мгновенно происходящих значительных изменений измеренной активной мощности ГТУ, а также при фиксации значительных скоростей изменения активной мощности.

Были проведены исследования с целью проверки влияния технологических защит на поведение ГТУ в ходе электромеханических переходных процессов, возникающих в энергосистеме при различных возмущениях. Для проведения исследований на основании данных, предоставленных изготовителем газотурбинной установки, и структуры модели, показанной на рис. 4, была разработана подробная цифровая модель газовой турбины PG6111(FA), в которой дополнительно в явном виде были учтены технологические защиты и автоматики ГТУ, в том числе защита от недостоверности показаний датчиков.

Исследования показали, что в значительной части расчётных случаев, связанных с работой энергосистемы Калининградской области изолированно от ЕЭС России, а также изолированной работе ГТЭС на выделенный энергорайон, происходит срабатывание автоматики обнаружения неисправности датчика активной мощности САУ газовых турбин ГТЭС по одному или сразу нескольким факторам с последующим переводом ГТУ в режим холостого хода.

Изложенные результаты исследований влияния различных способов моделирования ГТУ и ПГУ при проведении анализа электромеханических переходных процессов и оценки динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций свидетельствуют о том, что применение устоявшейся в России практики упрощённого учёта турбин с их системами регулирования в моделях энергоблоков ПГУ и ГТУ недопустимо. Парогазовые и газотурбинные энергоблоки необходимо представлять подробными моделями с учётом взаимного влияния ГТУ и ПГУ, а также особенностей систем регулирования ГТУ, включая их технологические защиты и автоматики, реагирующие на изменение параметров электрического режима.

Список литературы

1. Моделирование электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты в энергосистемах с тепловыми электростанциями / Т. Д. Амбросовская, Б. Андронович, А. И. Курилкин, Е. В. Сорокин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 2 (69). – С. 14–18.
2. Об учёте нерегулярных колебаний частоты в изолированной энергосистеме / Л. А. Кощеев, Н. Б. Кутузова, Й. Штефка // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2013. – № 2 (69). – С. 19–32.
3. IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Studies, “Dynamic Modeling for Combined Cycle Plants in Power System Studies”, IEEE Tran. On Power Systems, Vol. 9, No.3, 1994, pp. 1698–1708.

УДК 621.316

Г. Ф. Бинько, А. С. Герасимов, С. Е. Касьянов, Т. В. Купчиков, Р. Г. Миляев,
Е. И. Сацук, А. Н. Смирнов, Ю. В. Шаров, Е. Б. Шескин

Выбор параметров систем автоматического регулирования газовых турбин для исключения колебаний в энергосистеме

Рассмотрена проблема настройки систем автоматического регулирования частоты вращения газотурбинных установок для исключения колебаний частоты и мощности при работе в изолированных энергосистемах.

Ключевые слова: частота, колебания, регулирование частоты, регуляторы частоты, регуляторы мощности.

Введение

В последние годы участились аварии, связанные с возникновением низкочастотных колебаний режимных параметров в энергосистемах при их выделении на изолированную работу или же при изменении электрического режима в изолированной энергосистеме. Все указанные случаи были вызваны некорректной работой систем автоматического регулирования (САР) энергоблоков электрических станций, и в частности, работой автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов (АРВ) и/или САР турбин.

В результате расследования аварий было выявлено, что возникновение незатухающих колебаний режимных параметров может быть связано с несовершенством структуры регуляторов, неоптимальными параметрами их настройки, а также со свойствами внешней, по отношению к САР, энергосистемы.

На сегодняшний день основным способом обеспечения колебательной устойчивости энергосистем является настройка параметров АРВ генераторов. Однако, как показала практика эксплуатации современных агрегатов, в особенности характеризующихся небольшими постоянными инерциями (например, газотурбинных установок), влиянием их систем регулирования мощности на характер электромеханических переходных процессов и на результирующую колебательную устойчивость энергосистемы в целом пренебрегать нельзя. В ряде случаев для исключения незатухающих колебаний режимных параметров в энергосистеме необходима корректировка параметров САР турбин.

В отличие от АРВ генераторов, процесс выбора параметров настройки которых в достаточной мере изучен и отработан, а также подкреплён нормативными документами, выбор или корректировка параметров САР турбин для обеспечения колебательной устойчивости в условиях изолированной работы энергосистемы является достаточно новой задачей, решение которой осложняется особенностями функционирования САР турбин и, зачастую, отсутствием достоверных данных о структуре и алгоритмах их работы.

Основной проблемой при решении указанной задачи является то, что работа САР турбин должна удовлетворять не только требованию по обеспечению колебательной устойчивости и исключению возможности возникновения незатухающих колебаний режимных параметров, но и требованиям существующих нормативных документов в части участия агрегатов электростанций в общем первичном регули-

ровании частоты (ОПРЧ), таких как ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования» (далее – ГОСТ) [1] или СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» [2] (далее – Стандарт).

1. Предпосылки развития аварийных процессов

Развитие энергетики, как отрасли в целом, и постепенное замещение старого генерирующего оборудования новым, привело на сегодняшний день к устойчивому тренду снижения эквивалентной постоянной инерции энергосистем с одновременным повышением быстродействия регулирования мощности энергоблоков электростанций.

Одновременно с этим, получили распространение современные САР турбин, построенные с использованием микроконтроллеров и обладающие более широкими возможностями. В частности, современные алгоритмы САР турбин предусматривают использование обратной связи по электрической мощности с использованием ПИД-регулятора.

Так как базовыми документами, регламентирующими требования к САР турбин, являются ГОСТ и соответствующий ему Стандарт, написанные на базе более ранних документов, сформированных до появления тенденции к увеличению динамики регулирования мощности, фактически единственными требованиями к САР турбин в части алгоритма и качества регулирования оказались требования Стандарта, регламентирующие порядок участия агрегатов в ОПРЧ.

Общее первичное регулирование частоты заключается в изменении мощности генерирующего оборудования при изменении частоты в энергосистеме. Характер регулирования определяется двумя параметрами: мертвой полосой регулирования – величиной отклонения частоты от номинального значения, при котором регулирования мощности не осуществляется, и статизмом регулирования по частоте – степенью крутизны статической характеристики первичной мощности по частоте, где первичная мощность – величина регулирования мощности агрегата от уставки при первичном регулировании.

Самым важным требованием Стандарта, общим для всех агрегатов, участвующих в ОПРЧ, является требование по скорости отработки первичной мощности при тестовом ступенчатом возмущении. Данное требование состоит из двух частей: скорость отработки половины первичной мощности и скорость отработки всей первичной мощности.

Это вынуждает специалистов заводов – производителей оборудования или наладочных организаций, осуществляющих настройку САР турбин, подбирать коэффициенты ПИД-регулятора неоправданно большими по величине для гарантированного обеспечения быстродействия, предписанного требованиями Стандарта, что, в свою очередь, приводит к увеличению колебательности такого агрегата.

На текущий момент при условиях, когда в энергосистеме количество таких регуляторов относительно невелико, проблем с колебательной устойчивостью не наблюдается, однако при выделении электростанций с быстродействующими регуляторами на изолированный район, когда доля их генерации в выделившемся

районе достигает 100 %, возможно возникновение незатухающих колебаний частоты и мощности.

2. Описание аварийных процессов

Аварийные переходные процессы, сопровождающиеся возникновением незатухающих колебаний частоты и мощности, как правило, начинаются с резкого увеличения доли генерации электростанции с некорректно работающей САР турбин. Это может происходить по двум причинам:

- выделение на изолированную работу части энергосистемы (энергорайона) вместе с электрической станцией, мощность которой сопоставима с мощностью отделившегося энергорайона и агрегаты которой оснащены некорректно работающими САР турбин;
- при работе в изолированной энергосистеме сопоставимой мощности отключение одного или нескольких агрегатов других электрических станций, САР турбин которых производят демпфирующий эффект.

Возникающие в таких случаях колебания частоты и мощности продолжаются до наступления одного из следующих событий:

- изменение режима работы некорректно функционирующих САР турбин. Некоторые САР турбин имеют несколько режимов работы: режим регулирования частоты с обратной связью по мощности, режим регулирования частоты без обратной связи по электрической мощности, режим регулирования положения регулирующего органа (направляющий аппарат, клапаны) и прочие, более специфические режимы;
- изменение доли мощности электрической станции с некорректно функционирующими САР турбин в районе вследствие отключения одного из таких агрегатов или ввода в работу агрегатов других электрических станций, производящих демпфирующий эффект;
- включение на параллельную работу с более крупной энергосистемой.

Частота возникающих колебаний обычно находится в пределах 0,03–0,08 Гц, а амплитуда колебаний может достигать уставок срабатывания противоаварийной автоматики: АЧР, ЧАПВ, АОПЧ.

Характерными примерами описанных выше аварийных ситуаций являются несколько технологических нарушений, произошедших в Центральном энергорайоне энергосистемы Якутии (далее – ЦЭР ЯЭС). ЦЭР ЯЭС работает параллельно с ОЭС Востока, однако имеет возможность выделения на изолированную работу при отключении ряда сетевых элементов.

Для примера на рис. 1 приведены натурные осциллограммы частоты и мощности ГТУ-1 Якутской ГРЭС-2 при отключении одного агрегата Якутской ГРЭС-1 при изолированной работе ЦЭР ЯЭС

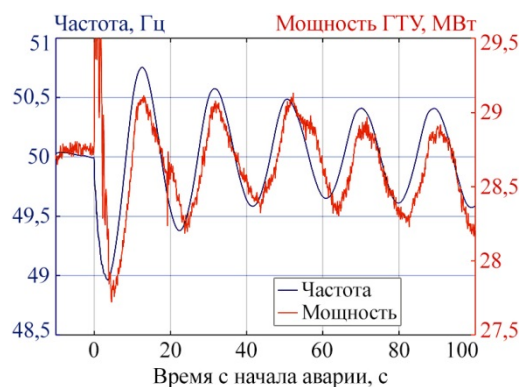


Рис. 1. Незатухающие колебания частоты и активной мощности ГТУ-1 Якутской ГРЭС-2 при отключении одного из агрегатов Якутской ГРЭС-1 при изолированной работе ЦЭР ЯЭС от ОЭС Востока

ЯЭС. Как следует из рис. 1, САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 осуществляет регулирование активной мощности ГТУ-1 практически в фазе с колебаниями частоты, не оказывая демпфирующего эффекта.

3. Исследование причин возникновения незатухающих колебаний режимных параметров, связанных с работой САР турбин

Анализ аварийных осциллограмм и результатов проведённых теоретических исследований, позволил сформулировать обобщённые причины возникновения незатухающих колебаний частоты и активной мощности ГТУ [3]:

- структура регулятора, в частности использование обратной связи по электрической мощности и ПИД-регулятора САР ГТУ;
- использование настроек ПИД-регулятора, обеспечивающих высокое или избыточное быстродействие САР ГТУ;
- высокая доля мощности агрегатов, САР ГТУ которых имеет обратную связь по электрической мощности, в энергосистеме;
- инерционность системы управления и/или другие их особенности.

Как правило, возникновение колебаний является следствием сразу нескольких из перечисленных причин. Например, при снижении быстродействия регулирования за счёт изменения настроек ПИД-регулятора можно добиться отсутствия колебаний даже при наличии всех остальных причин, но увеличение инерционности системы управления или доли мощности электростанции в энергорайоне могут снова привести к появлению колебаний, несмотря на то, что настройки ПИД-регулятора обеспечивают относительно невысокое быстродействие САР ГТУ [3].

Таким образом, возникновение колебаний всегда является следствием совокупности перечисленных факторов, что в значительной мере усложняет анализ причин возникновения аварийных ситуаций и моделирование аварийных процессов.

4. Общие подходы по исключению возможности возникновения незатухающих колебаний частоты и мощности

Общие подходы к решению данной проблемы заключаются в устранении причин возникновения колебаний или в минимизации их взаимного влияния:

- использование режима без обратной связи по электрической мощности. Например, режима с обратной связью по положению клапанов. Данный режим позволит повысить уровень колебательной устойчивости агрегата, определяя более мягкие требования, предъявляемые к значениям коэффициентов ПИД-регулятора, однако такой режим имеет свои особенности и может быть недопустим по условиям работы оборудования;
- изменение настроек ПИД-регулятора с целью снижения быстродействия САР ГТУ. Данное решение можно считать универсальным, так как оно значительно снижает колебательность, однако в некоторых случаях роль других причин в возникновении колебаний может быть настолько существенной, что практического значения данное решение иметь не будет;
- как показано в [3], долю мощности электрической станции в энергорайоне можно считать одним из основных факторов возникновения колебаний. Технические решения, применяемые для исключения возможности возникновения незатухающих колебаний частоты и мощности, должны выбираться исходя из максимально возможной доли генерации рассматриваемой электрической

станции по отношению к общей генерации в энергосистеме: чем доля генерации выше, тем жёстче должны быть принимаемые меры;

- инерционность в системе регулирования или инерционность самого агрегата, как и разные особенности агрегатов, могут вносить как определяющий вклад в процесс развития колебаний, так и практически не влиять на них. В данном случае невозможно выработать общих универсальных рекомендаций по снижению колебательности САР ГТУ, и оценка указанных параметров установки должна выполняться в каждом случае отдельно.

Таким образом, единственным универсальным решением данной проблемы является корректировка параметров настройки ПИД-регулятора САР ГТУ с целью снижения быстродействия регулирования. Все остальные меры принимаются при анализе конкретных условий возникновения колебаний и исходя из возможности их реализации.

5. Выбор параметров настройки САР ГТУ на примере Якутской ГРЭС-2

Одной из основных проблем, которые возникают при моделировании переходных процессов и оценке влияния различных факторов на колебательную устойчивость, является отсутствие достоверных исходных данных для разработки адекватных цифровых моделей турбин и их систем регулирования. Имеющиеся в открытом доступе модели ГТУ от производителей оборудования являются обобщёнными и, как правило, недостаточными для решения таких задач, как выбор или корректировка параметров настройки САР ГТУ. Так, например, для воспроизведения динамических характеристик ГТУ, производства компании *General Electric*, в переходных процессах обычно принято использовать модель GGOV1 или её скорректированную версию – GGOV3. По информации, полученной от разработчиков, данные модели подходят для моделирования процессов продолжительностью не более нескольких секунд и сопровождающихся резкими и значительными отклонениями режимных параметров, т. е. могут использоваться, например, для исследования динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций на базе ГТУ. Рассматриваемые в настоящей статье процессы, связанные с возникновением незатухающих колебаний частоты и мощности, являются длительными. При этом изменения режимных параметров могут происходить в небольшом диапазоне и с низкой скоростью. Таким образом, было очевидно, что для целей выбора настройки САР ГТУ требуется наличие более детальной и достоверной динамической модели, учитывающей нелинейные свойства и характеристики конкретных САР и ГТУ в процессе регулирования.

Исходя из этого, первым этапом работы по выбору настройки САР ГТУ Якутской ГРЭС-2, выполненной АО «НТЦ ЕЭС», стала разработка цифровой динамической модели САР ГТУ на базе стандартных моделей GGOV1 и GGOV3, обеспечивающей адекватное воспроизведение натурных характеристик ГТУ Якутской ГРЭС-2 и работу её САР. В частности, в разработанной модели САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 подробно учтен регулятор мощности.

Следующим этапом выбора настройки стало определение причин возникновения незатухающих колебаний частоты и мощности ГТУ Якутской ГРЭС-2. Как показал анализ аварийных событий, произошедших в ЦЭР ЯЭС, все приведённые выше причины имели место в совокупности. Тем не менее, конкретные обстоятельства

аварий оказали немалую роль в поиске и формировании итогового решения. Одним из рассмотренных мероприятий было изменение структуры регулятора САР ГТУ Якутской ГРЭС-2, включая использование отдельных независимых режимов регулирования, уже реализованных в САР ГТУ. Однако среди режимов, реализованных в САР ГТУ, можно выделить всего два, имеющих принципиальные различия: режим регулирования мощности с коррекцией по частоте и режим астатического регулирования частоты. При этом режим регулирования мощности с коррекцией по частоте используется по умолчанию, а выбор в пользу второго варианта в текущих условиях функционирования Якутской ГРЭС-2 невозможен по целому ряду причин, основной из которых является несоответствие этого режима нормативным документам [1, 2].

Далее была выполнена оценка инерционности регулирования САР ГТУ и отработки заданий САР самой ГТУ Якутской ГРЭС-2. Как было отмечено выше, процесс регулирования во время аварии осуществлялся с некоторым фазовым сдвигом. В результате дальнейших исследований, было выявлено, что фазовый сдвиг формируется из задержки в самом ПИД-регуляторе, которая связана с особенностью выбранных параметров и может быть устранена в процессе настройки, а также из задержки, которая возникает после ПИД-регулятора и причина её возникновения неизвестна, причём допускается, что величина её переменна и зависит от уровня загрузки ГТУ. Таким образом, изменение или какое-либо влияние на величину задержки было признано невозможным, хотя её роль в возникновении колебаний частоты и мощности САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 очень велика.

Таким образом, единственным мероприятием, реализация которого была возможной, стало изменение параметров настройки ПИД-регулятора скорости САР ГТУ.

Настройка ПИД-регулятора САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 имеет свои сложности, так как коэффициенты усиления каналов регулирования ПИД-регулятора являются переменными и динамически изменяются в зависимости от внутренних параметров ГТУ, изменяющихся в ходе переходного процесса, а сама система регулирования имеет ограничение скорости регулирования, что придаёт нелинейность регулируемым параметрам САР ГТУ и также оказывает существенное влияние на развитие колебаний частоты и мощности в ЦЭР ЯЭС.

Перед выбором коэффициентов усиления каналов ПИД-регулятора САР ГТУ была проведена оценка зависимости параметров колебаний частоты в ЦЭР ЯЭС от значения коэффициентов ПИД-регулятора для различных параметров модели. Результаты представлялись в виде тепловых карт амплитуд для большей наглядности. Пример такой тепловой карты представлен на рис. 2.

По результатам этой оценки были очерчены границы возможных значений параметров, позволяющих избежать колебаний частоты и мощности.

При выборе новых значений коэффициентов усиления каналов ПИД-регулятора САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 было решено отказаться от переменных коэффициентов усиления.

Окончательный выбор коэффициентов выполнялся в наиболее тяжелых схемно-режимных условиях, при которых доля генерации Якутской ГРЭС-2 в ЦЭР ЯЭС была максимальна или близка к ней.

Выбор коэффициентов происходил последовательно в заданных ранее диапазонах с учётом того, что:

- при минимальной заданной скорости регулирования коэффициент усиления интегрального канала должен был обеспечить скорость набора мощности в соответствии с требованиями Стандарта;
- пропорциональный и дифференциальный каналы должны были обеспечить требуемое качество регулирования и отсутствие колебаний во всех схемно-режимных условиях.

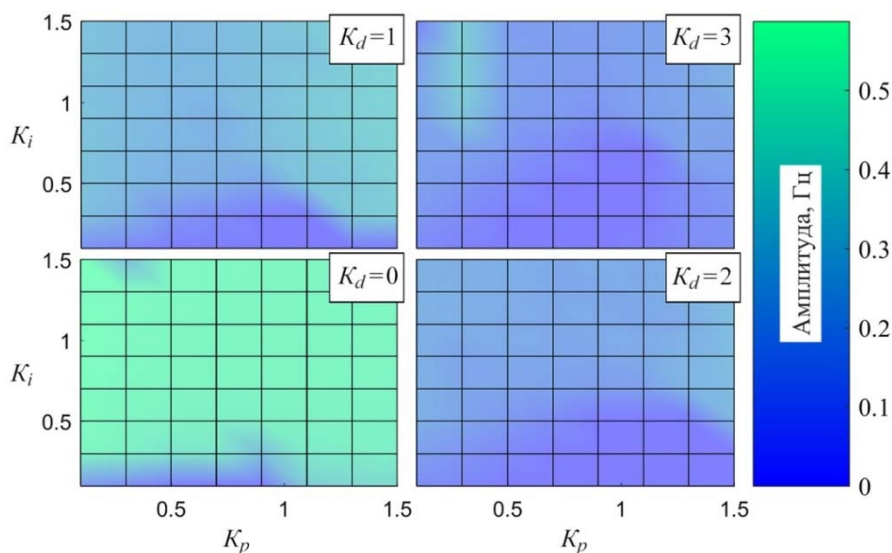


Рис. 2. Тепловая карта амплитуд колебаний частоты вращения агрегатов Якутской ГРЭС-2 при аварийном возмущении для различных коэффициентов усиления в дифференциальном канале регулирования (K_d) в осях коэффициентов усиления в пропорциональном (K_p) и интегральном (K_i) каналах. Справа показана шкала соответствия цвета величине амплитуды колебаний частоты. На координатных плоскостях слева значения амплитуд показаны цветом в соответствии со шкалой

В связи с некоторыми особенностями реализованного в САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 алгоритма, изменение коэффициента усиления дифференциального канала на отличное от нуля значение оказалось невозможным.

Результаты цифрового моделирования подтвердили, что выбранные АО «НТЦ ЕЭС» параметры настройки САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 позволяют исключить возникновение незатухающих колебаний режимных параметров при работе ЦЭР ЯЭС в изолированном режиме, а также обеспечивают выполнение требований Стандарта по участию генерирующего оборудования Якутской ГРЭС-2 в ОПРЧ.

Осциллограммы, полученные в модели при выделении ЦЭР ЯЭС на изолированную работу от ОЭС Востока с избытком активной мощности для старых и новых настроек САР ГТУ, представлены на рис. 3.

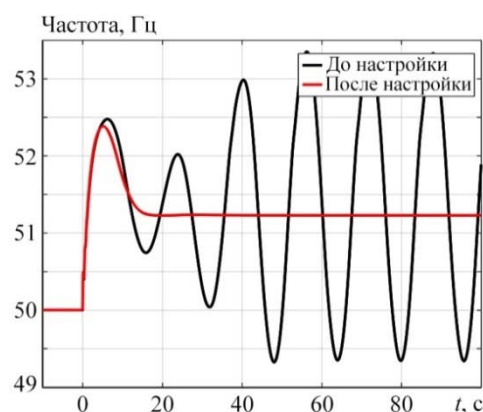


Рис. 3. Осциллограммы, полученные в модели для различных настроек САР ГТУ Якутской ГРЭС-2 при выделении ЦЭР ЯЭС на изолированную работу

Корректность выбранных настроек САР ГТУ в части соответствия требованиям Стандарта была подтверждена результатами натурных испытаний, подтверждающих готовность ГТУ Якутской ГРЭС-2 участвовать в общем первичном регулировании частоты.

Выводы

Развитие энергетического сектора и усложнение применяемых систем автоматического управления и регулирования приводит к существенному изменению свойств электроэнергетических систем, и, решая многие проблемы, порождает новые – в частности, рассмотренные в этой статье незатухающие колебания частоты и активной мощности ГТУ в энергосистемах небольшой мощности.

Главными предпосылками для возникновения подобных аварийных ситуаций являются модернизация оборудования электрических станций, а также существующие в нормативных документах требования к системам автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков.

Несмотря на накопленный опыт выбора параметров настройки АРВ синхронных генераторов и общее теоретическое понимание проблемы, разработать универсальные способы её решения на данный момент не представляется возможным, так как конкретные условия функционирования настраиваемого оборудования могут существенно влиять на параметры колебаний и свойства всей системы. На сегодняшний день практика и опыт моделирования САР ГТУ для целей определения оптимальных параметров настройки ПИД-регуляторов скорости с учётом свойств внешней электрической сети практически отсутствуют. Это связано с трудностями в получении в необходимом объёме от производителей оборудования достоверных исходных данных для разработки и верификации математических моделей конкретных САР ГТУ.

Таким образом, процесс исследования причин возникновения аварийных ситуаций, связанных с развитием незатухающих колебаний частоты и активной мощности, и разработка мероприятий по их устранению путём корректировки параметров настройки систем автоматического регулирования турбин является уникальным для каждого рассматриваемого случая даже для разных агрегатов одной и той же электрической станции.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования : национальный стандарт Российской Федерации : дата введения 2014-09-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 17 с.
2. СТО 59012820.27.100.003-2012 Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования : стандарт ОАО «СО ЕЭС» : дата введения 2012-12-05 / ОАО «СО ЕЭС». – Изд. официальное. – Москва, 2012. – 27 с.
3. Гуриков О. В., Касьянов С. Е. Регулирование частоты в изолированных районах с учётом обратной связи по мощности / О. В. Гуриков, С. Е. Касьянов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 1 (80). – С. 16–33.

УДК 621.316

О. В. Гуриков, Д. А. Кабанов

Разработка математических моделей гидротурбин для исследования переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме

Разработаны математические модели радиально-осевой и поворотно-лопастной гидротурбины различной степени подробности. Данные математические модели турбин воспроизводят статические и динамические характеристики натурных гидротурбин в широком диапазоне скорости вращения, расхода воды, напора и положения регулирующих органов. Это позволяет их использовать для исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме, связанных с изменением частоты, в том числе при выделении гидроагрегатов на изолированную работу.

Ключевые слова: частота, регулирование частоты, регулятор скорости, система автоматического регулирования гидроагрегата, модель гидротурбины, гидротурбина.

Введение

В Единой энергетической системе (ЕЭС) России эксплуатируется более 100 гидроэлектростанций (ГЭС) и они составляют ощутимую долю в суммарной выработке мощности в ЕЭС России, а в некоторых из объединённых энергетических систем (ОЭС) играют существенную роль. Так, доля ГЭС в выработке электроэнергии всех электростанций ЕЭС России составила 17,6 % за 2019 год¹. При этом за тот же период доля ГЭС в выработке электроэнергии всех электростанций ОЭС Сибири составила 51,6 %, а ОЭС Востока – 37,9 %¹.

На ГЭС в ЕЭС России применяется большое количество типов гидравлических турбин (далее – гидротурбин). По типу рабочего колеса (с учётом компоновки и исполнения гидротурбины, традиционно применяемых в «большой» гидроэнергетике) гидротурбины можно разделить на:

- вертикальные радиально-осевые гидротурбины (турбины Френсиса);
- вертикальные радиально-осевые обратимые гидротурбины;
- вертикальные осевые поворотно-лопастные гидротурбины (турбины Каплана);
- вертикальные осевые пропеллерные гидротурбины;
- вертикальные диагональные поворотно-лопастные гидротурбины (турбины Дериаза);
- вертикальные и горизонтальные ковшовые гидротурбины (турбины Пелтона);
- капсульные горизонтальные поворотно-лопастные гидротурбины.

Как правило, при исследованиях динамической устойчивости энергосистем в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости...» [1] не требуется проводить исследования, связанные с изменением частоты в энергосистеме. В связи с этим, при исследованиях динамической устойчивости энергосистем в составе цифровой модели энергосистемы используются существенно упрощённые модели гидротурбин и систем автоматического управления (САУ) гидроагрегатов (ГА), а использование их подробных моделей не требуется.

¹ По данным официального сайта АО «СО ЕЭС»: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees>.

За последние годы в ЕЭС России зарегистрирован целый ряд технологических нарушений, которые сопровождались незатухающими колебаниями частоты и мощности ГА, вызванными работой САУ ГА ГЭС. Исследования показали, что незатухающие колебания частоты и мощности были вызваны работой САУ ГА при осуществлении ими первичного регулирования частоты в изолированном от ЕЭС России энергорайоне.

В связи с этим возникает необходимость исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме для выполнения ряда задач:

- воспроизведение технологических нарушений в цифровой модели энергосистемы;
- анализ причин возникновения технологических нарушений;
- оценка возможности выполнения требований действующей нормативной документации к скорости выдачи первичной мощности ГА;
- оценка возможности срабатывания технологических защит ГА при его работе параллельно с энергосистемой и возникновении нормативных возмущений в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости...» [1];
- коррекция алгоритмов регулирования частоты и мощности, реализованных в САУ ГА, и оптимизация их параметров с использованием цифровой модели энергосистемы;
- проверка на функционирование алгоритмов промышленного образца САУ ГА или его макета с подключением к физической или цифровой модели энергосистемы, функционирующей в режиме реального времени;
- разработка требований, направленных на исключение возможности возникновения периодических незатухающих колебаний, вызванных работой САУ при работе ГА в энергосистеме.

1. Требования к характеристикам модели

В части описания переходных процессов гидротурбина является нелинейным объектом, а её статические и динамические характеристики существенно зависят от рабочей точки. Как правило, процесс выделения ГЭС на изолированную работу сопровождается изменением частоты и положения регулирующих органов гидротурбины на значительную величину. При этом гидротурбина может как кратковременно, так и долговременно работать в режимах с существенно сниженным коэффициентом полезного действия по отношению к проектному режиму работы (далее – нерасчётный режим работы).

Для решения поставленных задач недостаточно использования существенно упрощённых математических моделей гидротурбин в составе модели энергосистемы. Для их решения необходимо наличие достоверной модели гидротурбин, которая должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) входными параметрами математической модели (далее в тексте – модели) гидротурбин должны быть положения регулирующих органов, напор брутто ГЭС, скорость вращения ротора. Выходным параметром модели должен быть крутящий момент на валу гидротурбины или полезная развиваемая мощность;
- 2) модели гидротурбин должны корректно воспроизводить статические и динамические характеристики гидротурбин во всём допустимом диапазоне изменения её режимных параметров при работе в энергосистеме;

- 3) модель гидротурбины должна быть численно устойчивой;
- 4) параметры модели гидротурбины должны быть определены по доступным данным либо должна быть разработана методика их расчёта по доступным данным;
- 5) модель гидротурбины должна иметь вычислительную сложность, позволяющую реализовывать её в промышленных программно-вычислительных комплексах расчёта переходных процессов в энергосистеме;
- 6) модель гидротурбины должна включать в себя методику расчёта начальных условий.

2. Обзор существующих моделей гидротурбин

На данный момент существует целый ряд широко используемых моделей гидротурбин для целей исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме [2–6]. Часть таких математических моделей гидротурбин линеаризованы вблизи рабочей точки, соответствующей номинальной мощности гидротурбины, в связи с чем не удовлетворяют требованию № 2. Примеры таких моделей приведены на рис. 1.

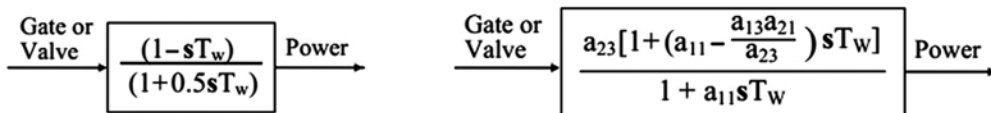
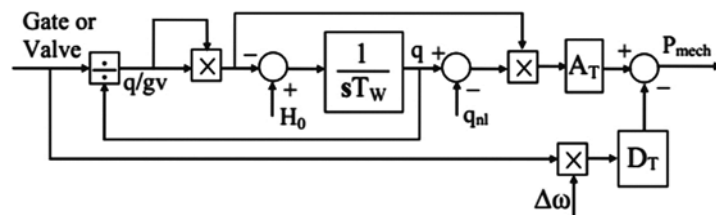


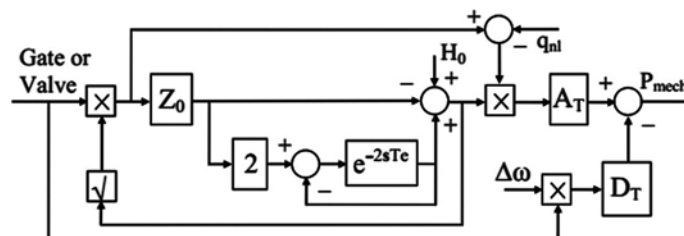
Рис. 1. Пример линеаризованных математических моделей гидротурбин [2].

T_w – постоянная времени инерции потока воды; a_{ij} – коэффициенты, учитывающие нелинейные характеристики гидротурбины

Существуют и более сложные модели гидротурбин с аналитическим описанием нелинейных характеристик, однако они не могут корректно воспроизвести натурные характеристики гидротурбин во всём допустимом диапазоне изменения её режимных параметров, в связи с чем также не удовлетворяют требованию № 2. Примеры таких моделей приведены на рис. 2.



а) с учётом «жёсткого» гидроудара



б) с учётом «упругого» гидроудара

Рис. 2. Пример математических моделей гидротурбин с аналитическим описанием нелинейных характеристик [2]

Существуют модели гидротурбин, в которых задаются её статические характеристики в виде табличных функций, подготавливаемых на основе паспортных характеристик гидротурбины. Паспортные характеристики гидротурбины могут быть основаны на двух различных источниках. Одним из источников являются статические характеристики физически подобной гидротурбины, полученные на стендовых испытаниях и пересчитанные на натурный объект по специальной методике. Стендовые испытания проводятся в широком диапазоне режимных параметров гидротурбины, но во многих случаях отчётные материалы этих испытаний в виде таблиц и графиков не содержат характеристик гидротурбины в диапазоне малых значений расхода воды. Статические характеристики натурной гидротурбины могут существенно отличаться от статических характеристик её физической модели, и, более того, ощутимо изменяются со временем в сторону ухудшения эксплуатационных качеств гидротурбины. Другим источником статических характеристик являются результаты энергетических испытаний, которые отражают актуальные характеристики натурной гидротурбины. Во время проведения таких испытаний невозможно проводить опыты с изменением частоты в энергосистеме, изменять напор брутто ГЭС и продолжительно работать на нерасчётных режимах. По этой причине статические характеристики, полученные по результатам энергетических испытаний гидротурбины, охватывают лишь малую часть диапазона изменения режимных параметров гидротурбины. Таким образом, и имеющиеся математические модели гидротурбин, в которых задаются статические характеристики в виде табличных функций, также не отвечают требованию № 2. Пример такой модели приведён на рис. 3.

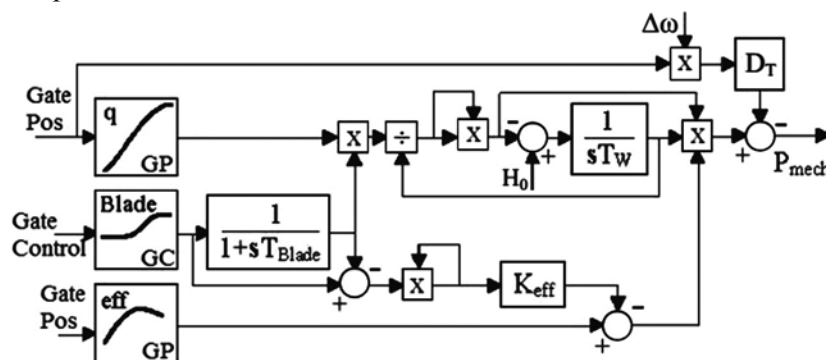


Рис. 3. Пример математической модели поворотной-лопастной гидротурбины с заданием её характеристик в виде табличных функций [2]

В моделях гидротурбин [2–6] для целей исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме учитываются гидродинамические процессы в напорных водоводах и уравнивающих резервуарах. Однако следует отдельно отметить, что ни в одной из таких математических моделей гидротурбин никак не учитываются гидродинамические процессы в спиральной камере, рабочей камере турбины и отсасывающей трубе, и расчёты или оценки, обосновывающие данное упрощение, не приведены.

Также существуют и подробные модели гидротурбин, основанные на моделировании механических и гидродинамических процессов методом конечных элементов. Однако все такие математические модели имеют высокую вычислительную слож-

ность для выполнения поставленных задач. А также такие математические модели гидротурбин имеют другую область применения (оптимизация формы рабочих поверхностей, расчёты прочности, оценка энергетических характеристик и др.), в результате чего имеют специфику как в задании исходных данных, так и в получаемых выходных данных.

Следует отметить и то, что в подавляющем большинстве источников описание моделей гидротурбин не сопровождается ни методикой расчёта параметров, ни методикой расчёта начальных условий этих моделей, что существенно затрудняет их использование.

Таким образом, в открытых источниках на данный момент отсутствует описание модели гидротурбины, удовлетворяющей предъявленным требованиям для решения поставленных задач.

3. Разработанные модели гидротурбин

3.1. Общее описание объекта моделирования

Как уже было отмечено, в ЕЭС России эксплуатируется большое количество ГЭС с различными типами гидротурбин. Представляется целесообразным начать разработку моделей с наиболее широко применяемых в «большой» гидроэнергетике типов гидротурбин и рассмотреть наиболее широко распространённую компоновку оборудования ГЭС.

С учётом сказанного в настоящей статье рассмотрены вертикальные радиально-осевые и вертикальные осевые поворотно-лопастные гидротурбины, и при их создании учтены характеристики следующего оборудования ГЭС в порядке перечисления по ходу потока воды: верхний резервуар, водоприёмник, напорный водовод, спиральная камера, статор гидротурбины, направляющий аппарат, рабочее колесо (совместно с его рабочей камерой), отсасывающая труба, нижний резервуар.

При разработке моделей гидротурбин не учитывается наличие уравнильных резервуаров, так как подавляющее большинство ГЭС в ЕЭС России не имеют уравнильных резервуаров. Однако при необходимости они могут быть учтены в соответствии с уже существующим описанием происходящих в них процессов [3, 7].

На рис. 4 приведена структурная схема, описывающая связи между различными элементами модели ГА и его САУ. На структурной схеме даны ссылки на рисунки, описывающие математические модели соответствующих элементов модели ГА и его САУ.

Параметры и переменные модели приведены к относительным единицам для повышения удобства анализа процессов, повышения скорости вычислений при применении переменного шага интегрирования и повышения численной устойчивости модели. Большинство из них приведены к номинальному режиму работы гидротурбины, под которым подразумевается выдача номинальной мощности гидротурбиной при номинальной скорости вращения и расчётном напоре.

На настоящий момент разработано два типа моделей гидротурбин:

- разработанные на основе общих закономерностей (упрощённая модель);
- разработанные на основе теории гидравлических турбин (подробная модель).

На основе общих закономерностей в изменении мощности гидротурбины при изменении положения регулирующих органов с учётом отклонения напора и скорости вращения ротора от номинальных значений разработаны модели радиально-осевой

гидротурбины и поворотной-лопастной гидротурбины. Эти модели могут использоваться для выполнения расчётов в программно-вычислительных комплексах расчёта электромеханических переходных процессов в энергосистеме и требуют минимума исходных данных. Эти математические модели не отражают гидромеханические процессы в рабочей камере гидротурбины, в связи с чем позволяют достоверно воспроизводить основные статические характеристики гидротурбины в достаточно ограниченном диапазоне изменения напора и скорости вращения (не более чем на 5 % от номинальных значений). Параметры данных моделей, определяющие статические характеристики, подбираются эвристическими методами на основе эксплуатационных характеристик ГА, полученных при натурных испытаниях.



Рис. 4. Структурная схема, описывающая связи между различными элементами математической модели гидротурбины:

P_e, P_m – активная мощность генератора и полезная мощность гидротурбины соответственно, приведённые к номинальной мощности гидротурбины, о.е.;
 ω – скорость вращения ротора гидротурбины, о.е.;
 H_0 – напор brutto ГЭС, приведённый к расчётному напору гидротурбины, о.е.;
 H – напор на гидротурбине, приведённый к расчётному напору гидротурбины, о.е.;
 Q – расход воды через гидротурбину, приведённый к номинальному расходу, о.е.;
 G_{ref}, G – заданное и текущее значение положения штока сервомотора направляющего аппарата соответственно, приведённые к положению штока сервомотора направляющего аппарата в номинальном режиме;
 $G1_{ref}$ – заданное положение штока сервомотора рабочего колеса, приведённое к его максимальному положению;
 F_i – угол поворота лопастей рабочего колеса

На основе теории гидравлических турбин [8–10], а именно гипотезы о движении частиц жидкости вдоль поверхностей тока, представляющих собой поверхности вращения, разработана модель поворотной-лопастной гидротурбины. Такая гипотеза вполне обоснована, так как граничные контуры системы колонн статора, системы лопаток направляющего аппарата и системы лопастей рабочего колеса гидротурбины представляют собой поверхности вращения [8]. Преобразование энергии жидкости в механическую энергию на валу гидротурбины осуществляется за счёт взаимодействия потока воды с лопастями рабочего колеса, представляющего собой

вращающуюся решетку профилей. В настоящий момент на основе данной модели поворотно-лопастной гидротурбины разрабатываются модели диагональной поворотно-лопастной гидротурбины и радиально-осевой гидротурбины. При разработке моделей принято, что статор и направляющий аппарат гидротурбины выполнены цилиндрическими, что справедливо для гидротурбин вертикального расположения, широко применяемых в «большой» гидроэнергетике России.

Модель водовода условно отнесена к модели гидротурбины и включает в себя потери напора, зависящие от квадрата расхода воды, и динамические процессы в водоподводящих конструкциях. Входными переменными модели водовода являются набор брутто ГЭС и текущее значение расхода воды через гидроагрегат, а выходной переменной – текущее значение напора на гидроагрегате.

Входными переменными модели гидротурбины являются положение штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса, скорость вращения ротора и напор на гидротурбине. Может использоваться либо подробная модель, либо упрощённая модель гидротурбины. Выходными переменными модели гидротурбины являются её полезная мощность, сообщаемая генератору, и расход воды.

Уравнение движения ротора гидроагрегата и изменение электрической мощности генератора реализуются в модели генератора и энергосистемы и в настоящей статье не рассматриваются. При применении моделей, приведённых в данной статье, в уравнении движения ротора гидроагрегата необходимо задавать нулевое значение коэффициента механического демпфирования (трения), так как он учитывается в модели гидротурбины.

САУ ГА представляет из себя совокупность программно-аппаратных комплексов и в настоящей статье условно разделена на программную часть, реализованную на микропроцессорной базе, и силовую часть, реализованную на электрогидравлической базе. Алгоритмы управления частотой и мощностью гидроагрегата, включая алгоритмы управления углом поворота лопастей рабочего колеса, в зависимости от производителя могут сильно различаться и требовать различные сигналы в качестве входных переменных, поэтому на рис. 4 входные переменные показаны в качестве примера. Разработка математической модели указанных алгоритмов находится за рамками настоящей статьи. Выходными переменными программной части, как правило, являются задание по положению штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса, которые, в свою очередь, поступают на вход следящих САУ соответствующей переменной.

В статье приведены упрощённые алгоритмы управления углом поворота лопастей рабочего колеса, так как зачастую отсутствует информация по данным алгоритмам, без которых моделирование работы поворотно-лопастных гидротурбин невозможно. Данные алгоритмы возможно использовать при отсутствии актуальных данных.

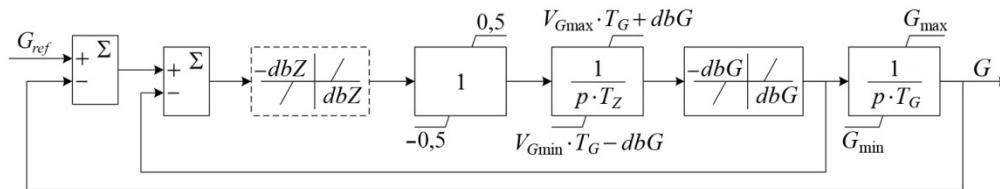
Выходной переменной модели следящей САУ положением штока сервомотора направляющего аппарата является его текущее положение. Выходной переменной модели следящей САУ положением штока сервомотора рабочего колеса является значение угла поворота лопастей рабочего колеса. Выходные переменные следящих САУ поступают на модель гидротурбины. В статье приведены модели следящих САУ, поскольку зачастую не удаётся получить актуальные подробные данные по их алгоритмам и параметрам настройки.

Управление положением лопастей рабочего колеса учитывается только для модели поворотной-лопастной гидротурбины и не учитывается для модели радиально-осевой гидротурбины.

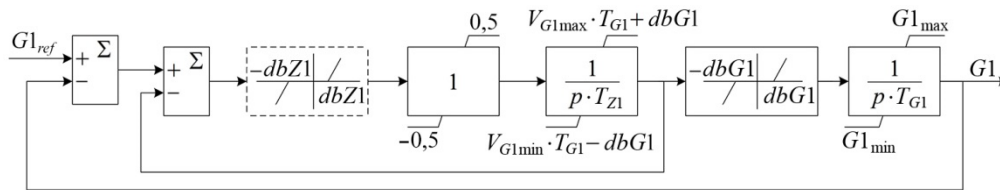
3.2. Описание силовой части системы автоматического управления гидроагрегатом

Корректный учёт силовой части САУ ГА необходим для исследования процессов регулирования мощности и частоты, так как ввиду своих особенностей функционирования силовая часть может вносить чистое запаздывание в контур регулирования порядка 0,5–2 с и одновременно с этим существенно ограничивает скорость изменения положения регулирующих органов.

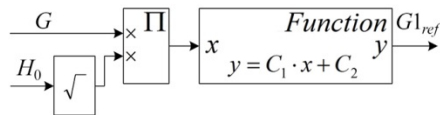
На рис. 5 приведены модели следящих САУ положением штока сервомотора, направляющего аппарата и рабочего колеса.



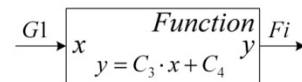
а) модель следящей САУ направляющего аппарата



б) модель следящей САУ рабочего колеса



в) упрощённая модель «комбинатора»



г) модель кинематической схемы рабочего колеса

Рис. 5. Модели следящих САУ положением штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса:

$dbZ, dbZ1$ – мертвая полоса по скорости изменения положения штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, о.е.;

$V_{Gmax}, V_{Gmin}, V_{G1max}, V_{G1min}$ – максимальная скорость на увеличение и на уменьшение положения штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, о.е./с;

T_z, T_{z1} – постоянная времени инерции гидрораспределителя золотникового типа направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, с;

$dbG, dbG1$ – мертвая полоса по положению штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, о.е.;

T_G, T_{G1} – постоянная времени инерции сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, с;

$G_{max}, G_{min}, G1_{max}, G1_{min}$ – максимальное и минимальное положение штока сервомотора направляющего аппарата и рабочего колеса соответственно, о.е.;

C_1, C_2, C_3, C_4 – коэффициенты;

G – положение штока сервомотора рабочего колеса, о.е.

Принимается, что позиционирование штока сервомоторов рабочего колеса и направляющего аппарата осуществляется гидрораспределителями золотникового типа, а позиционирование штока гидрораспределителей золотникового типа осуществляется следящей быстродействующей электромеханической САУ. Принимается, что следящая САУ осуществляет безынерционное регулирование пропорционального типа с контурами обратных связей по положению штока гидрораспределителей золотникового типа и по положению штока сервомоторов. Коэффициенты усиления контуров пропорционального регулирования в модели учитываются в соответствующих постоянных времени инерции и мертвых полосах.

Нелинейная зависимость скорости движения штока гидрораспределителей золотникового типа в зависимости от управляющего воздействия следящей САУ учитывается путём задания мертвых полос по скорости изменения положения штока сервомоторов. Нелинейная зависимость скорости движения штока сервомоторов в зависимости от положения штока гидрораспределителей золотникового типа учитывается путём задания мертвых полос по положению штока сервомоторов.

В моделях гидротурбин принято, что изменение положения лопаток направляющего аппарата осуществляется путём перестановки положения сервомотора (-ов) направляющего аппарата, шток которого (-ых) соединён с лопатками через направляющее кольцо и систему тяг. В подробной модели гидротурбины учитывается плоская кинематическая цепь, описывающая указанные связи, а в упрощённой модели гидротурбины данная зависимость учитывается в совокупности с прочими нелинейностями полиномом третьей степени. Люфты в указанной кинематической цепи в модели гидротурбины не задаются.

В упрощённой модели гидротурбины принята линейная зависимость угла поворота лопастей рабочего колеса от положения штока сервомотора рабочего колеса (см. рис. 5, з). Люфты, возникающие при перестановке лопастей рабочего колеса путём изменения положения штока сервомотора рабочего колеса, не задаются.

В приведённой модели силовой части САУ ГА влияние параметров рабочей жидкости электрогидравлической системы, а также требуемых усилий на перестановку положения, на процессы регулирования не учитываются.

Контур управления положением штока сервомотора рабочего колеса, реализующий оптимальную комбинаторную зависимость («комбинатор»), учитывается в соответствии с рис. 5, в. Фактическую оптимальную комбинаторную зависимость при расчётном напоре («Фактическая» на рис. 6) необходимо аппроксимировать линейной функцией с ограничениями («Аппроксимация» на рис. 6). По графику аппроксимированной комбинаторной зависимости определяются коэффициенты по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} C_1 &= \frac{G_{\text{nom}}}{G_{c \text{ max}} - G_{c \text{ min}}}, \text{ о.е.}; & C_2 &= \frac{G_{c \text{ min}}}{G_{c \text{ min}} - G_{c \text{ max}}}, \text{ о.е.}; \\ C_3 &= Fi_{\text{max}} - Fi_{\text{min}}; & C_4 &= Fi_{\text{min}}; \\ G_{\text{max}} &= \frac{G_{\text{maxmm}}}{G_{\text{nomm}}}, \text{ о.е.} \end{aligned} \right\}. \quad (1)$$

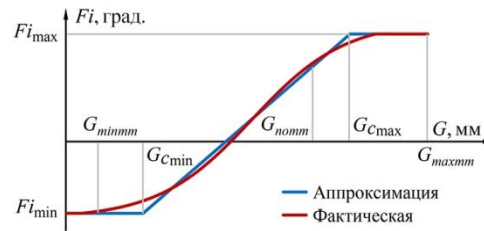


Рис. 6. Пример аппроксимации оптимальной комбинаторной зависимости с обозначением контрольных точек:

$Fi_{\max}$, $Fi_{\min}$ – предельное максимальное и минимальное значение поворота лопастей рабочего колеса;
 $G_{\max}$, $G_{\min}$ – положение штока сервомотора направляющего аппарата, соответствующее точке перехода линейной части аппроксимации комбинаторной зависимости на предельное максимальное и минимальное соответственно значение поворота лопастей рабочего колеса, мм;
 $G_{\text{номм}}$ – положение штока сервомотора направляющего аппарата в номинальном режиме работы гидротурбины, мм;
 G_{maxmm} – максимально возможное положение штока сервомотора направляющего аппарата, мм;
 G_{minmm} – положение штока сервомотора направляющего аппарата на холостом ходу при номинальной скорости вращения и расчётном напоре, мм

Для модели радиально-осевой турбины требуется провести расчёт только последнего параметра в (1).

Значения параметров $V_{G_{\max}}$, $V_{G_{\min}}$ определяются по формулам:

$$V_{G_{\max}} = \frac{1}{t_{G_{\max}}} \cdot \frac{G_{\text{номм}} - G_{\text{minmm}}}{G_{\text{номм}}}, \text{ о.е/с}; \quad V_{G_{\min}} = -\frac{1}{t_{G_{\min}}} \frac{G_{\text{номм}} - G_{\text{minmm}}}{G_{\text{номм}}}, \text{ о.е/с}, \quad (2)$$

где $t_{G_{\max}}$ и $t_{G_{\min}}$ – время перемещения в сторону открытия и закрытия соответственно штока сервомотора между положениями G_{minmm} и $G_{\text{номм}}$, с.

Время перемещения в сторону открытия и закрытия штока сервомотора должно определяться между указанными положениями, так как они соответствуют диапазону мощностей гидротурбины от нулевого до номинального значения, и вне данного диапазона (так называемые зоны демпфирования) в САУ ГА может быть реализовано более жёсткое ограничение скорости. В модели не учитывается наличие более жёстких ограничений по скорости регулирования в зонах демпфирования.

Значения параметров $V_{G1_{\max}}$, $V_{G1_{\min}}$ определяются, как обратные величины к времени перемещения в сторону открытия и закрытия соответственно между крайними положениями штока сервомотора рабочего колеса.

Следует заметить, что приведённая на рис. 5 модель обладает низкой численной устойчивостью, что в программах расчёта переходных процессов с переменным шагом интегрирования может приводить к существенному снижению скорости расчёта и внезапным изменениям выходного значения при отсутствии соответствующего изменения входного. Для повышения численной устойчивости необходимо повысить масштаб всех переменных и коэффициентов модели на несколько порядков и исключить звенья с параметром dbZ , $dbZ1$ (показаны пунктиром). На рис. 5 способ изменения масштаба переменных и коэффициентов не приведён, так как прост в осуществлении.

В табл. 1 приведены типовые значения параметров модели следящих САУ, которые можно использовать при отсутствии актуальных данных, а также примерный диапазон их значений на случай необходимости адаптации параметров модели.

Таблица 1

Типовые значения параметров модели следящих систем автоматического управления

Параметр	Диапазон значений	Типовое значение
dbZ , о.е.	0,0001...0,001	0,0005
dbG , о.е.	0,0004...0,005	0,002
V_{Gmax} , о.е./с	0,03...0,2	0,09
V_{Gmin} , о.е./с	-0,2...-0,03	-0,1
T_Z , с	0,025...0,4	0,1
T_G , с	0,15...2	0,5
G_{max} , о.е.	1...1,2	1,05
G_{min} , о.е.	—	0
$dbZ1$, о.е.	0,0001...0,006	0,001
$dbG1$, о.е.	0,003...0,015	0,01

Параметр	Диапазон значений	Типовое значение
V_{G1max} , о.е./с	0,01...0,08	0,055
V_{G1min} , о.е./с	-0,08...-0,01	-0,04
T_{Z1} , с	0,05...0,4	0,2
T_{G1} , с	0,5...5	1
$G1_{max}$, о.е.	—	1
$G1_{min}$, о.е.	—	0
C_1 , о.е.	—	1,5
C_2 , о.е.	—	-0,53
C_3 , °	—	15
C_4 , °	—	-5

3.3. Описание модели водовода

В модели гидротурбины учитываются её динамические характеристики, выведенные из закона сохранения суммарной энергии потока воды, т. е. учитывается действие «жёсткого» гидроудара, возникающего за счёт изменения кинетической энергии потока воды в водоподводящих конструкциях ГЭС (см. рис. 7).

Объяснение коэффициентов Q_n , H_n будет дано в следующем подразделе.

Для упрощённой модели гидротурбины значение коэффициента квадратичных потерь напора f_p определяется эвристическими методами на основе эксплуатационных характеристик гидроагрегата, полученных при натурных испытаниях. Параметр f_p для упрощённой модели гидротурбины может принимать значения в диапазоне от 0,02 до 0,1 о.е. и в качестве типового предлагается значение 0,04 о.е.

Для подробной модели гидротурбины коэффициент потерь воды на трение о стенки водоподводящих сооружений определяется на основе эмпирической формулы Дарси – Вейсбаха [3]:

$$f_p = \frac{Q_{nom}^2}{2 \cdot g_a \cdot H_{nom}} \cdot \sum_i \frac{Kfr_i}{S_i^2}, \quad (3)$$

где Q_{nom} – номинальное значение расхода воды через гидротурбину, м³/с;

g_a – ускорение свободного падения, м²/с;

Kfr_i – безразмерный эмпирический коэффициент Дарси, рассчитываемый для каждой элементарной геометрической фигуры i с площадью сечения S_i [м²], ограничивающей движение потока воды.

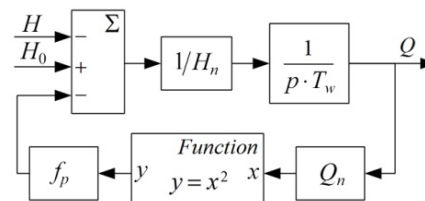


Рис. 7. Модель водоподводящих конструкций ГЭС:

f_p – коэффициент квадратичных потерь напора;
 Q_n , H_n – безразмерные коэффициенты

Постоянная времени инерции потока воды может рассчитываться несколькими способами. Наиболее точным является интегрирование в соответствии со следующей формулой:

$$T_w = \frac{Q_{nom}}{H_{nom} \cdot g_a} \cdot \int \frac{dx}{S(x)}, \text{ с}, \quad (4)$$

где $S(x)$ и dx – площадь сечения [м^2] и элемент длины [м] соответственно, интегрирование проводится по всему объёму движущегося потока воды.

Воспользоваться данной формулой возможно лишь численными методами при наличии подробной информации о геометрических параметрах всех водоподводящих сооружений ГЭС. Расчёт по данной формуле осуществляется при использовании подробной модели гидротурбины.

Следует отметить, что в практических расчётах принято учитывать инерцию масс воды только в напорных водоводах $T_{w, \text{вод}}$, что может приводить к большой погрешности, в особенности для низконапорных гидроагрегатов [11]. При отсутствии полной информации о геометрических параметрах всех водоподводящих сооружений ГЭС может быть применена эмпирическая формула [11]:

$$T_w = T_{w, \text{вод}} + \frac{Q_{nom}}{H_{nom} \cdot g_a} \cdot \frac{K_{\text{геом}}}{D_1}, \text{ с}, \quad (5)$$

где $K_{\text{геом}}$ – эмпирический геометрический параметр, принимаемый равным 8 о.е. для радиально-осевых гидротурбин, а для поворотно-лопастных гидротурбин равным 6 о.е. [11];

D_1 – диаметр турбины, м.

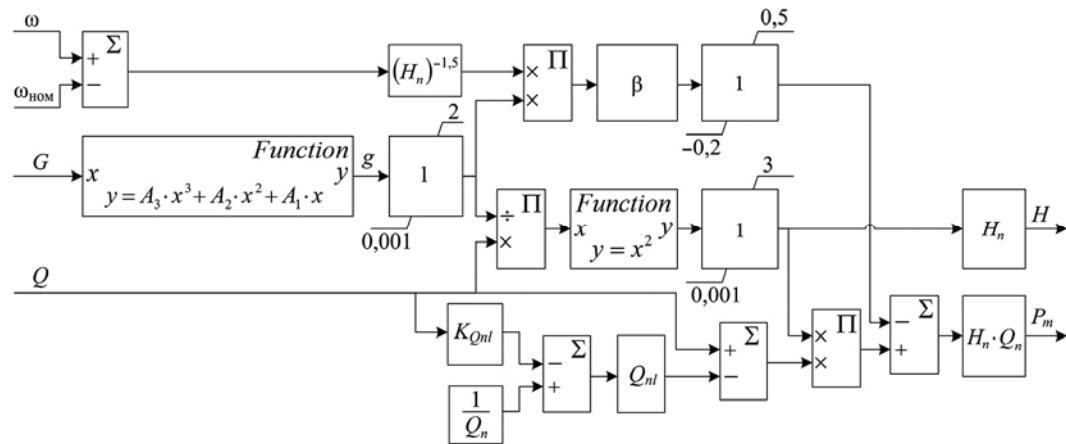
В качестве примера по оценке точности применения указанных формул был проведён анализ для высоконапорной поворотно-лопастной гидротурбины с параметрами $Q_{nom} = 90 \text{ м}^3/\text{с}$, $H_{nom} = 60 \text{ м}$, $D_1 = 3,7 \text{ м}$. Для данного примера значение $T_{w, \text{вод}} = 1,15 \text{ с}$, приближенное значение, рассчитанное по формуле (5), $T_w = 1,53 \text{ с}$, а точное значение, рассчитанное по формуле (4), $T_w = 1,93 \text{ с}$. В рассмотренном примере наибольший вклад после напорного водовода в значение T_w , рассчитанное по формуле (4), вносят в порядке уменьшения: спиральная камера, отсасывающая труба.

Значение параметра T_w оказывает существенное влияние на процесс регулирования частоты и мощности ГА, в связи с чем высокая погрешность его определения может привести к некорректным результатам анализа переходных процессов с изменением частоты.

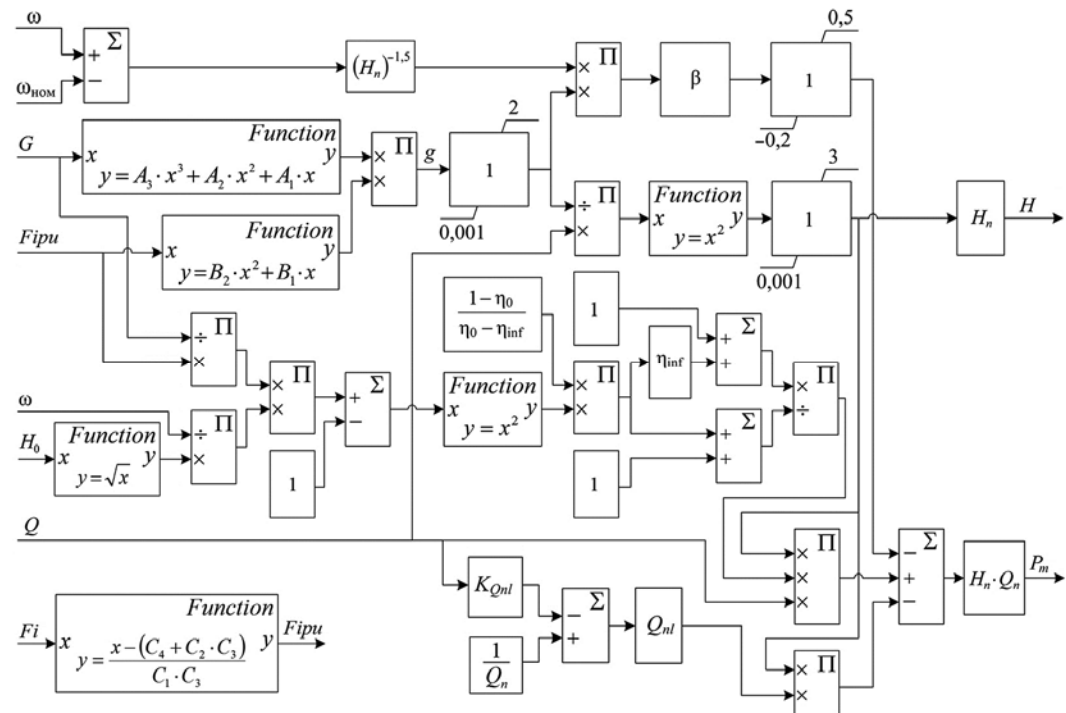
При необходимости, явление пробега волн давления может быть учтено в соответствии с информацией в [3, 7, 11].

3.4. Описание упрощённой модели гидротурбины

Упрощённые модели радиально-осевой и поворотно-лопастной гидротурбины разработаны с использованием уже существующих моделей, приведённых в [2, 3], путём их доработки и приведены на рис. 8. Упрощённые модели гидротурбин целесообразно использовать в промышленных программно-вычислительных комплексах расчёта переходных процессов в энергосистеме, когда нет необходимости в стыковке моделей гидроагрегатов с промышленными образцами САУ ГА.



а) радиально-осевая гидротурбина



б) поворотно-лопастная гидротурбина

Рис. 8. Упрощённые модели гидротурбин:

$\omega_{\text{ном}}$ – номинальная скорость вращения ротора, о.е.;

g – промежуточная переменная, используемая при расчёте начальных условий, о.е.;

F_{ipu} – угол поворота лопастей рабочего колеса в относительных единицах, о.е.;

β – коэффициент, учитывающий изменение мощности гидротурбины при отклонениях частоты, о.е.;

A_1, A_2, A_3, B_1, B_2 – безразмерные коэффициенты;

$\eta_0, \eta_{\text{inf}}$ – коэффициенты, учитывающие уменьшение КПД гидротурбины при отклонении угла установки лопастей рабочего колеса от оптимального, о.е.;

Q_{nl} – коэффициент, учитывающий потери холостого хода гидротурбины, о.е.;

K_{Qnl} – коэффициент, учитывающий снижение потерь холостого хода при увеличении мощности гидротурбины, о.е.

Для расчёта начальных условий упрощённой модели радиально-осевой гидротурбины необходимо решение системы нелинейных уравнений, которое получить в аналитическом виде невозможно. Для обеспечения баланса между скоростью и точностью поиска решения в данной системе уравнений выделено одно нелинейное уравнение, не имеющее решения в аналитическом виде, и ряд нелинейных уравнений, имеющих решение в аналитическом виде, в том числе одно кубическое уравнение. Нелинейное уравнение, не имеющее решения в аналитическом виде, приведено к специальному виду, обеспечивающему быструю и надёжную сходимость при итерационной процедуре решения:

$$\begin{cases} d_1 = P_m + H_0 \cdot Q_{nl}, \\ d_2 = 0,5 \cdot H_0^{1,5} \cdot (1 + K_{Qnl} \cdot Q_{nl}), \\ d_3 = f_p \cdot (P_m + 1,1 \cdot d_2), \\ d_4 = \sqrt{d_2^2 - d_3 \cdot d_1}, \\ g^{[0]} = (d_2 - d_4) / d_3, \\ d_5^{[i]} = 1 + f_p \cdot (g^{[i]})^2, \\ g^{[i]} = \frac{P_m \cdot d_5^{[i]} + H_0 \cdot Q_{nl}}{2 \cdot d_2} \cdot \sqrt{d_5^{[i]}}. \end{cases} \quad (6)$$

Для всего возможного диапазона режимов работы гидротурбины требуется не более 5 итераций для обеспечения относительной точности решения величиной 10^{-3} , что является достаточным для поставленных задач. Система уравнений (6) определяет зависимость $g(P_m)$. Далее начальные условия упрощённой модели радиально-осевой гидротурбины определяются по системе уравнений:

$$\begin{cases} H_{st0}(P_m) = H_0 / (1 + f_p \cdot g(P_m)), \\ Q_{st0}(P_m) = H_{st0}(P_m) \cdot \sqrt{g(P_m)}, \\ H_n = H_{st0}(P_{nom}), \\ Q_n = Q_{st0}(P_{nom}), \\ g_n = g(P_{nom}), \\ H_{st}(P_m) = H_{st0}(P_m) / H_n, \\ Q_{st}(P_m) = Q_{st0}(P_m) / Q_n, \\ g_{st}(P_m) = g(P_m) / g_n, \\ A_3 \cdot G_{st}^3 + A_2 \cdot G_{st}^2 + A_1 \cdot G_{st} - g_{st}(P_m) = 0. \end{cases} \quad (7)$$

Упрощённые модели гидротурбин разработаны таким образом, чтобы параметры Q , P_m , H_0 , G , g принимали единичное значение при номинальной скорости вращения, расчётом напоре и выдаче номинальной мощности гидротурбины P_{nom} . Для этого потребовалось использовать в модели параметры «приведения» H_n и Q_n , которые являются зависимыми от прочих параметров.

С учётом отсутствия возможности проводить операции с комплексными числами в промышленных комплексах расчёта переходных процессов в энергосистеме,

решение кубического уравнения, входящего в систему уравнений (7), осуществляется по тригонометрической формуле Виета. Ввиду широкой известности, формула Виета не приводится. Решением кубического уравнения будет функция $G_{st}(P_m)$. Начальными условиями упрощённой модели радиально-осевой гидротурбины будут зависимости $G_{st}(P_m)$, $Q_{st}(P_m)$, $H_{st}(P_m)$.

Начальные условия упрощённой модели поворотно-лопастной гидротурбины определяются по тем же уравнениям (6) и (7) за исключением того, что вместо кубического уравнения в систему уравнений (7) будет входить уравнение:

$$(B_2 \cdot G_{st}^2 + B_1 \cdot G_{st}) \cdot (A_3 \cdot G_{st}^3 + A_2 \cdot G_{st}^2 + A_1 \cdot G_{st}) - g_{st}(P_m) = 0. \quad (8)$$

Уравнение (8) решается итерационным способом с использованием известного метода Ньютона, ввиду чего метод решения не приводится. В качестве начального приближения следует принять решение следующего уравнения:

$$A_3 \cdot G_{st}^3 + A_2 \cdot G_{st}^2 + A_1 \cdot G_{st} - \sqrt{g_{st}(P_m)} = 0. \quad (9)$$

В табл. 2 приведены типовые значения параметров упрощённых моделей радиально-осевой (РО) и поворотно-лопастной (ПЛ) гидротурбин, которые можно использовать при отсутствии актуальных данных, а также примерный диапазон их значений на случай необходимости адаптации параметров моделей.

Таблица 2

Типовые значения параметров упрощённых моделей гидротурбин

Параметр	Диапазон значений	Типовое значение для РО	Типовое значение для ПЛ
β , о.е.	0...2	1	0,6
Q_{nl} , о.е.	0,06...0,25	0,2	0,12
K_{Qnl} , о.е.	0,4...1	0,9	0,6
A_1 , о.е.	—	−0,7	0,12
A_2 , о.е.	—	1,2	−0,74
A_3 , о.е.	—	0,5	1,62
B_1 , о.е.	—	—	1,4
B_2 , о.е.	—	—	−0,4
η_0 , о.е.	0,5...0,9	—	0,7
η_{inf} , о.е.	0,1...0,5	—	0,25

3.5. Описание подробной модели поворотно-лопастной гидротурбины

Как ранее уже было указано, модель поворотно-лопастной гидротурбины разработана на основе теории гидравлических турбин [8–10], а именно гипотезы о движении частиц жидкости вдоль поверхностей тока, представляющих собой поверхности вращения.

Абсолютный поток на выходе из направляющего аппарата можно искусственно разложить на две составляющих потока: меридиональный поток, характеризующий движение жидкости в меридиональной плоскости, проходящей через ось вращения турбины, и циркуляционный поток, характеризующий вращение частиц жидкости

вокруг оси гидротурбины [8–9]. На рис. 9 приведено стилизованное изображение полости осевой поворотно-лопастной турбины и пунктирными линиями отмечены траектории частиц жидкости, движущихся по меридиональной составляющей потока. На рис. 9 также отмечены характерные сечения полости гидротурбины, при этом сечения 0-0, n - n , s - s , t - t являются цилиндрическими, а 1-1 и 2-2 – кольцевыми. Сечения s - s и t - t ограничивают статор гидротурбины, 0-0 и n - n ограничивают направляющий аппарат гидротурбины, 1-1 и 2-2 ограничивают лопасти рабочего колеса гидротурбины.

Если обозначить вектор скорости относительного движения $\mathbf{W}$ и скорости переносного движения $\mathbf{U}$, то вектор абсолютной скорости определится их векторной суммой [8–9]:

$$\mathbf{V} = \mathbf{W} + \mathbf{U}. \quad (10)$$

На рис. 10 приведены треугольники скоростей потока воды в характерных сечениях полости поворотно-лопастной гидротурбины, ограничивающих решетки статора, направляющего аппарата и рабочего колеса. На рис. 10 нанесены векторы скоростей потока воды при прохождении через указанные элементы гидротурбины, а также характерные углы и размеры, учтенные в математической модели. В качестве упрощения принимается, что весь поток, проходящий через рабочее колесо сосредоточен на некотором расчётном диаметре [8].

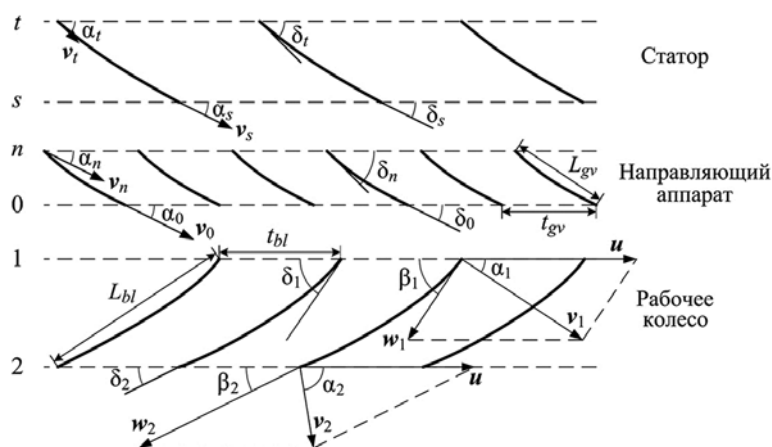


Рис. 10. Треугольники скоростей потока воды в характерных сечениях полости поворотно-лопастной гидротурбины:

α – угол абсолютного потока воды в характерных точках; δ – угол наклона элемента решетки профилей в характерных точках;
 β – угол относительного потока воды в характерных точках;
 L_{gv} , t_{gv} – характерные параметры решетки профилей направляющего аппарата;
 L_{bl} , t_{bl} – характерные параметры решетки профилей рабочего колеса

Крутящий момент на рабочем колесе создаётся за счёт изменения на нём циркуляции (закрученности) потока. Циркуляция потока на входе рабочего колеса

создаётся соответствующим углом поворота лопаток направляющего аппарата. На выходе с рабочего колеса циркуляция потока зависит как от угла поворота лопаток направляющего аппарата, так и от угла поворота лопастей рабочего колеса. Следует отметить, что на характеристики гидротурбины большое влияние оказывают различные виды потерь энергии, зависящие от основных режимных параметров турбины: расхода, напора, скорости вращения, положений регулирующих органов. По полуэмпирическим формулам в соответствии с информацией в [8–10] в подробной модели гидротурбины учтены физические процессы в гидротурбине, приводящие к возникновению следующих видов потерь:

- циркуляционные потери;
- потери на выходе из отсасывающей трубы;
- профильные потери в направляющем аппарате;
- профильные потери в рабочем колесе;
- ударные потери на вход потока в направляющий аппарат;
- ударные потери на вход потока в рабочее колесо;
- объёмные потери;
- дисковые потери;
- механические потери.

В подробной модели гидротурбины не учитываются физические процессы, связанные с кавитацией, вихреобразованием и образованием «жгута» под рабочим колесом. Несмотря на то, что потери, вызываемые данными физическими процессами, составляют большую величину при нерасчётных режимах работы гидротурбины, их чрезвычайно сложно учесть без подробного моделирования физических процессов методом конечных элементов или физического моделирования. Потери, вызываемые данными физическими процессами, в подробной модели гидротурбины учтены упрощёнными эмпирическими соотношениями.

В подробной модели гидротурбины дополнительно учтены динамические процессы, происходящие в потоке воды, проходящем через:

- направляющий аппарат при изменении его положения;
- рабочее колесо при изменении его скорости вращения и положения его лопастей.

Полученные уравнения подробной модели гидротурбины и модели водовода с учётом обеспечения их численной устойчивости можно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} T_{wdyn} = 2 \cdot F_{vane}(\delta_0), \\ H_{edyn} = Q \cdot \frac{dF_{vane}(\delta_0)}{d\delta_0} \cdot \frac{d\delta_0}{dt}, \\ P_{edyn} = \frac{d(E_{blade}(\omega, Q, \delta_2))}{dt}, \\ Q = \int \frac{H_0 - (H + H_\varepsilon + H_{edyn})}{T_w + T_{wdyn}} dt, \\ P = (Q - Q_\varepsilon) \cdot H - (P_\varepsilon + P_{edyn}), \end{cases} \quad (11)$$

где $F_{vane}(\delta_0)$ – функция от положения лопаток направляющего аппарата, учитывающая его влияние на динамические характеристики гидротурбины;

$E_{blade}(\omega, Q, \delta_2)$ – функция от скорости вращения рабочего колеса, расхода воды и положения лопастей рабочего колеса, которая характеризует запасенную кинетическую энергию движения потока воды в рабочем колесе;

T_{wdyn} – постоянная времени инерции потока воды, учитывающая динамические процессы в направляющем аппарате при изменении расхода воды;

H_{edyn} – отклонение напора, вызванное динамическими процессами в направляющем аппарате при изменении положения лопаток направляющего аппарата;

P_{edyn} – отклонение выдаваемой гидротурбиной мощности, вызванное изменением запасенной кинетической энергии в рабочем колесе;

H_ϵ – потери напора, определённые по статическим уравнениям;

Q_ϵ – объёмные потери, определённые по статическим уравнениям;

P_ϵ – потери мощности, определённые по статическим уравнениям;

δ_0 – угол поворота выходной кромки лопаток направляющего аппарата;

δ_2 – угол поворота выходной кромки лопастей рабочего колеса.

Функции $F_{vane}(\delta_0)$ и $E_{blade}(\omega, Q, \delta_2)$ имеют сложную зависимость от параметров ω, Q, δ_2 . Функция P_{edyn} среди прочих эффектов учитывает эффект «присоединённых масс воды», увеличивающий эффективное значение постоянной времени механической инерции ротора ГА [11]. В данные функции и другие параметры системы уравнений (11) входит множество констант, которые рассчитываются через геометрические параметры гидротурбины и гидротехнических сооружений ГЭС. Система уравнений (11) с раскрытием всех зависимостей от задаваемых параметров настройки модели имеет крайне сложный вид и в статье не приведена. Расчёт начальных условий подробной модели гидротурбины возможен только численными методами.

Таким образом, зная конструктивные параметры гидротурбины, а также величину расхода, напора и скорости вращения ротора можно найти с учётом заданных упрощений векторы скоростей потока воды при различных положениях регулирующих органов гидротурбины. Определив векторы скоростей потока, рассчитывается крутящий момент, который создаёт поток воды на лопастях рабочего колеса.

Основой для расчёта параметров подробной модели гидротурбины являются конструктивные и геометрические параметры основного оборудования. Если таковых не имеется, то конструктивные и геометрические параметры основного оборудования рассчитываются методом проектирования для заданных условий эксплуатации конкретной ГЭС.

Далее параметры подробной модели гидротурбины уточняются по её различным характеристикам:

- эксплуатационная напорно-мощностная;
- комбинаторная;
- рабочая;
- пропеллерная
- расходная.

Приоритет отдаётся характеристикам, полученным экспериментально во время прохождения последних по дате испытаний.

Для сбора информации, необходимой для создания подробной модели гидротурбины, разработана форма опросника для рассылки собственникам и производителям оборудования. Для повышения эффективности процесса сбора информации опросник сопровождается примером заполнения всех данных и примерами чертежей, необходимых для создания подробной модели гидротурбины. Опросник состоит из 20 страниц текста, иллюстраций и таблиц, в связи с чем в статье не приведён.

Подробные модели гидротурбин целесообразно использовать для проверки функционирования промышленных образцов САУ ГА при их подключении к модели энергосистемы, функционирующей в режиме реального времени, которая воспроизводит условия работы конкретной ГЭС. Вычислительная сложность разработанной подробной модели гидротурбин позволяет её эффективно использовать и в промышленных программно-вычислительных комплексах расчёта переходных процессов в энергосистеме.

4. Верификация разработанных моделей гидротурбин

Верификация моделей осуществляется в два этапа. На первом этапе верификация проводится ещё при разработке самой модели – при уточнении её параметров по экспериментально определённым характеристикам гидротурбины. На втором этапе проводится верификация по экспериментально полученным графикам переходных процессов, связанных с изменением частоты и мощности гидроагрегата.

В качестве примера на рис. 11, 12 приведены графики статических характеристик упрощённой модели радиально-осевых турбин Красноярской ГЭС в сравнении с паспортными данными. Анализ рисунков показывает, что статические характеристики упрощённой модели гидротурбины находятся в хорошем соответствии с паспортными статическими характеристиками.

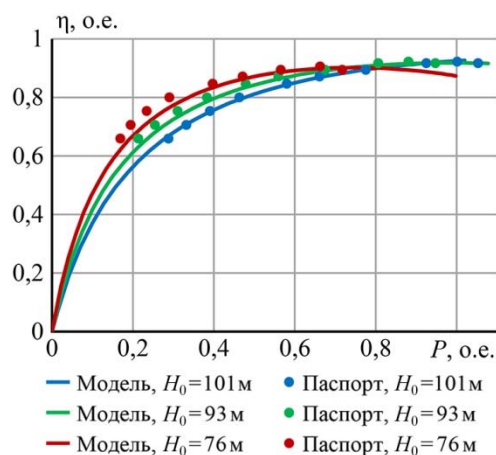


Рис. 11. Зависимость КПД от мощности гидроагрегата при различных величинах напора в математической модели и по паспортным данным

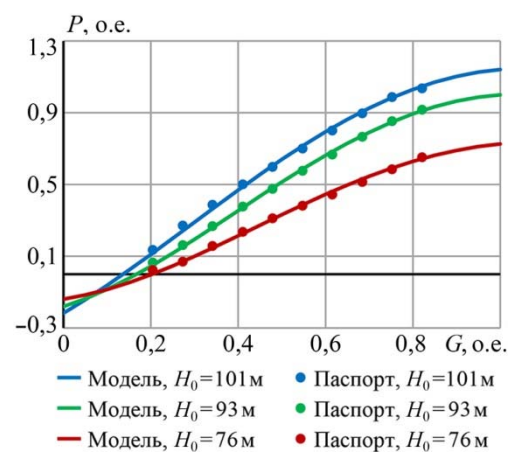


Рис. 12. Зависимость мощности от положения направляющего аппарата при различных величинах напора в математической модели и по паспортным данным

На рис. 13 приведён график изменения скорости вращения и положения штока сервомотора направляющего аппарата при сбросе мощности турбины с величин 300 МВт до нуля путём отключения генераторного выключателя. Из рис. 13 видно, что величина «заброса» частоты, момента времени его возникновения, скорости увеличения частоты и скорости восстановления частоты при расчёте с использованием упрощённой модели находятся в хорошем соответствии с натурными данными. Из этого можно сделать вывод, что динамические характеристики упрощённой модели гидротурбины находятся в хорошем соответствии с натурными динамическими характеристиками гидротурбин Красноярской ГЭС.

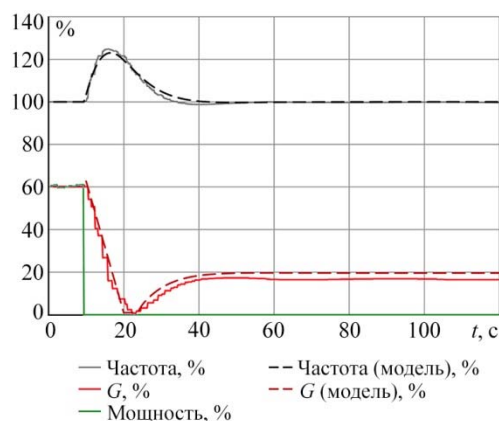


Рис. 13. График переходного процесса при сбросе мощности с 300 до 0 МВт путём отключения генераторного выключателя

В качестве примера на рис. 14 приведены переходные процессы, полученные при использовании подробной модели поворотной-лопастной гидротурбины в модели энергосистемы, функционирующей в режиме реального времени, путём воспроизведения сценария событий при возникновении технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018 года. На рис. 14 показан характер изменения следующих параметров:

- скорость вращения ротора гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16, приведённая к 50 Гц;
- положение штока сервомотора направляющего аппарата гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16;
- угол поворота лопастей рабочего колеса гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16.

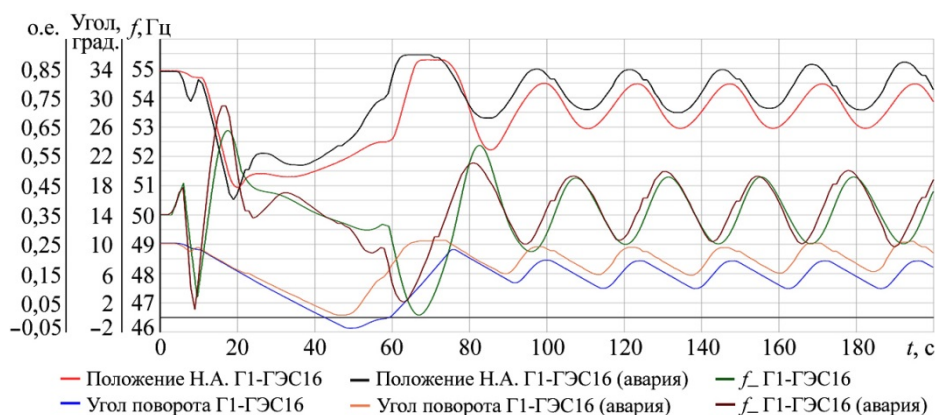


Рис. 14. Характер изменения параметров, зафиксированный в ходе технологического нарушения, имевшего место в энергосистеме Мурманской области 29.10.2018 г.

На этом же рисунке приведён характер изменения указанных выше параметров, зафиксированный в ходе технологического нарушения в реальной энергосистеме (авария).

Из рассмотрения рис. 14 видно, что колебания режимных параметров, возникающие в математической модели после выделения части энергосистемы Мурманской области на изолированную работу, не только качественно, но и достаточно точно количественно повторяют колебания, зафиксированные в реальной энергосистеме.

Из этого можно сделать вывод, что статические и динамические характеристики подробной модели гидротурбины находятся в хорошем соответствии с натурными характеристиками гидротурбины № 1 Серебрянской ГЭС-16.

Заключение

За последние годы в ЕЭС России зарегистрирован целый ряд технологических нарушений, которые сопровождались незатухающими колебаниями частоты и мощности гидроагрегатов, что вызывает необходимость исследования электромеханических переходных процессов с изменением частоты в энергосистеме для выполнения ряда задач, таких как:

- воспроизведение и анализ причин возникновения технологических нарушений, сопровождающихся изменением частоты;
- коррекция алгоритмов и оптимизация параметров систем автоматического управления гидроагрегатов;
- проверка на функционирование алгоритмов промышленных образцов систем автоматического управления гидроагрегатов;
- разработка нормативных требований, предъявляемых к системам автоматического управления гидроагрегатов.

Для решения этих задач необходимо наличие подробных математических моделей гидротурбин различных типов, которые достоверно воспроизводят статические и динамические характеристики реального оборудования в широком диапазоне изменения электроэнергетических параметров. На данный момент существует целый ряд математических моделей гидротурбин, широко используемых для целей исследования электромеханических переходных процессов в энергосистеме. Однако данные модели существенно упрощены, не сопровождаются методикой расчёта их параметров и начальных условий, что не позволяет их использовать для решения поставленных задач.

В АО «НТЦ ЕЭС» разработаны математические модели радиально-осевой и поворотно-лопастной гидротурбины различной степени подробности, которые позволяют достоверно воспроизводить статические и динамические характеристики реальных гидротурбин в переходных процессах, связанных с изменением частоты в энергосистеме, в том числе при выделении гидроагрегатов на изолированную работу. Разработанные математические модели гидротурбин сохраняют достоверность в широком диапазоне изменения скорости вращения, расхода воды, напора и положения регулирующих органов. Для корректного учёта в математических моделях статических и динамических характеристик основного оборудования, которые обусловлены его конструктивными и геометрическими параметрами и которые су-

щественно влияют на результаты исследований, разработана специальная методика расчёта параметров настройки этих моделей на основе информации, запрашиваемой у собственников и производителей оборудования по специальным опросным листам. В случае отсутствия какой-либо информации, она восполняется методом проектирования для заданных условий эксплуатации конкретной ГЭС. Разработанные математические модели гидротурбин позволяют решать все поставленные задачи.

Разработка достоверных моделей гидротурбин позволила расширить спектр выполняемых работ и приобрести новые компетенции и на настоящий момент с их использованием АО «НТЦ ЕЭС» уже успешно выполнило ряд научно-исследовательских и практических работ.

Список литературы

1. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» : Приказ № 630 от 03 авг. 2018 г. : утверждён Минэнерго России // Минэнерго России. – 2018. – 23 с.
2. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies. Prepared by the Power System Dynamic Performance Committee, Power System Stability Subcommittee, Task Force on Turbine-Governor Modeling. IEEE Power & Energy Society technical report PES-TR1. 2013 – 117 p.
3. Munoz-Hernandez G. A., Mansoor S. P., Jones D. I. Modelling and Controlling Hydropower Plants. – Springer, 2013. – 299 p.
4. ETAP 12.6 User Guide. Operation Technologies Inc. 2014, – 4983 p.
5. PSS/E 33.5 User Guide. Model Library. Siemens Industry, Inc. 2013, – 750 p.
6. Eurostag 4.4 User Guide. Standard Models Library. Tractebel – RTE. 2008, – 250 p.
7. Математическое моделирование гидротехнического оборудования и исследование электромеханических переходных процессов с учётом изменения частоты в электроэнергетических системах с преобладанием гидроэлектростанций / Б. Анранович, Е. Н. Попков, М. Г. Попов, И. В. Синянский // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2016. – № 2 (75). – С. 32–45.
8. Krivchenko G. I. Hydraulic machines: turbines and pumps. 2nd ed. – CRC Press, 1994. – 414 p.
9. Барлит В. В. Гидравлические турбины / В. В. Барлит. – Киев : Вища. школа, 1977. – 360 с.
10. Раухман Б. С., Этинберг И. Э. Гидродинамика гидравлических турбин / Б. С. Раухман, И. Э. Этинберг. – Ленинград : Машиностроение, 1978. – 280 с.
11. Кривченко Г. И. Гидромеханические переходные процессы в гидротурбинах / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1975. – 367 с.

УДК 621.311

С. А. Иванов, А. А. Кузнецов, Г. А. Першиков, Ю. Г. Селезнёв

Схемно-режимные особенности работы ВЭС параллельно с мощной энергосистемой

На основании анализа рынка оборудования ВЭУ для условий средних ветровых нагрузок для ветроэлектростанции (ВЭС) мощностью 30 МВт предложены к установке ветроагрегаты с прямым приводом типа L100-2,5 MW фирмы Lagerwey с номинальной мощностью 2 500 кВт. Обоснованы возможные ограничения по выдаче реактивной мощности ВЭУ указанного типа.

Рассмотрены возможности работы преобразователей ВЭС в качестве источников реактивной мощности, обеспечивающих снижение суммарных потерь активной мощности в сети. На основании расчётов установившихся режимов в эквивалентной схеме электропередачи получены зависимости, отражающие взаимосвязь между удалением ВЭС от шин приёмной ПС энергосистемы, нормированной экономической плотностью тока при выборе сечений проводов ЛЭП и ограничениями по выдаче реактивной мощности ВЭС.

Ключевые слова: распределённая генерация, реактивная мощность, ветроагрегаты, схемные решения, потери активной мощности, экономическая плотность тока.

Ежегодный анализ изменения нормированной стоимости электроэнергии (Levelized Cost of electricity или LCOE), представленный известной американской консалтинговой компанией Lazard в 2019 г. [1], подтвердил продолжающееся снижение LCOE для возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В частности, значение LCOE (для континентальных ВЭС и без учёта стоимости аккумулирования электроэнергии) в 2017 г. снизилось до 41 \$/МВт·ч. При том, что LCOE для газовой генерации (ПГУ) составил 56 \$/МВт·ч. Таким образом, ВЭС стали ещё более привлекательными для потребителей.

По данным Системного оператора (АО «СО ЕЭС») суммарная установленная мощность ($P_{\text{уст}}$) ВЭС в ЕЭС России на 01.01.2019 составила менее 200 МВт или всего 0,08 % от $P_{\text{уст}}$ ЕЭС России. Однако в настоящее время строительству ВЭС оказывается поддержка через отчисления со всего энергорынка, когда на основании договоров о предоставлении мощности (ДПМ) владелец ВЭС получает гарантированную доходность (возврат) своих инвестиций.

В 2018 г. в России ПАО «Фортум» была построена и введена в эксплуатацию Ульяновская ВЭС-1 ($P_{\text{уст}} = 14 \times 2,5$ МВт), ставшая первой ВЭС на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). По итогам первого полугодия 2018 г. на УВЭС-1 коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) составил 32 %, что значительно превышает нормируемый Постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 4 показатель (27 %) для вновь проектируемых ВЭС. В целом же в 2018 г. КИУМ по ЕЭС России для ВЭС составил лишь 18,3 % [2].

В настоящее время успешно реализуются положения Энергетической стратегии России на период с 2018 до 2024 г., согласно которым $P_{\text{уст}}$ ВЭС должна вырасти более чем на 3 ГВт. Так, в 2019 г. под управлением Фонда развития ветроэнергетики (структура ПАО «Фортум» и АО «РОСНАНО») введена в эксплуатацию УВЭС-2 ($P_{\text{уст}} = 14 \times 3,6$ МВт), а в 2020 г. в Ростовской области строятся три ВЭС суммарной установленной мощностью 300 МВт. Параллельно АО «Новавинд» (структура Росатома) завершает строительство Кочубеевской ВЭС на Ставрополье ($P_{\text{уст}} = 84 \times 2,5$ МВт) и Адыгейской ВЭС в ЮФО ($P_{\text{уст}} = 60 \times 2,5$ МВт). До 2023 г. АО «Новавинд» ещё предстоит ввести в эксплуатацию ВЭС общей мощностью около 1 ГВт.

Важно, что все вышеперечисленные строящиеся ВЭС комплектуются ветроэнергетическими установками (ВЭУ) большой мощности (свыше 1 МВт) на базе синхронных генераторов с возбуждением постоянными магнитами (PMSG) – V-126-3.45 MW датской Vestas Wind System A/S и L100 2.5 MW Lagerwey (Нидерланды). Это оборудование ведущих мировых производителей, изготавливаемое на сегодняшний день на территории России. Локализация производства составляет свыше 60 % и будет доведена до 70 %, одновременно будет расширена и номенклатура ВЭУ.

Наряду со строительством крупных ветропарков, ориентированных на поставки значительных объёмов электроэнергии на ОРЭМ, представляет интерес развитие другого сегмента рынка – распределённой генерации на базе ВЭС средней мощности, максимально приближенных к конечным потребителям электроэнергии. Надёжное электроснабжение последних может быть обеспечено за счёт накопителей электроэнергии ВЭС, автономных источников (например, ДЭС), либо параллельной работы ВЭС с мощной энергосистемой.

Следует отметить, что накопители энергии одинаково необходимы как в случае автономной работы, так и для реализации заявленного значения КИУМ в покрытии суточного максимума нагрузки в течение $T_{\text{макс}}$ при работе ВЭС параллельно с энергосистемой. Приблизительно можно оценить увеличение LCOE, приняв удельную стоимость хранения электроэнергии в литий-ионных аккумуляторах равной $K_{\text{уд}} = 200$ \$/кВт·ч [3]. Удельную стоимость суточного хранения мощности (капитальные затраты на аккумулирование) с учётом КИУМ можно вычислить по формуле: $K_{\text{сут}} = K_{\text{уд}} \cdot T_{\text{макс}} \cdot \text{КИУМ}$. Тогда, приняв КИУМ = 0,2 (о. е.) и $T_{\text{макс}} = 6$ ч, получим $K_{\text{сут}} = 240$ \$/кВт, что означает существенное увеличение LCOE. На сегодня удельные капитальные затраты для континентальных ВЭС составляют в соответствии с [1] от 1000 до 1200 \$/кВт. Если же аккумулировать электроэнергию в объёме суточной выработки, то это приведёт к их удвоению. А как известно, для ВЭС именно капитальные затраты являются основным фактором увеличения LCOE.

Таким образом, наиболее рациональным представляется рассмотрение ВЭС как источника распределённой генерации для питания местной нагрузки. Установленная мощность ВЭС должна выбираться с учётом КИУМ без аккумулирования электроэнергии. Избыток вырабатываемой мощности при увеличении ветронапора передаётся в приёмную энергосистему. Последняя, по сути, выполняет функцию накопителя, обеспечивая, в свою очередь, надёжное электроснабжение потребителей при снижении ветронапора относительно среднегодовой скорости хода ветра.

Применение ВЭУ типа V-126–3.45 MW и L100 2.5MW (или аналогичных) на базе синхронных генераторов с возбуждением от постоянных магнитов и AC/DC/AC преобразователей на базе IGBT позволяет существенно снизить потери активной мощности в питающей сети и поддержать требуемый уровень напряжения в узле подключения ВЭС, поскольку последняя при КИУМ = 20 % может рассматриваться как СТАТКОМ практически при любом ветронапоре. Ограничения же по выдаче (потреблению) реактивной мощности определяются лишь номинальным током инвертора.

Широко распространённым и хорошо зарекомендовавшим себя на практике решением является использование преобразователей напряжения с широтно-импульсной модуляцией на базе полностью управляемых вентилях, например, IGBT (схема выполнения преобразователя и его системы управления представлены на рис. 1) [4]. Со стороны генератора и сети устанавливаются одинаковые двухуровневые преобразователи напряжения. Однако затраты на такое решение достаточно

высоки и при использовании синхронного генератора с постоянными магнитами (СПМ) с целью снижения общей стоимости ВЭУ возможно применение более простых и дешёвых схем преобразования энергии со стороны генератора, так как для его работы не требуется реактивная мощность, а поток активной мощности всегда направлен в питающую сеть. Установка мостового неуправляемого выпрямителя вместо двухуровневого преобразователя напряжения позволяет преобразовать неизбежно изменяющееся по амплитуде и частоте (в зависимости от силы ветра) напряжение генератора в выпрямленное напряжение.

В таком случае для увеличения управляемости схемы преобразования энергии на стороне постоянного тока может быть дополнительно установлен повышающий DC/DC преобразователь (повышающий трансформатор постоянного тока), позволяющий за счёт автоматического регулирования поддерживать необходимый уровень выпрямленного напряжения на зажимах инвертора и повысить таким образом эффективность работы ВЭУ при малых скоростях ветра. Управляемый инвертор напряжения, устанавливаемый со стороны сети, выполняется на базе полностью управляемых вентилях по двухуровневой схеме и позволяет за счёт широтно-импульсной модуляции (ШИМ) получить на выходе переменное напряжение с заданными частотой, амплитудой и фазой.

Недостатком такого решения является значительная зашумлённость выходного сигнала гармоническими составляющими высоких порядков, что предопределяет использование сглаживающего фильтра между преобразователем и трансформатором, соединяющим ВЭУ с питающей сетью.

Применение схемы рис. 1 также позволяет за счёт управления инвертором напряжения обеспечить быстрое и плавное регулирование в широком диапазоне вырабатываемой (или потребляемой) ВЭУ реактивной мощности [5], что может быть использовано в целях поддержания уровня напряжения в точке подключения ВЭС к энергосистеме. В случаях малой скорости ветра, недостаточной для работы ветрогенератора, может быть осуществлён перевод системы управления инвертором напряжения со стороны питающей сети в режим динамической компенсации реактивной мощности, когда ВЭУ будет фактически работать как СТАТКОМ. Особенности реализации такого режима, а также необходимые требования к техническим параметрам ВЭУ требуют дополнительной проработки.

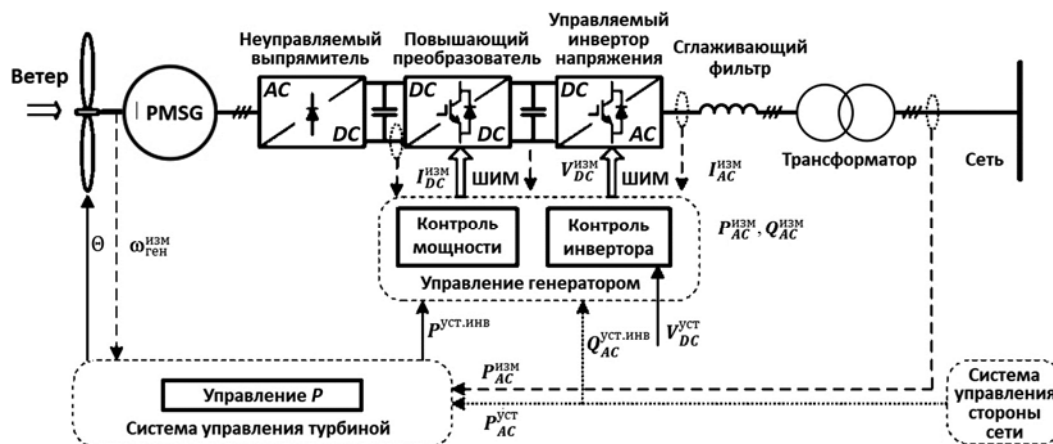


Рис. 1. Схема системы управления активной и реактивной мощностями ВЭУ с синхронным генератором типа СПМ (с постоянными магнитами на роторе)

Отметим также способность установки, при необходимости, компенсировать гармонические искажения токов нелинейной нагрузки, если они имеются в узле подключения к электрической сети. Указанные решения обеспечивают существенное расширение диапазона использования мощности инвертора напряжения, особенно в режимах малой загрузки ветрогенераторов. Однако реализация группового управления генераторами ветропарка, обеспечивающего их корректную загрузку в соответствии с номинальными параметрами, а также учитывающего дополнительные критерии оптимизации, например, для минимизации потерь активной мощности, также является достаточно сложной задачей [6, 7].

На сегодняшний день L100-2.5 MW [8] – одна из немногих ВЭУ в мире, стартовых при скорости ветра 2 м/с (рис. 2). Для ветроустановок такой мощности (в частности, V-126-3.45 MW) стартовая скорость составляет не менее 3 м/с.

Рассмотрим ВЭС на базе L100-2.5MW

как источник распределённой генерации для электроснабжения объекта инфраструктуры (либо промышленного предприятия) мощностью не более 6 МВт. При удалении ВЭС от нагрузки не более, чем на 15 км, оптимальное решение, как показано в [10–12] – это подключение нагрузки по двум КЛ 35 кВ. Но для надёжного электроснабжения потребителей при КИУМ = 20 % (на уровне среднего значения по ЕЭС России) необходимо, чтобы $P_{уст} ВЭС \geq 30$ МВт (т. е. 12 ВЭУ L100-2.5MW). Избыточную мощность

ВЭС (при повышении ветропотока) можно передавать в примыкающую энергосистему также на ступени напряжения 35 кВ, но по двухцепной воздушной ЛЭП (учитывая возможное значительное удаление ВЭС от приёмной ПС). В противном случае при снижении ветропотока (или остановке ВЭУ) питание потребителей осуществляется за счёт реверса (перетока мощности от энергосистемы).

Эффективность работы ВЭС определяется, как известно, годовым ходом скорости ветра $V_{год}$ (м/с). Для большинства регионов России на высоте установки ветроколеса (для ВЭУ 2,5 МВт высота башни составляет 80 м) можно рассматривать $V_{год} < 8$ м/с [12]. При скорости ветра 7,5 м/с (как следует из диаграммы на рис. 2) $P_{ВЭУ} = 1,0$ МВт и передаваемая в приёмную энергосистему мощность (с учётом местной нагрузки) $P_{ВЛ} = P_{ВЭС} - P_n = 6$ МВт. Однако при увеличении мощности ВЭС вплоть до номинальной ($P_{уст} = 30$ МВт), переток в приёмную энергосистему составит величину $P_{ВЛ} = 24$ МВт, что необходимо учесть при выборе сечений проводов ВЛ 35 кВ.

Для корректного выбора сечений следует воспользоваться нормированной плотностью тока $j_{эк}$, рассчитанной для конкретных условий с учётом современных технических решений для ВЛ, а также реальной стоимости проводников и электроэнергии. Как показано в [9], эти значения $j_{эк}$ существенно меньше приведённых в ПУЭ (7-е и предыдущие издания). Приняв же, в соответствии с ПУЭ, $j_{эк} = 1,3$ А/мм² (при $1000 < T_{макс} < 3000$, ч/год), при максимальной загрузке ВЭС ($P_{ВЛ} = 12000$ кВт/цепь), получим $I_{Нр} = 220$ А и, соответственно, стандартное сечение

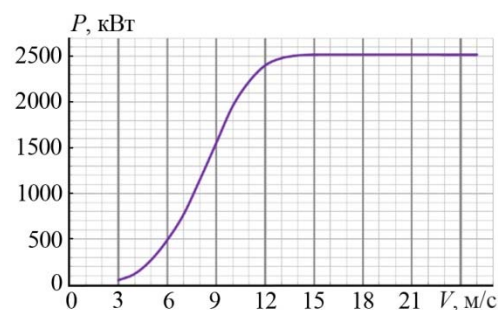


Рис. 2. Диаграмма мощности $P(V)$ ВЭУ L100-2.5 MW. Диаметр ветроколеса 100 м. Стартовая скорость 2,0 м/с, номинальная 13,0 м/с и максимальная 28 м/с

$F = 185 \text{ мм}^2$. При этом потери напряжения на уровне $\Delta U \leq 10\%$ обеспечиваются при длине ВЛ 35 кВ $\leq 25 \text{ км}$, а в послеаварийном режиме ток не превышает длительно допустимый по нагреву ($I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$). Во всех режимах, когда установленная мощность ВЭС (30 МВт) не реализуется в полном объёме, целесообразно использовать ВЭС как средство компенсации реактивной мощности (СКРМ).

На рис. 3 приведена схема электропередачи, отвечающая выдаче мощности ВЭС по двухцепной ВЛ 35 кВ на шины 35 кВ эквивалентного трансформатора Т (ПС 110/35/10 кВ). В рассматриваемом режиме $P_{\text{ВЭС}} = 6 \text{ МВт}$ полностью потребляется местной нагрузкой H_1 . Баланс мощности на шинах нагрузки H_2 приёмной ПС обеспечивается за счёт перетока по двухцепной ВЛ₁₁₀ от мощной ЭЭС. Напряжение на шинах 35 кВ ВЭС зависит от ограничений по выдаче (потреблению) реактивной мощности по ВЛ₃₅. На шинах ЭЭС напряжение $U_{\text{ЭЭС}} = 115 \text{ кВ}$ поддерживается неизменным (балансирующий узел).

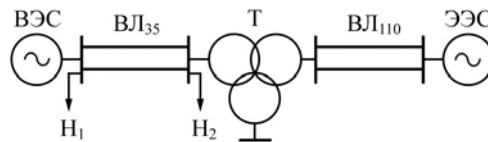


Рис. 3. Принципиальная схема электропередачи. ВЭС: $P_{\text{уст}} = 12 \times 2,5 \text{ МВт}$.

Нагрузка H_1 на шинах 35 кВ ВЭС: $P_{H1} = 6 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$. ВЛ₃₅: $2 \times \text{АС } 185 \text{ мм}^2$, $L \leq 25 \text{ км}$.

Нагрузка H_2 на шинах 35 кВ ПС 110 кВ: $P_{H2} = 50 \text{ МВт}$, $\cos \varphi = 0,9$. Трансформатор Т: $2 \times 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $k_{\text{T ном}} = 115/38,5/11$. ВЛ₁₁₀: $2 \times \text{АС } 150 \text{ мм}^2$, $L = 60 \text{ км}$

Ниже (рис. 4–6) показано влияние передаваемой от ВЭС по ВЛ 35 кВ реактивной мощности на величину суммарных активных потерь в сетях 35 кВ и 110 кВ для нормального (рис. 4) и послеаварийного, при отключении одной цепи ВЛ 110 кВ, режимов (рис. 5, 6). Длина ВЛ 35 кВ варьировалась от 1 до 25 км, при этом ограничения на передачу по ВЛ 35 кВ реактивной мощности устанавливались в диапазоне от 0 до 26 Мвар (в соответствии с номинальным током инвертора ВЭУ).

Анализ кривых на рис. 4 показывает, что при длине ВЛ 35 кВ, равной 25 км (кривая 1), оптимальная (отвечающая минимуму потерь) передаваемая по ВЛ 35 кВ реактивная мощность составляет величину $Q_{\text{ВЛ35}} = 7 \text{ Мвар}$, а потери снижаются на 9%. Но при длине линии 5 км и $Q_{\text{ВЛ35}} = 16 \text{ Мвар}$ (кривая 4) суммарные потери снижаются уже на 17%.

Реактивную мощность $Q_{\text{ВЛ35}}$, отвечающую критерию минимума потерь при заданной длине и рабочих параметрах ВЛ 35 кВ и 110 кВ, несложно также найти по формуле:

$$Q_{\text{ВЛ35}} = \frac{R_{110} + R_{\text{T}}}{R_{110} + R_{\text{T}} + R_{35}} Q_{H2},$$

где R_{35} , R_{110} и R_{T} – активные сопротивления элементов электропередачи, приведённые к одной ступени напряжения;

Q_{H2} – реактивная мощность нагрузки на шинах 35 кВ ПС.

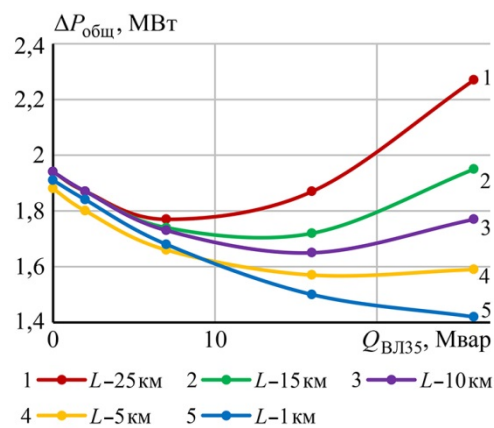


Рис. 4. Исходный нормальный режим при экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ для ВЛ 35 кВ

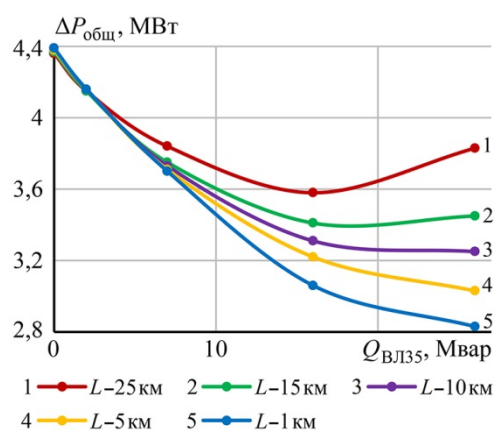


Рис. 5. Послеаварийный режим при отключении одной цепи ВЛ 110 кВ

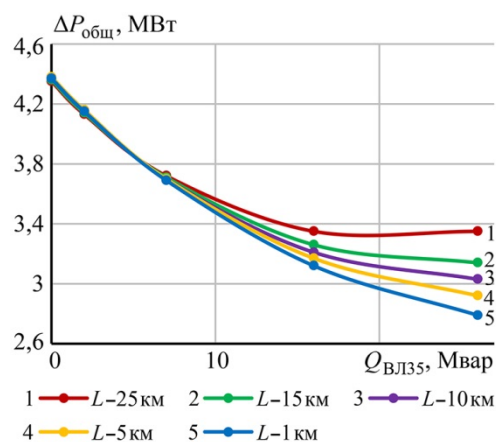


Рис. 6. Послеаварийный режим при снижении экономической плотности тока для ВЛ 35 кВ $j_{эк}$ от 1,3 А/мм² до 0,6 А/мм²

В послеаварийном режиме и «запертой» реактивной мощности ВЭС ($Q_{ВЛ35} = 0$) активные потери резко возрастают (в 2,2 раза). Существенное их снижение наблюдается уже при любых длинах ВЛ 35 кВ и максимальной загрузке ВЭС по реактивной мощности (кривые 1–5 на рис. 5). Для линии длиной 25 км максимальное снижение соответствует значению $Q_{ВЛ35} = 17$ Мвар (потери уменьшаются на 18 %), а при длине 5 км снижение составляет 31 % суммарных потерь активной мощности в сети при максимальной загрузке ВЭС реактивной мощностью.

Наибольший эффект достигается в послеаварийном режиме (рис. 6), если сечение проводов ВЛ 35 кВ выбирается исходя из нормируемой плотности тока, отражающей динамику изменения капитальных затрат и стоимости потерь электроэнергии ($j_{эк} = 0,6$ А/мм²). Потери, как видно из графиков на рис. 6, в данном случае также снижаются при любой длине ВЛ 35 кВ (кривые 1–5) и максимальной загрузке ВЭС по реактивной мощности. Для линии длиной 25 км снижение составляет 23 %, а при длине 5 км потери уменьшаются на 33 %.

Выводы

1. Эффективное использование основного оборудования ВЭС и надёжное электроснабжение местных потребителей возможно либо с применением накопителей электроэнергии, либо при работе параллельно с энергосистемой. Учитывая высокую удельную стоимость хранения электроэнергии, второй вариант является на сегодня предпочтительным.

2. ВЭУ на базе СГПМ и преобразователей напряжения при работе параллельно с энергосистемой в режимах, когда установленная мощность $P_{уст}$ ВЭС не реализуется в полном объёме, целесообразно использовать как СТАТКОМ. Генерируемая (или потребляемая) ВЭС реактивная мощность при этом принципиально ограничивается лишь номинальным током инвертора.

3. Энергоэффективность ВЭС как источника реактивной мощности характеризуется относительным снижением суммарных активных потерь в сети, которые зависят от параметров исходного режима, длины и сечения проводов ЛЭП, а также ограничений по выдаче реактивной мощности ВЭС.

4. В рассмотренной схеме в исходном нормальном режиме минимум активных потерь (снижение до 17 %) за счёт выдачи реактивной мощности ВЭС достигается при длине линии не более 5 км и максимальной нагрузке ВЭС по реактивной мощности. При удалении ВЭС от шин приёмной системы на 25 км оптимальное значение передаваемой по ВЛ 35 кВ реактивной мощности составляет лишь 7 Мвар (т. е. установленная мощность ВЭС не реализуется), а потери снижаются только на 9 %.

5. В послеаварийном режиме (и уменьшении нормируемой плотности тока от 1,3 А/мм² до 0,6 А/мм²) снижение потерь достигает 33 % при длине линии 5 км и 23 % при длине линии 25 км. Эффект снижения суммарных потерь активной мощности в сети 35 кВ и 110 кВ проявляется, таким образом, при максимальной выдаче ВЭС реактивной мощности, даже при значительном её удалении от шин приёмной ПС 110/35/10 кВ.

Список литературы

1. Lazard's levelized cost of energy analysis – version 13.0. Lazard, 2019. Available at: <https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf>
2. Основные характеристики российской электроэнергетики. Минэнерго РФ, 2019. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/532>
3. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры. Экспертно-аналитический отчёт. Инфраструктурный центр EnergyNet – Москва, 2019. – URL: <https://energynet.ru/>
4. Blaabjerg F. et al. Power electronics and controls for wind turbine systems //2010 IEEE International Energy Conference. – IEEE, 2010. – pp. 333–344.
5. Singh M., Khadkikar V., Chandra A. Grid synchronisation with harmonics and reactive power compensation capability of a permanent magnet synchronous generator-based variable speed wind energy conversion system //IET Power Electronics. – 2011. – Т. 4. – №. 1. – pp. 122–130.
6. Wang N. et al. Optimal reactive power dispatch of a full-scale converter based wind farm considering loss minimization //Renewable energy. – 2019. – Т. 139. – С. 292–301.
7. Li J. et al. Optimal reactive power dispatch of permanent magnet synchronous generator-based wind farm considering levelised production cost minimisation //Renewable Energy. – 2020. – Т. 145. – pp. 1–12.
8. Lagerwey L100 2,5MW. Available at: <https://www.lagerweywind.nl/wp-content/uploads/2016/06/7492-LW-LeafletL100-ENG-web.pdf>
9. Анализ и оценка применения напряжения 20–35 кВ в системах электроснабжения / С. А. Иванов, Е. П. Кузнецов, С. В. Смоловик [и др.]. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2017. – 117 с.
10. Выдача мощности на напряжении 35 кВ без промежуточной трансформации / С. А. Иванов, Е. П. Кузнецов, С. В. Смоловик // Новости ЭлектроТехники. – 2019. – № 1(115). – Available at: <http://news.elteh.ru/arh/2019/115/>
11. Justification of the Power Distribution Scheme and the Main Technical Solutions for 12×2.5 MW. Sergey A. Ivanov, Anton A. Kouznetsov, Alexey K. Kustov, Aleksandr S. Lيامov. 2020 IEE Cjnference of Russian Young Recearches in Electrical and Electronic Enginneering (2020 ElConRus) – Spb, 2020.
12. Global Wind Atlas. Available at: <https://globalwindatlas.info/>

УДК 621.316

А. С. Лямов, С. В. Смоловик, А. Л. Тупицина

Устойчивость электропередачи со статическим синхронным продольным компенсатором

Исследуется влияние статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на режимы работы и демпферные свойства одиночной электропередачи. Прогресс силовой электроники обуславливает появление новых устройств FACTS последовательного включения. Появление устройств без согласующего последовательного трансформатора расширяет возможности применения устройств FACTS последовательного включения как для увеличения пропускной способности линий, так и для повышения качества управления потоками мощности в сложных схемно-режимных условиях. Включение стабилизирующих сигналов в закон управления ССПК позволяет заметно увеличить показатели демпфирования и добиться повышения качества переходных процессов при малых и конечных возмущениях.

Ключевые слова: статический синхронный продольный компенсатор, электроэнергетическая система, линия электропередачи.

Устройства FACTS последовательного включения, основанные на использовании силовой электроники, эксплуатируются в электроэнергетических системах в течение почти трёх десятилетий [1, 2]. Их применение (главным образом, УПК) в основном было ограничено повышением пропускной способности протяжённых линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения. Прогресс силовой электроники обуславливает появление новых устройств, в частности, устройств без согласующего последовательного трансформатора, что повышает возможности их применения как для увеличения пропускной способности линий, так и повышения качества управления потоками мощности в сложных схемно-режимных условиях [3]. Целью настоящей работы является исследование влияния статического синхронного продольного компенсатора (ССПК) на динамическую устойчивость и показатели устойчивости маловозмущённого движения в условиях одиночной электропередачи.

Прогресс в области силовой преобразовательной технике привёл к появлению транзисторов IGBT с обратным напряжением 4,5 кВ. Разработанные простые и надёжные схемы управления затвором позволяют балансировать напряжение IGBT транзисторов, соединённых последовательно [5]. Это привело к созданию мощных высоковольтных многоуровневых преобразователей. Использование данных технологий в устройствах FACTS второго поколения позволило создать бестрансформаторные синхронные статические компенсаторы для использования в качестве устройств последовательного включения [3].

Бестрансформаторная конструкция устройства FACTS представляет собой синхронный источник напряжения на основе преобразователя напряжения. Мостовая схема каждого из преобразователей выполнена на основе IGBT транзисторов. Напряжение ССПК вводится непосредственно в сеть переменного тока. Управление осуществляется при помощи трансформатора тока, который измеряет величину тока в линии, и на основе полученных внешних сигналов и заданного алгоритма управления определяется величина добавочного напряжения. Схема бестрансформаторного ССПК с пятью последовательно соединёнными мостами представлена на рис. 1.

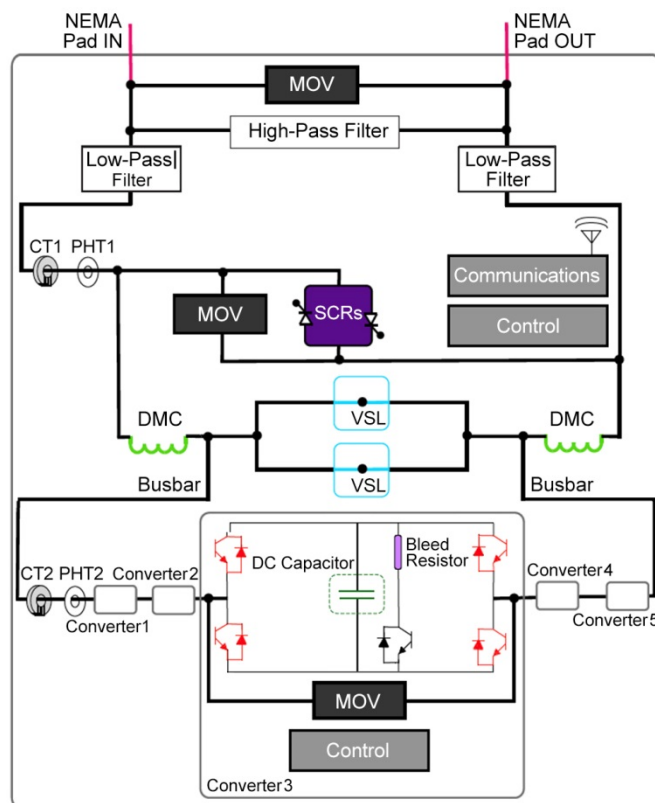


Рис. 1. Схема бестрансформаторного ССПК [3]

ССПК оснащён большим количеством защитных устройств, основными из которых являются: нормально разомкнутый механический (вакуумный) контактор (VSL), шунтирующий выпрямитель (SCR), три металлооксидных варистора (MOV) и дифференциальные дроссели (DMC). Механические контакторы обеспечивают долговременное шунтирование преобразователя. Быстродействующий шунтирующий выпрямитель проводит ток линии при неисправностях или во время коммутации механических контакторов на включение или отключение устройства. Металлооксидные варисторы защищают элементы устройства от скачков сетевого напряжения, например, при грозовых импульсах и коммутациях в сети. Дифференциальный дроссель служит для ограничения бросков тока и подавления электромагнитных и радиочастотных помех.

Обходные цепи обеспечивают защиту преобразователя, создавая условия для шунтирования преобразователя в случае неисправности. Контактор VSL может управляться по командам диспетчерского центра.

Устройства ССПК данной конфигурации работают на потенциале линии и не имеют заземления. Устройство устанавливается во всех трёх фазах, причем количество устройств на фазу определяется величиной требуемой компенсации [3].

Вектор напряжения ССПК находится под прямым углом к вектору тока линии и либо компенсирует часть падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии, либо увеличивает его.

В качестве примера рассмотрена линия электропередачи напряжением 500 кВ, длиной 450 км. За базисную мощность принята мощность генератора, подключён-

ного к линии ($P = 800$ МВт, $\cos \varphi = 0,9$). Расчётная схема электропередачи с ССПК приведена на рис. 2. Методика моделирования ССПК приведена в [4].



Рис. 2. Схема электропередачи с ССПК:
АРССПК – автоматический регулятор

Устройство регулирует только реактивную мощность и реагирует на отклонение тока линии. Коэффициент усиления ССПК по каналу отклонения тока может принимать положительные и отрицательные значения; положительный коэффициент соответствует компенсации части падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии, отрицательный – увеличению величины падения напряжения:

$$\Delta I_m = \frac{K_{0i}(I_m - I_{уст})}{1 + pT_i}. \quad (1)$$

Регулирование выходного напряжения ССПК может оказывать положительное влияние на показатели динамической устойчивости и демпфирование электромеханических колебаний.

Составляющие выходного напряжения ССПК в осях d и q генератора вычисляются с использованием следующих передаточных функций:

$$\Delta U_{q\text{ССПК}} = \frac{\Delta I_m \cdot S_{\text{ССПК}} \cdot I_d}{1 + pT_{\text{ССПК}}}, \quad (2)$$

$$\Delta U_{d\text{ССПК}} = \frac{-\Delta I_m \cdot S_{\text{ССПК}} \cdot I_d}{1 + pT_{\text{ССПК}}}, \quad (3)$$

где $I_{уст}$ – величина уставки по току,

K_{0i} – коэффициент регулирования по отклонению тока линии ($K_{0i} = -10 \dots -100$);

T_i – постоянная времени канала отклонения тока ($T_i = 0,01$ с);

$T_{\text{ССПК}}$ – постоянная времени преобразователей ССПК;

I_d, I_q – d, q – составляющие тока электропередачи.

Расчёты выполнены для мощности ССПК равной $S_{\text{ССПК}} = 0,2$ о.е.

В закон регулирования ССПК включены дополнительные сигналы управления по отклонению и производной скольжения ротора генератора:

$$\Delta U'_{q\text{ССПК}} = \Delta U_{q\text{ССПК}} + \frac{K_{0s} \cdot s}{1 + pT_{0s}} + \frac{K_{1s} p \cdot s}{1 + pT_{1s}}; \quad \Delta U'_{d\text{ССПК}} = \Delta U_{d\text{ССПК}} + \frac{K_{0s} \cdot s}{1 + pT_{0s}} + \frac{K_{1s} p \cdot s}{1 + pT_{1s}}, \quad (4)$$

ибо дополнительные сигналы отклонения и производной частоты напряжения в точке присоединения устройства:

$$\Delta U'_{q\text{ССПК}} = \Delta U_{q\text{ССПК}} + \frac{K_{0f} \Delta f}{1 + pT_{0f}} + \frac{K_{1f} p \Delta f}{1 + pT_{1f}}; \quad \Delta U'_{d\text{ССПК}} = \Delta U_{d\text{ССПК}} + \frac{K_{0f} \Delta f}{1 + pT_{0f}} + \frac{K_{1f} p \Delta f}{1 + pT_{1f}}, \quad (5)$$

где T_{0s}, T_{0f} – постоянные времени пропорционального канала отклонения скольжения и частоты соответственно ($T_{0s} = 0,01$ с, $T_{0f} = 0,02$ с);

T_{1s} , T_{1f} – постоянные времени дифференциального канала отклонения скольжения и частоты соответственно ($T_{1s} = 0,01$ с, $T_{1f} = 0,02$ с);

K_{0s} , K_{0f} – коэффициенты регулирования пропорционального канала отклонения скольжения и частоты;

K_{1s} , K_{1f} – коэффициенты регулирования дифференциального канала отклонения скольжения и частоты.

Ограничение величины приращения результирующего выходного напряжения осуществляется таким образом, что реактивная мощность ССПК, не может превысить номинальную мощность установки.

Переходные процессы при конечных возмущениях

Эффективность ССПК с мощностью 0,2 о.е. и коэффициентами регулирования $K_{0i} = 10$ и $K_{0f} = -0,1$ подтверждается кривыми на рис. 3–5. Ключевым моментом увеличения времени отключения является повышенное значение тока генератора после отключения КЗ, что способствует большему значению электромагнитной мощности. На рис. 3 сопоставлены кривые изменения угла ротора и электромагнитной мощности генератора при возмущении, вызванном трёхфазным КЗ в начале линии электропередачи.

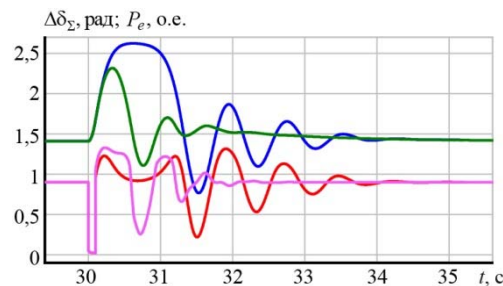


Рис. 3. Изменение угла электропередачи (синяя и зелёная кривые) и электромагнитной мощности (красная и розовые кривые) при длительности КЗ 0,1005 с, Синяя и красная кривые – электропередача без ССПК, зелёная и розовая – при использовании компенсатора

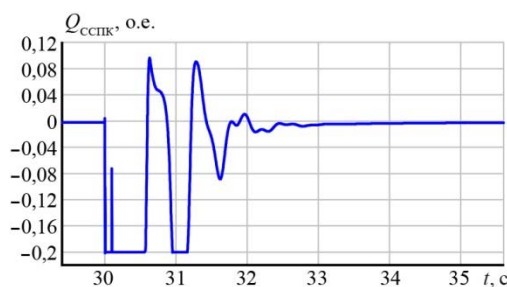


Рис. 4. Изменение реактивной мощности ССПК в течение переходного процесса

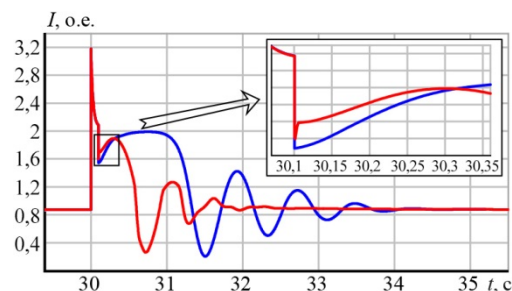


Рис. 5. Изменение тока генератора без использования ССПК (синяя кривая) и с ССПК (красная)

Рисунок 4 иллюстрирует интенсивное изменение реактивной мощности ССПК в ходе процесса, а рис. 5 – изменение тока генератора за счёт действия ССПК при положительном коэффициенте K_{0i} .

Рисунок 6 показывает изменение напряжения на выводах ССПК при мощности 0,2 о.е., $K_{0i} = 10$ и $K_{0f} = -0,1$ с предельной длительностью КЗ равной 0,1108 с. Расчёты выполнены при «типовой» настройке APB, обеспечивающей показатель демпфирования колебаний $\alpha = -2$ 1/с и отсутствии регулирования ССПК по каналам стабилизации.

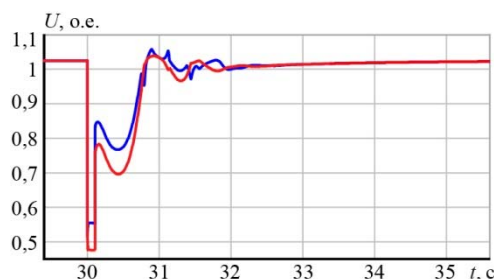


Рис. 6. Изменение напряжения на выводах ССПК со стороны передающей (синяя кривая) и приёмной (красная) системы

Влияние ССПК на предельную длительность КЗ

Для изменения естественных электрических характеристик ЭЭС также используются устройства поперечной компенсации. Аналогом ССПК в данной линейке устройств является статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ), который выполняет следующие функции в системе: поддержание требуемого уровня напряжения в точке подключения, повышение пропускной способности ЛЭП и улучшение устойчивости при переходных процессах [4]. Элементная база ССПК и СТАТКОМ одинакова (но СТАТКОМ в своем составе имеет согласующий трансформатор). Поэтому вопрос сравнения эффективности влияния этих устройств на предельное время отключения КЗ является актуальным.

Регулирование СТАТКОМ осуществляется по каналу отклонения напряжения. Каналы по отклонению скольжения/частоты не учитывались. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние ССПК и СТАТКОМ на предельное время КЗ

Полная мощность устройства, о.е.	$\Delta t_{\text{КЗ_ССПК}}, \text{с}$	$\Delta t_{\text{КЗ_СТАТКОМ}}, \text{с}$
0,05	0,103	0,101
0,1	0,106	0,103
0,15	0,108	0,105
0,2	0,1108	0,109
0,25	0,112	0,113
0,3	0,114	0,117

С увеличением мощности СТАТКОМ растёт его влияние на предельную длительность отключения КЗ. В соответствии с принятым законом регулирования по отклонению напряжения реактивная мощность положительно влияет на стабилизацию напряжения в точке подключения (в середине линии). Однако при меньшей мощности установки эффективность СТАТКОМ несколько ниже.

Оптимизация показателей демпфирования

Оптимизация настроечных параметров ССПК выполнялась на основе построения областей устойчивости и расчёта корней характеристического уравнения, соответствующего линеаризованной системе уравнений переходных процессов.

Предполагалось, что ССПК может регулироваться по отклонению тока линии (K_{0i}), отклонению и производной частоты напряжения в точке подключения устройства (K_{0f} , K_{1f}). При выполнении тестовых расчетов вместо отклонения частоты использовалось скольжение ротора генератора и его производная (K_{0s} , K_{1s}).

Приведённая на рис. 7 область устойчивости, построенная на плоскости коэффициентов K_{0i} , K_{0s} показывает, что устойчивая работа электропередачи возможна как при отрицательных, так и при положительных значениях коэффициента K_{0i} .

Использование положительных величин коэффициента K_{0i} требует несколько больших (по абсолютной величине) значений коэффициента K_{0s} .

В табл. 2 приведены корни характеристического уравнения, рассчитанные для $K_{0i} = +10$, $K_{0s} = -60$ ($K_{0f} = -0,19$), а также для случая выведенного из работы ССПК.

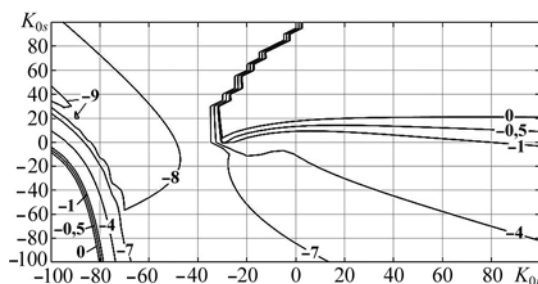


Рис. 7. Область устойчивости электропередачи с ССПК

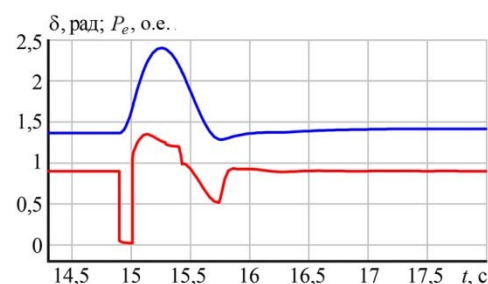


Рис. 8. Изменение угла ротора (синяя кривая) и электромагнитной мощности (красная) генератора при трёхфазном КЗ и регулировании ССПК

Таблица 2

Корни характеристического уравнения

Без ССПК		С ССПК	
α , 1/с	$+j\beta$, рад/с	α , 1/с	$+j\beta$, рад/с
-0,38	+0i	-0,41	+0i
-1,10	+0i	-1,61	+0,16i
-11,02	+0i	-1,61	-0,16i
-2,30	$\pm 7,44i$	-5,97	$\pm 10,86i$
-10,00	+0i	-10,00	+0i
-6,85	$\pm 7,44i$	-12,04	$\pm 7,63i$
-14,29	+0i	-14,29	+0i
-14,29	+0i	-14,29	+0i
-14,29	+0i	-14,29	+0i

Рисунок 8 иллюстрирует протекание переходного процесса при указанной настройке ССПК при трёхфазном КЗ. Изменение угла ротора генератора характеризуется отсутствием колебаний. Характерным является наличие выраженной апериодической составляющей изменения угла, соответствующей вещественному корню в табл. 2.

Совместная оптимизация настроек АРВ генератора и регулятора ССПК, выполненная по методике [6], позволила получить приблизительно те же степени затухания, что и при «ручной» настройке (табл. 3). Показатели затухания незначительно различаются для положительного и отрицательного коэффициента передачи по каналу отклонения тока: при отрицательном K_{0i} степень затухания составила 6,01, при положительном $K_{0i} = 5,44$. Качество демпфирования при этом сохраняется.

Таблица 3

Корни характеристического уравнения при совместной настройке регуляторов

АР ССПК: $K_{0i} = -5$, $K_{0f} = -0,26$; АРВ СМ: $K_{0u} = -18$, $K_{1u} = -6$, $K_{0\omega} = -2,675$, $K_{0\omega} = 1,3$, $K_{if} = -3$		АР ССПК: $K_{0i} = 5$, $K_{0f} = -0,15$; АРВ СМ: $K_{0u} = -18$, $K_{1u} = -6$, $K_{0\omega} = -3,35$, $K_{0\omega} = 1,36$, $K_{if} = -3$	
α , 1/с	$j\beta$, рад/с	α , 1/с	$j\beta$, рад/с
-0,51	0	-0,46	0
-1,13	0	-1,11	0
-5,98	$\pm 7,95$	-5,44	$\pm 7,82$
-6,01	$\pm 6,06$	-5,44	$\pm 8,36$
-9,58	0	-9,39	0
-10,00	0	-10,00	0
-14,29	0	-14,29	0
-14,29	0	-14,29	0

Выводы

1. Выполнено исследование влияния ССПК на предельное время отключения КЗ в условиях простейшей электропередачи. Показано, что эффективность устройства сопоставима с влиянием СТАТКОМ соизмеримой мощности.

2. Показано, что ССПК положительно влияет на условия работы электропередачи как в режиме компенсации падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии (при положительных величинах коэффициента регулирования по отклонению тока), так и в режиме ограничения тока линии (при отрицательных коэффициентах).

3. Включение стабилизирующих сигналов в закон управления ССПК позволяет заметно 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. Hingorani N. G., Gyugyi L., Understanding FACTS / N. G. Hingorani, L. Gyugyi. – New York : IEEE Press, 2000. – 428 pp.
2. Eremia M. Advanced Solutions in Power Systems / M. Eremia. – IEEE Press, 2016. – 1063 pp.
3. SMARTVALVE™. – URL: <https://www.smartwires.com/smartvalve/>
4. Исследование влияния быстродействующих устройств режимного регулирования на показатели устойчивости / А. С. Лямов, С. В. Смоловик, С. А. Солодянкин, А. Л. Тупицина, А. С. Шишкин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1. – С. 35–44.
5. Voltage-balancing method for IGBTs connected in series / K. Sasagawa, Y. Abe, K. Matsuse // IEEE Trans. Ind. Appl. – 2004. – Vol. 40, № 4 – P. 1025–1030.
6. Устинов С. М. Метод численного поиска настроек регуляторов для обеспечения устойчивости больших энергообъединений / С. М. Устинов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2015. – № 2. – С. 49–56.

УДК 621.311

Б. И. Аюев, Г. Ф. Бинько, Е. П. Грабчак, Т. В. Купчиков, Е. Л. Логинов,
Р. Г. Миляев, С. А. Павлушко, Е. И. Сацук, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров

Проблемы замещения импортного оборудования в электроэнергетике России

Формулируются новые подходы к решению проблем импортозамещения в электроэнергетике России. Предложена организационно-информационная интеграция структур фундаментальной и прикладной науки, образования, энергомашиностроительного производства, энергогенерации и транспортировки электроэнергии в рамках полного инновационного цикла. Сформулированы задачи формирования в отрасли комплексного механизма планирования и управления научно-исследовательскими и энергомашиностроительными и электроэнергетическими сегментами как звеньями единой технологической цепочки от фундаментальных исследований до утилизации. Обосновано, что в основе механизмов планирования импортозамещения лежат новые цифровые подходы к планированию эксплуатационных и ремонтных работ и замене оборудования. Разработаны подходы к изменению методологии расчета тарифов в энергетике как основы финансирования программ замещения оборудования.

Ключевые слова: импортозамещение, электроэнергетика, оборудование, инновации, цифровые технологии, мониторинг, анализ, планирование, прогнозирование, спрос, заказы, поставки.

Введение

Импортозамещение в электроэнергетике превратилось из лозунга в условие и инструмент выживания государства.

Так, например, анклавное существование Калининградской области Российской Федерации в окружении не всегда дружелюбно настроенных государств потребовало серьёзных усилий по развитию энергосистемы области для того, чтобы она была способна устойчиво работать и обеспечивать надёжное электроснабжение потребителей как в составе Единой энергетической системы России, так и изолировано.

При этом возникла проблема перенастройки режимов работы ряда энергетических объектов, где установлено оборудование импортного производства. Зарубежные производители этого оборудования по разным, в том числе политическим причинам, отказались содействовать российским энергокомпаниям в этом вопросе. В результате самым острым образом актуализировалась проблема обеспечения энергетической безопасности Калининградской области. Решение этой проблемы потребовало крайне серьёзных усилий Минэнерго России и руководства области, а также российских энергетических компаний, прежде всего, в лице АО «СО ЕЭС» и ПАО «Интер РАО». Проблема была решена.

Важным выводом из этой ситуации явилось понимание того, что именно импортозамещение может исключить такие проблемы в будущем. То есть речь идёт о национальной безопасности, а также политическом и энергетическом суверенитете нашей страны.

Другой, самый последний, банальный, но очень яркий и показательный, пример: из-за коронавируса закрыли границы России со многими странами. И на этих границах затормозились группы иностранных специалистов, ехавшие в Россию для реализации контрактов по сервисному обслуживанию энергооборудования

импортного производства. Задержка или отсутствие необходимого сервиса неминуемо ведёт к аварийным ситуациям. Вопрос только времени. То есть здесь даже никаких санкций не надо: иностранное оборудование – это возрастающие риски.

Можем ли мы себе позволить такие риски? И что нам с ними делать?

Электроэнергетика как основа стабильности экономики, государства и политического управления

Программа импортозамещения в энергетике России – это нечто большее, чем просто замена импортного оборудования на отечественное или оборудование из государств – членов ЕАЭС [1, 2].

Фактически речь идёт о формировании энергетики XXI века, которая должна опираться на технологический каркас оборудования и систем управления с учётом не только трендов на цифровизацию, но и трендов на энергообеспечение национального суверенитета России в условиях рисков и угроз настоящего периода и в обозримой перспективе [3].

Отвечает ли сегодняшняя российская энергетика этому критерию? И да, и нет.

Да – потому что энергосистема смогла выдержать все флуктуации конца XX и начала XXI века (от распада СССР и единой энергосистемы до плохо продуманной приватизации отрасли и влияния критических диспропорций технического и экономического характера). То есть в самых сложных, иногда (в ряде регионов) аналогичных боевым, условиях энергосистема страны подтвердила свою техническую эффективность, устойчивость и надёжность обеспечения энергоснабжения. Именно надёжность энергосистемы являлась важнейшей основой устойчивости политического управления в самые сложные годы.

Нет – потому что мы отстаём по темпам трансформации энергосистемы от ряда развитых государств и теперь уже от ряда новых индустриальных стран. Хотя эти процессы очень противоречивы и многие параметры такого отставания дискуссионны (например, по необходимости гипертрофированного внедрения *smart grid*, приведшему в ряде стран к массовым каскадным отключениям). Многофакторные изменения структуры энергопроизводства, транспортировки и энергопотребления поставили вопрос о развитии характеристик энергосистемы России как основы реализации векторов социально-экономического, политического и т. п. развития возрождённой сверхдержавы на евро-азиатском пространстве.

Чтобы поддержать геостратегическую конкурентоспособность России в рамках группы стран в новых конкурентных условиях, необходимо коренное преобразование энергетики с новыми требованиями к надёжности и безопасности энергоснабжения потребителей в любых, самых сложных условиях [4]. Энергетика превратилась в отрасль, играющую роль в национальной безопасности России по своему значению сопоставимую с важностью функционирования вооружённых сил и оборонно-промышленного комплекса нашей страны. И уделять её развитию необходимо столько же внимания, сколько и производству и эксплуатации ракет, танков и самолётов.

Существующий рынок основного оборудования отечественного производства для электроэнергетики пока не покрывает в полной мере потребности отрасли, несмотря на все сформировавшиеся тренды в его пользу [5].

На рис. 1 приведена динамика изменения количества оборудования иностранного производства объектов генерации в целом по России за 2016–2018 гг.

Как видно из рисунка, доля оборудования иностранного производства объектов генерации меняется незначительно. Аналогичная ситуация наблюдается в отношении количества оборудования иностранного производства электросетевых объектов.

На рис. 2 приведена динамика изменения количества оборудования иностранного производства электросетевых объектов в целом по России за 2017–2018 гг.

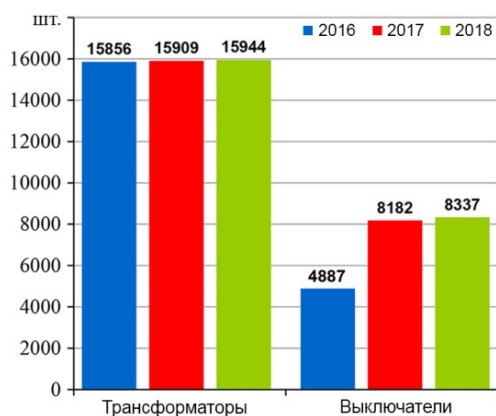


Рис. 2. Динамика изменения количества оборудования иностранного производства электросетевых объектов в целом по России за 2017–2018 гг. [6]

В связи с мерами, принимаемыми Правительством РФ по импортозамещению, предусмотрен ежегодный рост закупок отечественного оборудования в отрасли на уровне 7%.

Для импортозамещения требуется качественное технологическое развитие отечественного производства основного оборудования, что затрагивает вопросы планирования, привлечения инвестиций для освоения новых производств, проведение глубокого анализа продукта на соответствие требованиям надёжности, безопасности, возможности оптимального перехода, а также соответствие требованиям цена/качество. Немаловажным является и соответствие продукта критериям технологической обеспеченности, а также качества сервисного обслуживания [8].

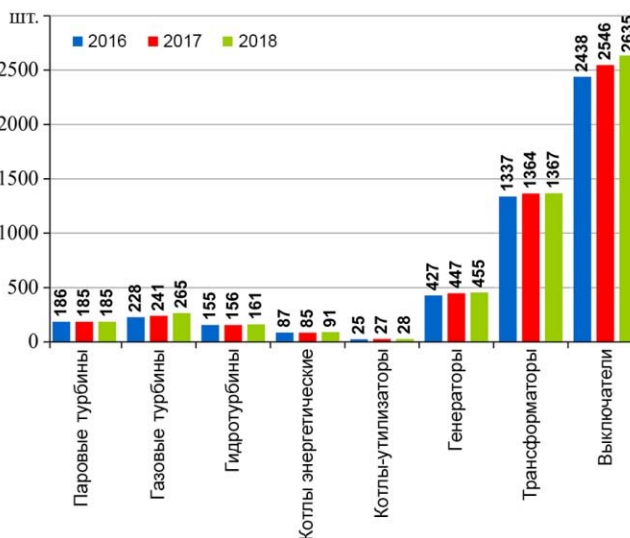


Рис. 1. Динамика изменения количества оборудования иностранного производства объектов генерации в целом по России за 2016–2018 гг. [6]

Причиной большой доли импортного оборудования в электроэнергетике является выпадение в 90-х годах XX века и первом десятилетии XXI века из единой технологической цепочки целого ряда звеньев, отвечающих за НИОКР.

Также «растворились» в приватизационной суе многие производства в сфере энергетического машиностроения и приборостроения, что привело к утрате позиций на российских рынках отечественных производителей, это место прочно заняли иностранные поставщики [7].

Текущая доля импорта в закупках энергетического оборудования приведена на рис. 3.

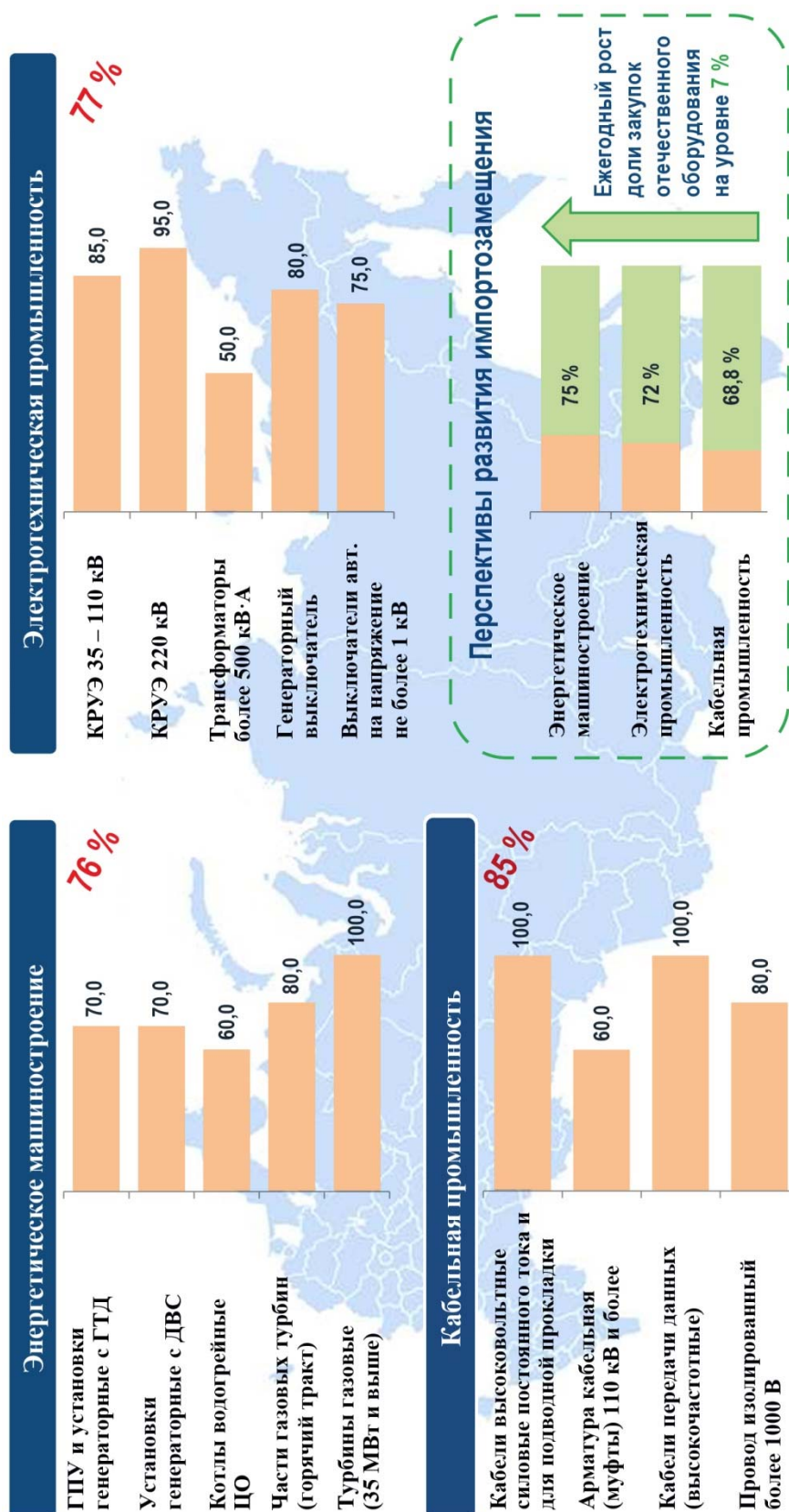


Рис. 3. Текущая доля импорта в закупках энергетического оборудования

Необходимость средне- и долгосрочного научно-технического планирования для вписывания энергетики в новые технологические уклады и локальные технологические революции

Необходимы подходы, которые ориентированы не на меры, догоняющие развитые и некоторые новые индустриальные страны, а стратегическая трансформация энергетики, упреждающая явные и скрытые риски и угрозы [9, 10]. То есть требуются ключевые технологические и организационные изменения [11, 12].

Предлагается выстраивание нового информационного контура управления энергетикой России с точки зрения рассмотрения энергетической инфраструктуры как метасистемы, отвечающей новым условиям, куда входят изменение структуры генерации и потребления (диспропорции), появление удалённых анклавных энергозон (например, зарубежные АЭС, эксплуатируемые Росатомом, или иные энергогенерирующие объекты за рубежом, энерго- и газовые хабы и пр.), санкции к России и формирование международных энергокластеров антироссийской направленности (Евросоюз), задачи расширения экспорта российской и транзитной электроэнергии за рубеж (Турция, Центральная и Средняя Азия, Китай, Германия и пр.) [13].

Появление новых рисков и угроз (технического, климатического, организационного, военного, террористического и т. п. характера) российским интересам, реализуемым при обороте и экспорте ТЭР, формирует задачу создания в нашей стране и в ЕАЭС в целом системы комплексной координации мер по импортозамещению с точки зрения рассмотрения энергетической инфраструктуры как метасистемы [14–16].

С позиции критической оценки производственных возможностей российских предприятий, производящих генерирующее и электросетевое оборудование, можно заключить, что в текущих условиях возможности по удовлетворению перспективного спроса ограничены отставанием в технологиях и отсутствием полных отлаженных технологических циклов производства [17].

Минэнерго России на площадке Межведомственного координационного совета по вопросам развития энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности в рамках рабочих групп «Развитие крупного газотурбостроения», «Кабельная продукция и материалы», «Энергетическое машиностроение», «Гидроэлектроэнергетика», «Возобновляемая и альтернативная энергетика, малая и распределённая генерация», «Автоматизированные системы управления и комплексная безопасность», «Силовая электротехника» прорабатываются вопросы создания отечественной продукции на базе многопрофильного производства, в том числе предприятий ОПК, а также размещения в рамках государственного оборонного заказа заданий на выполнение соответствующих НИОКР. Разработаны проекты дорожных карт, где определены основные характеристики, рыночные позиции, компонентная база, функциональные требования, а также основные разработчики и производители по планируемой к производству/производимой отечественной продукции.

Суммарный спрос на ГТУ оценивается в 33,1 ГВт к 2035 г., в том числе 27,2 ГВт в 2020–2035 гг. (рис. 4).

Спрос на ГТУ вырастет с 1,3 ГВт в год к 2020 г. до 2,2 ГВт в год к 2030 г. В денежном эквиваленте рынок ГТУ вырастет с 22 млрд руб./год к 2020 г. до 39 млрд руб./год к 2030 г. [18].

В рамках развития механизма импортозамещения Минэнерго России сформированы перечни экономических и технических показателей, отражающие основные функциональные, технические, качественные и эксплуатационные, а также ценовые характеристики оборудования, эксплуатируемого предприятиями электроэнергетической отрасли. На основании разработанных технических параметров произведена оценка ежегодных прогнозных объемов спроса на промышленную продукцию и составлен соответствующий перечень с разбивкой по видам оборудования до 2024 г. со стороны субъектов электроэнергетики.

Минэнерго России совместно с Минпромторгом России прорабатывается вопрос формирования Перечня производимого российского и иностранного оборудования в соответствии с разработанными техническими и целевыми показателями. Разработка и утверждение Перечня позволит установить ценовые преференции при проведении закупок по 44-ФЗ и 223-ФЗ, а также применять принцип «третьего лишнего» (отказ от иностранных поставщиков при наличии двух российских) для продукции, которая вошла в соответствующий Перечень.

Также Минэнерго России прорабатываются меры, стимулирующие импортозамещение при закупке иностранного оборудования при наличии российских аналогов, входящих в Перечень, в том числе возможности снижения налога на имущество юридических лиц (в связке с КРП по импортозамещению для глав регионов), снижения налога на прибыль, применения ускоренной амортизации при закупке продукции, вошедшей в Перечень и пр.

Необходимость интеграции структур фундаментальной и прикладной науки, образования, энергомашиностроительного производства, энергогенерации и транспортировки электроэнергии в рамках полного инновационного цикла

Стратегия импортозамещения должна быть направлена на реализацию стратегических и долгосрочных целей развития отрасли производства электросетевого оборудования с перспективой обеспечения полного производственного цикла инновационного оборудования [19, 20].

В последний период появились проекты ряда программ в сфере импортозамещения, интегрирующие исследования фундаментальной и прикладной науки,

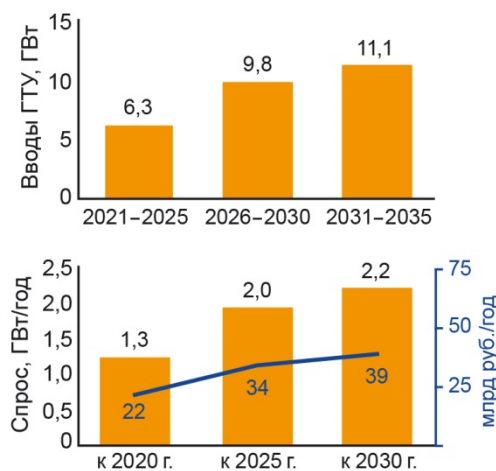


Рис. 4. Прогнозы рынков в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 г. (базовый вариант) [18]

образования, энергомашиностроительного производства, энергогенерации и транспортировки электроэнергии [21].

Так, можно привести пример комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла КНТП «Энергетика больших мощностей нового поколения», подготовленной ПАО «Силовые машины» при участии Национального исследовательского университета «МЭИ» и ряда других научно-технических структур (рис. 5).

КНТП «Энергетика больших мощностей нового поколения» учитывает введение санкций развитыми странами в отношении России и прекращение доступа к некоторым зарубежным технологиям. Мероприятия по нейтрализации риска предусматривают самостоятельную разработку отечественных критически важных технологий и решений.

Для решения задач КНТП в сложившихся условиях предусмотрено использование отечественного опыта решения задач комплексных проектов в других отраслях, прежде всего оборонно-промышленного комплекса [23].

Неслучайно, что ранее, в конце 2019 г., ПАО «Силовые машины» выиграло конкурс на право получения из федерального бюджета субсидий российскими организациями на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности. Сумма субсидии составила 4,8 млрд рублей.

Комплексным проектом запланировано проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на создание головных образцов линейки газовых турбин средней и большой мощности в диапазоне 60–80 МВт и 150–180 МВт, а также на разработку технологий сервиса компонентов горячего тракта газовых турбин большой мощности иностранного производства, эксплуатируемых в Российской Федерации.

Именно такие подходы по интеграции научных, образовательных и производственных структур в рамках комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла являются предпочтительными.

**Задачи формирования комплексного механизма
планирования и управления научно-исследовательскими
и энергомашиностроительными и электроэнергетическими
сегментами как звеньями единой технологической цепочки
от фундаментальных исследований до утилизации**

Следует отметить отсутствие чётких ориентиров в производстве оборудования. На сегодняшний день ряд технических требований формируется для производителей компаниями-потребителями в рамках своих корпоративных программ НИОКР без учёта возможных мультипликативных эффектов для остальных участников отрасли.

Внедрение системы импортозамещения энергетического оборудования, в том числе узлов, компонентов и материалов, может быть реализовано на основе сопоставления потребности субъектов электроэнергетики и конкурентоспособного российского оборудования.

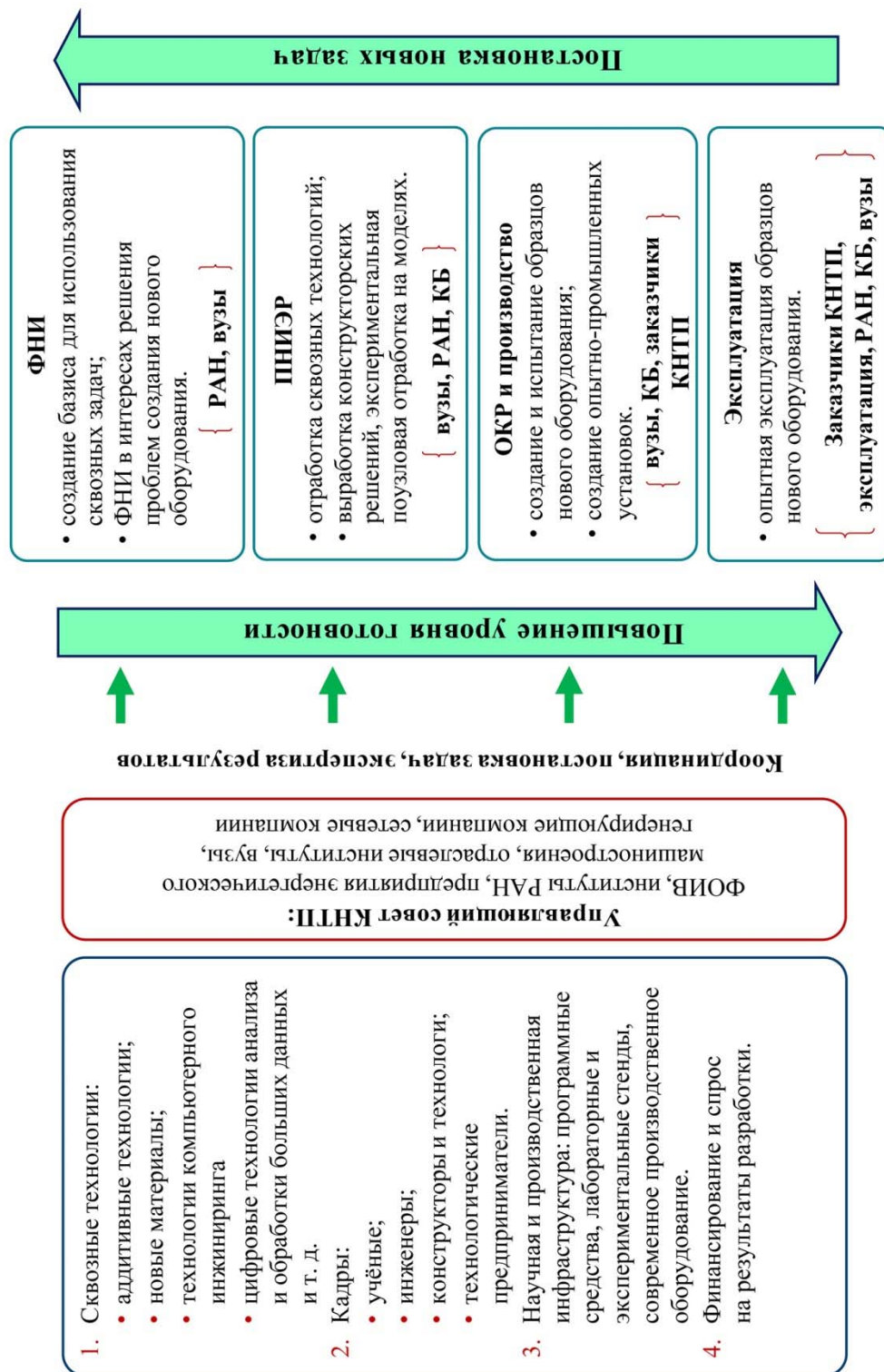


Рис. 5. Стадии жизненного цикла инноваций, роль участников Комплексной научно-технической программы [22]

Для этого необходимо:

- выяснение и анализ потребностей субъектов электроэнергетики;
- составление перечня конкурентоспособного оборудования, узлов и компонентов российского производства;
- оценка российских производителей оборудования с точки зрения эффективности, надёжности и безопасности их деятельности в отношении обеспечения энергокомпаний оборудованием взамен выбываемого оборудования импортного производства.

Налаживание системных механизмов импортозамещения требует сведения в одном информационном пространстве производителей оборудования, потребителей этого оборудования в лице энергокомпаний и органов исполнительной власти. Такое информационное пространство можно сформировать путём интеграции межотраслевых и корпоративных систем, сбора информации и управления производственными активами, т. е. необходимо формирование цифровой подсистемы взаимодействия стейкхолдеров импортозамещения. Особого внимания требует интеграция данных о реализации НИОКР по разработке инновационного российского оборудования в систему импортозамещения.

Задачи активизации инновационной составляющей при импортозамещении требуют комплексного реинжиниринга системы управления осуществлением научных исследований и разработок, проводимых энергокомпаниями для повышения эффективности управления, а также общей и индивидуальной научной результативности. Системной основой такого реинжиниринга должно являться внедрение автоматизированного информационного комплекса управления жизненным циклом исследований и разработок в электроэнергетике (поддержки процессов планирования, финансирования и мониторинга) как единого территориально-распределённого кластера в масштабах страны (рис. 6).

Задачей внедрения информационного комплекса является интеграция и системная оптимизация функциональных процессов управления импортозамещением в электроэнергетике с максимальной опорой на автоматизированные информационно-аналитические сервисы с выходом:

- на формирование координированного отраслевого комплекса тематических планов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и прочих работ и сопровождение процессов его выполнения с детализированными показателями финансирования из корпоративных, бюджетных и внебюджетных источников, формирование консолидированного заказа отраслей ТЭК России по технике и технологиям, сопровождение выполнения и мониторинга результатов исполнения договоров;
- расширение для энергокомпаний и Минэнерго России возможностей анализа содержательной компоненты исследований по всему спектру исследований и разработок, проводящихся или заказываемых энергокомпаниями, уточнения их соответствия мировому уровню, выявления тенденций развития, «прорывных» направлений и проблем по профилям научных исследований, выяснения имеющихся системно-структурных и индивидуализированных ограничений различного характера, уточнения направлений бюджетной поддержки инновационных проектов конкретных энергокомпаний с учётом требуемых

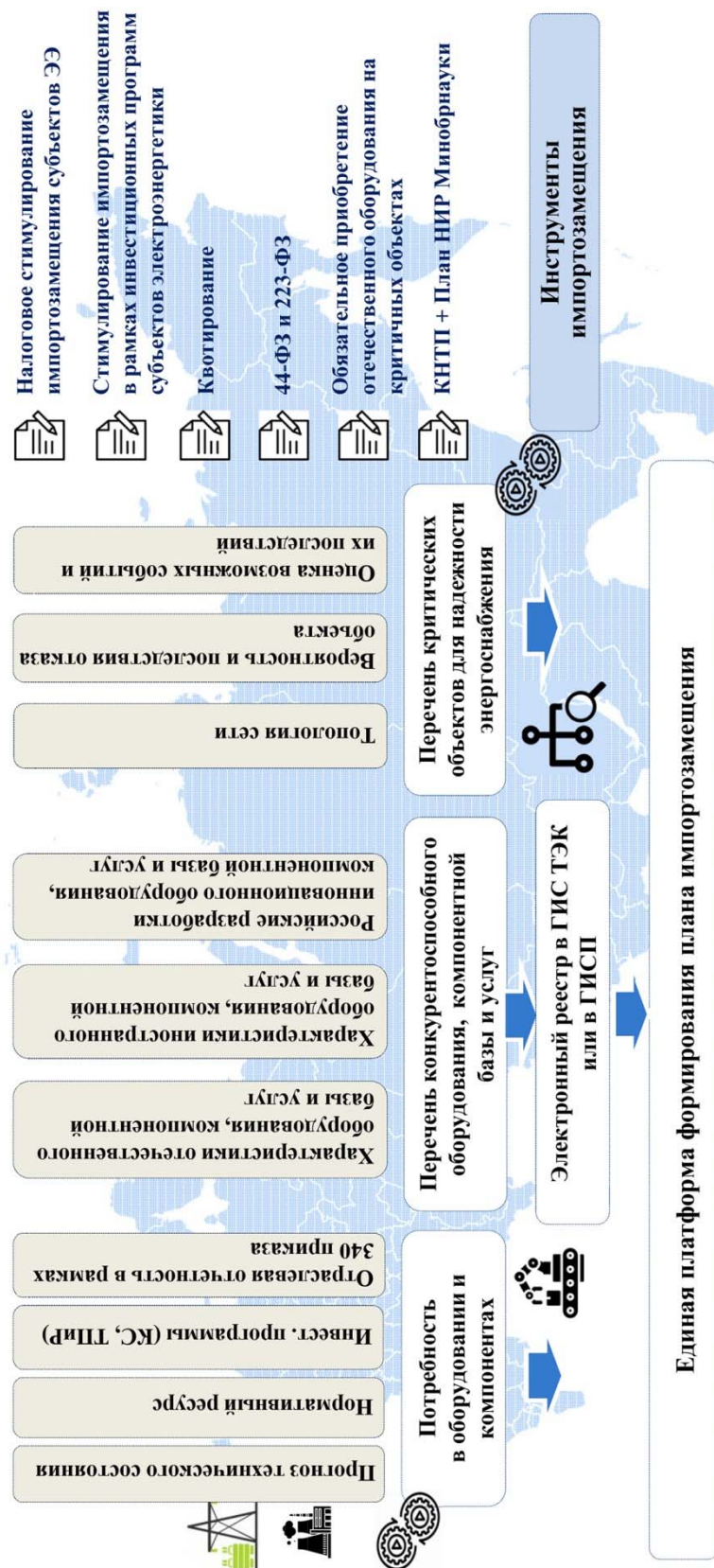


Рис. 6. Механизм импортозамещения в электроэнергетике

- результатов (ФЦП, технологических платформ и пр.) и прогнозов энергетического развития России;
- формализацию прав на результаты научно-технической деятельности энергокомпаний (оформление патентов, регистрация компьютерных программ и пр.) и проведение функционально-стоимостного анализа – с позиций соответствия приоритетам, определённым федеральными нормативными актами – результативности конкретных научных программ, опирающихся на бюджетную поддержку, с учётом специфики в гражданской и специальной сферах (с выделением: организаций, коллективов, персоналий, проектов) в увязке с инженерными проектами и испытаниями пилотных образцов, в том числе мониторинга эффективности использования основных фондов, динамики их количественного и качественного роста, соответствия основных фондов задачам развития и стратегическим трендам НТП;
 - сопровождение процессов коммерциализации результатов научно-технической деятельности энергокомпаний (содействие доведению до промышленного применения и учёта доходов) при взаимодействии с госструктурами и структурами предпринимательского сектора, поддержка введения в хозяйственный оборот разработок энергокомпаний и мониторинг роста капитализации бизнес-структур на этой основе (в том числе расширение в балансах корпораций доли материальных и нематериальных активов на основе использования разработок энергокомпаний), формирование конкретного пула разработок энергокомпаний (патентов и пр.) для использования на возмездной или безвозмездной основе в рамках правительственных и ведомственных программ для целевой модернизации ключевых производств в энергетическом машиностроении и электроэнергетике;
 - формирование системы взаимосвязанных информационных сервисов энергокомпаний и научно-технических организаций с информацией о готовых разработках и ведущихся исследованиях в целях поиска приобретателей научных результатов, заказчиков и инвесторов, формирование электронной платформы, соединяющей на основе интерактивных сервисов запросы энергетических и энергомашиностроительных структур на инновации и возможности научно-технических организаций, формирование на этой основе упорядоченного российского сегмента мирового рынка инноваций с целью целенаправленного структурирования (при поддержке государства) комплексной позиции энергокомпаний в этой сфере.

Создание автоматизированного информационного комплекса (электронной площадки) позволит интегрировать необходимую информацию и уменьшить трудозатраты на её сбор, обработку и анализ, снизить трудоёмкость необходимых организационно-управленческих процедур бюрократического характера, создать возможность расширения экономико-правового аудита и научных экспертиз с повышением их объективности и качества, передачи на аутсорсинг специализированных бизнес-процессов, повысить эффективность функциональных процессов и процедур управления как в самих структурах энергокомпаний, так и их взаимодействия с органами госуправления (Правительство РФ, Минэнерго России, Минпромторг России, региональные власти и пр.).

Новые цифровые подходы к планированию эксплуатационных и ремонтных работ и замене оборудования

Именно цифровые технологии становятся опорой импортозамещения. Цифровизация процессов мониторинга технического состояния оборудования в перспективе позволит формировать детализированные средне- и долгосрочные планы текущего и капитального ремонта, модернизации и реконструкции.

Внедрение идеологии использования ИТС требует своего продолжения не только в аспекте внедрения цифровых сервисов оценки и мониторинга ИТС в энергокомпаниях, но и механизмов планирования импортозамещения, базирующихся на планировании эксплуатационных и ремонтных работ и замены оборудования в увязке с как инвестиционными и тарифными источниками CAPEX и OPEX, так и с финансово-экономическими результатами работы акционерных обществ (амортизация, прибыль и пр.).

Разница между требуемыми и фактическими затратами энергокомпаний на цели эксплуатации, текущего и капремонта показывает, что у ряда компаний отсутствуют источники на поддержание ИТС на уровне, позволяющем обеспечить требуемые технические параметры низкой аварийности работы оборудования. В недалекой перспективе (5–10 лет) аварийность в этих компаниях начнет нарастать, так как будут исчерпаны резервы продления жизненного цикла функциональных узлов сверх нормативных сроков эксплуатации. Естественно, в таких компаниях импортозамещение носит минимальный характер.

Возможные варианты нахождения источников финансовых средств для энергокомпаний для поддержания ИТС (ремонта и замены оборудования на принципах импортозамещения):

1. Перераспределение финансовых средств между филиалами или ДЗО энергокомпаний по группам субъектов РФ в рамках действующей тарифной политики в рамках «котла» группы регионов через энергосбытовые компании или головные компании энергетических холдингов.

2. Изменение тарифной политики, реализуемой ФАС России и региональными тарифными комиссиями (в первую очередь, изменение методологии расчета тарифов для сетевых компаний).

Перераспределение финансовых средств для поддержания ИТС (ремонта и замены оборудования на принципах импортозамещения) требует существенного расширения функций государственного планирования и регулирования.

В рамках тарифно-ценовых механизмов устанавливаемых государством это реализовать проще. В рамках оптового рынка энергии и мощности это реализовать значительно сложнее.

Государственные ведомства имеют по поводу подходов к ликвидации тарифных, ценовых, финансовых и прочих диспропорций разные точки зрения. То же самое относится к мнению региональных властей. Сильно различаются также интересы энергетических компаний.

Крайне слабо проработаны эти проблемы в рамках ЕАЭС.

Фактически, в очередной раз (что актуализировалось в условиях снижения энергопотребления и платежной активности потребителей в условиях экономических

последствий борьбы с коронавирусом) встал вопрос о соотношении границ полумифической «невидимой руки рынка» и государственного планирования и управления разной степени централизации и директивности.

Предлагаемые подходы к изменению методологии расчёта тарифов в энергетике (с учётом необходимости выравнивания диспропорций по ценам и тарифам по регионам):

1. Действующий механизм расчёта тарифов в энергетике реализуется путём индексации по принципу «инфляция минус».
2. Предлагается рассчитать нормативные затраты на эксплуатацию и ремонт (восстановление) оборудования исходя из нормативного срока эксплуатации функциональных узлов и фактического жизненного цикла функциональных узлов в рамках единого объекта.
3. Нормативные затраты предлагается адаптировать с помощью корректирующих коэффициентов к климатическим условиям и срокам фактической эксплуатации объектов с учётом ИТС функциональных узлов.
4. Возможно введение корректирующих коэффициентов к тарифам для населения исходя из уровня социального благополучия населения (учитывать: «доходы на одного жителя» + «обеспеченность работой» + «продуктовая и usługовая корзина (расходы с учётом обеспеченности населения жильем)» + «лица, состоящие на иждивении государства»). Разница, формирующаяся по корректирующим коэффициентам, должна перераспределяться в рамках «котла» группы регионов через энергобытовые компании или головные компании энергетических холдингов.
5. Ежегодная индексация тарифов должна производиться исходя из уровня инфляции с учётом необходимости выделения источника затрат на повышение ИТС для выведения его на уровень, обеспечивающий низкоаварийную работу (с учётом плановой прибыли и амортизации компаний).

Заключение

Для обеспечения эффективного импортозамещения требуется сформировать систему взаимодействия органов исполнительной власти разного уровня (от федерального до муниципального), предприятий – производителей оборудования и комплектующих и самих субъектов электроэнергетики. Как важнейший элемент такой системы необходим комплекс организационно-информационных, нормативно-правовых и экономических механизмов управления. При этом такая система должна учитывать наличие различных участников процессов импортозамещения, в котором задействованы российские энергетические компании, научно-технические организации и промышленные предприятия.

Кроме того, необходимо организационно-информационные механизмы импортозамещения интегрировать с цифровыми механизмами управления эксплуатацией и ремонтом оборудования. Базой для заинтересованности производителей оборудования в восстановлении ранее утраченных производств и подразделений (ДЗО), отвечающих за НИОКР, является возможность прогнозирования и планирования будущего спроса и заказов на энергооборудование и комплектующие в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Список литературы

1. The software complex of optimal power flow solution for united power system of Russia in a terms of competitive electricity market /B. I. Ayuyev, P. M. Yerokhin, N. G. Shubin, V. G. Neujmin, E. V. Mashalov // 2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech. – St. Petersburg, 2005. – 4524779.
2. X-ray testing of high voltage oil-filled electrical equipment: Physical background and technical requirements / L. A. Darian, P. V. Golubev, R. M. Obratsov, E. P. Grabchak, R. R. Gimaev, O. V. Ozerov, R. V. Kovalev-Serebryakov // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – Vol. 27, no. 1, – P. 172–180.
3. Развитие единой энергетической системы России до 2022 г. / А. В. Ильенко, Е. С. Мягова, С. А. Павлушко, Е. А. Сердюкова, В. И. Чемоданов // Энергия единой сети. – 2016. – № 5 (28). – С. 56–66.
4. Планирование мер поддержания интерактивной коммуникации информационных систем с учётом угроз возможного коллапса управления экономикой в особый период / Е. П. Грабчак, В. В. Григорьев, Е. Л. Логинов, А. Н. Райков, А. А. Шкута // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2019. – № 3. – С. 79–86.
5. Импортозамещение как драйвер развития отрасли / К. П. Голованов, Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева // Энергонадзор. – 2016. – № 8 (84). – С. 28–29.
6. Отчёт об оборудовании иностранного производства, эксплуатируемом субъектами электроэнергетики // Том 1. Аналитическая записка. – Москва: Техническая инспекция ЕЭС, 2019. – С. 8.
7. Арифудова Д. Н. Импортозамещение в энергетическом машиностроении / Д. Н. Арифудова, Е. С. Решетова // Вестник университета. – 2017. – № 12. – С. 64–71.
8. Импортозамещение – драйвер развития или вынужденная мера / Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева, К. П. Голованов // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 74–85.
9. Требования к релейной защите и автоматике электрических станций для предотвращения нарушения их устойчивой работы в энергосистеме / В. С. Воробьёв, А. В. Жуков, С. А. Павлушко, А. И. Расщепляев, Е. И. Сацук // Энергетик. – 2017. – № 7. – С. 17–21.
10. Становление новой системы нормативного регулирования в российской электроэнергетике / Ю. Н. Кучеров, З. С. Мальцан, С. А. Павлушко // Энергия единой сети. – 2016. – № 4. – С. 32–40.
11. Fast and reliable method of searching power system marginal states / B. I. Ayuev, V. V. Davydov, P. M. Erokhin // IEEE Transactions on Power Systems. – 2016. – Т. 31. – № 6. – P. 4525–4533.
12. Разработка программно-технического комплекса противоаварийной автоматики Калининградской энергосистемы / Б. И. Аюев, Е. П. Грабчак, А. А. Лисицын, Е. И. Сацук, С. В. Чаплюк, А. В. Черезов, Ю. В. Шаров // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – № 2 (81). – С. 14–22.
13. Развитие интеллектуальных сервисов в автоматизированных информационных системах управления энергетической инфраструктуры / С. И. Борталевич, Е. Л. Логинов, А. А. Шкута. – Москва : ИПР РАН, 2017. – 95 с.

14. Абрамова А. В., Гагарина О. Л. Влияние санкций на развитие российских ТНК в рамках глобальных цепочек стоимости (на примере энергетики и ИКТ) / А. В. Абрамова, О. Л. Гагарина // Российский внешнеэкономический вестник. – 2019. – № 2. – С. 35–48.
15. Корневская А. В., Черняев М. В. Влияние структурных изменений в топливно-энергетическом комплексе России на доходность крупнейших игроков рынка / А. В. Корневская, М. В. Черняев // Инновации и инвестиции. – 2018. – № 11. – С. 297–301.
16. There is need in new generation smart grid for the space and ground energy systems / A. Ageev, S. Bortalevich, E. Loginov, D. Sorokin, A. Shkuta // MATEC Web of Conferences. – 2018. – 01001.
17. Импортозамещение – драйвер развития или вынужденная мера / К. П. Голованов, Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 74–85.
18. Дорожная карта направления «Развитие крупного газотурбостроения» до 2030 г. / Минпромторг. – 2019.
19. Strategic planning of integrated development in the field of science and technology of the enterprises of the machine-building production / S. I. Bortalevich, V. U. Chinaliev, E. L. Loginov, A. I. Soldatov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – 12041.
20. Импортозамещение – драйвер развития или вынужденная мера / К. П. Голованов, Е. П. Грабчак, Е. А. Медведева // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 74–85.
21. Адаптация стратегий развития компаний для работы на будущих мировых рынках, которые будут созданы при развитии ключевых научно-технических трендов в условиях цифровой революции / Е. П. Грабчак, Е. Л. Логинов, А. А. Шкута // Образование. Наука. Научные кадры. – 2018. – № 4. – С. 229–234.
22. КНТП ЭБМНП. – Москва : МЭИ, 28.10.2019. – 57 с.
23. Комплексная научно-техническая программа «Энергетика больших мощностей нового поколения» (паспорт КНТП ЭБМНП). – Москва, 2019. – 112 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.314

Б. И. Аюев, Г. Ф. Бинько, А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, А. В. Жуков,
Р. Г. Миляев, С. А. Павлушко, А. Н. Смирнов

Особенности регулирования частоты и перетоков мощности в изолированно работающих энергосистемах

Описаны принципы организации системы регулирования частоты и мощности в ЕЭС России. На примере энергосистемы Калининградской области показано, что в небольших изолированно работающих энергосистемах целесообразна особая организация процесса первичного и вторичного регулирования частоты. Отмечена важность автоматического третичного регулирования частоты в условиях небольших изолированно работающих энергосистем. Описаны принципы построения системы автоматического третичного регулирования частоты, разработанные для энергосистемы Калининградской области.

Ключевые слова: система регулирования, регулирование частоты и мощности, третичное регулирование частоты, энергосистема, энергоблок, режим изолированной работы.

Частота электрического тока является одним из показателей качества электрической энергии. Согласно ГОСТ Р 55890-2013 квазиустановившееся значение частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России должно поддерживаться на уровне $f = 50 \pm 0,05$ Гц. Допускается кратковременная работа с отклонениями частоты до $\Delta f = \pm 0,2$ Гц [1]. Во второй синхронной зоне квазиустановившееся значение частоты должно поддерживаться на уровне $f = 50 \pm 0,2$ Гц. Допускается кратковременная работа с отклонениями частоты до $\Delta f = \pm 0,4$ Гц [1]. Такие жёсткие требования к качеству поддержания частоты в энергосистеме определяются тем, что при изменении частоты у большинства потребителей меняется производительность электрических машин (таких как синхронные и асинхронные двигатели) и, соответственно, меняется выработка продукции, а, кроме этого, изменяются условия работы синхронных генераторов и турбин электрических станций, уменьшая их ресурс.

В процессе регулирования частоты в энергосистеме задействована как электрическая нагрузка потребителей, так и системы регулирования энергоблоков электрических станций.

В течение суток состав потребителей энергосистемы непостоянен, что влечёт за собой изменение регулирующего эффекта нагрузки. Обычно эти изменения не очень велики и в течение суток не выходят за пределы $\pm(10-15)\%$ [2].

Для ЕЭС России регулирующий эффект нагрузки оценивается в пределах 1–3, т. е. при снижении частоты в энергосистеме на 1 % мощность нагрузки потребителей уменьшается на 1–3 %.

При оценке допустимых отклонений частоты в энергосистеме принимается, что отклонение мощности нагрузки (производительности) потребителей на 1–3 % вполне допустимо. Установив эту величину и зная регулирующий эффект нагрузки, можно определить допустимые отклонения частоты с учётом требований потребителей по формуле:

$$\Delta f_{\text{доп}} = \Delta P_{\text{доп}} / k_n ,$$

где $\Delta f_{\text{доп}}$ – допустимое отклонение частоты; $P_{\text{доп}}$ – допустимое изменение мощности нагрузки; k_n – регулирующий эффект нагрузки по частоте.

Принимая $\Delta P_{\text{доп}}$ равным 3 %, можно определить, что для рассматриваемого диапазона регулирующего эффекта нагрузки по частоте минимальное значение допустимого изменения частоты в энергосистеме составит $\pm 0,5$ Гц.

Для поддержания частоты вращения на заданном уровне необходимо постоянно сохранять баланс мощностей между мощностью генерации и потребления (нагрузки). Так как нагрузка в энергосистеме непрерывно изменяется, то для поддержания постоянства частоты необходимо менять мощности, развиваемые турбинами электрических станций, постоянно сохраняя при этом баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей. Такое непрерывное наблюдение за сохранением баланса мощностей генерации и потребления в энергосистеме выполняется автоматически посредством систем первичного и вторичного регулирования частоты.

ЕЭС России – это крупное энергообъединение, состоящее из мощных региональных энергообъединений с концентрированной электрической сетью, объединённых на параллельную работу посредством относительно «слабых» межсистемных электрических связей, пропускная способность которых зачастую не превышает 2–3 % от мощности меньшей из объединяемых региональных энергосистем. В этих условиях регулирование частоты должно осуществляться с учётом загрузки межсистемных электрических связей, поскольку даже незначительные отклонения частоты могут вызывать существенные отклонения обменной мощности между энергосистемами.

Учитывая сложность задачи регулирования частоты в ЕЭС России, она разделяется на три взаимосвязанные задачи [3] (рис. 1):

- первичное регулирование частоты, обеспечивающее стабильность частоты, т. е. удержание отклонений частоты в допустимых пределах при нарушениях общего баланса мощности в любой части объединения и по любой причине, включая аварийные изменения мощности;



Рис. 1. Структура регулирования частоты в ЕЭС России

- вторичное регулирование, обеспечивающее восстановление заданного значения частоты и плановых режимов обмена мощностью между энергосистемами, ликвидацию перегрузок транзитных и межсистемных связей и поддержание

постоянной эффективности первичного регулирования путём восстановления использованного резерва;

- третичное регулирование, которое заключается в поддержании постоянной эффективности первичного и вторичного регулирования путём использования специально выделенного (третичного) резерва.

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России осуществляется автоматически, вторичное осуществляется автоматически и вручную, а третичное регулирование – вручную диспетчерскими службами Системного оператора [4].

Первичное регулирование частоты подразделяется на общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ). ОПРЧ должно осуществляться всеми электростанциями в меру имеющихся возможностей, а НПРЧ – это организованная часть первичного регулирования, осуществляемая выбранными для этих целей электростанциями, на которых размещены первичные резервы, подтвердившими свою готовность к участию в НПРЧ процедурой добровольной сертификации.

Возможность ручного третичного регулирования в ЕЭС России определяется высокой эффективностью нормированного первичного регулирования частоты, наличием общего первичного регулирования частоты, а также наличием планируемых в необходимом объёме резервов нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования. При созданной эффективной системе первичного и вторичного регулирования частоты в ЕЭС России время оперативного восстановления диспетчерским персоналом соответствующих резервов регулирования является приемлемым с точки зрения надёжности работы энергосистемы. Функция определения и размещения резерва третичного регулирования сегодня фактически реализуется в процессе внутрисуточной оптимизации нагрузки электростанций в рамках планирования и реализации балансирующего рынка электроэнергии и мощности.

В отличие от подходов к организации регулирования частоты в крупном энергообъединении, объединяющем на параллельную работу отдельные региональные энергосистемы, задача регулирования частоты в изолированной энергосистеме должна решаться иначе.

Изолированная работа локальных, сравнительно небольших по уровню потребления электроэнергии энергосистем, таких как, например, энергосистема Калининградской области, имеет ряд особенностей, связанных, прежде всего, с процессами режимного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также с обеспечением надёжности и живучести энергосистемы при возникновении различных нарушений в её работе [5].

Если задача контроля перетоков мощности внутри такой энергосистемы уходит на второй план из-за отсутствия слабых электрических связей и значительных обменных перетоков внутри небольшого концентрированного энергообъединения, то задача поддержания частоты в такой энергосистеме приобретает особое значение. Действительно, изменения режимных параметров, возникающие в такой энергосистеме вследствие небалансов активной мощности, происходят гораздо интенсивнее, а возможности по размещению первичных резервов генерирующих мощностей для регулирования частоты ограничены. Соответственно, к генерирующему оборудованию, а также к системам режимного управления в таких энергосистемах предъявля-

ются особые требования, связанные с необходимостью обеспечения нахождения параметров электрического режима в диапазоне допустимых значений.

Существует несколько методов регулирования частоты, применяемых в изолированно работающих энергосистемах. Различие методов заключается в том, каким образом определяется однозначность распределения нагрузки между регулируемыми энергоблоками электрических станций. Чтобы обеспечить такое однозначное распределение нагрузки, необходимо в закон регулирования энергоблоков ввести заданную мощность, которую должен принять на себя тот или иной энергоблок в процессе регулирования частоты. В относительно небольших, изолированно работающих энергосистемах, ввиду особенностей, упомянутых выше, зачастую нет возможности организации структурированной системы регулирования частоты, эффективной в случае крупного энергообъединения, поэтому применяется метод ведущего энергоблока или ведущей электростанции.

Сущность метода ведущего энергоблока заключается в настройке одного энергоблока по астатической, а всех остальных энергоблоков в энергосистеме – по статической характеристике. Учитывая форму записи астатической и статической характеристик, закон регулирования по методу ведущего энергоблока можно записать в следующем виде:

для ведущего энергоблока: $\Delta f = 0$,

$$\text{для остальных энергоблоков в энергосистеме: } \begin{cases} \Delta f + s_2 \Delta P_2 = 0; \\ \Delta f + s_3 \Delta P_3 = 0; \\ \dots \\ \Delta f + s_n \Delta P_n = 0, \end{cases}$$

где s_i – статизм регулирования соответствующего энергоблока.

Поскольку один из энергоблоков имеет астатическую характеристику регулирования, то характеристика всей энергосистемы будет также астатической. При астатической характеристике частота в энергосистеме будет поддерживаться в пределах зоны нечувствительности регулятора частоты и мощности ведущего энергоблока. При этом все неплановые незначительные изменения нагрузки будут компенсироваться изменением мощности ведущего энергоблока, а остальные энергоблоки в энергосистеме будут работать с постоянной нагрузкой.

Основным недостатком метода ведущего энергоблока является ограниченность регулировочного диапазона, которая определяется, в том числе, технологическими особенностями энергоблоков, задействованных в качестве ведущих. Для увеличения регулировочного диапазона в энергосистеме используется не один ведущий энергоблок, а целая электростанция, которая становится «ведущей». Системы регулирования энергоблоков на всех электростанциях настраиваются на статические характеристики, кроме ведущей, системы регулирования энергоблоков которой настраиваются на астатические характеристики. При этом характеристика всей энергосистемы получается также астатической.

С точки зрения распределения нагрузки, ведущую электростанцию можно рассматривать как ведущий энергоблок энергосистемы, следовательно, выводы, сделанные для метода ведущего энергоблока, справедливы и для этого случая. При одновременной настройке систем регулирования нескольких энергоблоков ведущей электростанции на астатические характеристики распределение нагрузки

между ними получается произвольным, что недопустимо по условиям работы энергоблоков. Для устранения этого недостатка на ведущей электростанции реализуется устройство, обеспечивающее распределение активной нагрузки между энергоблоками. Работа данного устройства заключается в определении оптимальной нагрузки для каждого энергоблока в процессе регулирования. Оптимизацию нагрузки энергоблоков в изолированно работающих энергосистемах целесообразно осуществлять по критерию обеспечения максимально возможного регулировочного диапазона ведущей электростанции.

Процесс регулирования частоты в изолированной энергосистеме, организованный по принципу ведущей электростанции, упрощённо можно описать следующим образом. В момент возникновения в энергосистеме небаланса активной мощности изменение нагрузки генераторов распределяется между агрегатами всех электростанций обратно пропорционально электрическому сопротивлению электрической сети от места возникновения небаланса до конкретных источников генерации. Доля небаланса, приходящегося на каждый генератор в энергосистеме, приводит к торможению или ускорению вращения ротора соответствующего агрегата. Далее вступают в действие системы регулирования энергоблоков, распределяя возникший небаланс мощности по закону статических характеристик этих регуляторов. На третьем этапе вступает в действие ведущая электростанция и восстанавливает частоту до уровня 50 Гц. При этом все другие электростанции возвращаются к своему заданному значению активной мощности. Таким образом осуществляется первичное и вторичное регулирования частоты.

Подобный принцип организации первичного и вторичного регулирования частоты и активной мощности реализован в энергосистеме Калининградской области в ходе работ по модернизации этой энергосистемы с целью обеспечения её надёжной работы в условиях возможного выделения её на изолированную работу от ЕЭС России.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистеме Калининградской области осуществляется средствами разработанных и реализованных на Маяковской, Талаховской и Прегольской газотурбинных тепловых электростанциях систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ), включающих в себя:

- на Маяковской и Талаховской ТЭС – общестанционные системы САРЧМ, которые предусматривают возможность работы в режиме регулирования активной мощности электростанций с коррекцией по частоте (регулирование со статизмом) или в режиме астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме путём изменения уставок по активной мощности систем автоматического регулирования газотурбинных установок энергоблоков электростанций;
- на Прегольской ТЭС – общеблочные САРЧМ на каждом из имеющихся на электростанции четырёх парогазовых энергоблоков, которые также предусматривают возможность работы в режиме регулирования активной мощности электростанций с коррекцией по частоте или в режиме астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме.

Для проверки корректности предложенных технических решений по организации первичного и вторичного регулирования частоты и мощности в энергосистеме Калининградской области в период 2014–2018 гг. была проведена серия экспери-

ментов по анализу работы систем регулирования частоты и мощности в условиях изолированной работы энергосистемы. Проведённые эксперименты подтвердили эффективность предложенных технических решений. В 2019 г. в энергосистеме Калининградской области прошли успешные испытания, в ходе которых энергосистема Калининградской области работала изолировано от ЕЭС России в течение трёх суток. В ходе испытаний вторичное регулирования частоты в энергосистеме осуществляли поочередно Прегольская, Маяковская и Талаховская ТЭС. Испытания были завершены в плановом порядке и признаны успешными. Испытания подтвердили возможность автоматического первичного и вторичного регулирования частоты электростанциями энергосистемы Калининградской области при её работе в изолированном от ЕЭС России режиме.

Еще одной особенностью регулирования частоты в небольших изолированно работающих энергосистемах является необходимость поддержания на электростанциях энергосистемы резервов первичного и вторичного регулирования. В целях восстановления резервов первичного и вторичного регулирования на электростанциях такой энергосистемы целесообразно применение третичного регулирования активной мощности (третичного регулирования).

Как уже отмечалось выше, в настоящее время в ЕЭС России третичное регулирование осуществляется вручную оперативным персоналом диспетчерских центров Системного оператора. В случае выделения энергосистемы Калининградской области на изолированную от ЕЭС России работу задача как можно более быстрого и эффективного восстановления резервов первичного и вторичного регулирования частоты и, соответственно, исключения возможных аварийных ситуаций, связанных с недостаточностью регулировочного диапазона энергоблоков, участвующих в первичном и вторичном регулировании частоты, становится существенно значимой для обеспечения надёжной работы энергосистемы. Поэтому возникла необходимость разработки и реализации в энергосистеме Калининградской области системы автоматического третичного регулирования, решающей задачи восстановления резервов регулирования (определения необходимых объёмов первичного и вторичного резервов мощности и их размещения на электростанциях) в автоматическом режиме в реальном времени. Система автоматического третичного регулирования решает следующие задачи:

- восстановление и поддержание необходимой величины резерва первичного регулирования на энергоблоках электростанций;
- определение электростанции, осуществляющей вторичное регулирование частоты в энергосистеме, в зависимости от имеющихся в данный момент резервов мощности;
- восстановление и поддержание необходимой величины резервов первичного и вторичного регулирования на электростанциях путём:
 - ♦ автоматического изменения планового задания активной мощности энергоблоков;
 - ♦ автоматического пуска энергоблоков, назначенных в качестве резервных, или отключения энергоблоков, переводя их в резервные;
- оптимизация распределения резервов регулирования по электростанциям.

Система автоматического третичного регулирования энергосистемы Калининградской области разработана как управляющий комплекс, функционирующий

в режиме реального времени в среде ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ. Информацию о текущем режиме работы энергосистемы Калининградской области комплекс получает непосредственно из ОИК, а информацию о текущей нагрузке энергоблоков, заданиях их плановой мощности, а также о величинах фактических резервов первичного и вторичного регулирования, размещённых на энергоблоках, – непосредственно из САРЧМ (АСУТП) электростанций.

Система автоматического третичного регулирования Калининградской энергосистемы разработана таким образом, чтобы обеспечивать восстановление резервов первичного и вторичного регулирования за время порядка 15–20 мин, при этом резерв третичного регулирования составляют энергоблоки, находящиеся во вращающемся резерве. Рассматривается вопрос о возможности реализации в системе автоматического третичного регулирования функции автоматического пуска энергоблоков, которые могут быть запущены и синхронизированы с электрической сетью за время, не превышающее 40 мин. Реализация такой функции позволит более полно реализовывать резервы третичного регулирования, имеющиеся в энергосистеме.

Выдача заданий на изменение плановых мощностей энергоблоков, а также на пуск или останов энергоблоков осуществляется через АСУТП САРЧМ электростанций или энергоблоков, которые также осуществляют обратную связь с управляющим комплексом для передачи информации о выполнении соответствующего задания или о невозможности его выполнения по какой-либо причине.

Необходимо отметить, что инновационная система автоматического третичного регулирования активной мощности была разработана в России впервые. Опыт эксплуатации разработанной системы регулирования позволит уточнить и, возможно, улучшить уникальные технические решения, которые легли в основу разработки, а также выявит целесообразность тиражирования разработанных технических решений и внедрения подобных систем третичного регулирования частоты в других энергосистемах ЕЭС России и станет основой для разработки в будущем автоматической системы третичного регулирования ЕЭС России.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности. Нормы и требования : дата введения 2014-09-01 / – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2014. – 19 с.
2. Меркурьев Г. В., Павлов Г. М. Автоматика энергосистем / Г. В. Меркурьев, Г. М. Павлов. – Санкт-Петербург : Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. – 387 с.
3. Перспективы развития систем АРЧМ в ЕЭС России: сб. докладов XXI конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» / А. В. Жуков, А. Т. Демчук, А. Н. Сафронов. – 2012. – С. 430–446.
4. Аюев Б. И. Методы и модели эффективного управления режимами единой электроэнергетической системы России : автореферат диссертации на соискание учёной степени д-ра техн. наук / Аюев Борис Ильич. – Новосибирск, 2008. – URL: https://new-disser.ru/_avtoreferats/01004392500.pdf.
5. Requirements for relay protection and automation applications of electric power stations, providing stability of their operation in electric power system / S. Pavlushko, A. Zhukov, E. Satsuk, V. Vorobyev, A. Rasshcheplyaev // CIGRE. – 2016 Session. – B5-213.

УДК 621.311

М. К. Алтухова, М. А. Люпина, И. Е. Рындина, В. С. Чудный

Моделирование электроэнергетических систем по режимным частотным характеристикам

В современных энергосистемах при широком оснащении генераторов крупных электрических станций автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия большое значение приобретают практические методы координации настроек, ориентированные на условия адаптации регулирования возбуждения.

Предложена методика построения подсистемы адаптации регулятора, базирующаяся на использовании передаточных функций параметров режима, восстановленных из экспериментальных частотных характеристик. При этом выбор коэффициентов стабилизации для обеспечения наибольшей степени устойчивости выполняется при помощи характеристического полинома, сформированного по полученным передаточным функциям.

Определены требования к структуре и параметрам передаточной функции для сохранения основных динамических свойств объекта и к оценке их влияния на степень устойчивости при изменении коэффициентов стабилизации.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, степень устойчивости, АРВ-СД, режимный параметр, частотная характеристика, передаточная функция.

Оперативное решение вопросов, связанных с выбором коэффициентов стабилизации автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ-СД) в условиях эксплуатации, предполагается возложить на системы адаптивного регулирования возбуждения генераторов [1–3]. Для улучшения стабилизирующих свойств электроэнергетических систем (ЭЭС) необходимы математические модели и алгоритмы, реализующие адаптацию настроечных коэффициентов усиления каналов АРВ-СД к изменяющимся схемно-режимным условиям.

Существующая взаимосвязь между частотными характеристиками (ЧХ) и динамическими свойствами энергосистем [4], традиционное широкое использование для анализа устойчивости частотных методов, а также доступная возможность экспериментального получения ЧХ [5] предопределили преимущественное использование частотных характеристик для практической настройки и самонастройки регуляторов возбуждения.

В этой связи более предпочтительными являются предложения, базирующие систему адаптации на использовании ЧХ режимных параметров, входящих в закон регулирования синхронных генераторов, формировании характеристического полинома и поиске комбинации коэффициентов регулирования, обеспечивающих наибольшую степень устойчивости системы [6, 7]. При данном подходе учитывается, что характеристики системы, полученные в условиях нормальной работы, несут информацию об основных динамических свойствах ЭЭС в той мере, в какой они проявляются в используемом для идентификации режимном параметре.

1. Анализ конфигурации характеристик параметра стабилизации

Управляемыми динамическими свойствами ЭЭС являются слабодемпфированные взаимные колебания частоты вращения роторов генераторов различных станций. На регуляторы в ЭЭС возложены функции обеспечения устойчивости и системного демпфирования колебательных составляющих движения.

Рассмотрим влияние свойств режимных параметров на степень устойчивости системы на примере параметра стабилизации – отклонение частоты напряжения $\Delta\omega_u$, передаточная функция которого представляется в виде:

$$\Delta\omega_u(p) = \frac{\Delta\omega'_u}{D_H(p)}, \quad (1)$$

где $D_H(p)$ – характеристический полином нерегулируемой системы;

$\Delta\omega'_u(p)$ – полином, полученный из характеристического определителя путём замены соответствующего столбца на столбец возмущения, подаваемого в точку замыкания канала стабилизации в АРВ.

Закон регулирования, реализованный в АРВ-СД, по отклонению и производной параметра $\Delta\omega_u$ будет иметь вид:

$$\Phi(p) = k_{0\omega} + P(p)k_{1\omega} = \frac{k_{0\omega}P''(p) + pk_{1\omega}}{P''(p)}, \quad (2)$$

где $P(p) = \frac{P}{P''(p)}$ – передаточная функция реального звена дифференцирования

в канале стабилизации.

Тогда характеристический полином регулируемой системы будет описываться выражением для структуры со звеном обратной связи $\Phi(p)$:

$$D(p) = D_H(p) \cdot P''(p) - \Delta\omega'_u(p) [k_{0\omega}P''(p) + pk_{1\omega}]. \quad (3)$$

Из выражения (3) следует, что конфигурация кривых Д-разбиения [8], которые отражают связь степени устойчивости системы с параметрами $k_{0\omega}(\omega)$ и $k_{1\omega}(\omega)$ может быть определена амплитудно-фазовыми изменениями частотной характеристики параметра стабилизации $\Delta\omega_u$, полученной по его передаточной функции $\Delta\omega_u(p)$ при $p = -\alpha + j\omega$.

Кривые равного качества при $p = -\alpha + j\omega$ и граница колебательной устойчивости при $p = j\omega$ строятся путём решения комплексного уравнения (4) при искомым коэффициентах $k_{0\omega}(\omega)$ и $k_{1\omega}(\omega)$:

$$k_{0\omega} + P(-\alpha + j\omega)k_{1\omega} = \frac{1}{\Delta\omega_u(-\alpha + j\omega)}. \quad (4)$$

Кроме того, при наличии среди корней $\Delta\omega'(p)$ числителя функции $\Delta\omega(p)$ и знаменателя $D_H(p)$ одинаковых $p' = p_k$, характеристический полином (3) может быть представлен в виде:

$$D(p) = (p - p_k)(p - \hat{p}_k) \left\{ D_H^*(p)P''(p) - \Delta\omega^{*'}(p) [k_{0\omega}P''(p) + pk_{1\omega}] \right\}, \quad (5)$$

где $\Delta\omega^{*'}(p)$ и $D_H^*(p)$ – соответственно числитель и знаменатель исходной передаточной функции $\Delta\omega_u(p)$ при сокращении в ней одинаковых корней.

Однако из (5) следует, что возможная вырожденность передаточной функции параметра $\Delta\omega_u(p)$ будет определять ненаблюдаемость (компенсацию) некоторых составляющих движения в частотной характеристике $\Delta\omega_u(j\omega)$ и порождать независимость соответствующих корней характеристического уравнения $D(p) = 0$ от коэффициентов $k_{0\omega}$ и $k_{1\omega}$.

В [4] проведён анализ условий возникновения ненаблюдаемости отдельных составляющих движения в частотных характеристиках режимных параметров применительно к идеализированной электрической системе. Полученные соотношения и зависимости показывают возможность ненаблюдаемости одной или нескольких составляющих движения, причём по мере усложнения системы вероятность её возникновения, когда одна из составляющих оказывается слабо выраженной по сравнению с другими, существенно увеличивается. В реальных системах явление полной компенсации полюсов и нулей передаточной функции маловероятно.

Данное обстоятельство может являться причиной низкой эффективности стабилизации по частоте напряжения в смысле управления степенью устойчивости со стороны некоторых станций.

Таким образом, анализ конфигурации характеристик параметра стабилизации даёт возможность качественно оценить степень влияния сильного регулирования со стороны выделенной станции на отдельные составляющие движения системы.

2. Определение доминирующих корней характеристического уравнения

Частотная зависимость $\Delta\omega_u(j\omega)$ позволяет выявить важные количественные характеристики исследуемой системы и, в частности, определить исходные доминирующие корни характеристического уравнения. Передаточную функцию любого параметра можно записать, выделяя вещественные и комплексно сопряжённые нули и полюсы:

$$\Delta\omega_u(p) = \frac{b_h \prod_{r=1}^l (p - p'_r) \prod_{k=l+1}^h (p - p'_k)(p - \tilde{p}'_k)}{a_n \prod_{j=1}^v (p - p_j) \prod_{i=v+1}^n (p - p_i)(p - \hat{p}_i)}. \quad (6)$$

Тогда, при переходе для каждого из корней функции (6) к амплитудным $A(\omega)$ и фазовым частотным $\phi(\omega)$ зависимостям получаем:

$$\Delta\omega_u(j\omega) = \frac{b_h \prod_{r=1}^l A_r(\omega) e^{j \sum_{r=1}^l \phi_r(\omega)} \prod_{k=l+1}^{(h-l)/2} A_k(\omega) e^{j \sum_{k=l+1}^{(h-l)/2} \phi_k(\omega)}}{a_n \prod_{j=1}^v A_j(\omega) e^{j \sum_{j=1}^v \phi_j(\omega)} \prod_{i=v+1}^{(n-v)/2} A_i(\omega) e^{j \sum_{i=v+1}^{(n-v)/2} \phi_i(\omega)}}. \quad (7)$$

При анализе колебательной устойчивости наибольший интерес представляют составляющие, соответствующие комплексным нулям и полюсам функции. Амплитудные и фазовые частотные характеристики для i -й комплексно сопряжённой пары корней $p_{l,i+1} = -\alpha_i + j\omega_i$ имеют вид:

$$\left. \begin{aligned} A_i(\omega) &= \sqrt{(\omega_i^2 + \alpha_i^2 - \omega^2)^2 + (2\alpha_i\omega)^2}; \\ \phi_i(\omega) &= \arctg \frac{2\alpha_i\omega}{\omega_i^2 - \omega^2 + \alpha_i^2}. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Основные характерные особенности амплитудно-частотной зависимости в том, что она имеет минимум при частоте $\omega = \sqrt{\omega_i^2 + \alpha_i^2}$, при этом амплитуда пропорциональна вещественной части корня $A_{\omega h} = 2\alpha_i\omega_i$.

Фазовая характеристика при изменении ω от 0 до ∞ получает приращение $\Delta\phi_i = 180^\circ$. Скорость приращения зависит от величины α_i . При $\omega = \sqrt{\omega_i^2 + \alpha_i^2}$ производная зависимости имеет наибольшую величину, которая связана с α_i соотношением $\frac{d\phi_i}{d\omega} \approx \frac{1}{\alpha_i}$.

Приведенные особенности зависимостей (8) положены в основу предлагаемого численного метода определения количественных характеристик полюсов и нулей.

Направление изменения годографа зависит от знака вещественной части корня. Приращение фазы $\Delta\phi$ совпадает с её знаком.

Результирующие частотные характеристики $A(\omega)$, $\phi(\omega)$, в соответствии с (6), несут информацию обо всей совокупности нулей и полюсов передаточной функции. Поэтому невозможно указать строгую связь между данными зависимостями и отдельными корнями передаточной функции. Однако, в силу отмеченной особенности амплитудно-частотной зависимости, минимумы и максимумы характеристики $A(\omega)$ позволяют локализовать частоты, отвечающие нулям и полюсам с минимальными вещественными частями. В свою очередь известно, что годограф суммарной фазовой частотной зависимости на выделенных частотах при одинаковых (например, отрицательных) знаках вещественных частей нулей и полюсов имеет положительное приращение для первых и отрицательное для вторых. Тем самым возможна количественная оценка отдельных нулей и полюсов.

Проведённый таким образом анализ позволяет судить об исходных корнях характеристического уравнения нестабилизированной системы.

3. Методика синтеза передаточной функции режимного параметра

В восстанавливаемых передаточных функциях параметра стабилизации необходимо отразить такое количество нулей и полюсов исходной функции и такие их характеристики, чтобы сохранить основные динамические свойства объекта и их влияние на достижимую степень устойчивости при варьировании коэффициентов стабилизации $k_{0\omega}$, $k_{1\omega}$. В большей степени требованиям сохранения основных динамических свойств исходной системы удовлетворяют методы восстановления передаточных функций, призванные отразить в последних с достаточной точностью вещественные и мнимые части доминирующих полюсов и нулей. В этом случае на основании анализа амплитудных и фазовых частотных характеристик необходимо выделить из общего количества корней системы сравнительно небольшую группу доминирующих в существенном диапазоне частот. Как было отмечено ранее, данные корни в основном определяют степень устойчивости в процессе оптимизации настроек АРВ-СД.

Характеристический полином можно представить в виде:

$$D(p) = a_n \prod_{k=1}^{n/2} (p + \alpha_k - j\omega_k)(p + \alpha_k + j\omega_k) - \Phi(p) b_h \prod_{i=1}^{h/2} [(p + \alpha_i - j\omega_i)(p + \alpha_i + j\omega_i)], \quad (9)$$

при этом

$$L(p) = \frac{L'(p)}{L''(p)} = \frac{b_h \prod_{i=1}^{h/2} (p + \alpha_i - j\omega_i)(p + \alpha_i + j\omega_i)}{a_n \prod_{k=1}^{n/2} (p + \alpha_k - j\omega_k)(p + \alpha_k + j\omega_k)}, \quad (10)$$

где $L(p)$ – модельная передаточная функция параметра стабилизации;

$\Phi(p)$ – передаточная функция канала стабилизации.

Вещественные части корней α_i , определяющие уровни демпфирования различных составляющих движения в замкнутой системе, являются функцией вещественных и мнимых частей полюсов и нулей модельной передаточной функции.

Выявленные закономерности, которые получены в виде непрерывных зависимостей максимальной степени устойчивости и оптимальных настроек от положения нулей и полюсов исходной передаточной функции разомкнутой системы в комплексной плоскости корней, позволяют заключить:

- неточность определения вещественной части нуля или полюса, когда последняя мала ($\alpha_i < 0,3$), слабо влияет на значения коэффициентов стабилизации, отвечающих наибольшей степени устойчивости;
- на достижимую степень устойчивости в большей мере оказывает влияние погрешность вещественной части нуля при её значениях $\alpha_i > 0,5$. Однако такая погрешность при выявлении доминирующих корней по частотным характеристикам разомкнутой системы, где величины вещественных частей этих корней незначительны, маловероятна.

На рис. 1 представлена структурная схема алгоритма восстановления передаточной функции.

Критерием подобия характеристических полиномов может служить совпадение построенных по ним кривых равного качества в плоскости $k_{0\omega}, k_{1\omega}$ при $\alpha \neq 0$.

Кроме того, диапазон частот, в котором необходимо обеспечить идентичность свойств модели и оригинала, может быть оценен по кривой Д-разбиения.

Полученные результаты показывают, что для слабодемпфированной системы (это наиболее вероятно при отсутствии стабилизирующих воздействий АРВ) неточность восстановления из частотных характеристик вещественных частей нулей и полюсов не приведёт к значительной погрешности в определении точки наилучшей настройки адаптивного регулятора.

Данная методика положена в основу программного комплекса, вошедшего в состав разрабатываемой автоматизированной системы контроля качества переходных процессов в энергосистеме и коррекции настроек АРВ-СД станций в соответствии со схемно-режимными условиями их работы. Использование комплекса программ адаптации, реализующих предложенную методику, в составе АСУ электростанций позволит в процессе нормальной работы энергосистемы определить необходимые частотные характеристики, границу устойчивости и указать зоны изменения коэффициентов АРВ-СД для наилучшего демпфирования доминирующих составляющих движения системы.

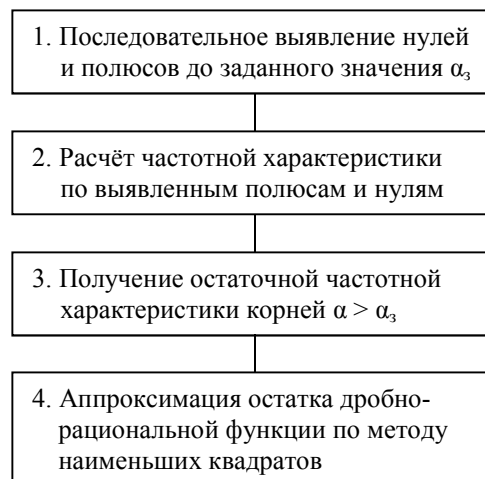


Рис. 1. Структурная схема алгоритма восстановления передаточной функции

Выводы

1. Для целей обеспечения приемлемых демпферных свойств энергосистемы в условиях разнообразия её режимов и изменения структуры целесообразен переход к адаптивным принципам регулирования возбуждения, использующим модели, формируемые на базе экспериментальных данных.

2. Показана возможность применения системы адаптации настроек АРВ-СД для поддержания приемлемых демпферных свойств ЭЭС, в которой характеристический полином, содержащий одну или несколько пар искомых коэффициентов стабилизации, формируется по совокупности передаточных функций режимного параметра нерегулируемой системы, восстановленных из экспериментальных ЧХ.

3. Разработана методика моделирования ЭЭС в виде собственных и взаимных передаточных функций, включающая при обработке каждой экспериментальной комплексной выборки два этапа:

- последовательное выявление доминирующих нулей и полюсов, характеризующихся наименьшими вещественными частями и определяющих основные свойства системы в диапазоне существенных частот;
- аппроксимация остаточной частотной характеристики сглаживающей дробно-рациональной функцией по методу наименьших квадратов.

Список литературы

1. Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов / А. А. Юрганов, В. А. Кожевников. – Санкт-Петербург : Наука, 1996. – 138 с.
2. Исследование взаимозависимости настроек АРВ-СД генераторов отдельных станций сложных энергосистем / А. Н. Дойников, М. М. Екимова, И. В. Игнатов, О. Б. Кукар // Известия вузов. Энергетика. – 1989. – № 12. – С. 6–11.
3. Коган Ф. Л. Особенности сильного регулирования возбуждения синхронных генераторов в сложной энергосистеме / Ф. Л. Коган // Электрические станции – 2019 – № 7. – С. 27–35.
4. Экспериментальные частотные характеристики как модель энергосистемы при решении задач статической устойчивости. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ: межвуз. темат. сб. тр. вып. 9 / А. Н. Дойников, О. К. Крумин, М. К. Сальникова; СПбГАСУ. – Санкт-Петербург : Изд-во СПбГАСУ, 2003. – 284 с.
5. Определение частотных характеристик энергосистемы при проведении пусконаладочных работ на системе возбуждения турбогенератора ТГ5 Белоярской АЭС / И. М. Бикбаев, А. С. Вишняков, А. Л. Комков, К. В. Прохоров, Н. Ю. Филимонов, А. А. Юрганов // Электрические станции. – 2019. – № 10. – С. 14–20.
6. Дойников А. Н. Анализ основных процедур адаптивного регулирования возбуждения генераторов / А. Н. Дойников // Труды ЛПИ. – 1982. – № 385. – С. 28–32.
7. Адаптация настроек АРВ-СД с использованием математических моделей, синтезированных по экспериментальным частотным характеристикам энергосистем. Вопросы устойчивости сложных электрических систем / М. М. Екимова, А. Н. Дойников, И. В. Игнатьев, А. А. Юрганов // Энергосетьпроект. – 1985. – С. 172–182.
8. Крумин О. К. Инновационная методика использования режимных частотных характеристик в построении кривых Д-разбиения для контроля устойчивости электроэнергетической системы / О. К. Крумин // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки. – 2019. – Т.1. – С. 16–20.

УДК 621.311

А. С. Бердин, А. А. Дмитриева, П. Ю. Коваленко, М. Д. Сенюк

Определение мгновенных параметров электрического режима с повышенной частотой дискретизации

Представлено развитие алгоритма экспресс-оценки параметров электрического режима с задержкой менее одного периода промышленной частоты. Выполнено исследование способа задания базисной частоты при представлении сигнала методом Эйлера, разработаны два алгоритма определения синхронной частоты в трёхфазной сети по сигналам напряжения и определена область применения алгоритма. Для апробации были использованы три типа данных: смоделированные математические переходного процесса, данные электромеханического и установившегося режима с электродинамической модели АО «НТЦ ЕЭС» и данные установившегося режима в сетях 500 и 220 кВ. В результате были получены величины задержек определения параметров режима предлагаемым алгоритмом для каждого из типов данных.

Ключевые слова: векторные измерения, оценка параметров электрического режима, метод Эйлера.

Введение

Развитие и внедрение устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) предоставляет новые возможности для мониторинга, противоаварийного и режимного управления электроэнергетическими системами (ЭЭС). Существующие УСВИ обеспечивают частоту дискретизации получения параметров электрического режима (ПЭР), равную 50 Гц. Как было показано в исследовании [1], частоты получения данных, регламентированной стандартом [2], недостаточно для анализа электромеханических переходных процессов и противоаварийного управления. Для увеличения частоты дискретизации получения данных УСВИ был разработан класс методов определения ПЭР «внутри» периода промышленной частоты, основанных на модифицированном преобразовании Гилберта, на применении метода Эйлера и на дискриминаторных методах.

Целью данной работы является развитие метода определения ПЭР [3] для применения в системах противоаварийной автоматики и диагностики электротехнического оборудования.

1. Обзор методов определения параметров электрического режима

На сегодняшний день задача определения ПЭР поднималась в исследованиях как российских, так и зарубежных авторов. С точки зрения интервала времени определения ПЭР, большинство методов можно условно разделить на две группы:

- 1) методы с задержкой более периода промышленной частоты;
- 2) методы с задержкой менее периода промышленной частоты, так называемые методы «внутри» периода.

1.1. Методы на периоде промышленной частоты

Исторически первый метод определения ПЭР относится к классической электротехнике. В данном методе экстремум сигнала принимается в качестве амплитуды, а частота вычисляется с помощью определения интервалов времени между переходами сигнала через ноль.

Разработка стандарта, регламентирующего требования к УСВИ [2], привела к созданию принципиально новых методов определения ПЭР, основанных на теории цифровой обработки сигналов (ЦОС). При этом были реализованы методы, задержки которых больше или равны периоду промышленной частоты:

- дискретное преобразование Фурье (ДПФ) [4];
- метод Прони [5];
- фильтр Калмана [6];
- анализ свёртки сигнала [7].

В работе [4] приводится сравнение классического ДПФ, преобразования Тейлора – Фурье (ПТФ), интерполированного ДПФ (ИДПФ) и расширенного интерполированного ДПФ. Основное отличие ИДПФ – минимизация негативного влияния шумов и высших гармоник интерполяцией значений ДПФ по номинальной частоте синусоидального сигнала. Недостатком ИДПФ является значительная вычислительная задержка, соответствующая трём периодам промышленной частоты.

В работе [5] для оценки ПЭР был использован метод Прони. Достоинством метода является обеспечение незначительной погрешности определения ПЭР в переходных режимах, недостаток заключается в высокой вычислительной сложности. Авторы отмечают, что недостаток метода Прони может быть преодолен путём оптимизации модели.

В статье [6] авторами был применён фильтр Калмана для определения ПЭР. Была показана значительная чувствительность предложенного метода к шумам и выбросам в рассматриваемых сигналах.

Авторами исследования [7] был предложен алгоритм определения ПЭР, основанный на свёртке сигнала и анализе автокорреляции. Преимущество метода заключается в простом математическом аппарате, недостаток – в значительной задержке, превосходящей 2 периода промышленной частоты.

Рассмотренные методы определения ПЭР нашли широкое применение для анализа установившихся режимов (УР) ЭЭС. Однако для анализа переходных процессов их использование затруднительно ввиду априорного задания базиса и значительной задержки.

1.2. Методы «внутри» периода промышленной частоты

Для определения эквивалентов ЭЭС, а также параметров адаптивной модели синхронной машины (СМ) был разработан ряд методов определения ПЭР с вычислительной задержкой менее периода промышленной частоты.

В работах [8] и [9] для определения ПЭР были использованы классическое (ПГ) и модифицированное (МПГ) преобразования Гилберта. Представлено сравнение точности определения ПЭР классическим методом, ПГ и МПГ. В результате показано, что метод, основанный на МПГ, позволяет определять ПЭР в произвольный момент времени с приемлемой точностью и малой вычислительной задержкой. Меньшая погрешность достигается в УР. Недостатком метода, основанного на ПГ, является рост погрешности с уменьшением коэффициента сигнал/шум.

В работе [10] выполнено исследование дискриминаторных методов и разработанного на их основе алгоритма определения ПЭР для энергорайонов с объектами распределённой генерации (РГ). В работе приводятся упрощённая и полная схемы определения частоты и напряжения, а также показаны их преимущества. Авторы приводят исследование динамических характеристик методов для решения задачи

противоаварийного управления. В качестве недостатка метода можно выделить применение ДПФ, для задания которого необходимо использовать априорный базис, равный номинальной частоте.

В исследовании [4] был представлен метод экспресс-оценки ПЭР (ЭОПЭР) на основании аппроксимации сигнала на узких окнах с помощью первых членов ряда Фурье. Задержка предлагаемого метода составила 5 мс, что составляет четверть периода промышленной частоты и отвечает требованиям использования в режиме реального времени. В качестве недостатка метода можно выделить задание априорного базиса для ряда Фурье, который приводит к осцилляциям оценённых значений ПЭР в переходных процессах.

Из всех рассмотренных авторами статьи методов определения ПЭР «внутри» периода наименьшим временем задержки обладает метод экспресс-оценки ПЭР, однако из-за задания априорного базиса он не может в явном виде быть применён для анализа физических сигналов.

2. Развитие метода ЭОПЭР

В основу метода ЭОПЭР [4] положена аппроксимация сигнала на скользящих окнах с помощью метода Эйлера:

$$x(t) = a_0 + a \sin(wt) + b \cos(wt), \quad (1)$$

где $x(t)$ – значение сигнала тока или напряжения в момент времени t ; w – угловая «базисная» скорость сигнала; a_0 – постоянная составляющая сигнала; a , b – коэффициенты при первых члена ряда Фурье, которые определяются с помощью метода Эйлера и метода Фомина [11] или многопараметрической модели.

По полученным коэффициентам выражения (1) могут быть определены значения амплитуды X_M и фазы сигнала φ аналогично классическим методам разложения сигнала на ортогональные составляющие (например, преобразование Гилберта):

$$A(t) = a_0(t) + \sqrt{a(t)^2 + b(t)^2}, \quad (2)$$

$$\varphi(t) = \arctg\left(\frac{a(t)}{b(t)}\right). \quad (3)$$

Для определения частоты сигнала выполняется численное дифференцирование сигнала фазы на скользящих окнах [4].

2.1. Применение адаптивного базиса

Одним из недостатков метода ЭОПЭР является априорное задание базисной угловой скорости рассматриваемого сигнала. Как было определено в ходе исследований, задание постоянного априорного базиса неизбежно приводит к осцилляциям оценённых значений ПЭР в переходных процессах.

Для преодоления выявленного недостатка было исследовано три способа задания базисной угловой скорости сигнала:

- способ 1 – задание постоянной угловой скорости (априорно заданный базис);
- способ 2 – с помощью времени переходов сигнала через нулевой уровень (изменение базиса раз в период);
- способ 3 – с помощью частоты, определённой на предыдущем шаге расчёта (изменение базиса на каждом такте расчёта).

На рис. 1–3 приведены значения эталонной частоты и частот, полученных для различного способа задания базисной угловой скорости сигнала.

Как видно из рис. 3, в переходном процессе для способов 2 и 3 заметны значительные осцилляции частоты, причём для способа 2 только в окрестности точки смены значения базисной угловой скорости. При использовании способа 3 осцилляции частоты отсутствуют. Таким образом, для задания угловой скорости сигнала в выражении (1) целесообразно использование полностью адаптивного базиса, полученного по оценённым параметрам сигнала.

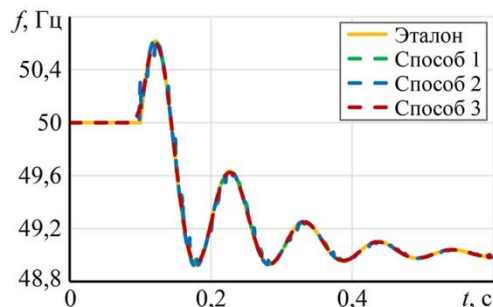


Рис. 1. Значения оценённых частот в зависимости от типа задания базисной угловой скорости сигнала

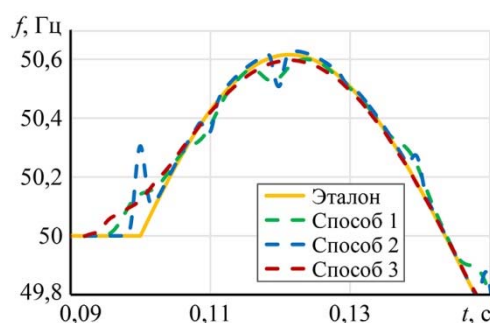


Рис. 2. Значения оценённых частот на интервале 0,09–0,15 с

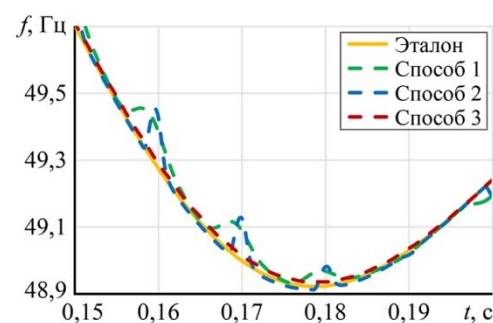


Рис. 3. Значения оценённых частот на интервале 0,15–0,2 с

2.2. Определение синхронной частоты по характерным точкам

При определении частоты «внутри» периода целесообразно её понятийное разделение на синхронную и мгновенную [4]. При этом под мгновенной частотой понимается средневзвешенное значение частот сигнала напряжения, которые существуют в частотно-временной области в фиксированный момент времени [12], в результате чего мгновенная частота зависит от формы кривой и может иметь разные значения в разных фазах. Синхронная частота характеризует частоту вращения ротора эквивалента группы СМ в определённом узле ЭЭС. Таким образом, значение синхронной частоты обладает свойством единства во всех фазах и невозможности мгновенного изменения, будучи связанным с вращающимися массами и их инерцией. Одним из способов определения синхронной частоты является метод характерных точек (МХТ). В данном методе предполагается, что синхронная частота характеризуется величиной, обратной времени прохождения полем статора между характерными точками: пересечения сигналов с нулевым уровнем и экстремумами фаз сигналов (в качестве дополнительных точек контроля положения экстремумов могут выступать точки пересечения фаз сигналов). На рис. 4 представлена графическая интерпретация МХТ.

Для определения экстремумов сигнала используется метод скользящих парабол (МСП) [8], для точек пересечений фаз и пересечений сигналов с нулём – метод

скользящих отрезков (МСО), в котором данные аппроксимируются не параболами, а прямыми. При этом синхронная частота определяется следующим образом:

$$f = \frac{1}{12\Delta t}, \quad (4)$$

где Δt – интервал времени между характерными точками.

Для получения значений синхронной частоты с плотностью первичных данных выполняется процедура интерполяции кубическим сплайном.

Синхронная частота в методе ЭОПЭР определяется как среднее значение двух наиболее близких частот сигналов напряжения фаз.

2.3. Оценка точности определения ПЭР

Стандартом [2] определён метод оценки точности определения ПЭР с использованием эталонных, заранее заданных, значений. Применение данного метода затруднительно для метода ЭОПЭР на реальных данных по следующим причинам:

- стандартом [2] предполагается использование данных, полученных с задержкой, равной периоду промышленной частоты. Метод ЭОПЭР позволяет получить данные «внутри» периода промышленной частоты, что приводит к невозможности точного соответствия требованиям [2];
- для физических данных, использованных для тестирования метода ЭОПЭР, невозможно получить эталонные значения.

В связи с вышеперечисленными особенностями метода ЭОПЭР был разработан алгоритм оценки точности посредством восстановления сигнала по следующему выражению:

$$x(t) = A(t)\sin(\varphi(t)), \quad (5)$$

где $x(t)$ – значение восстановленного сигнала в момент времени t ;

$A(t)$ – амплитуды сигнала в момент времени t ;

$\varphi(t)$ – значение фазового угла в момент времени t .

Применение выражения (5) для оценки точности определения параметров сигнала возможно при вычислении дискретных функций $A(t)$ и $\varphi(t)$ с помощью выражений (2) и (3).

На рис. 5 приведён пример восстановления сигнала напряжения фазы А с ЭДМ для окон аппроксимации 5 и 10 мс.

После восстановления по выражению (5) определяется СКО разности исходного и восстановленного сигналов.

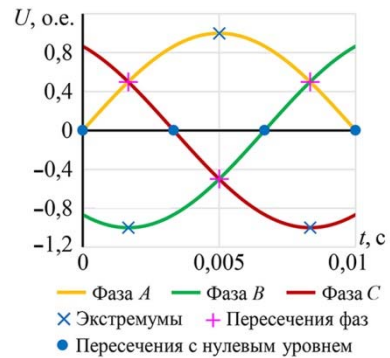


Рис. 4. Графическая интерпретация МХТ

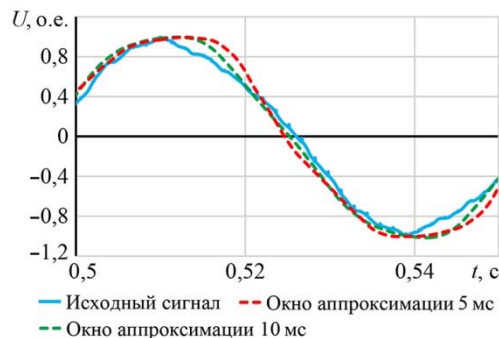


Рис. 5. Пример восстановления сигнала

3. Определение возможности применения метода ЭОПЭР в ЭС

Точность метода ЭОПЭР может быть настроена за счёт изменения величины окна аппроксимации. Для оценки области применения определялось значение окна аппроксимации, дающее минимум СКО разности исходного и восстановленного сигнала по выражению (5), при этом были рассмотрены следующие сигналы:

- 1) смоделированный сигнал переходного процесса;
- 2) сигнал короткого замыкания (КЗ) и УР, смоделированные на электродинамической модели (ЭДМ) АО «НТЦ ЕЭС»;
- 3) сигнал УР в сетях 220 и 500 кВ.

Частота дискретизации исходных данных составляет 10 кГц.

3.1. Смоделированный сигнал переходного процесса

На рис. 6 представлен сигнал напряжения фазы A и значение его амплитуды, на рис. 7 – синхронные частоты сигнала, определённые методами ЭОПЭР и МХТ, на рис. 8 – зависимость СКО сигнала напряжения от величины окна аппроксимации. Для рассмотренного смоделированного сигнала минимум СКО сигнала напряжения достигается при величине окна аппроксимации 5 мс.

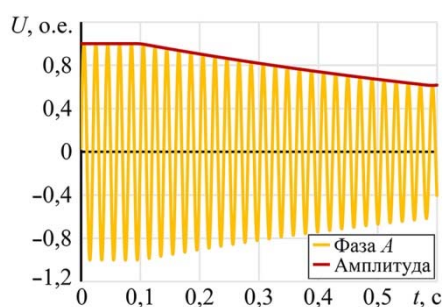


Рис. 6. Амплитуда фазы A

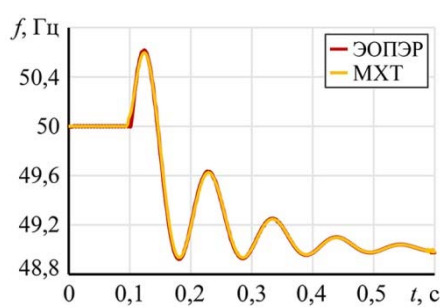


Рис. 7. Синхронные частоты

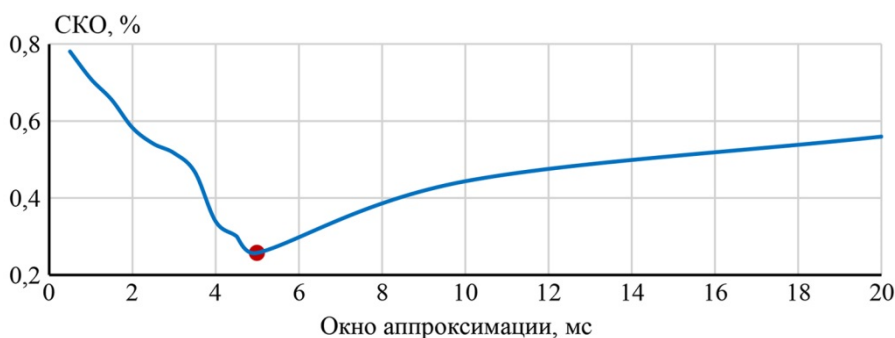


Рис. 8. Зависимость СКО сигнала напряжения от окна аппроксимации и частоты дискретизации данных

3.2. Сигналы установившегося режима, полученные на ЭДМ

На рис. 9 представлен сигнал напряжения фазы A и значение его амплитуды, на рис. 10 – синхронные частоты сигнала, определённые методами ЭОПЭР и МХТ, на рис. 11 – зависимость СКО сигнала напряжения от величины окна аппроксимации.

Для рассмотренного сигнала УР минимум СКО сигнала напряжения достигается при величине окна аппроксимации 11 мс.

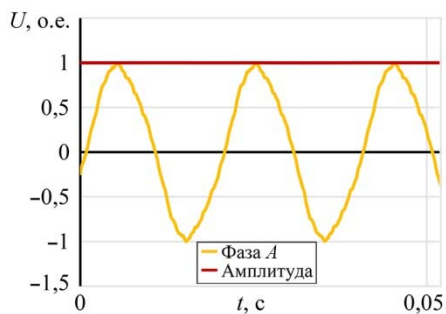


Рис. 9. Амплитуда фазы A

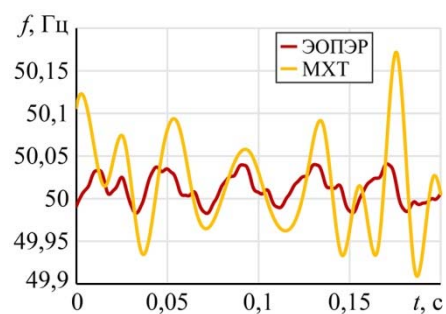


Рис. 10. Синхронные частоты

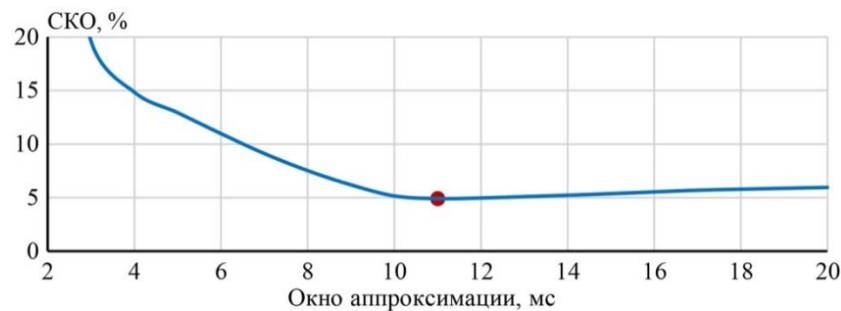


Рис. 11. Зависимость СКО сигнала напряжения от окна аппроксимации и частоты дискретизации данных

3.3. Сигналы КЗ, полученные на ЭДМ

На рис. 12 представлен сигнал фазы B и значение его амплитуды, на рис. 13 – синхронные частоты сигнала, определённые методами ЭОПЭР и МХТ, на рис. 14 – зависимость СКО сигнала напряжения от величины окна аппроксимации.

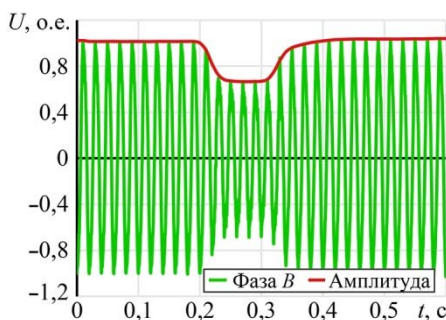


Рис. 12. Амплитуда фазы B

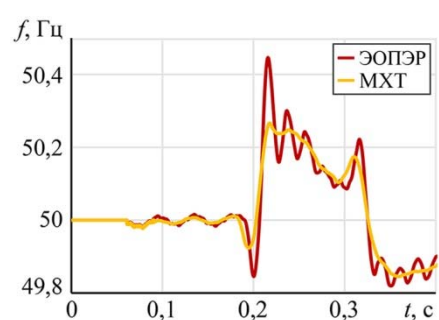


Рис. 13. Синхронные частоты

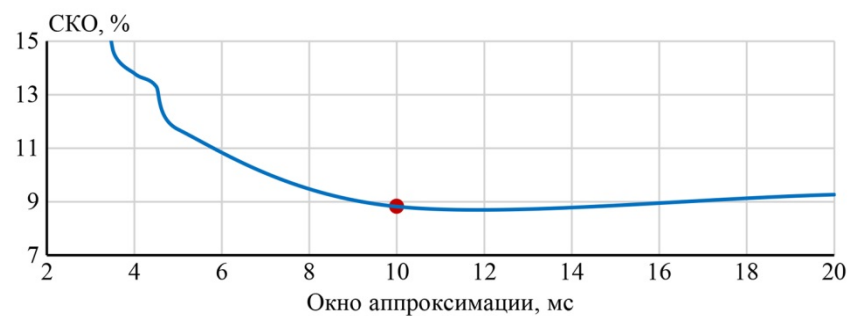


Рис. 14. Зависимость СКО сигнала напряжения от окна аппроксимации и частоты дискретизации данных

Поскольку режим КЗ сопровождается электромеханическим переходным процессом со значительным изменением частоты, для определения приемлемой частоты дискретизации и величины окна аппроксимации был использован адаптивный базис.

Для рассмотренного сигнала КЗ минимум СКО достигается при величине окна аппроксимации 10 мс.

3.4. Сигнал установившихся режимов сетей 220 и 500 кВ

На рис. 15 представлен сигнал фазы A сети 500 кВ и значение его амплитуды, на рис. 16 – синхронные частоты сигнала, определённые методами ЭОПЭР и МХТ, на рис. 17 – зависимость СКО сигнала напряжения от величины окна аппроксимации.

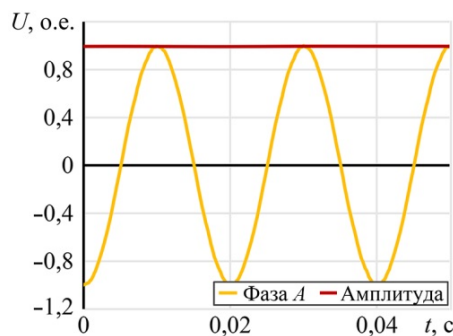


Рис. 15. Амплитуда фазы A сети 500 кВ

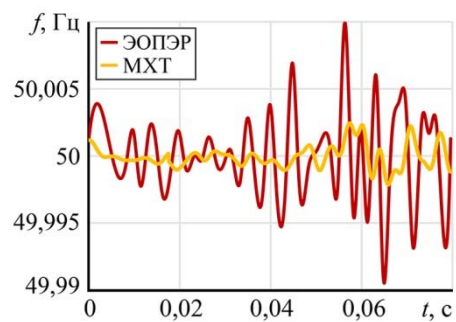


Рис. 16. Частоты сигнала сети 500 кВ

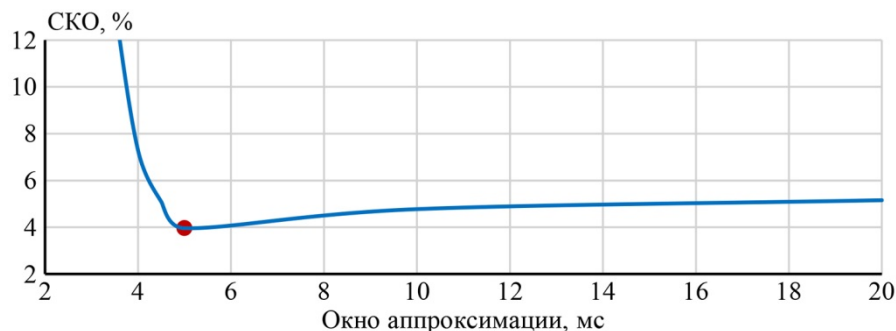


Рис. 17. Зависимость СКО сигнала напряжения от окна аппроксимации и частоты дискретизации данных

На рис. 18 представлен сигнал фазы A сети 220 кВ и значение его амплитуды, на рис. 19 – синхронные частоты сигнала, определённые методами ЭОПЭР и МХТ, на рис. 20 – зависимость СКО сигнала напряжения от величины окна аппроксимации.

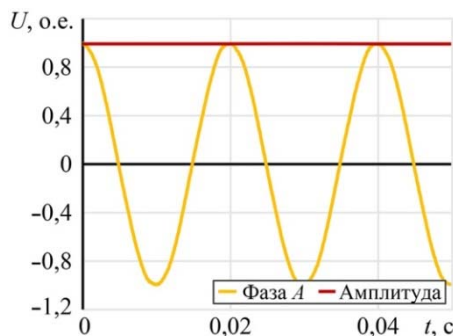


Рис. 18. Амплитуда фазы A сети 220 кВ

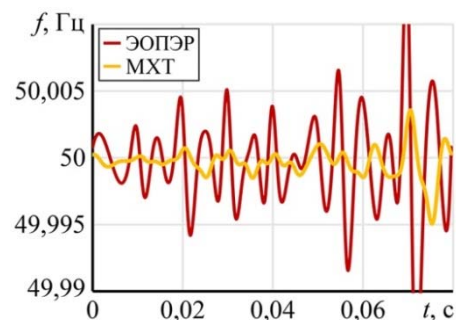


Рис. 19. Частоты сигнала сети 220 кВ

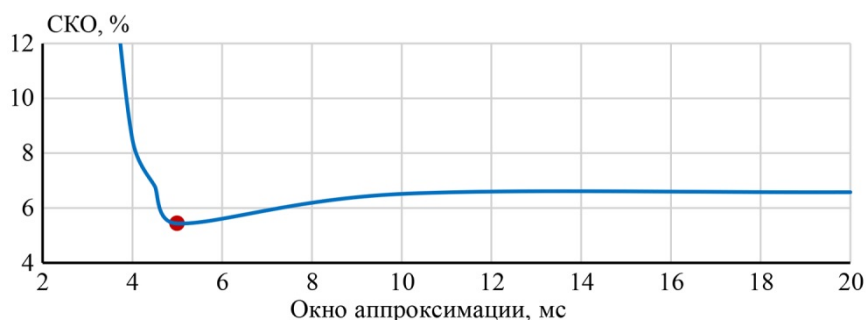


Рис. 20. Зависимость СКО сигнала напряжения от окна аппроксимации и частоты дискретизации данных

Для рассмотренных сигналов УР сетей 500 и 220 кВ минимум СКО достигается при величине окна аппроксимации 5 мс.

3.5. Область применения метода ЭОПЭР

В табл. 1 приведены полученные требования к параметрам предложенного метода и плотности первичных измерений.

Таблица 1

Область применения метода ЭОПЭР

Источник сигналов	Тип режима	Окно аппроксимации, с	Минимальное СКО, %
Сеть 500 кВ	УР	5	4,96
Сеть 220 кВ	УР	5	3,16
ЭДМ	КЗ	10	8,12
	УР	12	4,39

Из табл. 1 можно видеть, что приемлемая величина расчётного окна зависит от степени искажения сигнала: в сети 500 и 220 кВ в УР приемлемая величина окна аппроксимации равна 5 мс, для сигнала УР с ЭДМ – 10 мс и для режима КЗ – 12 мс.

Выводы

В работе приведено развитие метода ЭОПЭР: доказана эффективность задания адаптивного базиса оценкой точности вычисленных ПЭР путём их сравнения с измеренными значениями, определены области применения метода ЭОПЭР для физических данных и предложен метод определения синхронной частоты по сигналам трёх фаз напряжения.

Было установлено, что для всех рассмотренных сигналов на точность определения ПЭР существенное влияние оказывает искажение синусоидальной формы (несинусоидальность) сигнала. В настоящее время выполняются исследования для определения необходимой частоты дискретизации первичного сигнала для обеспечения необходимой точности определения ПЭР с минимальной задержкой для задач ПА и диагностики состояния основного оборудования.

Благодаря возможности определения ПЭР «внутри» периода промышленной частоты становится возможным решение задачи быстрой идентификации параметров адаптивной модели СМ и построения эквивалентов [4]. Это, в свою очередь, может

позволить разработать подходы к противоаварийному управлению в темпе переходного процесса, так называемый принцип «1-После», на основе узловых моделей ЭЭС [13, 14].

Список литературы

1. Califnia Institute for Energy and Environment (CIEE)/Kema: Phasor Measurement Application Study, October 2006.
2. IEEE Std C37.118.1-2011 IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
3. Близнюк Д. И. Идентификация параметров эквивалентов ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений: диссертация на соискание учёной степени канд. техн. наук / Д. И. Близнюк. – Екатеринбург, 2018. – 124 с.
4. С. М. Orallo, I. Caruaati, J. Strack, S. Maestri and P. G. Donato Comparative Analysis of DFT-Based Synchrophasor Estimators, 2018 Argentine Conference on Automatic Control (AADECA), Buenos Aires, 2018, pp. 1–6.
5. J. A. de la O Serna Synchrophasor Estimation Using Prony's Method // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. – 2013. – Vol. 62, № 8. – P. 2119–2128.
6. Kalman filtering applied to power system measurements for relaying / M. S. Sachdev, N. G. Johnson, H. C. Wood // IEEE Trans. Power Apparatus Syst., – 1985. – Vol. 104, № 12. – P. 3565–3573.
7. S. Affijulla and P. Tripathy, “Estimation of phasor under dynamic conditions using convolution”, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1–5.
8. A. S. Berdin, D. I. Bliznyuk and P. Y. Kovalenko, Estimating the instantaneous values of the state parameters during electromechanical transients, 2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON), Omsk, 2015, pp. 1–6.
9. D. Bliznyuk, P. Kovalenko and V. Mukhin, “The Technique for Accelerated Evaluation of the Instantaneous Values of Power System Performance Parameters”, 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2019, pp. 1–6.
10. Применение дискриминаторных методов для оценки параметров режима энерго-районов с объектами распределенной генерации / П. В. Илюшин, А. Л. Куликов, П. С. Пелевин // Электричество. – 2019. – № 7. – С. 22–35.
11. Фомин В. Н. Математическая теория обучаемых опознающих систем / В. Н. Фомин. – Ленинград : Изд-во ЛГУ, 1976. – 236 с.
12. L. Cohen and C. Lee, “Instantaneous frequency, its standard deviation and multicomponent Signals”, in Advanced Algorithms and Architectures for Signal Processing III, Franklin T. Luk, Ed., Proc. SPIE, vol. 975, pp. 186–208, 1988.
13. Богомолова И. А. Оценка устойчивости режима узловой модели энергосистемы / И. А. Богомолова. – Ленинград : НИИПТ, 1987. – С. 45–59.
14. Приведение расчётной схемы энергосистемы к совокупности узловых моделей для дозирования управляющих воздействий противоаварийной автоматики / П. Я. Кац, Ю. Д. Садовский, Е. П. Салита, Н. Ю. Теллинен // Эффективность и надёжность нелинейных ограничителей перенапряжений : Сборник научных трудов НИИПТ. – 1987. – С. 28–35.

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

УДК 621.314

Е. Б. Шескин

Апериодическая составляющая тока в выключателях силовых трансформаторов и пути её снижения

Исследуются процессы постановки под напряжение силовых трансформаторов. Показано, что при постановке под напряжение ненагруженного трансформатора в токе трансформаторного выключателя возможно появление затухающей постоянной составляющей, препятствующей переходу мгновенного значения тока через ноль в течение длительного времени.

Приводится описание используемой математической модели трансформатора, а также причин появления постоянной составляющей в токе холостого хода силового трансформатора.

Исследуются возможные способы обеспечения отсутствия задержек переход тока в трансформаторном выключателе через ноль.

Ключевые слова: аperiодическая составляющая, силовой трансформатор, переход через ноль, бросок тока намагничивания, неодновременное действие полюсов выключателя.

Введение

Появление оборудования с элегазовой изоляцией значительно повлияло на развитие электрических систем крупных мегаполисов, где как отдельные компоненты, так и целые открытые распределительные устройства (РУ) заменяются на комплектные РУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

Особенно популярными являются выключатели с элегазовой изоляцией, которые имеют значительные преимущества перед выключателями других типов.

Увеличение количества элегазовых выключателей с дугогасительной системой автокомпрессионного типа выявило проблему отключения токов нагрузки, содержащих аperiодическую составляющую.

В ряде публикаций [1] показано, что в последние годы на подстанциях произошла серия повреждений так называемых линейных элегазовых выключателей, т. е. тех выключателей, которыми осуществляется коммутация линий электропередачи (ЛЭП) с присоединёнными шунтирующими реакторами.

Все аварии имели место в циклах «включение – быстрое отключение», когда вслед за включением ЛЭП с реакторами (при котором в токе линейного выключателя из-за наличия реакторов появлялась аperiодическая составляющая) с малым интервалом времени давалась команда на отключение. Повышенное содержание аperiодической составляющей в незначительном по величине отключаемом токе односторонне питаемой линии приводило к длительному отсутствию нулевых значений этого тока и оказывалось недопустимо для элегазового выключателя с автокомпрессионным принципом гашения, при котором интенсивность воздействия на дугу определяется величиной отключаемого тока.

Величину максимально возможной аperiодической составляющей тока в реакторе определяет так называемый бросок тока при его включении.

В общем случае при включении под напряжение индуктивных элементов в токе выключателя появляются две составляющие: периодическая, равная току нормального

установившего режима, и апериодическая, возникновение которой вызвано невозможностью мгновенного изменения тока реактора от нулевого к значению установившегося режима.

Апериодическая составляющая характеризуется начальным значением и скоростью затухания. Начальное значение апериодической составляющей тока зависит от момента замыкания контактов выключателя (например, если включение происходит в момент, когда мгновенное значение сетевого напряжения близко к нулю, то апериодическая составляющая имеет наибольшее значение, равное амплитуде периодической составляющей тока). Постоянная времени затухания апериодического тока определяется соотношением активного и индуктивного сопротивлений контура, по которому он протекает.

В настоящее время в сетях 110–750 кВ наиболее распространённым типом является элегазовый выключатель колонкового типа (с точки зрения конструктивного исполнения) с автокомпрессионным принципом гашением дуги. Во включенном положении основная часть тока проходит через главные контакты. При отключении движение от привода передается подвижным контактам, которые выходят из неподвижных контактов. С момента перемещения подвижных контактов начинается сжатие газовой смеси в дутьевом цилиндре. После размыкания главных токоведущих контактов ток переходит в дугогасительный токоведущий контур, между контактами которого после их размыкания образуется электрическая дуга отключения. К моменту размыкания дугогасительных контактов в дутьевых цилиндрах уже достигнуто необходимое давление элегаза или газовой смеси. Дуга отключения обдувается, охлаждается и гасится потоком газа, проходящим через зазор между изоляционным дутьевым соплом и подвижным дугогасительным контактом. После гашения дуги в результате дальнейшего перемещения подвижных контактов создается необходимый изоляционный промежуток.

Таким образом, на сегодня точно известно, что для элегазовых выключателей с указанным способом гашения дуги проблему представляет цикл «включения – быстрого отключения» линий электропередачи с линейными шунтирующими реакторами.

Однако, как показала практика и анализ натурных осциллограмм, при коммутациях включения силовых трансформаторов также могут возникать ситуации, когда ток в выключателе не пересекает ноль.

В статье рассматриваются коммутационные процессы, инициированные постановкой под напряжение силового трансформатора ТНЦ-1000000/525/24.

1. Описание математической модели трансформатора

Для корректного учёта рассматриваемых процессов требовалось разработать математическую модель силового трансформатора ТНЦ-1000000/525/24, учитывающую процессы, происходящие в магнитопроводе трансформатора (трансформатор ТНЦ-1000000/525/24 имеет пятистержневую конструкцию), и верифицировать её по натурным осциллограммам.

Для указанных целей была использована методика моделирования, изложенная в [2]. На рис. 1 один приведена полная дуальная схема замещения пятистержневого трансформатора.

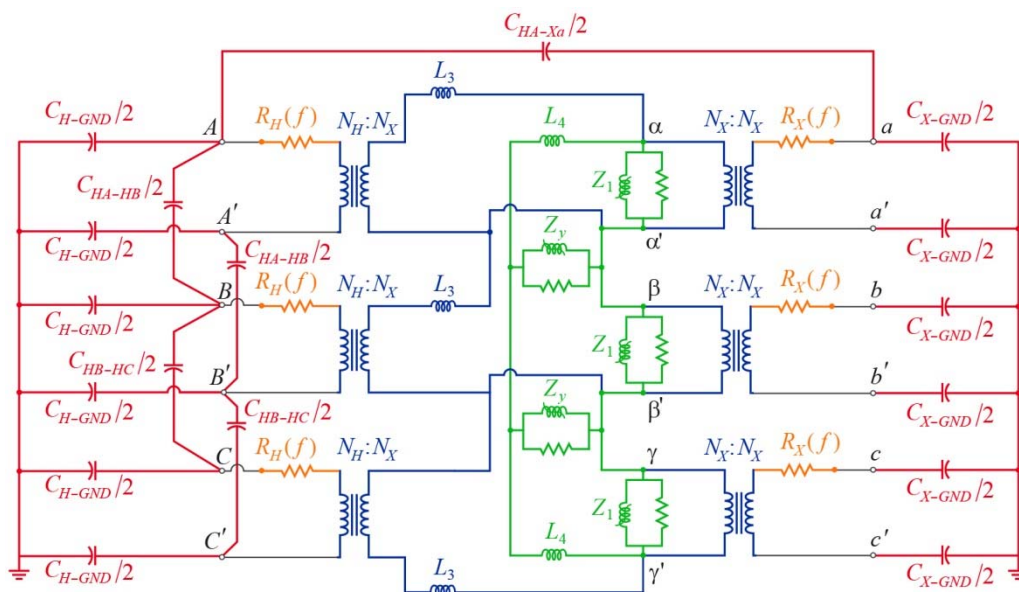


Рис. 1. Расчётная модель трёхфазного силового трансформатора ТНЦ-1000000/525/24

Указанная модель содержит элементы следующих видов:

- ёмкости обмоток трансформатора (показаны красным цветом);
- активные сопротивления обмоток трансформатора (показаны оранжевым цветом);
- индуктивные сопротивления рассеяния обмоток трансформатора (показаны синим цветом);
- элементы магнитной системы, обладающие нелинейными характеристиками намагничивания (показаны зелёным цветом).

Приведённая модель использует принцип дуальности [3] электрических и магнитных цепей и позволяет представить магнитопровод трансформатора в виде элементов электрической цепи – нелинейных индуктивностей, активных проводимостей и источников тока.

Наиболее важной частью модели трансформатора является модель его магнитной системы. Магнитопровод трансформатора представлен своими реальными геометрическими параметрами. Учитывается площадь поперечного сечения и длина магнитных связей и каналов рассеяния (рис. 2).

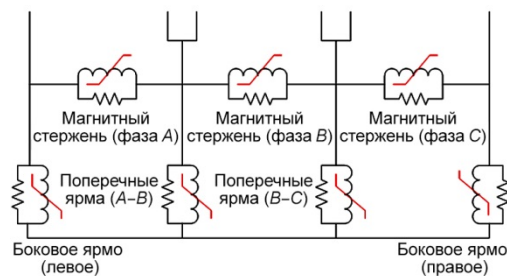
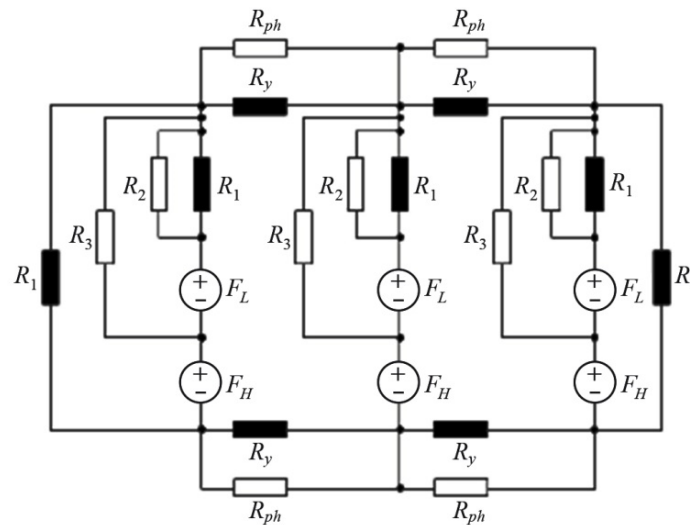
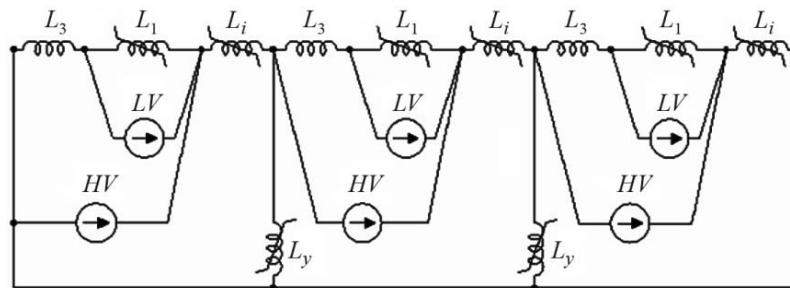


Рис. 2. Магнитопровод пятистержневого трансформатора ТНЦ-1000000/525/24

На рис. 3, а приведена схема замещения магнитной цепи пятистержневого трансформатора. Чёрными сплошными прямоугольниками показаны нелинейные магнитные сопротивления стержней и ярем магнитопровода трансформатора, белыми – сопротивления воздушных стержней (сопротивления рассеяния). На рис. 3, б приведена дуальная электрическая схема замещения, реализованная в программном комплексе ЕМТР/АТР.



а) схема замещения магнитной цепи пятистержневого трансформатора



б) дуальная схема замещения магнитной цепи пятистержневого трансформатора

Рис. 3. Схемы замещения магнитной системы пятистержневого трансформатора

Индуктивное сопротивление обмоток вычисляется по выражению:

$$X = \sqrt{Z_{\text{кз}}^2 - R_{\text{кз}}^2},$$

где $Z_{\text{кз}}$ – полное сопротивление трансформатора в режиме КЗ (вторичная обмотка замкнута накоротко), которое определяется из напряжения короткого замыкания;

$R_{\text{кз}}$ – суммарное активное сопротивление трансформатора, определяемое из уровня потерь мощности в режиме КЗ (режим протекания номинального тока во вторичной обмотке).

В итоговой версии модели входные ёмкости были исключены, поскольку частота исследуемых процессов мала, и указанные ёмкости не оказывают влияния на результаты расчётов.

Характеристика намагничивания задана уравнением Фролиха

$$B = \frac{H}{a + b \cdot |H|}$$

на основании известных паспортных данных (опыты холостого хода), коэффициенты скорректированы по результатам верификации.

2. Верификация разработанной модели силового трансформатора

2.1. Режим холостого хода

Из теории трансформаторов известно, что в режиме холостого хода, при разомкнутой вторичной обмотке, магнитный поток в сердечнике поддерживается за счёт тока, протекающего в первичной обмотке трансформатора. При этом его величина однозначно определяется величиной напряжения, приложенного к первичной обмотке трансформатора.

Таким образом, ток в первичной обмотке должен быть таким, чтобы создаваемая им магнитная индукция в сердечнике трансформатора соответствовала приложенному уровню напряжения.

В режиме холостого хода вторичная обмотка трансформатора, ток в которой создаёт «размагничивающий» магнитный поток в сердечнике, разомкнута, следовательно, для поддержания необходимого уровня магнитной индукции не требуется значительного тока в первичной обмотке.

Из паспортных данных известно, что для трансформатора ТНЦ-1000000/525/24 величина тока холостого хода составляет всего 0,45 % $I_{\text{ном}}$ или примерно 5 А. Кривая тока холостого хода фазы А трансформатора, полученная с использованием разработанной расчётной модели, приведена на рис. 4.

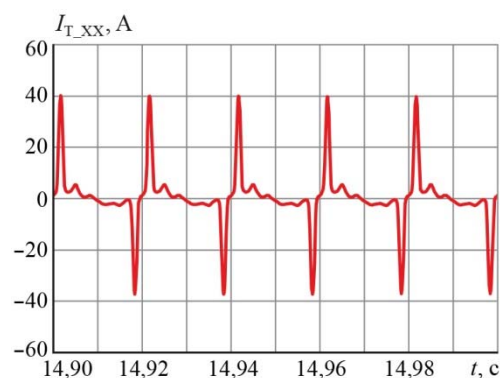


Рис. 4. Расчётная осциллограмма тока холостого хода трансформатора ТНЦ-1000000/525/24

2.2. Натурные осциллограммы

Верификация выполняется по осциллограммам постановки трансформатора под напряжение.

При этом, как следует из представленных осциллограмм, трансформатор работает в режиме холостого хода.

На рис. 5 приведены совмещённые кривые тока холостого хода в фазе С трансформатора, полученные из натурных осциллограмм и с использованием расчётной модели.

Как следует из рис. 5, расчётная модель с достаточной точностью воспроизводит процессы, возникающие при постановке под напряжение трансформаторов ТНЦ-1000000/525/24.

Кроме этого, из рис. 5 и натурных осциллограмм следует, что при постановке трансформатора под напряжение в токе выключателя появляются задержки перехода тока через ноль, обусловленные появлением затухающей постоянной составляющей в токе намагничивания трансформатора.

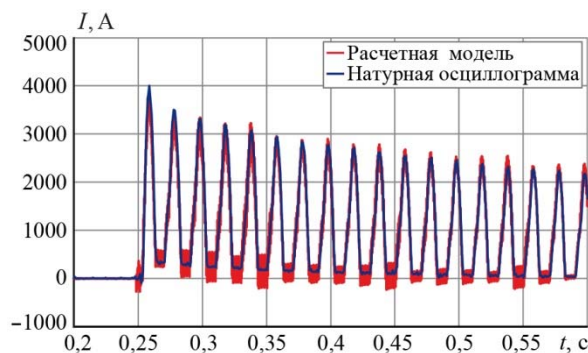


Рис. 5. Совмещённые кривые тока холостого хода в фазе С трансформатора, полученные из натурных осциллограмм и с использованием расчётной модели

3. Анализ причин появления постоянной составляющей в токе трансформаторного выключателя

Известен механизм появления задержек перехода тока через ноль при постановке под напряжение ЛЭП вместе с линейными шунтирующими реакторами. В этом случае апериодическая составляющая накладывается на меньшую по величине периодическую составляющую тока в выключателе, в результате чего образуются периоды, когда после постановке ЛЭП под напряжение ток в линейном выключателе не переходит через ноль, и попытка отключения линии приводит к повреждению коммутационного аппарата. При этом величина задержки зависит от соотношения зарядной мощности ЛЭП и мощности шунтирующего реактора.

В рассматриваемом случае задержка наблюдается при постановке трансформатора под напряжение в неблагоприятный момент времени – вблизи момента пересечения фазным напряжением нуля. В этот момент происходит бросок тока намагничивания, который вызван насыщением магнитных стержней трансформатора вследствие появления апериодической составляющей потокоцепления, возникающей в результате действия закона о неразрывности потокоцепления (тока в индуктивности).

Это явление известно как «последовательный бросок тока намагничивания» (БНТ), и появляется в результате одновременного включения фаз выключателя в трансформаторах, имеющих схемы включения обмоток вида «звезда с заземлённой нейтралью – треугольник» [3].

При этом наибольшая затухающая постоянная составляющая, возникающая в магнитной системе трансформатора из-за соединённых по схеме «треугольник» обмоток НН, образуется при включении в тот момент, когда происходит одновременное доключение двух фаз при максимальном мгновенном значении тока однофазного БНТ.

Скорость затухания переходной составляющей приблизительно совпадает с постоянной времени затухания апериодической составляющей тока при внешнем коротком замыкании.

Таким образом, для оценки величины апериодической составляющей может быть использована следующая формула:

$$i_{\text{ап}}^{\text{max}} = \frac{1}{3} I_m \cdot e^{-\frac{R_{C0} + R_T + R_d}{L_{C0} + L_{к.т}}},$$

где $R_{C0} = R_C + 3R_3$ – активное сопротивление сети по нулевой последовательности (с учётом сопротивления заземлителя);

$L_{C0} = L_{C1} + 3M_C$ – эквивалентная индуктивность сети по нулевой последовательности (с учётом взаимного влияния фаз внешней сети);

R_T – активное сопротивление первичной обмотки трансформатора;

R_d – активное сопротивление вторичной обмотки трансформатора, приведённое к напряжению ВН;

$L_{к.т}$ – индуктивность короткого замыкания трансформатора.

Таким образом, наибольшее начальное значение апериодической составляющей определяется максимальной величиной однофазного БНТ, а скорость её затухания – постоянными времени трансформатора и питающей сети.

Постоянные времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания могут достигать существенных величин, до 0,3–0,4 с, и таким образом, общее время затухания апериодической составляющей достигает 0,9–1,2 с. Кроме того, дополнительную сложность в отключении тока трансформатора при последовательном БНТ создаёт однополярность тока, протекающего через выключатель. Даже при значительном затухании апериодической составляющей ток не переходит через ноль ещё достаточно долгое время.

Очевидно, что при наличии современных быстродействующих защит, обеспечивающих срабатывание функции дифференциальной защиты трансформатора за 25–30 мс, при собственном времени отключения выключателя порядка 25 мс, минимальное время, которое может пройти от момента замыкания выключателя и постановки трансформатора под напряжение до момента зажигания межконтактной дуги в выключателе составляет 50–55 мс, что существенно меньше длительности затухания апериодической составляющей, возникающей при последовательном БНТ.

4. Анализ мероприятий для исключения задержек перехода тока через ноль

Поскольку механизм появления задержки перехода тока через ноль отличается от случая постановки под напряжение ЛЭП совместно с линейными шунтирующими реакторами, следование порядку проведения расчётов, приведённому в [4], невозможно.

Для достижения максимального значения апериодической составляющей коммутация постановки трансформатора под напряжение осуществляется следующим образом:

- 1) фаза *A* включается с опозданием в 2 мс относительно максимума напряжения фазы *A*;
- 2) оставшиеся две фазы включаются одновременно в момент максимума тока в нейтрали обмотки ВН трансформатора.

4.1. Устройства управляемой коммутации

Управляемая коммутация (УК) является одним из наиболее простых, удобных и дешёвых средств обеспечения успешного отключения ВЛ. Принцип действия УК заключается в контроле величины напряжения и выдаче команды на замыкание контактов выключателя в заданный момент времени – в данном случае, для снижения уровня апериодической составляющей должен быть задан максимум напряжения.

В рассматриваемом случае устройства УК могут способствовать снижению начальной величины апериодической составляющей путём уменьшения броска тока намагничивания и величины апериодической составляющей потокосцепления в магнитопроводе.

На рис. 6 приведена осциллограмма токов ВН трансформатора при постановке под напряжение с использованием устройства УК точностью ± 2 мс.

Из рис. 6 следует, что использование УК не позволяет полностью исключить появление апериодической составляющей, но её начальное значение существенно уменьшается (до 180 А). Затухание апериодической составляющей до безопасного уровня происходит за 150 мс.

Таким образом, при применении УК длительность горения дуги составит величину порядка 100 мс, что в 5 раз превышает нормативное время гашения дуги

в выключателе. Применение УК повышенной точности позволяет снизить начальное значение, но практически не влияет на скорость затухания апериодической составляющей, что, вследствие однополярности тока намагничивания, не даёт ощутимых преимуществ.

4.2. Предвключаемые резисторы

Использование предвключаемых резисторов позволяет кратковременно повысить активное сопротивление в цепи «выключатель – линия – трансформатор», увеличивая, соответственно, затухание апериодической составляющей, возникающей при постановке ВЛ и трансформатора под напряжение.

На рис. 7 приведена осциллограмма токов ВН трансформатора при постановке под напряжение со стороны ПС 1150 кВ Итатская с предвключаемым сопротивлением 500 Ом/10 мс.

Из рис. 7 следует, что применение предвключаемых резисторов позволяет исключить апериодическую составляющую в токе холостого хода трансформатора *при условии одновременного шунтирования резисторов в выключателе*.

Если резисторы шунтируются не одновременно, после шунтирования первого из них в нейтрали трансформатора вследствие несимметрии снова появится ток, который будет значительно меньше, но приведёт к появлению апериодической составляющей при шунтировании остальных фаз. На рис. 8 приведена расчётная осциллограмма токов ВН трансформатора при постановке его под напряжение с предвключаемым сопротивлением 500 Ом/10 мс при шунтировании резисторов фаз В и С через 0,42 мс после шунтирования резистора в фазе А.

Как следует из рис. 8, возникающая апериодическая составляющая имеет значительно меньшую величину (около 50–60 А), но при этом величина задержки перехода тока через ноль практически не изменяется.

Применение предвключаемых резисторов способно значительно уменьшить величину апериодической составляющей тока в выключателе, но исключить её

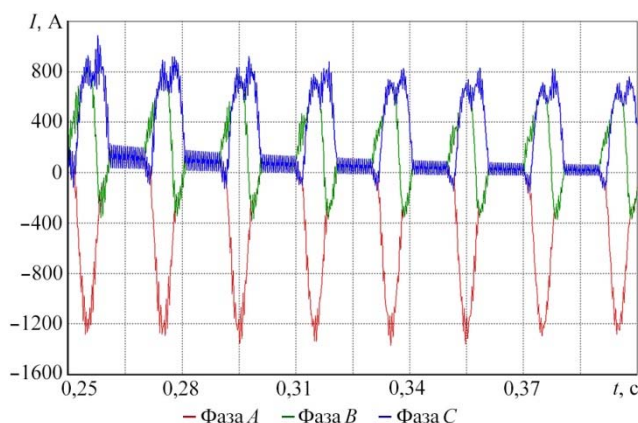


Рис. 6. Фазные токи ВН трансформатора при постановке под напряжение с устройством УК точностью ± 2 мс

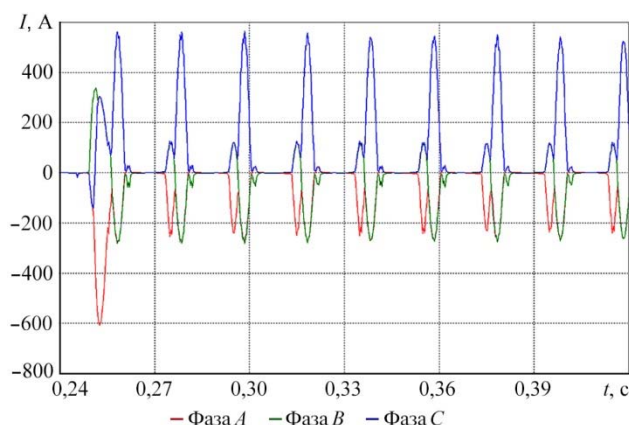


Рис. 7. Фазные токи ВН трансформатора при постановке под напряжение с предвключаемым сопротивлением 500 Ом/10 мс

полностью удаётся только при достаточно длительном нахождении резисторов в цепи (больше 12 мс), что может приводить к ужесточению требований к энергоёмкости используемых резисторов.

4.3. Релейная защита

Наименее затратным способом решения проблемы апериодической составляющей тока холостого хода блочных трансформаторов может стать введение алгоритма распознавания режимов работы трансформатора.

Апериодическая составляющая тока возникает в трансформаторе при его постановке под напряжение, т. е. сам трансформатор работает в режиме холостого хода. При подаче напряжения в неблагоприятный момент времени, ток в трансформаторе имеет характерную колоколообразную форму, т. е. в течение одной части периода промышленной частоты величина тока имеет значительную величину, а в течение оставшейся части периода ток близок к нулю. Это определяет повышенное содержание в токе холостого хода в режиме БТН повышенное содержание чётных высших гармонических составляющих, наибольшей из которых будет вторая гармоника.

На сегодняшний день многие терминалы релейной защиты способны распознавать режим холостого хода трансформатора, сопровождающийся бросками тока намагничивания, и предусматривают блокировку исполнительного органа на время существования БНТ, выявляя его, например, по гармоническому составу тока [5].

Если при этом происходит включение на короткое замыкание, форма кривой тока меняется во всех фазах за счёт наличия электромагнитной связи между обмотками через обмотку НН трансформатора, соединённую в треугольник.

Для примера, на рис. 9 приведена осциллограмма фазных токов линейного выключателя при включении на однофазное короткое замыкание фазы *B* вблизи выключателя.

Как следует из рис. 9, токи в неповреждённых фазах *A* и *C* достигают 1 400 А, а их форма синусоидальна, в отличие от режима БНТ. Это объясняется наличием электромагнитной связи между обмотками фаз ВН трансформатора в виде обмоток НН, соединённых по схеме «треугольник».

Заключение

В статье приводится описание причин и возможные способы минимизации рисков, связанных с коммутациями силовых трансформаторов.

Установлено, что причиной появления задержки перехода тока через ноль является апериодическая составляющая, вызванная протеканием тока в нейтрали трансформатора при одновременном замыкании фаз выключателей.

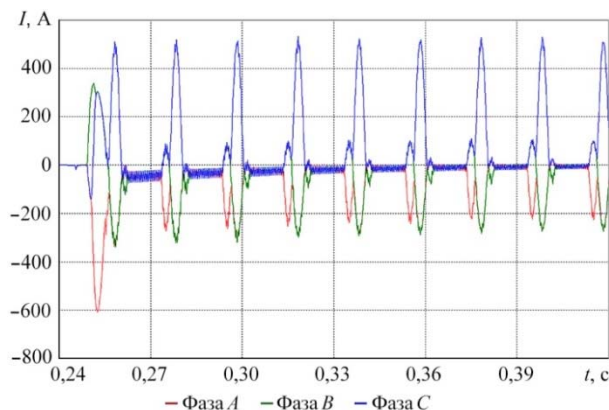


Рис. 8. Фазные токи ВН трансформатора при постановке его под напряжение с предвключаемым сопротивлением 500 Ом/10 мс при шунтировании резисторов фаз *B* и *C* через 0,42 мс после шунтирования резистора в фазе *A*

Начальное значение апериодической составляющей зависит от момента замыкания последней фазы выключателя, а скорость её затухания определяется параметрами внешней сети и примерно соответствует постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

С целью исключения задержек перехода тока через ноль были проанализированы известные мероприятия, использующиеся для обеспечения успешного отключения компенсированных ЛЭП:

- управляемая коммутация;
- предвключаемые резисторы;
- использование функции блокировки исполнительного органа защиты в режиме БНТ.

Наиболее простым решением видится использование функций распознавания БНТ, реализованных во многих современных терминалах защит. Однако существуют специфические схемы постановки трансформаторов под напряжение, например, совместно линиями электропередачи.

В этих случаях терминалы линейных защит, обеспечивающих отключение повреждённого присоединения, не обладают функциями распознавания БНТ, что может приводить к повреждениям трансформаторных выключателей.

Список литературы

1. Высоковольтные ВЛ. Коммутации и воздействия на выключатели / С. Гольдштейн, М. Дмитриев, Г. Евдокунин, Ю. Иваницкий // Новости Электротехники. – 2008. – № 3(51). – С. 64–69.
2. Chiesa N. Power Transformer Modelling. Advanced Core Model / N. Chiesa // Master's thesis. – Milano, 2005. – 147 pp.
3. Засыпкин А. С. Релейная защита трансформаторов / А. С. Засыпкин. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
4. Приложение к Распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» № 838р от 10.12.2012. Методика расчётов переходных режимов для выявления опасных уровней апериодической составляющей токов в моменты коммутаций выключателями присоединений и определение дополнительных требований к выключателям, устанавливаемым на этих присоединениях, Москва, 2012 г.
5. Руководство по эксплуатации «Шкаф основной защиты автотрансформатора с высшим напряжением 330 кВ и выше типа ШЭ2710 542, ШЭ2710 542-543 (версия ПО 542_200)». ЭКРА.656453.038 РЭ.

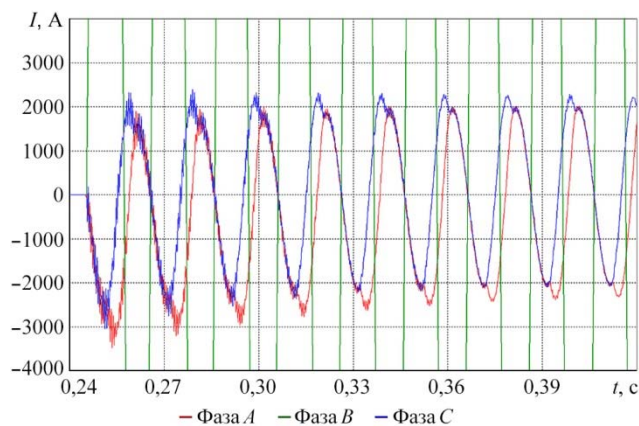


Рис. 9. Фазные токи трансформаторного выключателя при его включении на однофазное КЗ фазы В

ИМЕНА И ДАТЫ

К 75-й годовщине Дня Победы

Л. А. Кощеев

Фронтовики

Девятого мая 1945 г. мне шёл четырнадцатый год. Уверен, что воспоминание об этом дне у моих сверстников невольно воскрешает воспоминания о годах, предшествовавших этому дню и первых послевоенных годах. В то время было такое очень важное слово *фронтовик*. Потом оно, если и не забылось, то как-то стёрлось. Фронтовиками были и те, кто просил, а иногда и требовал милостыню на улицах, и те, кто, засучив рукава, включался в трудную тыловую жизнь. Одни писали многотомные мемуары, а из других было не вытянуть рассказа о фронтовой жизни.

Теперь слово *фронтовик* встречается крайне редко, да и самих фронтовиков остались единицы.

Я знал многих фронтовиков. Фронтовики были и среди моих близких друзей. Разница в 8–9 лет компенсировалась общей студенческой скамьёй, одновременным началом трудовой биографии.

В этой заметке мне хотелось напомнить о фронтовиках. Вспомнить и написать обо всех, кого я знал, практически невозможно. Было бы обидно кого-нибудь упустить. Я решил написать о фронтовиках, которые были в штате лаборатории электрических систем НИИПТ в день, когда я приступил к работе в этой лаборатории – март 1955 г. Лаборатория была создана за полтора года до этого, и к моменту моего поступления в ней числилось 17 человек, из них 8 фронтовиков. Я хочу напомнить о каждом из них.

Заранее прошу прощения у родственников за возможные неточности, особенно в описании их боевого пути. Я никого не привлекал к этой работе, не смотрел архивные материалы, использовал только то, что осталось в памяти из отрывочных сведений о военных делах. В общем, хотелось просто вспомнить и напомнить об этих людях.

Обязанности начальника лаборатории в то время исполнял Павел Зиновьевич Салита. В годы войны он служил в лётных частях, но лётчиком не был. Он был тем, кто латал самолёты после боевых вылетов и готовил их к следующим. Павел Зиновьевич был прекрасным инженером и хозяйственным человеком. Он очень много сделал для становления лаборатории электрических систем, создания и развития электродинамической модели, важнейшей для лаборатории и института экспериментальной установки, функционирующей после многих модернизаций и по сей день. Эти свои качества он использовал и в дальнейшем, работая в должности заместителя главного инженера НИИПТ.

Юрий Александрович Розовский был научным руководителем лаборатории. Ему «повезло». На фронт он пошёл со студенческой скамьи и в первом же бою потерял руку. После госпиталя вернулся и закончил институт, затем аспирантуру и защитил диссертацию. Юрий Александрович был моим руководителем по аспирантуре.

В соавторстве с ним я написал первую статью. Как руководитель он предоставлял максимальную свободу мысли и действия своим подопечным. В определённом смысле это было вынужденно, так как основные работы проводились на электродинамической модели, а он по правилам техники безопасности принимать в них участие не мог. Вскоре он перешёл на преподавательскую работу, защитил докторскую диссертацию.

Евгений Андреевич Марченко тоже попал на фронт со студенческой скамьи, хотя это и не соответствовало его возрасту. Но он начал учиться в школе с 6 лет и в 17 был уже студентом. Воевать начал на подступах к Ленинграду, вскоре был определён в артиллерийский дивизион и вместе с «богом войны» дошёл до Восточной Пруссии. Как и Ю. А. Розовский, Евгений Андреевич после демобилизации вернулся в институт. К моменту моего появления в лаборатории у него уже была готова диссертация. Вскоре он защитился, и после ухода Ю. А. Розовского занял его должность, затем в течение многих лет был начальником лаборатории и директором института.

Евгений Андреевич внёс огромный вклад в развитие лаборатории. По его инициативе и во многом его усилиями в лаборатории был создан вычислительный центр, который в дальнейшем стал общеинститутским. В лаборатории появились новые направления исследований, связанные с использованием вычислительной техники, что оказало влияние и на все остальные подразделения НИИПТ. Лаборатория была прекрасно организована, что позволило и после перехода Е. А. Марченко на должность директора сохранить ведущее положение среди организаций данного направления, определившее в дальнейшем и судьбу института.

Григорий Иосифович Поляк – ещё один артиллерист. Он был солдатом «в возрасте» и вернулся с серьёзной болезнью сердца. Вопреки этому он пребывал в хорошем творческом настроении, с удовольствием занимался своим делом. Кстати, начатая им тема – использование воздействия на ППТ для повышения уровня устойчивости энергосистемы – стала одной из важнейших в НИИПТ. Смерть Григория Иосифовича была первой в лаборатории на моей памяти.

Борис Николаевич Баулин был одним из тех младших лейтенантов, кому в первый год войны жить отводилось меньше месяца. После ускоренного обучения младший лейтенант Баулин попал в мясорубку на подступах к Сталинграду. Проводил свои две недели и с тяжелейшим ранением начал путешествие по госпиталям. Если бы не молодость и настойчивость медиков, то не было бы научного сотрудника Б. Н. Баулина. Возможно, выход из почти смертельного пике сделал его неунывающим оптимистом. Все девушки в Средне-Азиатском отделении Энергосетьпроекта (он длительное время занимался их энергосистемой) буквально обожали его. Борис Николаевич отработал своё и дожил до глубокой старости, много времени уделял работе в саду.

Юрию Дмитриевичу Садовскому повоевать удалось только после Дня Победы – все военные годы он находился в дальневосточной армии. Конечно, это была уже не та война, и год был сорок пятый. Выжить в этой войне было легче.

Как и другим, призванным в армию после школы, ему пришлось всё вспоминать, сдавать экзамены в институт, учиться вместе со вчерашними школьниками.

Вычеркнутые из нормальной жизни годы надо было наверстать. Юрий Дмитриевич их не просто наверстал, он стал одним из главных людей лаборатории. Обладая прекрасными способностями и в буквальном смысле педагогическим даром, он не только принимал участие в самых важных работах, определявших лицо лаборатории, но и воспитал, пропустил через свои руки большую часть молодых сотрудников, был камертоном порядочности и преданности своему делу.

Ещё один «дальневосточник» – Владимир Романович Белоусов 1918 года рождения числился в старшей половине лаборатории. Институт он заканчивал по заочно-вечерней форме. Полученные в армии навыки работы с радиоаппаратурой и другой электроникой определили его роль в лаборатории – руководитель группы электроники. Под его руководством и его руками была заложена электронная часть электродинамической модели, которая теперь не напрасно называется цифро-аналого-физический комплекс.

Анатолий Николаевич Быковский на войне, как говорилось, крутил баранку, занимался снабжением, сам не стрелял, но обеспечивал такую возможность другим. В лаборатории тоже занимался снабжением и другими задачами по обеспечению функционирования лабораторной базы. Задачи эти непростые, учитывая их объём и условия того времени. Привязанность к автотранспорту дала себя знать, Анатолий Николаевич первым в лаборатории купил автомобиль – подержанный Москвич 401, по нынешним понятиям – гробик на колёсах, всячески его обихаживал и уверял, что любит больше жены, в её отсутствии, конечно.

Валентина Тихоновна Шишкина работала при штабе, хотя была причастна и к медицине. Категорически отказывалась что-либо рассказывать о своих военных делах. Вообще была молчаливой. Женщина на войне – особое дело. Расспрашивать не решались. В лаборатории Валентина Тихоновна была машинисткой, печатала все наши отчёты и другие бумаги – в то время это была большая и непростая работа, никто сам печатать не умел, а сроки никто не отменял, и почерки у всех были разные. Так что роль машинистки была далеко не последняя.

Никто из этих людей не был в больших чинах и не отметился особым подвигом. Но все они фронтовики. Их уже нет в живых, и хотелось, чтобы память о них, как и о других фронтовиках, сохранялась как можно дольше.

Г. А. Евдокунин, С. В. Смоловик, В. Я. Фролов

Памяти Георгия Николаевича Александрова (к 90-летию со дня рождения)



07.01.1930 – 04.05.2008

Седьмого января 2020 г. исполнилось 90 лет со дня рождения Георгия Николаевича Александрова – профессора Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, доктора технических наук, члена корреспондента РАН, действительного члена Академии электротехнических наук РФ.

Георгий Николаевич Александров принадлежал к славной плеяде отечественных учёных, своими трудами внёсших ценнейший вклад в развитие мировой науки и техники и способствовавших распространению научных знаний в нашей стране и за рубежом, его по праву можно назвать выдающимся учёным-электроэнергетиком XX века.

Георгий Николаевич Александров родился в Ленинграде в январе 1930 г. После окончания с отличием в 1953 г. электромеханического факультета Ленинградского политехнического института по специальности «Техника высоких напряжений» работал на кафедре ТВН с 1957 по 1972 г. ассистентом, младшим научным сотрудником, старшим научным сотрудником, доцентом, профессором. В 1972 г. перешёл на кафедру «Электрические аппараты», где занимал должности профессора (1972–1974) и заведующего кафедрой (1974–2008). С 1977 по 1982 г. Георгий Николаевич был проректором ЛПИ по научной работе. В 1957 г. он защитил кандидатскую диссертацию, в 1967 г. – докторскую, в 1991 г. избран членом-корреспондентом Российской академии наук.

В 1952–1962 гг. Г. Н. Александров занимался исследованием характеристик коронного разряда на проводах линий электропередачи сверхвысокого напряжения, а также характеристик электрической прочности воздушных промежутков и изоляционных конструкций линий и подстанций сверхвысокого напряжения, молниезащиты объектов энергетического и оборонного назначения и разработкой высокоэффективных систем молниезащиты. Г. Н. Александровым разработаны теоретические основы развития искрового разряда в длинных воздушных промежутках.

В 1965 г. в круг его научных интересов входят исследования и разработки полимерных изоляторов и полимерных изоляционных конструкций воздушных линий и электрических аппаратов, а в 1980 г. – исследования новых типов электропередач переменного тока повышенной пропускной способности.

Под руководством Г. Н. Александрова в 60-е годы XX века была создана в России уникальная лаборатория сверхвысоких напряжений для исследования и испытания изоляционных конструкций воздушных линий и электрооборудования подстанций в натурных условиях эксплуатации.

Творческий научный коллектив, под руководством Г. Н. Александрова, первыми в мировой практике провели исследования, разработки и натурные испытания

оборудования линий электропередачи 750 и 1 150 кВ, показали высокую экономическую целесообразность применения таких ЛЭП для нашей страны, учитывая перспективы развития электрических сетей России и отдалённость сырьевых источников от промышленных центров.

В 80-90-х годах XX века деятельность научной школы Г. Н. Александрова была связана с научным обоснованием технической возможности и экономической целесообразности дальнейшего повышения напряжения ЛЭП вплоть до 2 000 кВ с пропускной способностью до 20 000 МВт на одну линию, а также существенного увеличения пропускной способности воздушных ЛЭП без повышения напряжения за счёт оптимизации конструкции опор линий электропередачи и за счёт увеличения числа проводов в фазе.

В сфере его научных интересов была теория дальних электропередач с управляемыми шунтирующими реакторами, заметно расширяющая общие теоретические положения о передаче электрической энергии и повышении пропускной способности линий электропередачи. Под его руководством был создан действующий прототип управляемого шунтирующего реактора трансформаторного типа мощностью 50 Мвар на напряжение 420 кВ.

Шунтирующие реакторы и компенсаторы трансформаторного типа были предметом его последних разработок и публикаций в журналах и монографиях как практических и надёжных устройств для повышения качества управления режимами работы линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения, что имеет большое значение для дальнейшего развития высоковольтной сети ЕЭС России.

Г. Н. Александров создал в Санкт-Петербургском политехническом университете Петра Великого известную в России научную школу высоковольтных электрических и электронных аппаратов и был одним из основоположников подготовки в нашей стране студентов вузов по дисциплине «Электрические и электронные аппараты», являющейся базовым звеном в общей системе подготовки специалистов по высоковольтной электроэнергетике.

Под руководством Г. Н. Александрова были изданы учебники для вузов «Теория электрических аппаратов», «Проектирование электрических аппаратов» и многочисленные учебные пособия для подготовки высококвалифицированных специалистов.

Г. Н. Александров был одним из наиболее любимых и уважаемых студентами профессоров Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого. Аудитория на его лекциях была переполнена. Организованные им научные дискуссии всегда привлекали широкую аудиторию.

Георгий Николаевич умел зажечь своих учеников неиссякаемым научным энтузиазмом и воспитал для нашей страны многих энергичных и хорошо знающих своё дело инженеров и научных работников.

Научные заслуги Г. Н. Александрова широко признаны как в нашей стране, так и за рубежом. В 1986 г. он был избран почётным членом Института инженеров электротехники и электроники (IEEE, США), а в 1988–1989 гг. – почётным профессором четырёх технических университетов КНР.

Г. Н. Александрову принадлежит больше 760 научных трудов, в числе которых 5 монографий, 36 учебников и учебных пособий, свыше 70 изобретений.

Под его руководством успешно защитили кандидатские диссертации более 40 аспирантов и соискателей, 3 его ученика стали докторами наук. Многогранной была и общественная деятельность Г. Н. Александрова: в разные периоды времени он был председателем Головного совета Минвуза РСФСР по энергетике, членом Научно-технического совета Минэлектротехпрома, Российского национального комитета СИГРЭ, исследовательских комитетов СИГРЭ, Научно-методического совета Минвуза СССР, Научного совета по энергетике и электрификации Госкомитета СССР по науке и технике, много лет работал в редколлегии журнала «Электричество».

За плодотворную научную и педагогическую деятельность профессор Г. Н. Александров награждён орденом «Знак почёта» и медалями.

Г. Н. Александров был широко образованным, неоспоримым авторитетом в области высоковольтной электроэнергетики, его энергия, твердость в отстаивании научных положений и прекрасные человеческие качества остаются примером для новых поколений научных работников и преподавателей. Он навсегда остался в нашей памяти как крупный учёный и патриот, внесший значительный вклад в развитие отечественной и мировой электроэнергетики.

АВТОРЫ НОМЕРА

Абакумов Сергей Александрович – заместитель заведующего отделом – главный инженер проектов отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: abakumovsa@nsk.so-ups.ru

Алтухова Марина Константиновна, канд. техн. наук, доцент – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: salnikova_mk@spbstu.ru

Андранович Богдан – старший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: andranovich@ntcees.ru

Аюев Борис Ильич, д-р техн. наук – Председатель Правления Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: secr@so-ups.ru

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

Бинько Геннадий Феликсович, канд. физ.-мат. наук – советник Председателя Правления ПАО «Интер РАО». E-mail: office@interra.ru

Виштитбеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент – заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: vishtibeevav@nsk.so-ups.ru

Гаязов Ставро Евгеньевич – инженер-программист отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: gayazovse@arurza.ru

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

Горячевский Константин Сергеевич – заведующий лабораторией исследования информационно-технологических систем отдела релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Грабчак Евгений Петрович, канд. экон. наук – заместитель Министра энергетики Российской Федерации. E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Гуриков Олег Викторович – старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Дмитриева Анна Алексеевна – магистрант кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ). E-mail: anyaprox@gmail.com

Евдокунин Георгий Анатольевич, д-р техн. наук, профессор – профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: evdg@etecom.spb.ru

Жуков Андрей Васильевич, канд. техн. наук – советник директора по управлению режимами ЕЭС Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: zhukov@so-ups.ru

Иванов Сергей Анатольевич, канд. техн. наук, доцент – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: ivanov_sa@spbstu.ru

Кабанов Дмитрий Анатольевич – заведующий сектором отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: kabanov_d@ntcees.ru

Касьянов Сергей Евгеньевич – научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: kasianov_s@ntcees.ru

Коваленко Павел Юрьевич, канд. техн. наук – доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского энергетического института Уральского федерального университета им. Первого Президента России Б. Н. Ельцина (УрФУ). E-mail: pkovalenko@urfu.ru

Кощеев Лев Ананьевич, д-р техн. наук, профессор – заместитель генерального директора – научный руководитель Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: ntc@ntcees.ru

Кузнецов Антон Алексеевич, канд. техн. наук – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: kuznetsov_aa@spbstu.ru

Купчиков Тарас Вячеславович – советник генерального директора ООО «Интер РАО – Инжиниринг». E-mail: irao-e@interrao.ru

Курилкин Алексей Игоревич – главный специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики Службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада. E-mail: kurilkin-ai@odusz.so-ups.ru

Логинов Евгений Леонидович, д-р экон. наук, профессор РАН, начальник службы Ситуационно-аналитического центра Минэнерго России (ФГБУ «САЦ Минэнерго России»). E-mail: loginovel@mail.ru

Лисицын Андрей Андреевич – заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: lisitsyn_a@ntcees.ru

Люлина Мария Александровна – старший преподаватель Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: lyulinam@mail.ru

Лямов Александр Сергеевич – старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО НТЦ ЕЭС). E-mail: aleksandrliamov@yandex.ru

Миляев Роман Гареевич – заместитель генерального директора – главный инженер АО «Интер РАО – Управление электрогенерацией». E-mail: milyaev_rg@interrao.ru

Надобная Евгения Анатольевна – инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: nadobnayaeva@arurza.ru

Павлушко Сергей Анатольевич – заместитель Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: sect@so-ups.ru

Першиков Георгий Анатольевич, канд. техн. наук, доцент – доцент Высшей школы электро-энергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: pershikov.g@spbstu.ru

Расцепляев Антон Игоревич, главный специалист службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: air@so-ups.ru

Рындина Ирина Евгеньевна, канд. техн. наук – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: ryndina_i@ntcees.ru

Саввин Дмитрий Николаевич – ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: savvindn@nsk.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

Селезнёв Юрий Григорьевич, канд. техн. наук, доцент – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: seleznev_yug@spbstu.ru

Семёнов Николай Константинович – младший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: semenov_n@ntcees.ru

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

Синянский Иван Владимирович – заведующий отделом релейной защиты и автоматизированных систем управления Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: sinyanskiy_i@ntcees.ru

Смирнов Андрей Николаевич, канд. техн. наук – заведующий отделом электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smirnov_a@ntcees.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор – заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: smolovik@ntcees.ru

Тупицина Анна Леонидовна – магистрант Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: tupitsina_a@ntcees.ru

Фролов Владимир Яковлевич, д-р техн. наук, профессор – профессор Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: frolov_vya@spbstu.ru

Чаплюк Сергей Владимирович – заведующий отделом противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: chapluk_s@ntcees.ru

Черезов Андрей Владимирович – заместитель Министра энергетики Российской Федерации. E-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент – доцент Высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (СПбПУ). E-mail: chudnyj_vs@spbstu.ru

Шаров Юрий Владимирович, канд. техн. наук, профессор – член Правления ПАО «Интер РАО», руководитель Блока инжиниринга. E-mail: office@interra.ru

Шескин Евгений Борисович, канд. техн. наук – заместитель заведующего отделом – заведующий лабораторией отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: sheskin_e@ntcees.ru

Эрекайкин Евгений Иванович – инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (АО «НТЦ ЕЭС»). E-mail: ErekaikinEI@arurza.ru

Ясько Дмитрий Валерьевич – заместитель начальника службы релейной защиты и автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). E-mail: yasko-dv@so-ups.ru

CONTENT, ABSTRACTS, KEYWORDS

Development, improvement and implementation of digital control, automation and protection systems

The use of artificial intelligence and Big data technology in the formation of a digital model of an industry supersystem for managing clusters of electric and heat power objects.

Binko G. F., Grabchak E. P., Kupchikov T. V., Loginov E. L., Milyaev R. G., Satsuk E. I., Cherezov A. V., Sharov Yu. V.

The problems of using of artificial intelligence and Big data technology to optimize the chains of operational-communication technical and economic transactions in the framework of a super-electric and heat supply system as a quasi-integrated technological complex are analyzed. It is proposed to use digital “doubles” for the final output of electric and heat power facilities to a new control quality based on digital topology within the framework of a single digital model of a branch electric and heat power super system with the possibility of unlimited increase in the number of analyzed functional units and received data from smart sensors. Using digital topology allows for local interactions to search for and implement solutions to move towards a local resource and operational optimum to optimize operating and repair costs in the face of critical imbalances in tariff-price sources of financing costs for the operation and repair of equipment. The opportunity is created to analyze options for maintenance and overhaul in the framework of economic constraints (costs included in tariffs, depreciation, the need to reach planned profit targets), as well as to control and analyze the effectiveness of each ruble in the process chain during operation and repair. The result should be a reduction in the cost of the life cycle of the electric and heat power infrastructure in order to free up funds for modernization.

Keywords: artificial intelligence, information system, Big data, digital model, digital topology, electric power industry, heat power system.

Emergency control in isolated power systems.

Andranovich B., Ayuev B. I., Grabchak E. P., Zhukov A. V., Lisitsyn A. A., Pavlushko S. A., Satsuk E. I., Cherezov A. V.

The article represents features of emergency control in isolated power systems with modern gas and combined cycle power plants. A special emergency automation system for the power systems of the Kaliningrad region when switching to isolated operation is proposed.

Keywords: centralized emergency control systems, isolated power system, low frequency demand disconnection, frequency collapse.

Features of the load shedding in the power system of the Kaliningrad region.

Andranovich B., Zhukov A. V., Kurilkin A. I., Milyaev R. G., Pavlushko S. A., Satsuk E. I., Sharov Yu. V.

The general principles of the implementation of commands from emergency automation to disconnect part of the load and solve this problem in the conditions of the power system of the Kaliningrad region are outlined.

Keywords: emergency control, load shedding, emergency control channel, collecting and transmission of emergency signals and commands device.

Results of full-scale tests of the software and technical emergency automation complex of the Kaliningrad power system.

Ayuev B. I., Grabchak E. P., Lisitsyn A. A., Milyaev R. G., Satsuk E. I., Semenov N. K., Chapluk S. V., Cherezov A. V., Sharov Yu. V.

In the article the results of functioning efficiency analysis of the software and technical emergency automation complex of the Kaliningrad power system during tests on detachment of the Kaliningrad power system for isolated operation in May 2019 and efficiency of determination of control actions at different values of the system actuation setpoints are given.

Keywords: emergency automation, isolated power system, load shedding.

Algorithm for blocking distance protection of power lines.

Goriachevskii K. S., Rasshcheplyaev A. I., Sinyansky I. V., Yasko D. V.

There have been cases of disconnecting power lines in post-emergency operation conditions of the power system due to excessive operation of distance protection of power lines. If a short circuit occurs on adjacent power lines, the third stage of the remote control starts up, performing the function of long-distance backup of other relay protections. But after the short circuit is cleared, the remaining protections do not reset, which, after a time delay, leads to unnecessary shutdown of other power lines. The reset of protection in the emergency mode does not occur, since the measured impedance of the electric network is inside the response characteristic of the remote sensing. The excess of the calculated value of the network impedance is due to the development of electric networks and an increase in the transmitted power.

The article proposes an algorithm for blocking the remote protection of power lines in post-emergency operating conditions, in which absolute values and derivatives of the currents of symmetrical components are used. The developed algorithm is implemented in a microprocessor relay protection device and tested on a real-time RTDS complex.

Keywords: electric power systems, electric networks, relay protection, short circuit currents.

Unit for analysis of relay protection in actual software by example of ARU RZA.

Abakumov S. A., Vishtibeev A. V., Gayazov S. E., Nadobnaya E. A., Savvin D. N., Erekaikin E. I.

In the article the main requirements for the module for analysis of relay protection are indicated. The realization of these requirements in the module of the analysis of relay protection of ARU RZA software is described. Module functioning and its operation order, framework, output and the analysis of its results in detail are described.

Keywords: software, short-circuit currents calculation, settings of relay protection, operation analysis, relay backup, sensibility factor, framework.

Modeling and research of operating conditions of the basic equipment of power systems

Digital modeling of gas turbines automatic control systems.

Ayuev B. I., Binko G. F., Gerasimov A. S., Gurikov O. V., Kasyanov S. E., Kupchikov T. V., Pavlushko S. A., Smirnov A. N., Sharov Yu. V., Sheskin E. B.

The article describes the peculiarities of modeling of gas-turbine and combined-cycle power plants in the tasks of analysis of electromechanical transients and the dynamic stability of power plants. Examples of detailed dynamic models of gas turbine and combined cycle power units are given. The calculation results obtained with a simplified representation of the turbines of gas turbine and combined cycle power units and with a detailed simulation of the units and their control systems are compared. It is shown that the lack of detailed modeling of combined cycle gas and gas turbine

power units can lead to quantitative and qualitatively unreliable results of the analysis of dynamic stability.

Keywords: power unit model, combined-cycle plant, gas turbine unit, digital model, control system.

Elimination of system frequency oscillation by tuning gas turbine speed governor.

Binko G.F., Gerasimov A. S., Kasyanov S. E., Kupchikov T.V., Milyaev R. G., Satsuk E. I., Smirnov A. N., Sharov Yu. V., Sheskin E. B.

Tuning problem of gas turbine speed governor is considered for elimination frequency oscillation in island-mode system operation.

Keywords: frequency, oscillation, frequency regulation, speed governor, power governor.

Hydro turbine mathematical models development for electromechanical transients study with frequency changes in the power system.

Gurikov O. V., Kabanov D. A.

Kaplan and Francis turbine mathematical models of different detail level are developed. These mathematical models reproduce the steady state characteristics and dynamic behavior of full-scale hydro turbines in wide range of rotation speed, water flow, total head, guide vane and turbine blade position. This allows them to be used in study of electromechanical transients in the power system followed by frequency changes, including transients resulting to isolated operation of hydraulic units.

Keywords: frequency, frequency regulation, speed governor, frequency governor, automatic control system of hydro unit, hydro turbine model, hydro turbine.

The technical-operating features of the parallel work of the wind power plant (WPP) and the powerful energy system.

Ivanov S. A., Kuznetsov A. A., Seleznev Y. G., Pershikov G. A.

Based on the market research of the wind power equipment, with conditions of the middle-power wind loads for WPP with a capacity of 30 MW the wind turbines with direct drive Lagerway type L100-2.5 MW with a rated power of 2500 kW were proposed for installation. As well as a potential limitation of production of the reactive power (VAR) by operation of the considered type of WPP has been justified.

There were also considered possibilities of operating the WPP converters as sources of the reactive power with the function of reducing the active power losses in the network. Based on the calculations of steady-state conditions in the equivalent power transmission system have been obtained the dependencies reflecting the connection between distance of the high-voltage power line 35 kV and the input bus bars of the substation of the power system, normalized economic current density when choosing power lines wires and restrictions on the output of reactive power of wind farms.

Keywords: Distributed generation, reactive power, wind turbines, circuit solutions, active power losses, economic current density.

Control Characteristics of Static Synchronous Series Compensator.

Liamov A. S., Smolovik S. V., Tupitsina A. L.

The aim of this work is to study the influence of static synchronous series compensator (SSSC) for the operation of a single transmission for subsequent use of the developed models in real electrical networks. Over the past decade, the new FACTS series devices have emerged, which are more economical and convenient to use than the FACTS series devices of the first generations, such as series capacitive compensation, including that with thyristor control. In most regions, the construction of new overhead transmission lines is becoming increasingly complex, which increases the possibility of using series FACTS devices both to increase the lines transfer capability and improve the quality of power flow control in complex operational conditions.

Keywords: static synchronous series compensator, electric power system, transmission line.

Problems replacing imported equipment in the electric power industry of Russia.

Ayuev B. I., Binko G. F., Grabchak E. P., Kupchikov T. V., Loginov E. L., Milyaev R. G., Pavlushko S. A., Satsuk E. I., Cherezov A. V., Sharov Yu. V.

The article formulates new approaches to solving the problems of import substitution in the electric power industry of Russia. The organizational and informational integration of the structures of fundamental and applied science, education, power engineering production, power generation and transportation of electricity within the framework of a complete innovation cycle is proposed. The tasks of forming in the industry a comprehensive mechanism for planning and managing research and energy and machine-building and electric power segments as links in a single technological chain from basic research to disposal are formulated. It is substantiated that the mechanisms of import substitution planning are based on new digital approaches to the planning of maintenance and repair work and equipment replacement. Approaches to changing the methodology for calculating tariffs in the energy sector as the basis for financing equipment replacement programs have been developed.

Keywords: import substitution, electric power industry, equipment, innovations, digital technologies, monitoring, analysis, planning, forecasting, demand, orders, deliveries.

Control of power systems and research of their characteristics

Peculiarities of frequency and power flow control in isolated power systems.

Ayuev B. I., Binko G. F., Gerasimov A. S., Gurikov O. V., Zhukov A. V., Milyaev R. G., Pavlushko S. A., Smirnov A. N.

The article describes the principles of organizing of an automatic system for frequency and power regulating in the UPS of Russia. Using the power system of the Kaliningrad region as an example, it is shown that in a small isolated power system, a special organization of the process of primary and secondary frequency regulation is required. The importance of automatic tertiary frequency control in small isolated power systems is noted. The principles of building a system of automatic tertiary frequency regulation developed for the power system of the Kaliningrad region are described.

Keywords: power unit model, combined-cycle plant, gas turbine unit, digital model, control system.

Frequency response modeling of electric power systems.

Altukhova M. K., Liulina M. A., Ryndina I. E., Chudny V. S.

Modern power systems are notable for large power stations generators facilitated with automatic excitation control (AEC). Thus, practical setting methods aligned with conditions of the excitation control adaptation are becoming of great importance.

This work provides methodology of regulator adaptation subsystem building, which is based on using system variables transfer functions derived from the experimental frequency responses. Notably, selection of stabilization factors, ensuring maximum stability level, is made with characteristic polynomial defined by the transfer functions obtained.

Requirements for the transfer function structure and parameters, which guarantee retention of the object's dynamic properties, are set. In addition, requirements for assessment of its influence on stability level if stabilization factors change are specified.

Keywords: electric power system, stability level, automatic excitation control, operating condition, frequency response, transfer function.

Defining the instantaneous parameters of the electric mode with an increased sampling rate.

Berdin A. S., Dmitrieva A. A., Kovalenko P. Y., Senyuk M. D.

The paper presents the development of an algorithm for express estimation of the electric mode parameters with the delay of less than one period of industrial frequency. The study of the method for setting the basis frequency when presenting the signal by the Euler method was completed, two algorithms were developed for deriving the synchronous frequency in a three-phase network from voltage signals, and the scope of the algorithm is determined. Three types of data were used for testing: computationally simulated transient, electromechanical and steady state data from the electrodynamic simulator of JSC «STC UPS» and steady state data obtained from 500 and 220 kV grids. As a result, the values of the delays in defining the mode parameters by the proposed algorithm for each of the data types were obtained.

Keywords: PMU, estimation of electric mode parameters, Euler method.

High-voltage technology

Transformer circuit breaker DC current component and measures for its reduction.

Sheskin E. B.

The article contains investigation results of power transformer energization process. It is shown, that due to energization in the current of transformer's circuit breaker decaying DC current component may occur, which will prevent current from zero crossing, creating a kind of well-known zero-missing phenomenon.

Description of transformer mathematical model is given, and the root causes of DC current nature are revealed.

Measures for DC current component minimization are also considered and estimated.

Keywords: DC current component, zero-crossing, zero-missing phenomenon, power transformer, transformer inrush current, non-simultaneous contact making.

Names and dates

War veterans (to the 75th anniversary of Victory Day).

Koshcheev L. A.

Georgy N. Aleksandrov (to the 90th anniversary).

Evdokunin G. A., Smolovik S. V., Frolov V. Ya.

Content, Abstracts, Keywords**Instruction for manuscript submission**



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АО «НТЦ ЕЭС» – многопрофильный электроэнергетический научно-исследовательский центр, ведущая научная организация отрасли в области развития системообразующей сети ЕЭС России и межгосударственных электрических связей.

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Проектирование и развитие электроэнергетических систем
- Решение задач в области устойчивости, надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем
- Режимное и противоаварийное управление
- 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 квалификаций в электроэнергетике



ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ БАЗА

- Цифро-аналого-физический комплекс
- Программно-аппаратный комплекс реального времени

С использованием комплексов НТЦ ЕЭС 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

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

КОМПЕТЕНЦИИ АО «НТЦ ЕЭС»

Проектирование и развитие электроэнергетических систем

- Ежегодная актуализация расчетной модели ЕЭС России на основе программ развития ЕЭС, разрабатываемых АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС»
- Разработка схем и программ развития субъектов РФ, комплексных программ развития ДЗО ПАО «Россети»
- Разработка схем выдачи мощности электростанций и внешнего энергоснабжения потребителей
- Техничко-экономическое обоснование строительства, реконструкции и модернизации объектов электроэнергетики, комплексов противоаварийной автоматики, устройств релейной защиты
- Определение «узких мест» в энергосистемах и разработка мероприятий по их устранению

Решение задач в области устойчивости, надежности, живучести и управляемости электроэнергетических систем

- Разработка, отладка и настройка алгоритмов и законов регулирования цифровых автоматических систем управления, устройств и систем мониторинга агрегатного, станционного и системного уровня
- Разработка методик и технологий для оценки и обеспечения надежности и управляемости ЕЭС
- Цифровое и физическое моделирование энергосистем, энергообъектов, систем управления, регулирования и автоматики для решения задач по обеспечению устойчивости и надежности ЕЭС
- Обоснование технических решений по обеспечению устойчивости, режимной управляемости, надежности и живучести ЕЭС

Режимное и противоаварийное управление

- Разработка и внедрение централизованных систем автоматического противоаварийного управления на базе новых алгоритмических решений и программно-технических средств
- Разработка и внедрение систем автоматического мониторинга режима работы и диагностики энергосистемы и энергоблоков электрических станций
- Разработка проектов противоаварийной автоматики энергосистем и отдельных энергообъектов
- Разработка технических требований к устройствам режимного и противоаварийного управления и методик проверки на соответствие этим требованиям

Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами

- Разработка программного обеспечения для:
 - проведения расчетов установившихся режимов – ПК «RastrWin3»
 - анализа динамической устойчивости – ПК «RuStab»
 - проведения расчетов токов короткого замыкания и выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики – ПВК «АРУ РЗА»
- Разработка и внедрение специализированных и других систем контроля и наблюдаемости энергосистем

Испытания и настройка систем управления агрегатного, станционного и системного уровней

- Оценка корректности функционирования систем управления, регулирования и автоматики
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов регуляторов возбуждения синхронных генераторов и систем регулирования турбин электростанций
- Проверка и настройка для условий конкретных энергообъектов систем ГРАПМ электростанций, а также отдельных подсистем – ГРАМ и ГРНПМ

Сертификация оборудования и устройств в Системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС»

- Сертификация автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов, устройств АЛАР, АЧР, АРПМ, АОПЧ, АРКЗ и ФТКЗ, АОПО, УСВИ, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ, ФОСШ и АУВ с функцией ФОВ, концентраторов синхронизированных векторных данных

www.ntcees.ru

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

ЦИФРО-АНАЛОГ-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 ВЫПОЛНЯЕТСЯ:

- 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 88 официальных испытаний 41 АРВ отечественных (21) и зарубежных (20) производителей, по результатам которых оформлено 28 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 2019 год проведено 53 испытания для 34 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

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.ru

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

В АО «НТЦ ЕЭС» функционирует **самый большой в России** вычислительный программно-аппаратный комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator). Комплекс RTDS АО «НТЦ ЕЭС» позволяет подключать к реализуемым на нем цифровым моделям энергосистем реальные устройства управления, регулирования, релейной защиты и автоматики.

Основные количественные характеристики:

- 2 стойки RTDS, включающие 7 расчетных плат PB5 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), C37.118.1, 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 сигнала типа «сухой контакт» (ввод/вывод)



НА ПАК РВ ВЫПОЛНЯЮТСЯ:

- Испытания и сертификация автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), устройств ПА и элементов системы мониторинга переходных режимов (СМПР)
- 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

194223, г. Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит А

Телефон: (812) 297 54 10 E-mail: ntc@ntcees.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: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, АО «НТЦ ЕЭС» 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

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.

Подавая 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 _____