

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ 1 (72)

Издается с февраля 1957 г.

*Посвящается 70-летию образования
Научно-исследовательского института
по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения
(с 7 июня 2012 г. – Научно-технический центр Единой энергетической системы)*

Санкт-Петербург
2015

УДК 621.311; 621.314–316

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

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

РЕДАКЦИЯ

Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;
Виленкина И. И. – секретарь редакции.

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

Известия НТЦ Единой энергетической системы в Интернете

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

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

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

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».
Тел.: (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntcees.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
<i>Кощеев Л. А.</i>	
История НИИПТ – НТЦ ЕЭС: 1945–2015	6
<i>Абакумов С. А., Брилинский А. С., Вагин В. П., Виштибеев А. В., Смоловик С. В., Шаргин Ю. М.</i>	
Решение научных и практических задач развития энергосистем в НТЦ ЕЭС.	20
<i>Шлайфштейн В. А.</i>	
Исследования системных аспектов применения передач и вставок постоянного тока.	33

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ: РАЗВИТИЕ, МОДЕЛИРОВАНИЕ

<i>Гараев Ю. Н., Лоханин Е. К., Россовский Е. Л.</i>	
Особенности моделирования синхронных машин продольно-поперечного возбуждения.	44
<i>Бердин А. С., Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Черепов А. С.</i>	
Мгновенные значения параметров электрического режима в электромеханических переходных процессах.	65
<i>Одинцов М. В., Фролов А. И.</i>	
Применение матрицы сетевых коэффициентов для определения максимальной загрузки сетевых элементов	78

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ: УПРАВЛЕНИЕ, РЕГУЛИРОВАНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ

<i>Андреев Р. В.</i>	
Влияние электрической части ветроэнергетической установки на ее энергетические характеристики	84
<i>Волошин М. В., Демидов А. А., Никишин К. А., Титаевская Н. А.</i>	
Разработка алгоритмов управления ВПТ от централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности	95
<i>Абакумов С. А., Арестова А. Ю., Виштибеев А. В., Глущенко Е. А., Еранцева О. Н.</i>	
Применение автоматики деления электрической сети для сохранения динамической устойчивости генераторов при затяжных трехфазных КЗ. . . .	109

ТЕХНИКА ВЫСОКИХ НАПРЯЖЕНИЙ

<i>Владимирский Л. Л., Орлова Е. Н., Печалин Д. С., Соломоник Е. А., Тимофеева О. В., Яковлева Т. В.</i>	
Обеспечение надежной работы внешней изоляции электроустановок	118
<i>Новикова А. Н., Шмараго О. В.</i>	
Методические и практические вопросы грозозащиты ВЛ в НИИПТ	132
<i>Лубков А. Н., Привалов И. Н.</i>	
Стендовые испытания силовых кабелей и кабельной арматуры в высоковольтном испытательном комплексе ОАО «НИИПТ»	149

ИМЕНА И ДАТЫ***Балыбердин Л. Л.***

Андрей Владимирович Поссе как новатор в теории и практике мощных вентильных преобразователей (к 100-летию со дня рождения)	171
Памяти Анатолия Соломоновича Зеккеля	189

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

В октябре 2015 г. исполняется 70 лет со дня основания НИИПТ.

В 2007 г. НИИПТ стал дочерней организацией ОАО «СО ЕЭС», а в 2012 г. в связи с постепенным увеличением объема работ по тематике развития и управления энергосистемами институт был переименован в «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (ОАО «НТЦ ЕЭС»). В том же году из состава ОАО «НТЦ ЕЭС» в качестве дочерней организации выделился ОАО «НИИПТ», в который вошли подразделения, работающие в области преобразовательной техники, техники электропередачи постоянным током и техники высоких напряжений.

В связи с юбилеем НИИПТ – НТЦ ЕЭС в данном номере журнала наряду с материалами научно-технического характера отражена история создания и развития отдельных подразделений института, а также представлены в историческом плане достижения по некоторым направлениям деятельности этих подразделений. В главной статье номера представлена краткая историческая справка, отражающая основные этапы становления и развития НИИПТ – НТЦ ЕЭС от момента основания до наших дней. Представлена также статья к 100-летию со дня рождения профессора А. В. Поссе, крупнейшего специалиста в области преобразовательной техники и техники передачи электроэнергии постоянным током. А. В. Поссе 28 лет занимал должность заместителя директора НИИПТ по научной работе, внес огромный вклад в достижение творческих успехов института и создание отечественной школы силовой преобразовательной техники.

Научно-техническое содержание статей отражает в основном результаты научно-исследовательских работ ОАО «НТЦ ЕЭС» в области развития, управления и моделирования энергосистем, а также традиционной тематики ОАО «НИИПТ» в области техники высоких напряжений.

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

УДК 621.311 (091)

Л. А. Кощеев

История НИИПТ – НТЦ ЕЭС: 1945–2015

Представлен краткий исторический очерк развития НИИПТ – НТЦ ЕЭС 1945–2015 гг.

Ключевые слова: НИИПТ, НТЦ ЕЭС, электроэнергетическая система, дальние электропередачи постоянным и переменным током, техника высоких напряжений, преобразовательная техника.

После окончания Великой Отечественной войны перед страной всталася проблема восстановления хозяйства, разрушенного в ходе военных действий. Одновременно были поставлены задачи по модернизации и созданию новых отраслей промышленности и внедрению новых технических решений в различных областях науки и техники. В электроэнергетике в этой связи наряду с созданием крупнейших электростанций, объединением энергосистем, освоением новых классов напряжения линий электропередачи предлагалось создать передачи постоянного тока (ППТ) для транспорта больших объемов электроэнергии на дальние расстояния.

Следует отметить, что еще на первых этапах проектирования энергосистемы СССР в начале 30-х годов высказывалась идея об использовании ППТ для передачи электроэнергии на дальние расстояния и связи между секциями единой высоковольтной сети [1]. Эти новаторские идеи получили мировое признание и в последующем были развиты и использованы при создании крупнейших энергообъединений Северной Америки, Европы, Китая, Индии, Бразилии.

Из немецких публикаций военного времени было известно, что в Германии велись работы по созданию мощных ППТ, которые предполагалось использовать для передачи в Германию электроэнергии от крупных гидростанций на Днепре и Волге, сооружение которых планировалось в СССР до войны. В качестве пилотного проекта программы создания будущих сверхдальных и сверхмощных ППТ в Германии во время войны сооружалась опытно-промышленная воздушно-кабельная ППТ Эльба – Берлин.

ППТ Эльба – Берлин не была введена в эксплуатацию, и оборудование этой передачи было включено в объем reparаций. С участием советских и немецких специалистов оборудование преобразовательных подстанций и кабель были демонтированы и перевезены в СССР, где были использованы при создании опытно-промышленной ППТ Кашира – Москва. Для творческого освоения этой техники и последующего проектирования мощных ППТ решением Правительства СССР в октябре 1945 года был создан Институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ). В создании и становлении института участвовали многие выдающиеся руководители и ученые того времени – Д. Г. Жимерин, И. И. Угорец, А. Н. Некрасов, А. А. Горев, М. А. Шателен, М. П. Костенко, М. А. Заславский и др.

НИИПТ быстро – для послевоенного времени – преодолел организационные, кадровые и бытовые трудности периода становления. В первой половине 50-х годов сформировались основные научные подразделения института, претерпевшие в дальнейшем ряд структурных преобразований (см. рис. 1 и Приложение).

Ядро коллектива института составили пришедшие из эксплуатационных, проектных, учебных, научных организаций специалисты различных направлений (Н. Н. Щедрин, Л. А. Сена, Н. А. Воскресенский, С. Г. Ветчинин, А. В. Поссе, А. М. Рейдер, П. П. Острый, И. Н. Шапошников и др.) и молодые энтузиасты (В. И. Емельянов, В. А. Иванченко, Е. М. Берлин, Е. А. Марченко, Д. Е. Кадомский, А. К. Манн, С. С. Шур, А. В. Корсунцев и др.).

С первых дней своего создания институт приступил к планомерной работе по созданию ППТ Кашира – Москва, а также теоретическому обоснованию и экспериментальной проверке основных технических решений в области преобразовательной и высоковольтной техники ППТ. Благодаря этим работам уже в 1950 г. была включена в эксплуатацию первая в мире опытно-промышленная ППТ Кашира – Москва. В первой половине 50-х годов с использованием опыта, полученного в ходе создания и освоения ППТ Кашира – Москва, были сформулированы основные теоретические положения и разработаны принципы проектирования будущих мощных ППТ.

Созданием в начале 50-х годов лабораторий техники высоких напряжений (ЛТВН) и электрических систем (ЛЭС) определилось постепенное превращение НИИПТ в многопрофильный исследовательский центр электроэнергетики.

Успехи исследований в области техники высоких напряжений более чем во многих других направлениях определяются возможностями натурных исследований. ЛТВН НИИПТ первоначально была создана на высоковольтной базе, разработанной под руководством проф. А. А. Горева. В дальнейшем база лаборатории (отдела) получила интенсивное развитие и заняла место в ряду крупнейших мировых исследовательских центров.

При использовании вычислительной техники того времени (расчетные столы, арифмометры и т. п.) расчеты нормальных и особенно переходных режимов в энергосистемах требовали огромных затрат времени. Вынужденное глубокое эквивалентирование схемы энергосистем не позволяло получить надежные результаты для сколь-нибудь сложной энергосистемы. Поэтому уже в первой половине 50-х годов была создана электродинамическая (физическая) модель энергосистемы (ЭДМ), которая в последующем развивалась и совершенствовалась. ЭДМ сыграла исключительную роль в исследовании режимов и устойчивости сложных энергосистем при проектировании развития и обеспечении надежности больших энергосистем.

Очевидно, что важнейшим и наиболее сложным элементом ППТ является преобразователь с системами управления, регулирования и защиты. Основным элементом преобразователя в то время являлся ртутный вентиль. Для исследования физических процессов в ртутных вентилях в НИИПТ была создана крупнейшая в стране лабораторная база.

Таким образом, уже к середине 50-х годов в НИИПТ был создан уникальный исследовательский комплекс, включающий опытно-промышленную ППТ, высоковольтный центр, ЭДМ, лабораторию ртутных вентиляй. Развитию и совершенствованию этой базы все последующие годы уделялось исключительное внимание.

Во второй половине 50-х годов значительно увеличилась численность и повысилась квалификация сотрудников НИИПТ, что обеспечило развертывание исследовательских и практических работ по всем направлениям. Вместе с другими исследовательскими, проектными и производственными организациями велись интенсивные работы по

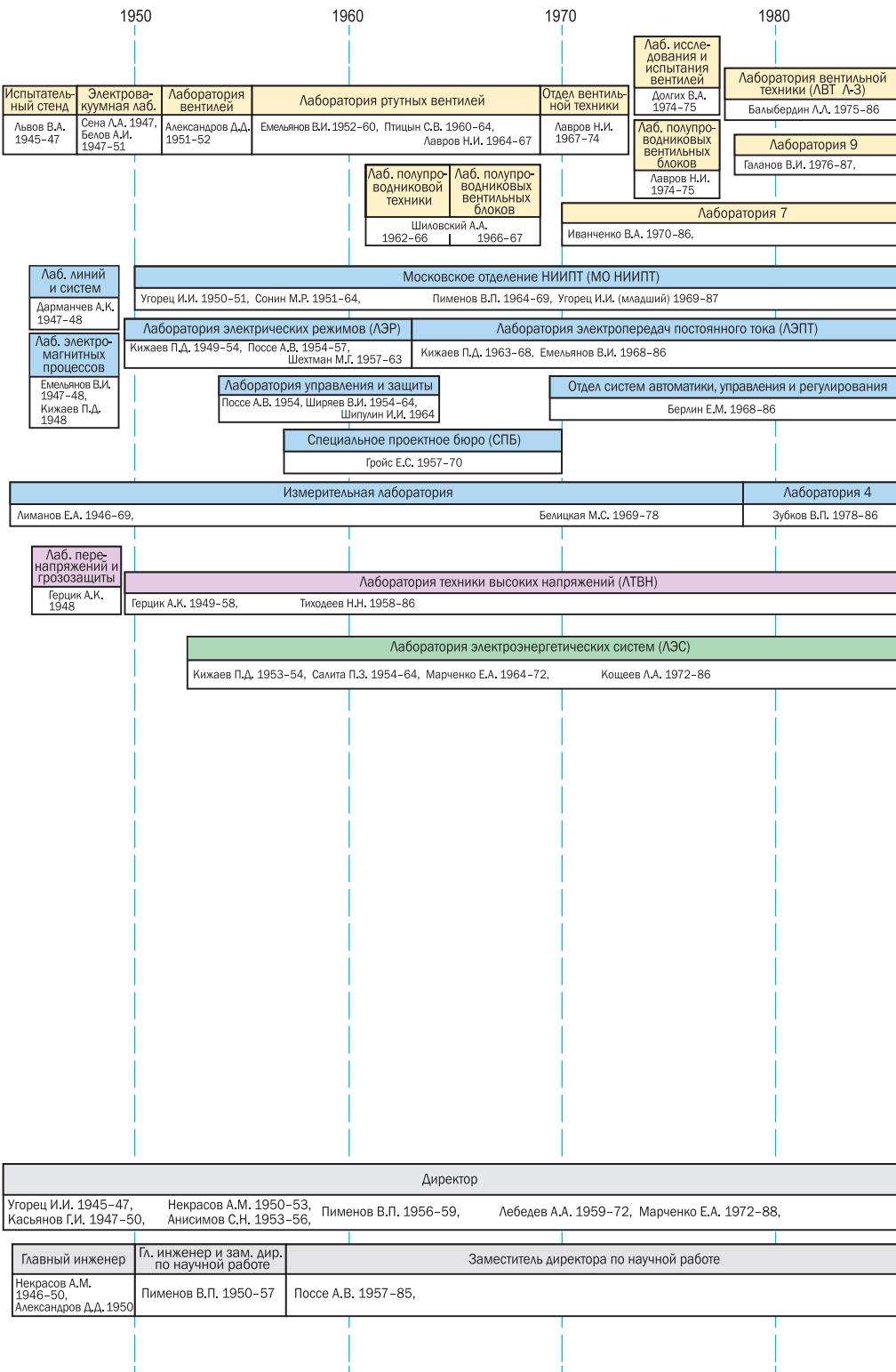
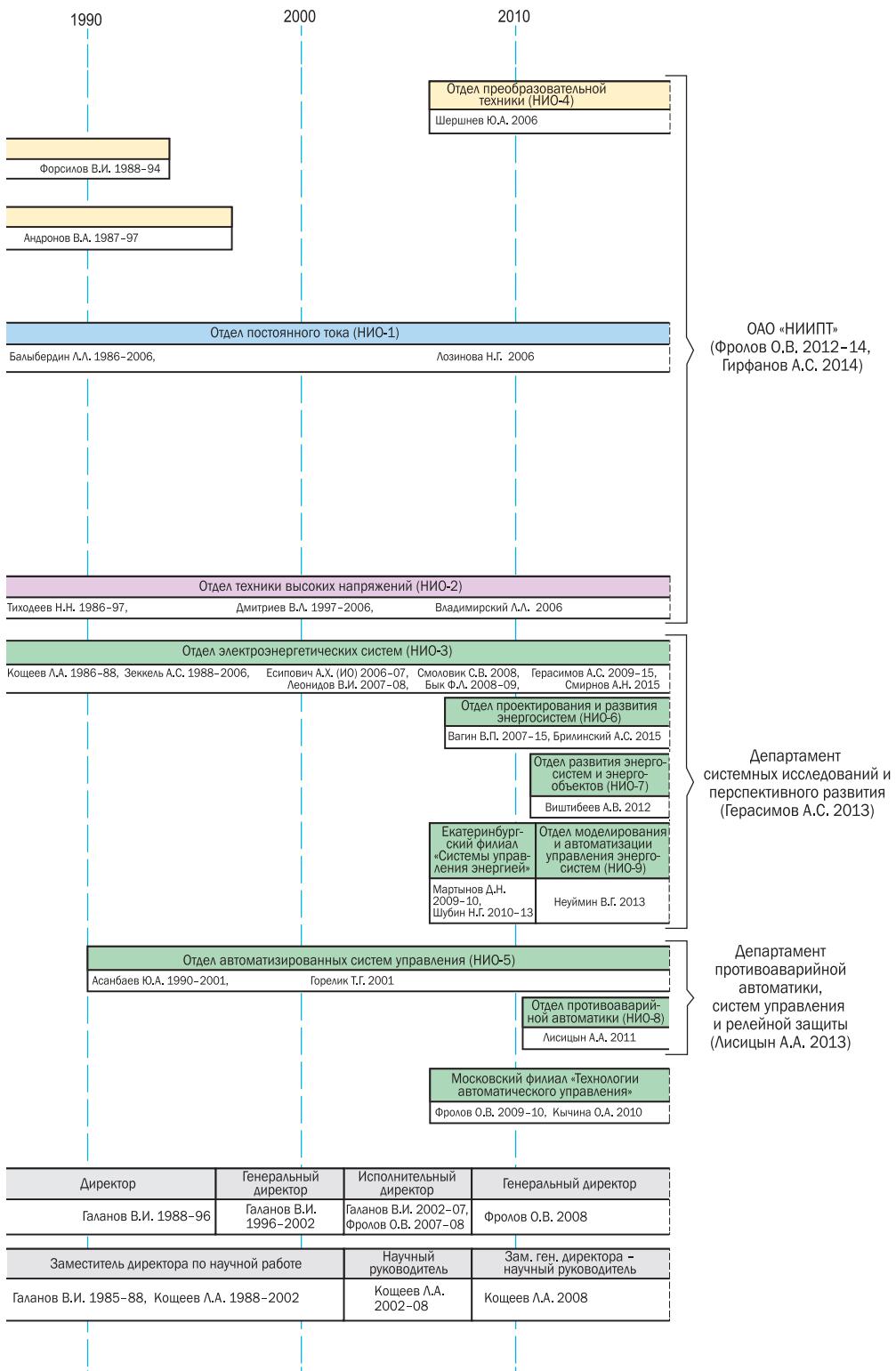


Рис. 1. Изменения структуры НИИПТ – НТЦ ЕЭС с 10.1945 по 06.2015



созданию ППТ Волгоград – Донбасс – на тот момент самой мощной ППТ в мире. Сотрудники лабораторий режимов, управления, защиты и автоматики, измерительной лаборатории не только разрабатывали эту ППТ, но и участвовали во всех стадиях ее наладки и включении в эксплуатацию в 1962 г.

Сотрудники лаборатории ртутных вентиляй провели исследования и предложили ряд усовершенствований, направленных на повышение стабильности и надежности работы «ртутников». Коллективу ЛРВ вместе со специалистами лаборатории управления, защиты и автоматики удалось обеспечить устойчивую работу преобразователей ППТ Кашира – Москва и Волгоград – Донбасс. Преобразователи на подстанции в Донбассе проработали более 50 лет.

Высоковольтные вопросы ППТ исследовались в лаборатории высоковольтной техники. Наряду с этим, а, возможно, и прежде всего, в ЛТВН решались различные проблемы, связанные с развитием высоковольтной сети. В 1958 г. ЛТВН возглавил кандидат технических наук, а в последующем – академик Н. Н. Тиходеев. Лаборатория под его руководством приобрела всесоюзное значение. Коллективу этого подразделения НИИПТ поручались самые разные задачи государственного уровня – перевод ВЛ Куйбышев – Москва на напряжение 500 кВ, участие в обосновании и создании всех новых классов напряжения (330, 500, 750, 1150 кВ), разработка новых методик, стандартов и руководящих указаний по испытаниям оборудования, обоснование экологических нормативов и многое другое.

В первые годы существования лаборатории электрических систем ей была поручена разработка альтернативных вариантов передачи электроэнергии на дальние расстояния переменным током – с установками продольной компенсации, с подпорными синхронными компенсаторами, в том числе так называемыми компенсированными синхронными компенсаторами. Большое внимание уделялось одному из новых перспективных направлений – так называемому «сильному» регулированию возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов. В это время началось и в последующем развивалось плодотворное сотрудничество с одним из ведущих специалистов в области «сильного» регулирования – Г. Р. Герценбергом (ВЭИ). Разработки технических решений в области сильного регулирования возбуждения (АРВСД) интенсивно велись в этот период в нескольких организациях. Исследования с использованием ЭДМ НИИПТ давали определенные преимущества ВЭИ в «доводке» и внедрении АРВСД в энергосистемах.

К концу 50-х – началу 60-х годов НИИПТ располагал значительным опытом исследований, в основе которого лежали знания, полученные на опытно-промышленной ППТ Кашира – Москва. На мировом, а в ряде случаев и на уровне выше мирового, проводились исследования короны на проводах линий электропередачи, вопросов координации изоляции в сетях высших классов напряжения, переходных процессов и устойчивости сложных энергосистем, средств автоматики и регулирования в энергосистемах.

В этот период в передовых странах проводятся исследования по развитию энергосистем и созданию энергообъединений, повышению напряжения линий электропередачи, применению преобразовательной техники, в том числе техники электропередачи постоянным током. НИИПТ устанавливает научные связи с рядом зарубежных исследовательских центров, институт посещают известные специалисты в области преоб-

разовательной техники и ППТ – Уно Ламм, Хингорани, а также представители крупных фирм – производителей оборудования. Лорд Ситрин, курировавший в то время электроэнергетику Великобритании от Палаты лордов, проявил интерес к экспериментальным исследованиям НИИПТ, особенно к исследованиям с использованием ЭДМ.

К этому времени относится установление научных связей с рядом научных и эксплуатационных организаций стран так называемого социалистического лагеря, прежде всего в области устойчивости и надежности энергосистем. Устанавливаются регулярные контакты с американскими специалистами по различным аспектам проблемы передачи электроэнергии постоянным током. Ярким примером международного сотрудничества в области ТВН явилось совместное с американцами исследование изоляционной прочности больших воздушных промежутков.

В 60–70-е годы основной задачей подразделений НИИПТ, связанных с тематикой ППТ, было проектирование ППТ ±750 кВ Экибастуз – Центр. Все оборудование для этой ППТ было разработано с участием ВЭИ, НИИПТ и других организаций, изготовлено на предприятиях электротехнической промышленности СССР, прошло испытания на испытательном полигоне «Белый Раст». Для координации работы НИИПТ с институтом «Энергосетьпроект», ВЭИ и другими организациями, участвующими в создании этой передачи, в НИИПТ было образовано специальное проектное бюро (Спецпроектбюро). Очевидно, что разработка проекта беспрецедентной по мощности и протяженности ППТ требовала огромных усилий и затрат времени от всех участников этого проекта.

Первоначально проект разрабатывался в расчете на использование преобразователей с ртутными вентилями. Однако в связи с успехами мировой науки в области полупроводниковой техники проект был переориентирован на использование тиристорных преобразователей. При этом большое значение имело творческое сотрудничество с крупными специалистами в этой области – академиком Б. П. Константиновым, д.т.н. И. В. Греховым (ФТИ им. Иоффе) и другими. В 70-е годы проектирование ППТ было закончено и начался этап создания принципиально нового оборудования, были построены специальные предприятия и испытательные комплексы. На моделях и стенах НИИПТ велись проверка и корректировка алгоритмов, исследования и испытания некоторых устройств систем управления, регулирования и защиты, высоковольтные испытания оборудования для ВЛ ППТ, а также исследования влияния ППТ на режимы ЕЭС и возможностей управления мощностью ППТ для повышения устойчивости энергообъединения в аварийных режимах.

В 60-е и 70-е годы в НИИПТ постепенно наращивалась доля работ, не связанных с ППТ. В значительной мере этому способствовало быстрое развитие электроэнергетических систем в СССР. В планах и проектах развития электроэнергетики большое внимание уделялось исследованию режимов, устойчивости и живучести энергосистем и энергообъединений, в процессе создания которых возникали те или иные нетривиальные условия, требующие специальных исследований.

Для решения таких задач исключительно большое значение приобрела электродинамическая модель, которая имелась в распоряжении ЛЭС. Модель обеспечивала возможность исследования не только установленных режимов и статической устойчивости, но и переходных процессов и динамической устойчивости сложной энергосистемы с включением в состав модели натурных регуляторов, устройств автоматики и защиты. ЭДМ постоянно развивалась, что обеспечивало возможность проводить

исследования одновременно для нескольких энергосистем, а также исследовать и совершенствовать различные средства регулирования и автоматики.

В 60-е годы в лаборатории электрических систем появился вычислительный центр, создание которого знаменовало развитие в институте методов математического моделирования. Характеристикой объема и интенсивности работ являются двух-трехсменное использование ЭДМ и круглосуточная работа вычислительного центра. Особо плодотворным в этот период было комплексное использование методов физического и математического моделирования. Вскоре услугами вычислительного центра стали пользоваться все лаборатории института.

Основная часть работ ЛЭС была направлена на решение вопросов надежности, устойчивости и живучести при эксплуатации и проектировании развития электроэнергетических систем Северо-Запада, Центра, Поволжья, Урала, Сибири, Средней Азии, ЕЭС в целом.

Наряду с этим лаборатории поручались крупные исследовательские работы методического характера (в области надежности и переходных процессов в больших энергосистемах, режимов слабых межсистемных связей и др.), а также разработка и совершенствование устройств и систем регулирования и противоаварийной автоматики.

Развитие и объединение энергосистем было тесно связано с созданием линий электропередачи все более высоких классов напряжения. Участие во внедрении каждого нового класса напряжения было этапом в развитии ЛТВН, ее лабораторной базы и квалификации сотрудников. За комплекс работ, связанных с внедрением класса напряжения 750 кВ, Н. Н. Тиходееву была присуждена Государственная премия СССР.

В 1979 г. «за успешное внедрение комплекса научных исследований по созданию нового электрооборудования для линии электропередачи напряжением 750 кВ Винница (СССР) – Альбертирша (Венгрия) и обеспечению ее устойчивой и надежной работы» институт награжден орденом «Знак почета». Орденами и медалями награждена и группа сотрудников ЛТВН и ЛЭС.

Сотрудники лаборатории ТВН внесли большой вклад в исследование физических процессов в электроустановках высокого и сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока, в том числе грозозащиты и защиты от внутренних перенапряжений, коронного разряда, линейной изоляции и изоляции электротехнического оборудования, экранирующих и заземляющих устройств. Эти работы способствовали повышению надежности электроэнергетики страны и были важны также для разработки и внедрения новых видов электротехнического оборудования. Лаборатория была одним из ведущих научных центров по технике высокого напряжения и содержала уникальные в СССР высоковольтные испытательные стенды.

В течение многих лет в НИИПТ велась работа по обеспечению надежной работы изоляции в районах с загрязненной атмосферой. Изучался опыт эксплуатации изоляции в таких районах, проводились лабораторные испытания изоляторов различных типов при искусственном загрязнении их с целью определения оптимальной конфигурации. Были выпущены и периодически пересматривались Руководящие указания Минэнерго СССР по выбору и эксплуатации изоляторов в районах с загрязненной атмосферой, в которых, в том числе, была районирована территория СССР по зонам с различными уровнями загрязнения для выбора внешней изоляции электроустановок, а также нормы при различных видах промышленного загрязнения атмосферы.

В связи с проектированием ППТ Экибастуз – Центр перед ЛТВН стоял целый комплекс задач, связанных с разработкой ВЛ нового класса напряжения ± 750 кВ, имеющего к тому же множество особенностей, определяемых родом тока. Наряду с проблемами проектирования воздушной линии необходимо было решать вопросы координации изоляции и защиты трансформаторно-реакторного и преобразовательного оборудования, снижения экологического влияния и т. д. Этими задачами ЛТВН занималась в тесном сотрудничестве с институтом «Энергосетьпроект», другими научными организациями и промышленными предприятиями.

Освоение электропередач сверхвысокого напряжения потребовало сооружения конденсаторных батарей большой мощности. Проведенными в НИИПТ работами под руководством А. К. Манна были выявлены недостатки конструкции и технологии производства конденсаторов, а также уточнены реальные условия работы конденсаторов в батарее. Внедрением результатов работ была обеспечена не только надежность конденсаторов, но и внесен существенный вклад в улучшение продукции отечественных предприятий.

В ЛЭС проводились исследования комплекса системных вопросов, связанных с включением в состав энергосистемы мощной ППТ. Наряду с этим лаборатория внесла немалый вклад в развитие собственно тематики постоянного тока (создание первой полномасштабной цифровой модели ППТ с примыкающими энергосистемами, физической модели многоподстанционной ППТ, исследования эффективности управления ППТ для повышения устойчивости энергосистемы, исследования вопросов компенсации реактивной мощности и многое другое).

Окончательный отказ от использования ртутных вентилей в устройствах преобразовательной техники обусловил ликвидацию лаборатории ртутных вентилей и переход основной части сотрудников на разработку тиристорных преобразователей. Эта работа выполнялась в отделе вентильной техники, созданном в 1967 г., а затем с 1975 по 1986 г. – в лаборатории с тем же названием.

Исследования и разработки в области вентилей и преобразовательной техники не ограничивались рамками передач и вставок постоянного тока. В 70-е годы была создана вначале одна, а затем и вторая лаборатории преобразовательной техники, которые по заказам правительственные органов занимались научной разработкой тиристорных преобразователей различного, в том числе и оборонного, назначения. Разработка и создание одной из таких систем были отмечены Государственной премией СССР, лауреатами которой стали сотрудники НИИПТ В. А. Иванченко и В. С. Волосевич.

В 80-е годы продолжались работы по созданию ППТ ± 750 кВ Экибастуз – Центр и одновременно велось эскизное проектирование еще более протяженных ППТ Сибирь – Урал – Центр и Экибастуз – Урал – Юг. Однако судьба ППТ Экибастуз – Центр печальна. В конце 80-х годов строительство прекратилось несмотря на то, что была почти полностью оборудована Экибастузская преобразовательная подстанция и частично – Тамбовская, построено около половины из 2400 км воздушной линии. С распадом СССР все построенные объекты были уничтожены. Передача такого класса была включена в эксплуатацию в Китае только 20 лет спустя. При ее создании был использован опыт проектирования ППТ Экибастуз – Центр.

Высшим практическим значимым достижением института в области передачи постоянным током следует считать создание вставки постоянного тока (ВПТ) в составе

электрической связи с энергосистемой Финляндии. Вставка длительное время была самым крупным объектом такого рода в мире, одним из крупнейших объектов остается и до настоящего времени. Создание ее было отмечено Государственной премией СССР, одним из лауреатов которой стал сотрудник НИИПТ Л. Л. Балыбердин.

Для Выборгской ВПТ была разработана и внедрена автоматизированная система управления, которая находилась в эксплуатации на подстанции около 15 лет. По своим эксплуатационно-техническим характеристикам АСУ ВПТ превосходила аналогичные разработки, имевшиеся в то время в отечественной электроэнергетике. Этому в немалой степени способствовало то, что в основу программно-технического комплекса АСУ ВПТ был положен опыт, полученный отделом при разработке и эксплуатации систем управления для Михайловской подстанции ППТ Волгоград – Донбасс и системы управления для испытательного стенда 500 кВ в Белом Расте.

Проектирование и основная часть работ по реализации ВПТ проводилась во второй половине 70-х и первой половине 80-х годов. При этом были использованы многие наработки, полученные в ходе проектирования ППТ Экибастуз – Центр. Мощность вставки наращивалась вплоть до 2000-х годов.

Параллельно со сверхмощной ППТ в НИИПТ велись разработки для электропередачи переменного тока класса напряжения 1150 кВ. Первой передачей этого класса стала передача Экибастуз – Урал, один из участков которой некоторое время работал на номинальном напряжении. В ходе эксплуатации были выявлены определенные конструктивные недостатки, которые постепенно устраивались, и, безусловно, эта передача могла бы быть доведена до проектных параметров, но до конца эта работа выполнена не была.

Создание впервые в мире электропередачи переменного тока напряжением 1150 кВ несомненно следует считать одним из крупнейших научно-технических достижений. Одной из основных причин потери интереса к этой уникальной передаче УВН явились значительное снижение темпов развития электроэнергетики, также как и других отраслей народного хозяйства в те годы. Передача экономически обоснованной мощности 5–6 ГВт по единичной линии была недопустима по условиям надежности, а необходимость развития сети класса напряжения 1150 кВ на обозримую перспективу не просматривалась.

Наряду с работами лабораторий преобразовательной техники наиболее востребованными в 80-е годы были работы ЛЭС в области обеспечения устойчивости, надежности и живучести ЕЭС СССР и входящих в нее энергосистем. Особенно много внимания в доперестроочный период уделялось противоаварийной автоматике, на которую в условиях дефицита генерирующих мощностей и отставания в области сетевого строительства возлагалась задача предотвращения тяжелых системных аварий. Следует сказать, что в целом с этой задачей удавалось справиться, хотя во многих случаях ценой значительных ущербов у потребителей электроэнергии. В лаборатории, а затем – отделе электрических систем продолжались интенсивные исследования в области режимов, в частности особо напряженных режимов энергосистем. На ряде электростанций была внедрена усовершенствованная система автоматического регулирования возбуждения, проводились исследования и испытания различных устройств противоаварийной автоматики. Комплексная работа в области противоаварийного управления в сложной многоконтурной энергосистеме закон-

чилась созданием и внедрением в ОЭС Урала централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). За создание этой системы четырем сотрудникам НИИПТ (Л. А. Кощееву, Ю. А. Садовскому, П. Я. Кацу, И. А. Богомоловой) вместе с участниками работы от ЦДУ ЕЭС СССР и ОДУ Урала была присуждена Государственная премия СССР.

Признание работ НИИПТ в области исследования и разработки мероприятий по повышению устойчивости и надежности энергосистем отражено и ведущей ролью в организации регулярных общесоюзных совещаний по устойчивости и надежности энергосистем СССР, которые в течение многих лет, вплоть до начала 90-х годов, проводились при участии многих исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций. В работе этих совещаний участвовали многие выдающиеся специалисты – Ю. Н. Руденко, В. А. Веников, С. А. Соловьев, В. А. Семенов и др. Совещания проводились под эгидой Главного технического управления Минэнерго СССР, решения этих совещаний принимались во внимание при рассмотрении многих важнейших вопросов развития энергосистем.

В 90-е годы НИИПТ не избежал трудностей, постигших и другие научные организации – снижение численности и ухудшение кадрового состава по соотношению возрастных категорий, резкое сокращение финансирования и т. д. В начале 90-х годов были ликвидированы ввиду отсутствия финансирования обе лаборатории преобразовательной техники.

Тематика постоянного тока в 90-е годы свелась в основном к участию в работах по наращиванию пропускной способности и повышению надежности Выборгской ВПТ.

В 90-е и 2000-е годы были разработаны несколько проектов ППТ, не получивших пока практической реализации:

- проект многоподстанционной ППТ Россия – Белоруссия – Польша – Германия с присоединением энергообъединения прибалтийских стран, разработанный с участием проектных и исследовательских организаций всех стран – участниц проекта. В НИИПТ проводились системные исследования нормальных и аварийных режимов, а также были разработаны предложения по схеме российской части ППТ и проведены исследования квадрупольярной линии постоянного тока;

- совместный с концерном «Марубени» проект воздушно-кабельной ППТ от парогазовой электростанции в центральной части о. Сахалин до Токийской энергосистемы. С российской стороны кроме НИИПТ в проекте участвовали специалисты Дальневосточного института «Энергосетьпроект» и СЭИ;

- эскизный проект многоподстанционной ППТ из района Братска до Тихоокеанского побережья с подключением нескольких сибирских ГЭС и Тугурской приливной электростанции (так называемая шина постоянного тока). В проекте участвовали специалисты всех подразделений НИИПТ и специалисты СЭИ;

- проект воздушно-кабельной ППТ ЛАЭС – Выборг, обеспечивающей выдачу мощности второй очереди ЛАЭС в сторону Финляндии и Санкт-Петербурга;

- совместный с институтом «Энергосетьпроект» проект ППТ от Эвенкийской ГЭС в район Урала.

Все эти проекты имеют характерные особенности и отличаются оригинальностью решений как в части схем электропередачи, так и в части конструкции ВЛ. К сожалению ни один из них пока не получил дальнейшего развития и внедрения.

В последние годы выполнены разработки по предложениям ряда субъектов электроэнергетики – проект реконструкции Волгоградской преобразовательной подстанции, ТЭО вставки постоянного тока на связи с энергосистемой Норвегии, преобразовательные подстанции для кабельной передачи со сверхпроводящим кабелем и др.

В части использования преобразовательной техники наиболее весомой явилась разработка и организация производства устройства плавки гололеда на проводах воздушных линий. В отличие от применявшимся ранее это устройство выполнено на базе тиристорного преобразователя и имеет ряд полезных конструктивных особенностей, что способствовало его внедрению на ряде объектов электроэнергетики.

Приостановка, а затем и отказ от внедрения линий электропередачи ультравысокого напряжения (1000 кВ переменного и ± 750 кВ постоянного тока) обусловили существенное снижение интенсивности научных работ в этой области. В связи с жилищной застройкой прилегающей территории открытая часть высоковольтного испытательного комплекса оказалась практически выведенной из эксплуатации. Уникальный открытый полигон для испытаний оборудования сверх- и ультравысокого напряжения последний раз использовался в 2002 году для упомянутых выше новаторских исследований экологических характеристик квадрупольной ВЛ постоянного тока.

Закрытые установки высоковольтной испытательной базы в 90-е и особенно в 2000-е годы успешно использовалась для испытаний новых типов изоляторов воздушных линий, ОПН, измерительных трансформаторов, кабелей и кабельных муфт. Кроме того, отдел ТВН выполнил ряд работ по усилению грозоупорности воздушных линий, в том числе ВЛ 400 кВ и 330 кВ электропередачи Россия – Финляндия, ряда линий в районе Поволжья и на Юге России.

Отдел ТВН участвовал в создании современной нормативно-технической базы, направленной на повышение надежности работы изоляции электроустановок: разработаны стандарты ОАО «ФСК ЕЭС» в области выбора, эксплуатации и методов испытаний внешней изоляции электроустановок. Выполнен большой объем работ по пересмотру составленных ранее и разработке новых карт районирования территории РФ по степеням загрязнения изоляции ВЛ и ОРУ ПС.

В 90-е годы отдел АСУ переключился с тематики постоянного тока на создание автоматизированных систем управления для магистральных подстанций переменного тока. Были спроектированы и введены в эксплуатацию АСУ различного уровня сложности на десятках подстанций, в том числе на всех подстанциях 1150 кВ и многих подстанциях 500 кВ, а также АСУ электрической части ряда крупных электростанций. В отделе была создана своя исследовательская и испытательная база. В новых экономических условиях на базе отдела АСУ НИИПТ образовалось самостоятельное коммерческое предприятие, на которое замкнулись основные практические работы этого направления. В составе НИИПТ остался отдел АСУ, выполняющий отдельные договорные НИР.

В наибольшей степени востребованными в трудные 90-е годы оставались работы отдела электроэнергетических систем, хотя и его не обошли перипетии того периода. Удалось сохранить костяк отдела, были проведены усовершенствования для выполнения испытаний устройств регулирования и автоматики на электродинамической модели. Сохранились, хотя и в значительно меньшем объеме, заказы со стороны Министерства, ЦДУ, РАО ЕЭС, появились заказы от иностранных компаний. В частности, следует упомянуть комплексные исследования режимов и устойчивости энергосистемы Китая

в связи с созданием крупнейшей в мире ГЭС «Три ущелья». В ходе этой длившейся более года работы с использованием практически в полном объеме ЭДМ были разработаны технические предложения по системной автоматике и управлению передачами постоянного тока, а также проведено обучение группы китайских специалистов.

К выполнению отдельных работ удавалось в той или иной мере привлекать и другие отделы института, однако положение последних ухудшалось, прежде всего, в связи с отсутствием новых отечественных объектов постоянного тока и ВЛ ультравысокого напряжения.

В 2000-е годы объем работ отдела электроэнергетических систем начал увеличиваться. В условиях реконструкции, обновления и вводов новых объектов электроэнергетики исследования в области формирования схем, разработка мероприятий по обеспечению устойчивости и надежности энергосистем и энергообъектов оказались востребованными многими субъектами электроэнергетики, что и обеспечило рост объема заказов на работы такого рода.

Вместе с тем в 2000-е годы возобновляются поисковые и исследовательские работы в области переходных процессов и устойчивости сложных энергосистем. Разработана новая концепция развития системы противоаварийной автоматики в ЕЭС России. Разработаны алгоритм нового поколения и программный комплекс централизованной системы противоаварийной автоматики, обеспечивающие выбор управляющих воздействий не только по условиям статической устойчивости и ограничения токовой загрузки сетей, но и по условиям динамической устойчивости, а также отказ от многих допущений, принятых в реализованном ранее алгоритме. ЦСПА нового поколения внедрена в ОЭС Востока, и начался процесс перевода на новый алгоритм ЦСПА в ОЭС Урала, Юга и других ОЭС. Разработана и внедрена в ОЭС Северо-Запада система мониторинга запаса устойчивости в текущем режиме. При создании этой системы использовались многие методические наработки, приобретенные в ходе создания ЦСПА.

Углубляются и совершенствуются методы и средства математического и физического моделирования энергосистем. Физическая модель стала основным полигоном для сертификации и предварительного выбора настроек автоматических регуляторов возбуждения, разрабатываемых российскими и зарубежными фирмами. Исследовательская база института дополнена установкой RTDS. Ведутся работы по созданию новой универсальной программы для расчета переходных процессов в энергосистеме, а также современной программы расчета токов короткого замыкания и выбора настроек систем релейной защиты.

Также в 2000-е годы начинает развиваться филиальная сеть НИИПТ–НТЦ. Образовываются филиалы и удаленные подразделения в Москве, Екатеринбурге, Новосибирске. Начинает развиваться направление, связанное с проектированием развития энергосистем, и НИИПТ за короткое время становится одной из ведущих организаций отрасли, выполняющих работы по данному направлению. Успешно проводится разработка проектной документации по схемам выдачи мощности и схемам внешнего электроснабжения объектов электроэнергетики. Выполняются работы по разработке схем и программ развития регионов Российской Федерации. Совместно с ОАО «Энергосетьпроект» НИИПТ занимается разработкой схемы и программы развития ЕЭС России.

Развивается направление, связанное с разработкой нового прикладного программного обеспечения. Разрабатываются программные комплексы для выполнения расчетов электрических режимов энергосистем, моделирования электромеханических переходных процессов, расчетов токов короткого замыкания, выбора уставок устройств релейной защиты и др.

За 70 лет своего существования НИИПТ (НТЦ ЕЭС) неоднократно менял основную направленность своих работ, претерпел организационные и юридические изменения. Эти изменения были следствием перемен стратегических и тактических задач развития электроэнергетики, изменений в области экономических отношений, устройства государства и управления электроэнергетикой.

В последние годы наибольшую востребованность получили отделы, работающие в области развития и управления энергосистемами. Это обстоятельство обусловило переход НИИПТ под юрисдикцию Системного оператора (10.2007 г.¹), а в последующем переименование НИИПТ в Научно-технический центр Единой энергетической системы (06.2012 г.) и разделение института (12.2012 г.).

В НТЦ ЕЭС сосредоточились подразделения (отделы), занятые непосредственно работами по развитию и управлению энергосистемами. В НИИПТ остались подразделения, занятые традиционной тематикой ППТ, преобразовательной и высоковольтной техникой. Работы этих направлений в меньшей степени соответствуют основной деятельности головной организации – СО ЕЭС. Однако тематика НИИПТ направлена на повышение надежности объектов энергетики. С учетом этого, а также имея в виду предшествующий период общей истории, НИИПТ остается дочерней компанией НТЦ ЕЭС.

По уровню квалификации персонала и оснащенности НТЦ ЕЭС готов в рамках своей компетенции к решению задач любой сложности, в том числе смежных задач с привлечением НИИПТ. Учитывается и возможность расширения компетенции как в сторону новой тематики, так и видов деятельности (например, проектирование конкретных объектов).

За рамками краткой исторической справки остались многие события из жизни института, имена талантливых специалистов, их работы. Более полные сведения, относящиеся к отдельным подразделениям и сотрудникам, содержатся в [2–7] и других статьях данного номера журнала. Статьи и воспоминания такого рода будут публиковаться и в последующих выпусках нашего журнала.

Приложение

Основные изменения в составе научных подразделений НИИПТ–НТЦ за период 1945–2015 гг.

Изменение структуры института в течение рассматриваемого периода представлено на рис. 1. Цветом выделены подразделения, относящиеся к основным направлениям деятельности института:

- вентильная и преобразовательная техника;
- передачи и вставки постоянного тока;
- техника высоких напряжений;
- электроэнергетические системы.

¹ Создание на базе ОАО «НИИПТ» научно-технического центра системной надежности и управления режимами ЕЭС определено решением Председателя правления РАО ЕЭС России А. Б. Чубайса (12.2005 г.).

Трансформации, происходившие с подразделениями, в каких-то случаях заключались в переименовании (например, лабораторий в отделы), в других – слиянии или разделении подразделений. Некоторые подразделения комплектовались практически полностью за счет новых сотрудников.

Представленные на рис. 1 лаборатории и отделы обычно имели численность от 15 до 50 человек, в отдельные моменты времени некоторые из них достигали существенно большей численности. На следующей ступени в структуре института стояли сектора (в лабораториях) и лаборатории (в отделах) с более узким кругом задач по тематике соответствующего подразделения.

На рисунке не представлены отдельные подразделения, которые появлялись на короткий период в связи с отдельными поручениями институту (разработка преобразовательного устройства для МГД-генератора, системы управления уран-графитовым реактором с газовым охлаждением и др.), а также для решения организационных и кадровых задач.

Список литературы

1. Технические проблемы Единой высоковольтной сети СССР /Сб. статей под ред. В. И. Вейца, И. С. Палицына, И. И. Рубинштейна, Ю. Н. Флаксермана. – М.-Л.: Энергоиздат, 1933.
2. Соломоник Е. А. Становление ЛТВН НИИПТ (1948–1960) // Известия НИИ постоянного тока. 2010. № 64. С. 316–328.
3. Соломоник Е. А. Время творческого подъема ЛТВН НИИПТ (1960–1985) // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65. С. 235–253.
4. Становление и развитие тематики системных исследований в НИИПТ // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65. С. 220–234.
5. Научная школа НИИПТ – НТЦ ЕЭС // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 70. С. 104–110.
6. Балыбердин Л. Л. Андрей Владимирович Поссе как новатор в теории и практике мощных вентильных преобразователей (к 100-летию со дня рождения) // В настоящем журнале.
7. Асанбаев Ю. А., Горелик Т. Г. ОАО «НИИПТ»: Отдел АСУ вчера, сегодня, завтра // Известия НИИ постоянного тока. 2010. № 64. С. 329–333.

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

E-mail: ntc@ntcees.ru

Koshcheev L. A.

The history of NIIPt – STC UPS: 1945–2015.

A brief historical review of the development of NIIPt – STC UPS over period of 1945 to 2015 is given.

Key words: NIIPt, STC UPS, electric power system, long distance direct and alternative current power transmissions, high voltage technique, converter equipment.

УДК 621.311.1

С. А. Абакумов, А. С. Брилинский, В. П. Вагин, А. В. Виштибеев,
С. В. Смоловик, Ю. М. Шаргин

Решение научных и практических задач развития энергосистем в НТЦ ЕЭС

Описаны основные направления работ ОАО «НТЦ ЕЭС» по актуализации перспективных расчетных моделей объединенных энергосистем (ОЭС) и ЕЭС России, разработке схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения крупных энергетических объектов, исследованию режимов работы предполагаемых к вводу объектов электроэнергетического комплекса, разработке методики расчета показателей балансовой надежности ЕЭС России, информационной системы для сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России, созданию расчетных моделей для определения уровней токов коротких замыканий (ТКЗ) и разработке мероприятий по ограничению ТКЗ, проектированию и реконструкции городских сетей 6(10)–35–110 кВ, включающих вопросы заземления нейтралей в сетях 6 и 10 кВ, расширенному применению напряжения 35 кВ для городского электроснабжения.

Ключевые слова: ОАО «НТЦ ЕЭС», проектирование и развитие энергосистем, перспективные расчетные модели ОЭС.

Одним из основных направлений работы НИИПТ – НТЦ ЕЭС являлось решение инженерных задач, связанных с исследованием режимов работы предполагаемых к вводу объектов электроэнергетического комплекса, включающих разработку схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения крупных энергетических объектов, проектирование и реконструкцию электрических сетей различных классов напряжения.

Указанные работы проектно-инженерной направленности, как правило, содержали в себе элементы научных исследований (сопоставление вариантов, определение технико-экономических показателей и показателей надежности и т. д.). Ряд работ требовал расчета и анализа токов короткого замыкания.

Наибольшее развитие работы указанного характера приобрели с созданием в 2007 году отдела перспективного развития (в дальнейшем переименован в отдел проектирования и развития электроэнергетических систем).

В 2008 году на основе большой работы по сбору информации и налаживания взаимодействия со службами объединенных диспетчерских управлений была разработана и передана системному оператору первая математическая модель перспективных схем развития ЕЭС России до 2020 года.

В 2009 году была выполнена актуализация математической модели перспективных схем развития ЕЭС России.

Начиная с 2010 года актуализация математической модели ЕЭС России выполняется на постоянной основе, при этом постоянно совершенствуется специализированная база данных и программное обеспечение по вопросам, касающимся перспективного развития ЕЭС России.

К 2010 году сформировался основной состав отдела, структура отдела и определился круг задач, решаемых сотрудниками. В 2010 году общая численность отдела составила 38 человек, причем удалось достичь высокого качественного уровня сотрудников (3 док-

тора наук, 6 кандидатов наук). К работам широко привлекались лучшие студенты выпускных курсов Санкт-Петербургского политехнического университета с последующим трудоустройством в отделе. В дальнейшем рост отдела был ограничен, и основные усилия были направлены на повышение качественного уровня специалистов. Практические (инженерные) работы по обоснованию и актуализации перспективных схем (от расчетной схемы ЕЭС до системы электроснабжения городского района) сопровождались научно-исследовательскими разработками в области устойчивости, силовых управляющих устройств, оптимизации схем городского электроснабжения и ограничения токов короткого замыкания.

Семилетний опыт работы отдела позволил сформировать коллектив профессионалов, привлечь к участию в совместной работе ведущих специалистов Санкт-Петербургского политехнического университета и других научно-исследовательских, производственных и проектных организаций.

Объем работ, связанных с перспективным развитием энергосистем, возрастал, что привело к появлению филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы в Москве (в 2010 году) и подразделения в Новосибирске (в 2012 году).

За последние семь лет было выполнено более 100 работ для объектов различного уровня, в том числе Курской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Штокмановскому газо-конденсатному месторождению, объектов Сибири и Дальнего Востока (ВПТ Могоча).

Наличие математической модели перспективных режимов ЕЭС России позволяет Отделу проектирования и развития электроэнергетических систем выполнять следующие задачи:

1. Актуализация математической модели перспективных схем развития ЕЭС России. Создание базы данных по вводам/выводам сетевого и генерирующего оборудования, подключению крупных потребителей для сопровождения расчетной модели ЕЭС России.
2. Исследование режимов и устойчивости перспективных схем развития ОЭС и ЕЭС России.
3. Выполнение расчетов токов короткого замыкания для текущих и перспективных схем энергосистем и разработка мероприятий для ограничения токов короткого замыкания (ТКЗ).
4. Разработка схем выдачи мощности новых и реконструируемых электростанций в полном объеме.
5. Разработка схем внешнего электроснабжения крупных потребителей электроэнергии.
6. Разработка устройств режимного и противоаварийного управления, включая соответствующее программное обеспечение.

Дальнейшее развитие направления работ по проектированию и развитию электроэнергетических систем будет осуществляться путем расширения объема и номенклатуры выполняемых работ по перечисленным выше направлениям. Кроме того, потребности сегодняшнего, а тем более завтрашнего дня вызывают необходимость развития следующих направлений:

1. Участие в разработке схемы и программы развития (СИПР) ЕНЭС России.
2. Разработка СИПР регионов РФ.
3. Разработка схем перспективного развития электросетевых компаний, включая работы, связанные с проектированием и реконструкцией городских сетей

- 6 (10) –35–110 кВ и расширенным применением напряжения 35 кВ для городского электроснабжения.
4. Исследование балансовой надежности энергосистем и отдельных энергорайонов.
 5. Создание информационной системы для сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России.
 6. Создание расчетных моделей для определения уровней ТКЗ, выполнение соответствующих расчетов и разработка мероприятий по ограничению ТКЗ.
 7. Расчет уставок релейных защит, включающий вопросы режима работы нейтрали в сетях 6(10) и 35 кВ.
 8. Разработку устройств режимного и противоаварийного управления, включая программное обеспечение.

Разработка и актуализация перспективных расчетных моделей объединенных энергосистем (ОЭС) и ЕЭС России

Расчетная модель ЕЭС создана в формате программного комплекса RastrWin и представляет собой набор расчетных моделей для семи объединенных энергосистем (ОЭС) и для ЕЭС, в которых сбалансираны и введены в допустимую область четыре характерных по потреблению мощности режима (зимний максимум, зимний минимум, летний максимум и летний минимум). На каждый год рассматриваемой перспективы развития ЕЭС необходимо сформировать 28 расчетных моделей ОЭС и собрать 4 расчетные модели ЕЭС России, всего 32 расчетные модели. В расчетные модели ЕЭС включаются также схемы параллельно работающих энергосистем сопредельных государств – Украины, Белоруссии, стран Балтии и Казахстана. Таким образом, расчетная модель ЕЭС России на 10-летнюю перспективу состоит из 320 расчетных моделей в формате ПК RastrWin.

Первая расчетная модель ЕЭС России на перспективу до 2020 г. включительно была создана в 2008 г. и актуализирована в 2009 г. На этой стадии были определены принципы формирования расчетных схем, а также отработан деловой процесс формирования модели, в котором участвуют исполнительный аппарат системного оператора, филиалы системного оператора – объединенные диспетчерские управление (ОДУ) и отдел проектирования и развития энергосистем ОАО «НИИПТ» (ОПРЭ). Полученный опыт обобщен в Порядке формирования перспективных расчетных моделей ЕЭС России [1] (далее сокращенно Порядок), который определяет состав необходимой исходной информации, принципы формирования и детализацию перспективных расчетных моделей, распределение нагрузки потребления и нагрузки генерации соответственно по нагрузочным и генераторным узлам, регламент формирования моделей. Актуализация модели ЕЭС России в 2010 г. проведена в соответствии с этим Порядком.

Исходными данными для создания перспективных расчетных моделей ЕЭС России являются:

перечни вновь вводимых и демонтируемых генерирующих источников и сетевых объектов (напряжением 110 кВ и выше);

данные о технологическом присоединении потребителей;

базовые расчетные модели – расчетные схемы ОЭС и энергосистем сопредельных государств, восстановленные на дни контрольных замеров в июне и декабре предшествующего года;

суточные графики нагрузки ОЭС и ЕЭС на даты проведения зимнего и летнего контрольных замеров;

прогнозы потребления электроэнергии и мощности ОЭС.

Перспективные расчетные модели создаются на основе базовых расчетных моделей, в которые вносятся изменения в соответствии с вводами/выводами генерирующих и сетевых объектов и вводятся балансы мощности характерных режимов. Основная электрическая сеть напряжением 220 кВ и выше в перспективных расчетных схемах представлена полностью. Распределительная сеть 110 кВ эквивалентируется частично, а более низких классов напряжения – полностью. В расчетных схемах остаются подстанции 110 кВ, на шинах которых моделируется присоединение эквивалентов электрических станций, работающих на шины низких классов напряжения, подстанции, к которым подключены линии 110 кВ, относящиеся к ЕНЭС, и подстанции, включаемые в системообразующие транзиты.

Мощность крупных потребителей, включаемых в перспективные расчетные модели на основании заявок на технологическое присоединение и оказывающих существенное влияние на электрический режим, учитывается индивидуально в соответствующих узлах расчетной схемы. Мощность остальных потребителей по заявкам на технологическое присоединение суммируется по энергорайонам и распределяется по нагрузочным узлам этих энергорайонов пропорционально мощности нагрузки в узлах.

Совершенствование и ежегодная актуализация расчетной модели позволяют проводить исследование перспективных режимов ЕЭС России на постоянной основе для проверки и обоснования намечаемых решений по развитию электроэнергетики. Наиболее важные примеры выполненных на ее основе исследовательских работ описаны в следующих разделах.

Разработка схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения крупных энергетических объектов

В части профильных работ отделом по данному направлению выполнены корректировки схем выдачи мощности Астраханской ГРЭС и Троицкой ГРЭС, актуализированы основные технические решения по схеме выдачи мощности Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2, разработана схема выдачи мощности Курской АЭС-2 и ЭС-1 Центральной ТЭЦ, а также схема внешнего электроснабжения ЭС-2 Центральной ТЭЦ (ОАО «ТГК-1»).

В настоящее время сотрудники отдела занимаются СВМ многоцелевого исследовательского реактора на быстрых нейтронах в Ульяновской области (г. Димитровград), а также Ленинградской ГАЭС.

В части разработки схем внешнего электроснабжения следует упомянуть схемы внешнего электроснабжения высокоскоростных железнодорожных магистралей «Москва – Казань – Екатеринбург» и «Москва – Ростов-на-Дону – Адлер», технико-экономическое обоснование системы электроснабжения г. Астаны напряжением 220–110 кВ (Казахстан), обоснование строительства ВЛ 750 кВ Ленинградская АЭС – Белозерская в условиях отсутствия Ленинградской ГАЭС и вывода из эксплуатации Ленинградской АЭС.

Наконец, отдел принимает участие в разработке схемы и программы развития ЕЭС России в части разработки предложений по развитию электросетевых объектов ОЭС Северо-Запада.

Среди заказчиков работ можно выделить такие крупные организации, как ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ТГК-1», ОАО «ОГК-2», ОАО «Северсталь» (Карельский окатыш), ОАО «Концерн „Росэнергоатом“», ОАО «РусГидро», ОАО «СО ЕЭС», проектные организации и др.

Отдельно стоит выделить ряд полученных результатов. Так, например, схема выдачи Курской АЭС-2 была согласована в рекордные для ОАО «Концерн „Росэнергоатом“» сроки. Также в рекордные сроки были определены основные технические решения по присоединению Таежного ГОК.

В ходе корректировки схемы выдачи мощности Троицкой ГРЭС удалось значительно оптимизировать объем электросетевого строительства. Была проделана большая работа по уточнению величины и состава нагрузки Костомукшского ГОК и фактически актуализирована работа ВНИИЭ, выполненная еще в 1987 году. Исследование перспективных электроэнергетических режимов Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области позволило решить ряд задач для осуществления технологического присоединения новых потребителей. Исследование режимов Кольско-Карельского транзита позволило определить граничные условия развития транзита и прилегающих энергосистем, в том числе нецелесообразность размещения крупных атомных энергоблоков в Кольской энергосистеме.

Исследование режимов работы предполагаемых к вводу объектов электроэнергетического комплекса

В рамках исследования режимов работы предполагаемых к вводу объектов электроэнергетического комплекса были проведены расчеты по определению максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях ЕНЭС в европейской части ЕЭС России с учетом планируемого развития сетевой инфраструктуры, вводов новых генерирующих источников и прогнозируемого роста потребления.

В связи с вводом второго и третьего энергоблоков мощностью 1150 МВт на Ростовской АЭС произведена оценка различных вариантов усиления схемы Балаковско-Саратовского энергоузла и связей между ОЭС Юга и Средней Волги.

Для покрытия дефицита Актюбинского региона в настоящее время и в перспективе до 2020 года выполнен анализ технических возможностей увеличения потока мощности по ВЛ 500 кВ «Житикара – Ульке» с фазоповоротным комплексом, установленным на ПС 500 кВ Ульке.

Разработка методики анализа балансовой надежности ЕЭС России

Одним из активно разрабатываемых в настоящее время научных направлений является исследование методов анализа балансовой надежности энергосистем. Анализ балансовой надежности представляет интерес, прежде всего, как одна из задач планирования развития энергосистем, которому посвящено значительное число научно-исследовательских работ, выполняемых коллективом ОАО «НТЦ ЕЭС».

Исследование балансовой надежности энергосистем представляет собой актуальную задачу, высокий интерес к которой в настоящее время проявляют как научное сообщество, так и ряд энергетических компаний [2–7]. Актуальность исследований

балансовой надежности как в нашей стране, так и за рубежом связана не только с необходимостью обеспечения надежности электроснабжения потребителей и контроля показателей надежности, но и с потребностью в обосновании различных вариантов развития энергосистем. Исследованиям данных вопросов посвящено большое количество публикаций еще советского периода [8–10]. В последние десятилетия по ряду причин исследованиям балансовой надежности уделялось недостаточно внимания. Появление интереса к различным аспектам данной тематики связано с существующими тенденциями развития ЕЭС: ростом потребления электроэнергии и мощности, необходимостью замены и реконструкции генерирующих мощностей и объектов электросетевого комплекса, повышением требований к надежности электроснабжения потребителей.

Одной из основных задач планирования развития энергосистем является разработка балансов мощности, основными целями которой являются оценка адекватности существующих планов развития систем генерации и передачи электроэнергии прогнозируемому спросу на электроэнергию и мощность, а также определение необходимости во вводе новых генерирующих и передающих мощностей [8]. Надежность обеспечения баланса мощности энергосистем (балансовая надежность) определяется как способность энергосистемы обеспечивать совокупную потребность в электрической мощности и энергии потребителей с учетом ограничений в виде плановых и неплановых отключений элементов энергосистемы, а также ограничений на поставку энергоресурсов [11]. Для оценки и сопоставления уровней балансовой надежности используются, главным образом, вероятностные показатели, характеризующие вероятность возникновения дефицита мощности в энергосистеме [4]. Расчет показателей балансовой надежности представляет собой комплексную задачу, обладающую рядом методических и вычислительных проблем.

Балансовая надежность энергосистем обеспечивается за счет создания резервов генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей, которые необходимы для покрытия дефицитов мощности, обусловленных различными авариями в энергосистеме, снижением располагаемой мощности электростанций или увеличением потребления относительно расчетных значений. Таким образом, анализ балансовой надежности представляется неотъемлемой частью исследований при оценке и сопоставлении технической и экономической целесообразности сооружения новых или реконструкции существующих электростанций, а также строительства межсистемных связей. Для проведения подобных исследований необходима разработка моделей и методов анализа балансовой надежности, обеспечивающих требуемую точность получаемых результатов.

Предложенная по результатам исследований методика разработки моделей и проведения расчетов для анализа балансовой надежности была реализована и к настоящему времени прошла успешное тестирование на расчетных цифровых моделях отдельных ОЭС. В дальнейшем планируется совершенствование разработанных подходов и их адаптация к задачам оптимизации надежности.

Информационная система для сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России

С целью организации данных о существующих и планируемых энергетических объектах в Отделе разработана информационная система (ИС) «Элемент». ИС предназначена для сбора, хранения, обработки, актуализации и представлении информации

о генерирующем и сетевом оборудовании ЕЭС России, а также ведения базы данных сопутствующей документации при выполнении ежегодной актуализации перспективной расчетной модели ЕЭС России, исследований электроэнергетических режимов и др.

В процессе ежегодной актуализации расчетных моделей информация о развитии ОЭС принимается на основе анализа документов по развитию, охватывающих одинаковый (или пересекающийся) период планирования. Документы содержат планы по перспективному развитию ЕНЭС с различной степенью детализации и могут отличаться периодом планирования и периодичностью актуализации. Сведения о развитии одного и того же объекта в общем случае могут не соответствовать друг другу в разных документах (например, объект присутствует в одном документе и отсутствует в другом, различаются этапы ввода объекта, его параметры). В итоге формируется база данных, где для каждой ОЭС накапливается информация о планируемых изменениях по энергообъектам и история редактирования этих планов, фиксируются несовпадающие варианты развития объекта, если такие были выявлены в процессе анализа нескольких актуальных документов. При этом в каждом текущем году работы по актуализации расчетных моделей принимается единственный вариант развития по каждому объекту.

Структура ИС «Элемент» функционально разделена на четыре модуля, в соответствии с которыми организовано главное меню:

1. Существующее состояние энергосистемы – действующее оборудование и его параметры, включая ретроспективный год ввода в эксплуатацию (меню «Схема»).
2. Планируемое развитие энергосистемы – новое и подлежащее реновации или демонтажу оборудование и его параметры, включая перспективный год ввода в эксплуатацию, или реализации мероприятий по реновации и демонтажу, с возможностью отображения вариантов развития внутри одного года планирования и хранения истории планирования (меню «Перспектива»).
3. Документы – база данных документов по развитию, информационных, нормативных и рабочих материалов (меню «Материалы»).
4. Контрольные замеры – подготовка базовых режимов текущего года для создания перспективных расчетных схем на основе режимов контрольных замеров в формате ПК RastrWin (меню «Сервис»).

Сущностями информационной системы являются генерирующие объекты – электростанции и их генерирующее оборудование (энергоблоки, представленные турбинами и генераторами), сетевые объекты – подстанции и линии электропередачи и их сетевое оборудование (трансформаторы и автотрансформаторы, УКРМ, провода и кабели) и шины – ключевой элемент ИС, связывающий генераторы, трансформаторы, отходящие линии и УКРМ в единую электрическую схему. Существующее и планируемое оборудование имеет уникальный станционный номер и однозначно идентифицируется в ИС путем определения его принадлежности к шинам электростанции или подстанции конкретной ОЭС и РЭС. Так, на странице с деталями выбранной электростанции будет отображаться перечень шин разных классов напряжения и подключенное к ним оборудование – генераторы, (авто)трансформаторы, генераторные трансформаторы, УКРМ и отходящие ЛЭП.

На рис. 1 показана стартовая страница ИС, доступная для аутентифицированного пользователя и содержащая все пункты главного меню, статистическую информацию

о загруженных в ИС действующих электроэнергетических объектах, документах, зарегистрированных пользователях. Стартовая страница также содержит перечень загруженных за последний месяц материалов с возможностью быстрого перехода к их просмотру.

The screenshot shows the 'Элемент' (Element) software interface. At the top, there is a logo and the text 'ЭЛЕМЕНТ' (ELEMENT). Below it, a banner states: 'Информационная система для сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России'. A welcome message 'Добро пожаловать Кутузова! [Выйти из системы]' is displayed. Navigation links include 'Схема', 'Перспектива', 'Инструменты', 'Материалы', 'Контакты', and 'Сервис'. The main content area displays a grid of power system objects categorized by type (Electrostation, Substation, Line, Transformer) and status (Active, Under construction, Planned, Demolished). Below this, a section titled 'Последние загруженные материалы' (Recent loaded materials) lists four entries with details like name, date, and uploader.

Электростанции	Подстанции	ЛЭП	УКРМ
8 АЭС 22666 МВт	610 ПС 220 кВ	45372 МВА	1088 ЛЭП 220 кВ 57876 км 2 БСК 104 Мвар
68 ГЭС 39082 МВт	73 ПС 500 кВ	15183 МВА	1 ЛЭП 10 кВ 100 км 1 УШР 63 Мвар
306 ТЭС 98529 МВт	2 ПС 35 кВ	20 МВА	133 ЛЭП 500 кВ 21616 км
3 ВИЭ 6 МВт	267 ПС 110 кВ	1082 МВА	10 ЛЭП 35 кВ 10 км
	68 ПС 330 кВ	18166 МВА	265 ЛЭП 110 кВ 7117 км
	10 ПС 750 кВ	1098 МВА	124 ЛЭП 330 кВ 9214 км
	3 ПС 400 кВ	417 МВА	12 ЛЭП 750 кВ 2847 км
	51 ПС 150 кВ	1269 МВА	3 ЛЭП 400 кВ 266 км
			71 ЛЭП 150 кВ 2671 км

Название материалов	Материалы загружены в раздел	Дата загрузки	Загружено пользователем
Сибирь_лето_мин_2014_(1)	Контрольные замеры	02.04.2015	Salnikova
Сибирь_зима_мин_2014_(1)	Контрольные замеры	02.04.2015	Salnikova
Сибирь_лето_макс_2014_(1)	Контрольные замеры	02.04.2015	Salnikova
Сибирь_зима_макс_2014_(1)	Контрольные замеры	02.04.2015	Salnikova

2013(C) Dom Programm Ltd. Информационная система для сопровождения перспективной расчетной модели ЕЭС России (версия:1.0.0.54)

Рис. 1. Стартовая страница ИС «Элемент»

Управление существующими объектами и объектами нового строительства (реконструкции или демонтажа) логически и функционально разделено. При добавлении объекта через меню «Перспектива» для него определяются в первую очередь титул, мероприятие, год реализации, обосновывающий документ. Внутри текущего года планирования при необходимости можно создать любое количество вариантов развития объекта.

Всем объектам ИС присваивается статус: «существующий», «перспективный» (существующий, но подлежащий реконструкции), «планируемый» или «демонтирован». Смена статуса происходит при реализации мероприятия по объекту и при переходе к новому году планирования.

Информационная система разработана на языке программирования C# с использованием технологий Model View Controller, Entity Framework, LINQ. Для обслуживания реляционной базы данных используется Microsoft SQL Server. Права на интеллектуальную собственность результатов разработки, исходные программные коды принадлежат ОАО «НТЦ ЕЭС», получено свидетельство о госрегистрации [12].

В настоящий момент база данных ИС находится в стадии наполнения и тестирования.

Создание расчетных моделей для определения уровней токов коротких замыканий (ТКЗ) и разработка мероприятий по ограничению ТКЗ

В развивающихся регионах с высокой плотностью нагрузки (мегаполисы, районы добычи нефти и газа) с ростом потребления на ограниченной территории возникает проблема надежности отключения токов КЗ из-за роста их уровня до предельных

значений для применяемых выключателей. На перспективу эта проблема только усугубляется.

Наиболее остро проблема высоких токов КЗ стоит уже в текущих условиях в Московской, Ленинградской и Тюменской энергосистемах. Например, в Московской энергосистеме, в сети 110–220 кВ нормально отключено более 100 секционных выключателей в сети 110 кВ и около 20 в сети 220 кВ, главным образом, для ограничения токов КЗ. В сетях Санкт-Петербурга условия ограничения токов КЗ диктуют необходимость применения 20 стационарных разрывов.

За время существования отдела для проведения расчетов токов КЗ были разработаны расчетные схемы в формате ПК АРМ СРЗА всей ЕЭС России и стран Балтии. Для актуализации параметров данных схем были придуманы специальные алгоритмы, позволяющие выполнять обмен информацией с актуальными расчетными моделями формата ПК RastrWin [13]. В результате этой работы было выполнено большое количество расчетов по проверке соответствия существующего оборудования подстанций и электростанций и оценке влияния мер по ограничению токов КЗ на надежность режима работы энергосистемы.

Следует отметить, что применяемые в настоящее время мероприятия по ограничению токов КЗ либо приводят к понижению показателей системной надежности (секционирование сети), либо обусловливают повышенные потери активной мощности и ухудшение режима напряжений. Поэтому перспективным направлением является создание устройств, позволяющих одновременно как ограничить уровни токов КЗ в энергосистеме, так и обеспечить оптимальный режим работы сети без снижения ее показателей надежности.

Исследование поведения подобных устройств в сложно-замкнутой сети в различных схемно-режимных ситуациях требует использования достаточно точных математических моделей, учитывающих особенности конструкции.

Таким образом, одним из направлений деятельности стала разработка и исследование режимов работы управляемых токоограничивающих реакторов и фазоповоротных трансформаторов различной конструкции. Развитие данного направления позволило наряду с моделями, используемыми для анализа электромагнитных переходных процессов, создать упрощенные аналоги для применения их в ПК RastrWin и АРМ СРЗА.

Было доказано, что применение данных устройств позволит существенно повысить надежность и управляемость в энергосистеме за счет исключения деления сети между районами с большой величиной мощности КЗ на шинах подстанций [14].

Работы, связанные с проектированием и реконструкцией городских сетей 6(10)–35–110 кВ, включающие вопросы заземления нейтралей в сетях 6 и 10 кВ, расширенное применение напряжения 35 кВ для городского электроснабжения

Отдел проектирования и развития с первых моментов своей деятельности принимал активное участие в обосновании решений по проектам, выполнявшимся разнообразными проектными организациями Санкт-Петербурга. Каждый такой проект включал в качестве составной части расчет электрических режимов и токов коротких замыканий. Всего в период 2011–2015 гг. было выполнено более 30 проектов. По мере

накопления опыта сотрудники отдела принимали участие в более масштабных проектах, таких, как обоснование схемных решений комплексного развития электрических сетей Петроградского района Санкт-Петербурга (2013), технико-экономическое обоснование вариантов развития питающей и распределительной сети Центрального, Курортного районов Санкт-Петербурга и Выборгского района Ленинградской области (2014).

Участие в выполнении подобных проектов и контакты с техническими службами ОАО «Ленэнерго» привели к пониманию необходимости разработки нового подхода к реконструкции сетей электроснабжения старых районов города, характеризующихся плотной застройкой, а также к освоению новых территорий с потенциально высокой плотностью потребления.

Необходимо отметить, что большинство существующих воздушных и кабельных городских линий класса 110 кВ близки к исчерпанию пропускной способности, что ограничивает возможность подключения новых потребителей. В то же время в ряде случаев (особенно во вновь застраиваемых районах) возникает необходимость строительства центров питания 110 кВ с единичной мощностью трансформаторов 63–80 МВ·А. При этом единичная мощность отдельных потребителей возрастает до 2,5–4 МВт, что требует установки трансформаторов 6(10)/0,4 кВ соответствующей мощности. При этом увеличение мощности трансформаторов 110/10(6) кВ даже до 80 МВ·А не создает достаточных условий для присоединения новых потребителей, поскольку отсутствует возможность 100%-го резервирования центров питания по кабельной сети 6(10) кВ ввиду ее малой пропускной способности, а прокладка большого количества КЛ 6(10) кВ невозможна или экономически не оправдана. Структура существующей сети характеризуется значительным количеством трансформаций напряжения: 330/220/110/35/10/6/0,4 кВ. При каждом переходе на более низкую ступень напряжения мощность трансформаторов удваивается по соображениям надежности и ремонтопригодности оборудования.

В результате анализа данной информации отделом при непосредственном участии ОАО «Ленэнерго» была предложена концепция развития системы электроснабжения [15,16] с существенным расширением применения класса напряжения 35 кВ. При этом постепенно заменяются и выводятся из работы существующие кабельные линии напряжения 6(10) кВ, а расширение сети 35 кВ сопровождается установкой трансформаторов 35/0,4 кВ. Основным элементом такой сети является подстанция глубокого ввода, оснащенная трансформаторами 330/35 кВ, питающая разветвленную кабельную сеть. Основное распределение энергии осуществляется по сети 35 кВ, и в случае необходимости сохранения участков существующих сетей напряжением 6(10) кВ, могут предусматриваться комплектные модульные трансформаторные подстанции 35/6(10) кВ.

Кроме того, совместно со специалистами кафедры электрические системы и сети Санкт-Петербургского политехнического университета для нужд распределительной сети 6–35 кВ ОАО «Ленэнерго» был разработан стандарт организации, регламентирующий выбор способа режима заземления нейтрали. На основе разработанного документа в сети 10 кВ ОАО «Ленэнерго» на подстанциях 110 кВ Лахта и Пискаревка был реализован пилотный проект внедрения в опытно-промышленную эксплуатацию резистивного заземления нейтрали.

Разработка устройств режимного и противоаварийного управления, включая соответствующее программное обеспечение

Московский филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «Технологии автоматического управления» специализируется на проектировании развития электроэнергетических систем (разработке схем выдачи мощности электростанций, схем внешнего электроснабжения потребителей, мероприятий по режимному и противоаварийному управлению в электрических сетях).

В филиале сформирована компетенция по разработке схем и программ перспективного развития ЕЭС, электроэнергетики субъектов Российской Федерации. Кроме того, филиал обладает уникальной компетенцией по разработке систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) для всех уровней диспетчерского управления (ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС и РДУ энергосистем) системного оператора, результатом реализации которой является разработанное унифицированное программное обеспечение централизованной координирующей системы АРЧМ, внедренное в исполнительном аппарате и филиалах системного оператора.

В Московском филиале получили развитие также новые направления деятельности:

- разработка основных технических решений для систем распределенной генерации;
- оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов.

За три года существования отдела развития энергосистем и энергообъектов (НИО-7 ОАО «НТЦ ЕЭС», г. Новосибирск) налажено взаимовыгодное сотрудничество со следующими крупными энергетическими компаниями и проектными институтами: ООО «Техносервис», ОАО «Фортум», ОАО «ТГК-11», ООО «Сибирская генерирующая компания», ОАО «ЭЛУР», ЗАО «ГК ТИТАН», ОАО «Е4-СибКОТЭС», ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», ОАО «Сетевая компания», ОАО «РЭМиС», ОАО «Сибирьэнергоинжиниринг», ЗАО «Гидроэлектроавтоматика».

НИО-7 освоил выполнение работ по всем перечисленным выше направлениям, освоив также расчеты уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики, разработку проектной и рабочей документации по релейной защите, противоаварийной автоматике, АИС КУЭ.

В 2015 году НИО-7 приступил к выполнению новой работы и одновременно освоению нового направления деятельности – разработке программы для ЭВМ по расчету уставок защит при повреждениях в электрической сети. Программа в перспективе призвана заменить повсеместно применяемый, но морально устаревший, ПВК «АРМ СРЗА».

Список литературы

1. Порядок формирования (актуализации) перспективных расчетных моделей Единой энергетической системы России (на срок до 15 лет вперед). Утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» 24.12.2009, № 486.

2. Шульгинов Н. Г., Ильенко А. В., Пилениекс Д. В. Система перспективного планирования развития ЕЭС России // Электрические станции. 2012. № 7. С. 5–10.
3. Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми научный центр УрО РАН, 2014.
4. Чукреев Ю. Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. 2012. № 6. С. 27–38.
5. Крупенев Д. С., Пержабинский С. М. Алгоритм оптимизации балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 2. С. 96–106.
6. Обоскалов В. П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. – Екатеринбург, ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2002.
7. Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Анализ балансовой надежности как актуальная задача развития электроэнергетических систем ЕЭС России // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2013. № 2. С. 44–51.
8. Волькенau И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. – М.: Энергия, 1981.
9. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969.
10. Волков Г. А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986.
11. СТО 17330282.27.010.001-2008 «Электроэнергетика. Термины и определения». Утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 17 июня 2008 № 289.
12. Информационная система «Элемент» для формирования перспективной расчетной модели ЕЭС России (ИС «Элемент»). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014614010 от 14.04.2014.
13. Брилинский А. С., Смоловик С. В. Алгоритмы подготовки исходных данных для расчета токов короткого замыкания сложных энергосистем // Известия НИИ постоянного тока. – СПб. 2010. № 64.
14. Брилинский А. С., Евдокунин Г. А. Моделирование и анализ токоограничивающих свойств реактора, управляемого подмагничиванием // Известия Академии наук. Энергетика. 2013. № 4.
15. Артемьев М. С., Магдеев Н. Н., Брилинский А. С., Смоловик С. В., Евдокунин Г. А. Концепция развития электрических сетей мегаполиса на основе сооружения подстанций глубокого ввода 330 кВ и расширенного использования класса напряжения 35 кВ в распределительных сетях // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. № 6 (27).
16. Артемьев М. С., Брилинский А. С., Грунина О. И., Евдокунин Г. А. Расчет потенциала на заземляющих устройствах подстанций в городских кабельных сетях при однофазных замыканиях на землю // Энергоэксперт. 2015. № 1 (48).

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Брилинский Андрей Станиславович, заведующий отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: brilinskiy@ntcees.ru

Вагин Виталий Петрович, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: vigin@ntcees.ru

Виштибееев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

Шаргин Юрий Макарович, канд. техн. наук, доцент, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shargin@ntcees.ru

Abakumov S. A., Brilinskiy A. S., Vagin V. P., Vishtibeev A. V., Smolovik S. V., Shargin Y. M.

The solution of power systems development scientific and practical problems in STC of the UPS.

The main activities in the field of the power systems design and development of JSC «STC UPS» and its branch offices in Moscow and Novosibirsk are described in the paper: perspective computer models of UPS of Russia actualization, development of the power plant power distribution schemes and large power objects exterior power supply schemes, power system states of the prospective power objects research, development of UPS of Russia capacity adequacy indicators methodology calculation, information system for perspective UPS of Russia computer models maintenance, creation of models for short-circuit current determination and development of measures for limitation of short-circuit currents, city power grids 6(10)–35–110 kV design and reconstruction, neutral ground connection in power grids of 6–10 kV and advanced 35 kV voltage class application for city power supply research.

Key words: JSC «STC UPS», power systems design and development, perspective computational schemes of IPS.

УДК 621.314 (091)

V. A. Шлайфштейн

Исследования системных аспектов применения передач и вставок постоянного тока

Приведен краткий обзор работ, посвященных изучению системных аспектов применения передач и вставок постоянного тока, выполнявшихся в лаборатории (отделе) электрических систем от момента ее создания до настоящего времени.

Ключевые слова: передачи и вставки постоянного тока, энергосистемы, физическое и математическое моделирование, регулировочные характеристики ППТ, статическая устойчивость, области применения, влияние ППТ на надежность, многоподстанционные передачи, вставки на преобразователях напряжения, перспективы применения.

Данный материал был подготовлен в связи с 70-летним юбилеем НИИПТ по поручению редакции журнала.

Основными направлениями работ лаборатории (отдела) электрических систем (ЛЭС) являются исследования установившихся и переходных электромеханических режимов, устойчивости и надежности, систем регулирования и противоаварийной автоматики больших энергосистем. Появление в этих энергосистемах объектов постоянного тока потребовало проведения соответствующих исследований, а также разработки необходимого инструментария для их выполнения. Работы проводились по следующим направлениям:

- Разработка физических и математических моделей передач постоянного тока.
- Изучение регулировочных характеристик передач постоянного тока и возможностей их использования в системах противоаварийной автоматики.
- Исследование статической (апериодической и колебательной) устойчивости энергосистемы с передачами постоянного тока.
- Определение областей рационального применения ППТ.
- Влияние ППТ на надежность работы энергосистем.
- Многоподстанционные электропередачи постоянного тока.
- Вставки постоянного тока на преобразователях напряжения.
- Разработка перспектив применения передач постоянного тока в ЕЭС и для связи с энергосистемами других государств.

Рассмотрим вкратце некоторые результаты выполненных работ по указанным направлениям.

Разработка физических и математических моделей передач постоянного тока

Базой для проведения большинства исследований, выполнявшихся в ЛЭС, являлись модели энергосистем. В первые годы существования лаборатории это были исключительно физические модели, затем, в условиях появления цифровой техники, к ним добавились и математические модели.

В связи с необходимостью изучения проблематики постоянного тока уже первая электродинамическая модель лаборатории включала в себя шесть преобразовательных

блоков, выполненных на основе использования тиатронов и оснащенных системами управления и регулирования по образу первой передачи постоянного тока Кашира – Москва. Так, регулирование углов погасания инверторов в этой модели осуществлялось не с помощью принятых в настоящее время регуляторов углов погасания (РУП), а с помощью компаундирующего устройства, отображающего зависимость величины этих углов от уровня выпрямленного тока и напряжения на стороне переменного тока [1].

В последующем модели преобразователей ППТ были заменены другими, выполненными на основе полупроводниковой техники, было усовершенствовано их регулирование и увеличено количество самих мостов, что позволило проводить исследования работы уже многоподстанционных передач постоянного тока.

В начале 2000-х годов в составе электродинамической модели появились и преобразовательные мосты на полностью управляемых вентилях, что позволило провести исследования особенностей работы вставки постоянного тока на преобразователях напряжения.

Наряду с созданием физических моделей разрабатывались методы учета передач и вставок постоянного тока на цифровых моделях. Большинство работ этого направления предназначались для использования в программах расчета установившихся и переходных электромеханических режимов с использованием однолинейных схем замещения. Один из таких алгоритмов по учету вставок и многоподстанционных электропередач постоянного тока был реализован в 1988 г. в составе широко использовавшейся в стране программы «Мустанг» [2, 3]. Разработан в 2010 г. и алгоритм учета вставки на преобразователях напряжения [4], который в настоящее время наряду с алгоритмом учета вставки на преобразователях тока принят к использованию в программном комплексе «Рустаб».

Несколько в стороне от основной тематики ЛЭС, включающей исследования установившихся и переходных электромеханических процессов, стоят работы Д. П. Дижура 60–70-х годов по разработке математических моделей преобразователей и передач постоянного тока для исследования электромагнитных переходных процессов [5–8]. Им был предложен метод моделирования на ЦВМ переходных процессов в вентильных преобразовательных схемах, использующий возможность представления в ЦВМ широкого диапазона чисел и высокую точность выполнения арифметических операций. Путем замещения вентилей индуктивно-активными элементами с параметрами, резко отличающимися от параметров остальных элементов схемы, уравнения преобразователя были сведены к системе дифференциальных уравнений с постоянной структурой и переменными коэффициентами, справедливой для всех структурных состояний схемы и произвольной формы поданных на нее напряжений. Были разработаны способы упрощения системы уравнений преобразователя, позволяющие получить простые схемы его замещения на постоянном и переменном токе. Экспериментально определены погрешности моделирования при использовании различных численных методов. Была разработана программа для ЦВМ М-220 расчета установившихся и переходных режимов передачи постоянного тока методом численного моделирования, свободным от обычно принимаемых допущений.

Регулировочные характеристики передач постоянного тока и возможности их использования в системах противоаварийной автоматики

Исследования эффективности управления мощностью ППТ по параметрам смежной линии переменного тока с целью повышения устойчивости работы последней явились едва ли не первыми в ЛЭС в части обсуждаемой тематики. В этих иссле-

дованиях, выполнявшихся в середине 50-х годов под руководством Г. И. Поляка применительно к схеме примыкания ППТ Волгоград – Донбасс, рассматривалось управление мощностью этой передачи с целью повышения устойчивости ВЛ 500 кВ переменного тока Волгоград – Москва [9]. Было показано, в частности, что введение регулирования мощности ППТ по параметрам линии переменного тока позволяет обеспечить устойчивость установившихся режимов с углами по линии больше 110°. Практического значения такие режимы не имели, однако их достижение свидетельствовало об эффективности управления мощностью ППТ.

Это направление было впоследствии развито применительно к проектировавшейся ППТ Экибастуз – Центр. При изучении эффективности использования этой ППТ в системе противоаварийной автоматики была выявлена существенная зависимость ее перегрузочной способности от параметров примыкания ее подстанций к энергосистеме и от состава подстанционных устройств компенсации реактивной мощности [10]. При этом было показано, что команда от ПА на реализацию завышенного уровня загрузки ППТ вызовет снижение напряжения на стороне переменного тока и она не будет отработана, что может привести к развитию аварии. Полученные результаты выявили необходимость включения в систему противоаварийной автоматики специального блока выявления перегрузочной (форсировочной) способности в текущем режиме и послеаварийных схемно-режимных условиях.

Эти работы продолжались и позже [11]. В начале 90-х годов были рассмотрены вопросы оценки форсировочной способности ППТ, работающей в сложной энергосистеме. Проанализирован характер отработки команды ПА (противоаварийной автоматики) на изменение мощности ППТ, рекомендован ввод дополнительного воздействия на изменение уставки АРВ синхронных компенсаторов, устанавливаемых на шинах преобразовательных подстанций. Обращено внимание на необходимость совершенствования техники быстрой форсировки передачи постоянного тока, оснащенной двухканальным регулятором мощности. Были рассмотрены методические вопросы оценки регулировочных возможностей сети постоянного тока для использования ее в системе противоаварийной автоматики [12–16].

Исследования статической (апериодической и колебательной) устойчивости энергосистемы с передачами постоянного тока

Одним из важнейших вопросов при включении передач постоянного тока в энергосистемы соизмеримой мощности является вопрос обеспечения их статической устойчивости. В этом направлении в 70-х годах в лаборатории был выполнен большой объем работ [17–21]. Были рассмотрены проблемы как апериодической, так и колебательной устойчивости передач с различными системами регулирования. Анализ апериодической устойчивости был доведен до уровня аналитических выражений, в которых примыкающие энергосистемы представлены в виде эдс за эквивалентными проводимостями. Показано, что условия апериодической устойчивости ППТ ухудшаются по мере удаления инверторной подстанции от генерирующих центров. Был выполнен анализ апериодической устойчивости ППТ, регулируемой на постоянство активной мощности. На примере ППТ Экибастуз – Центр было показано, что пределы апериодической устойчивости ППТ в случае регулирования мощности значительно ниже, чем при регулировании выпрямителя на постоянство тока.

Практическим выводом из анализа апериодической устойчивости явилось требование к уровню жесткости примыкания инверторной подстанции, который должен характеризоваться величиной отношения короткого замыкания, представляющего собой отношение мощности короткого замыкания в точке примыкания подстанции к номинальной мощности ППТ, не ниже двух.

Методика проведения исследований колебательной устойчивости схем, содержащих передачи постоянного тока, зависит от сравнительной мощности ППТ и примыкающих энергосистем. При проведении исследований режимов и устойчивости ППТ в 30–50-х годах предполагалось, что напряжение на шинах переменного тока выпрямительной и инверторной подстанций постоянно и не зависит от режима ППТ.

Однако уже при анализе работы ППТ Волгоград – Донбасс оказалось необходимым учесть реакцию энергосистемы на переходные процессы в ППТ. Исследования, выполнявшиеся на электродинамической модели энергосистем, помимо определения границ областей устойчивости позволили изучить характер развития того или иного вида неустойчивости. В этих исследованиях было показано, что воздушные передачи постоянного тока средней протяженности, характеризующиеся весьма высокими собственными частотами колебаний, не в состоянии вызвать самораскачивание синхронных машин, в связи с чем при анализе устойчивости последних ППТ может быть представлена своими статическими характеристиками.

Для сверхмощных передач характерны большая протяженность линий, малое отношение мощности короткого замыкания, а также использование в качестве источников реактивной мощности, помимо конденсаторных батарей, синхронных компенсаторов. Все эти особенности способствуют взаимозависимости переходных процессов на стороне постоянного и переменного тока. Наиболее удобным для проведения работы был признан метод Д-разбиения, учет ППТ при использовании которого проводился по специально разработанной методике. Основу методики составляет отказ от учета импульсности преобразователей и системы регулирования ППТ. Вместе с тем по «гладкой» составляющей учитываются переходные процессы во всех элементах передачи постоянного тока. Уравнения элементов энергосистемы и их связь с ППТ записываются в $q - d$ -осях. Определяется необходимое количество Т-ячеек в схеме замещения линии постоянного тока с точки зрения воспроизведения ее частотных характеристик. Проведена экспериментальная проверка предложенной методики.

Было показано, что при удаленном примыкании преобразователей устойчивость ППТ в зоне малых коэффициентов усиления РТ может лимитироваться как колебательной, так и апериодической неустойчивостью.

Определение областей рационального применения ППТ

Как известно, основными областями применения объектов постоянного тока в мировой практике являются:

- создание несинхронно работающих энергообъединений;
- кабельные линии электропередачи, преимущественно для пересечения водных препятствий;
- дальние линии электропередачи.

В последние годы к этим областям добавилась выдача мощности от оффшорных ветроэлектростанций.

Для условий СССР и России на протяжении длительного периода времени наиболее актуальной областью применения ППТ являлась передача электроэнергии на дальние расстояния. Области рационального применения таких передач определялись сопоставлением затрат на их создание с затратами на сооружение линий электропередачи переменного тока той же протяженности и пропускной способности [22–24].

Проведенные исследования позволили определить так называемую критическую длину, при которой затраты на сооружение электропередач постоянного и переменного тока оказывались равными. Поскольку, как известно, у передач постоянного тока стоимость подстанций выше, а линейной части – ниже, чем у линий переменного тока, при расстояниях меньше критической длины предпочтение отдавалось линиям переменного тока, при больших расстояниях – линиям постоянного тока. Величина критической длины для линий электропередачи высших классов напряжения применительно к отечественным стоимостным показателям находилась на уровне 1000–1500 км. При этом передачи Экибастуз – Центр протяженностью 2500 км и Сибирь – Центр протяженностью 3500 км безусловно относились к области применения постоянного тока. Заметим, что в зарубежных материалах указывалось значение критической длины на уровне 700–1000 км, что, видимо, определялось иными, нежели в СССР, соотношениями стоимости высоковольтного оборудования преобразовательных подстанций и линий электропередачи.

Развитие атомной и газовой генерации, позволяющей сооружать электростанции поблизости от потребителей, несколько расширило подход к выбору оптимального способа энергоснабжения потребителей. Теперь уже речь шла о сопоставлении не только затрат на линии электропередачи, но и сопоставлении стоимости доставленной по этим линиям электроэнергии со стоимостью электроэнергии, полученной от местной генерации. При этом при сверхдлинных передачах даже постоянного тока вполне могло оказаться, что одни лишь затраты на транспорт 1 кВт · ч электроэнергии, без учета стоимости электроэнергии на отправном конце, уже превышали стоимость 1 кВт · ч от местной электростанции. Такому положению дел в значительной степени способствовало то обстоятельство, что в последние годы затраты на сооружение линий электропередачи росли в большей степени, нежели на сооружение электростанций. В результате помимо первой критической длины, разделяющей эффективность применения электропередач переменного и постоянного тока, появилась вторая критическая длина, превышение которой указывало на неэффективность дальнего транспорта электроэнергии как переменным, так и постоянным током. Заметим, что это в значительной степени российская проблема. В Китае, например, где практически отсутствует атомная и газовая генерация, а стоимость сооружения линий электропередачи существенно ниже российской, обоснование сооружения ППТ дальностью 3000 км не вызывает возражений.

Влияние ППТ на надежность работы энергосистем

В связи с созданием и развитием мощных объединений энергосистем все большее внимание обращалось на вопросы управляемости и надежности параллельной работы ОЭС, входящих в энергообъединение [25]. При этом отмечалось, что существенное значение может иметь структура системообразующей сети и, в частности, электропередач и вставок постоянного тока. При наличии таких элементов передаваемая мощность может быть автономно изменена наиболее целесообразным в зависимости

от ситуации образом, в том числе и в целях повышения устойчивости и надежности энергообъединения в случае возникновения различных аварийных повреждений.

По расположению и роли в энергообъединении передач и вставок постоянного тока в конце 80-х годов были рассмотрены два основных варианта [26, 27]:

- независимая (по частоте) работа частей энергообъединения, связываемых автономно управляемыми межсистемными связями;
- параллельная работа этих автономно управляемых связей со связями переменного тока.

Выполненные исследования и сопоставления схем энергообъединения по условиям надежности параллельной его работы при различных аварийных возмущениях позволили сделать следующие основные выводы:

1. Специальное управление мощностью ППТ в переходных режимах для повышения устойчивости энергообъединения дает значительное сокращение объема отключений потребителей противоаварийной автоматикой. При этом мощность отключаемой нагрузки оказывается даже меньше, чем в схеме без ППТ, хотя введение в состав энергообъединения мощной, протяженной и интенсивно используемой электропередачи естественно вносит значительное число аварийных возмущений, опасных с точки зрения параллельной работы.
2. Создание автономно управляемой межсистемной связи, позволяющей осуществлять независимую по частоте работу связываемых частей энергообъединения, повышает надежность работы объединения, уменьшает мощность отключаемой противоаварийной автоматикой нагрузки, способствует уменьшению числа тяжелых каскадных нарушений устойчивости межсистемных связей и тем самым повышает живучесть сложного энергообъединения. Особенно эффективно для повышения устойчивости энергообъединения использовать специальное управление мощностью этой связи во время переходных процессов.

Многоподстанционные электропередачи постоянного тока

Развитием протяженных двухподстанционных передач постоянного тока является их преобразование в многоподстанционные передачи, осуществляемое, например, подключением промежуточных подстанций. Так, при подключении к ППТ Сибирь – Центр промежуточных подстанций в районе ОЭС Урала и ОЭС С. Волги создается энергомост на постоянном токе между основными транзитными ОЭС по направлению Восток – Запад.

Для изучения особенностей работы такой системы на электродинамической модели в конце 80-х годов была собрана схема четырехподстанционной передачи постоянного тока напряжением ± 750 кВ [28, 29]. Преобразователи были оснащены системой автоматического регулирования, включающей в себя подсистемы режимного и быстродействующего регулирования.

Подсистема быстродействующего регулирования, предназначенная для поддержания на заданном уровне токов полюсов подстанций и углов погасания вентилей инверторных мостов, включала в себя по аналогии с регулированием двухподстанционной передачи регуляторы тока на каждом из мостов и регуляторы угла погасания на мостах, работающих в инверторном режиме.

Подсистема режимного регулирования была представлена центральным регулятором мощности, осуществляющим формирование уставок тока полюсов подстанций.

Центральный регулятор мощности на основании задания уставок мощности подстанций вычисляет уставки по току для каждого полюса каждой подстанции. При этом уставка одной из особых подстанций, называемой балансирующей, определяется как алгебраическая сумма уставок тока остальных подстанций. Другой особой подстанцией являлась подстанция, на которую была возложена функция поддержания на заданном уровне значения напряжения на линии.

Исследование переходных процессов в рассмотренной простейшей сети постоянного тока, выполненное на электродинамической модели, показало принципиальную возможность автономного управления нагрузками преобразовательных подстанций, восстановления нормальной работы преобразователей после прекращения нарушений, возникающих в системе переменного тока и в цепи постоянного тока, а также возможность использования форсированной способности оборудования для поддержания исходного значения мощности подстанций при аварийных отключении частей оборудования сети постоянного тока.

Было установлено, что характер протекания переходных процессов в сети постоянного тока в значительной мере совпадает с характером протекания аналогичных процессов в обычной двухконцевой электропереадаче постоянного тока. Выявленные особенности поведения сети постоянного тока связаны главным образом с проблемой обеспечения устойчивости распределения тока между инверторными подстанциями, особенно при наличии в составе сети подстанций с резко различными значениями номинальной мощности. Было показано, что устойчивое распределение тока между инверторными подстанциями может быть достигнуто даже в случае присоединения этих подстанций к относительно маломощным системам переменного тока.

Помимо этого, для ведения режима многоподстанционных передач постоянного тока был разработан алгоритм работы информационной подсистемы АСУ, пред назначенной для оценки допустимости предлагаемого диспетчером режима загрузки преобразовательных подстанций [30]. В случае выявления недопустимости предложенного алгоритма вырабатывались рекомендации о дополнительных мероприятиях, обеспечивающих его реализацию, с информированием диспетчера о параметрах ближайшего с точки зрения заданных критериев допустимого режима. Был также в 1994 г. разработан алгоритм учета многоподстанционной передачи постоянного тока (МППТ) в системе централизованной противоаварийной автоматики [31].

Вставки постоянного тока на преобразователях напряжения

К настоящему времени помимо передач и вставок постоянного тока на преобразователях тока, о которых шла речь выше, все более широкое применение находят вставки и передачи постоянного тока на преобразователях напряжения. Это объекты, способные в нормальных режимах:

- к практически безынерционному управлению перетоком активной мощности, в том числе с возможностью осуществления реверса;
- в отличие от обычных ВПТ и ППТ, к управлению реактивной мощностью, в том числе с возможностью ее генерации;
- к работе в условиях малых отношений короткого замыкания (ОКЗ) и даже на автономную нагрузку;
- к работе без фильтровых установок.

В связи с изучением перспектив установки на ПС Могоча вставки такого типа на электродинамической модели ЛЭС было выполнено исследование особенностей работы этого объекта. С этой целью в 2003 г. была создана физическая модель вставки, оснащенная необходимой системой регулирования, с использованием которой были рассмотрены особенности нормальных и переходных режимов работы ВПТ, выполненной на основе преобразователей напряжения. Была подтверждена способность ВПТ такого типа к практически безынерционному управлению перетоком активной мощности, в том числе и с возможностью осуществления реверса, а также к управлению реактивной мощностью как в индуктивном, так и в емкостном квадрантах. Были сформулированы принципы управления ВПТ на полностью управляемых вентилях при системе преобразования напряжения в переходных режимах, в том числе имеющие целью предотвращение перегрузок оборудования по току и напряжению. Был продемонстрирован процесс внезапного перевода ВПТ в режим работы на автономную нагрузку с переключением ее системы регулирования на поддержание постоянства частоты [32].

Разработка перспектив применения передач постоянного тока в ЕЭС и для связи с энергосистемами других государств

Одним из направлений работ являлось выяснение роли передач и сети постоянного тока в составе ЕЭС [33, 34].

В 2000 г. в НИИПТ была разработана Концепция использования электропередач и вставок постоянного тока в ЕЭС России и для связи ее с энергосистемами других государств. Концепция охватывала перспективу до 2010–2015 гг., применительно к которой были выполнены работы ЭСП «Схема развития ЕЭС и ОЭС России на период до 2010 г.» и ЭНИН им. Г. М. Кржижановского «Стратегия развития электроэнергетики России на период до 2015 г.». Это была комплексная работа, в которой принимали участие несколько научно-исследовательских отделов института, однако отдел электрических систем играл в этой работе ведущую роль.

В Концепции были рассмотрены следующие вопросы:

- использование передач и вставок постоянного тока в мировой электроэнергетике;
- стоимостные показатели электропередач и вставок постоянного тока;
- сопоставительные технико-экономические характеристики передач постоянного и переменного тока;
- перспективные объекты постоянного тока в ЕЭС России и примеры анализа эффективности их применения;
- дальнейшие направления развития техники передач и вставок постоянного тока.

На основе этого рассмотрения были сформулированы основные положения и выводы. Подходы к использованию объектов постоянного тока для связи с европейскими странами и энергообъединениями Азии и Америки изложены в [35–38].

К сожалению, большинство из намеченных в Концепции объектов постоянного тока реализовано не было. В настоящее время представляется целесообразным приступить к разработке новой концепции, которая позволила бы определиться с перспективами развития техники постоянного тока в России. Некоторые результаты предварительного рассмотрения этого вопроса изложены в [39, 40].

Список литературы

1. Важнов А. И., Розовский Ю. А., Салима П. З. Электродинамическая модель энергосистем. – М-Л.: ГЭИ, 1961.
2. Иванов В. П., Кощеев Л. А., Черкасский А. В., Шлайфштейн В. А. Учет вставок и многоподстанционных электропередач постоянного тока в расчетах устанивившихся и переходных электромеханических режимов энергосистем / Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем. Сб. научных трудов НИИПТ, 1988.
3. Иванов В. Ф., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Моделирование многоподстанционной передачи постоянного тока в составе сложной энергосистемы // Электричество. 1999. № 5.
4. Герасимов А. С., Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А. Моделирование вставки постоянного тока на преобразователях напряжения в среде ПВК «EUROSTAG» // Известия НИИ постоянного тока. 2010. № 64.
5. Дижур Д. П. Метод моделирования на ЦВМ вентильных преобразовательных схем // Известия НИИПТ. 1970. № 16.
6. Дижур Д. П. Моделирование передачи постоянного тока на ЦВМ // Известия НИИПТ. 1971. № 17.
7. Дижур Д. П. Вычислительная устойчивость и погрешность цифровых моделей преобразователей // Труды НИИПТ. Вып. 23, 1976.
8. Дижур Д. П. Цифровая модель энергосистемы с электропередачами постоянного тока // Труды НИИПТ. Вып. 27, 1978.
9. Поляк Г. И. Использование передачи постоянного тока для повышения устойчивости смежной передачи переменного тока // Известия НИИ постоянного тока. 1959. № 4.
10. Кандауров Л. Н., Шлайфштейн В. А. О форсировочной способности передачи постоянного тока, работающей в энергосистеме соизмеримой мощности // Труды НИИПТ. Сб. 18, 1972.
11. Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А., Шмелькин Б. М. Проблемы обеспечения форсировки мощности электропередачи постоянного тока. / Противоаварийное управление и регулирование энергосистем // Сб. научных трудов НИИПТ, 1982.
12. Гущина Т. А., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Вопросы управления мощностью передач постоянного тока от системы противоаварийной автоматики / Проблемы обеспечения устойчивости и надежности параллельной работы энергообъединений // НИИПТ, 1993.
13. А.с. 654122 СССР, МКИ Н 02 J 3/46. Способ регулирования мощности передачи постоянного тока / Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. 1979.
14. А.с. 849955 СССР, МКИ Н 02 J 3/46. Устройство для регулирования мощности передачи постоянного тока / Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А., Шмелькин Б. М. 1980.
15. А.с. 1443727 СССР, МКИ Н 02 J 3/24. Способ определения форсировочной способности передачи постоянного тока / Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. 1987.
16. Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Преимущества и недостатки связей переменного постоянного тока // Сб. докладов 9-й Международной конференции по противоаварийной автоматике в энергосистемах (на англ. яз), 1994.

17. Андреюк В. А., Шлайфштейн В. А. Анализ апериодической устойчивости энергосистемы, содержащей передачу постоянного тока // Известия НИИПТ. 1971. № 17.
18. Андреюк В. А., Кац П. Я. Методика учета передач постоянного тока в расчетах статической устойчивости сложных энергосистем // Труды НИИПТ. Вып. 23, 1976.
19. Шлайфштейн В. А. К анализу колебательной неустойчивости передачи постоянного тока при значительных реактивностях ее связи с энергосистемами // Труды НИИПТ. Вып. 23, 1976.
20. Андреюк В. А., Шлайфштейн В. А. Некоторые результаты исследований апериодической устойчивости энергосистем, содержащих электропередачи и вставки постоянного тока // Труды НИИПТ. Вып. 26, 1977.
21. Андреюк В. А., Кац П. Я., Шлайфштейн В. А. Исследование статической устойчивости энергосистемы, содержащей мощную передачу постоянного тока // Труды НИИПТ. Вып. 26, 1977.
22. Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Области рационального применения линий электропередачи высших классов напряжения переменного и постоянного тока в ЕЭС России // Электрические станции. 2001. № 11.
23. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. О стоимостных показателях оборудования // Электро. 2011. № 6.
24. Иванов В. Ф., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Применение линий электропередачи разных типов и классов напряжения в качестве системообразующей сети ЕЭС России // Электрические станции. 1995. № 12.
25. Кощеев Л. А. Исследование влияния межсистемных связей постоянного тока на управляемость ЕЭС СССР в аварийных режимах / В книге «Режимная управляемость систем энергетики». – Наука, 1988.
26. Кощеев Л. А., Марченко Е. А., Шмелькин Б. М. Исследование надежности параллельной работы сложного энергообъединения, содержащего автономно управляемые элементы межсистемных связей / Способы повышения устойчивости и надежности объединенных энергосистем. Сб. научных трудов НИИПТ, 1983.
27. Зейлигер А. Н., Кощеев Л. А., Шмелькин Б. М. Эффективность использования электропередач и вставок постоянного тока в ЕЭС СССР / Преобразовательная техника в энергетике. Сб. научных трудов НИИПТ, 1986.
28. Берх И. М., Брандгендер К. И., Лынова Г. А., Шлайфштейн В. А. Исследование на электродинамической модели переходных процессов в многоподстанционной электропереходке постоянного тока / Совместная работа мощных преобразователей и энергосистем. Сб. научных трудов НИИПТ, 1988.
29. Галанов В. И., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Режимы связанной системы постоянного тока в составе ЕЭС СССР // Известия АН СССР «Энергетика и транспорт». 1988. № 5.
30. Иванов В. Ф., Шлайфштейн В. А. Алгоритм работы информационной подсистемы АСУ для ведения режима многоподстанционных передач постоянного тока / Автоматизированные системы управления технологическими процессами крупных подстанций, электропередач и вставок постоянного тока. Сб. научных трудов, НИИПТ, 1991.
31. Иванов В. Ф., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Управление мощностью много-подстанционной передачи постоянного тока в централизованной системе про-

- тивоаварийной автоматики / Исследования и разработки многоподстанционных электропередач постоянного тока. Сб. научных трудов НИИПТ, 1994.
32. Булыгина М. А., Гущина Т. А., Кирьянко Г. В., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Режимы работы передач и вставок постоянного тока, выполненных на основе преобразователей напряжения // Электрические станции. 2004. № 5.
33. Кощеев Л. А. Электропередачи постоянного тока. Нужны ли они России? / Электричество. 1999. № 3.
34. Галанов В. И., Зейлигер А. Н., Иванов В. Ф., Кощеев Л. А. Технико-экономическая эффективность системообразующей сети постоянного тока // Известия АН СССР «Энергетика и транспорт». 1987. № 6.
35. Есипович А. Х., Зекель А. С., Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Системные аспекты вариантов организации совместной работы ЕЭС России с энергообъединением стран Центральной и Западной Европы // Известия НИИ постоянного тока. 2001. № 58.
36. Кощеев Л. А., Adielson T. Европейская электрическая связь Восток – Запад. Исследование электропередач переменного и постоянного тока / Доклад на симпозиуме СИГРЭ, Токио, 1995.
37. Кощеев Л. А. Перспективы применения техники передачи электроэнергии постоянным током в ЕЭС России и для связи ее с энергообъединениями Европы, Азии и Америки. Сб. тезисов симпозиума «Энергетика-95». – Издание Ленэкспо, 1995.
38. Кощеев Л. А. Роль электропередач постоянного тока в образовании объединения энергосистем Северо-Восточной Азии / Сб. «Восточная энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство Азиатско-Тихоокеанского региона», 1998.
39. Кощеев Л. А., Мазуров М. И., Шлайфштейн В. А. Перспективы использования передачи постоянного тока в России // Электро. 2008. № 5.
40. Ефимова Е. В., Коробков А. В., Шлайфштейн В. А. Обсуждение перспективности сооружения в России сверхдальних линий электропередачи // Известия НТЦ Единой энергетической системы, сб. № 2 (67), 2012.

Шлайфштейн Владимир Аронович, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shlaifshtein_v@ntcees.ru

Shlaifshtein V. A.

System studies of HVDC power transmissions and back-to-backs.

A brief review of studies on the systemic aspects of HVDC power transmissions and back-to-backs applications, carried out by the department of electrical systems from its establishing to the present day is given.

Key words: *high voltage direct current power transmissions and back-to-backs, power systems, physical and digital simulation, control characteristics, static stability, fields of application, impact of HVDC on reliability, multi-terminal HVDC power transmissions, back-to-backs using voltage source converters, application prospects.*

УДК 621.311

Ю. Н. Гараев, Е. К. Лоханин, Е. Л. Россовский

Особенности моделирования синхронных машин продольно-поперечного возбуждения

Существующие синхронные машины продольного возбуждения (СМ ПВ) не всегда позволяют в полной мере решать возникающие проблемы обеспечения устойчивости и надежности в установившихся и переходных режимах энергосистем. Эти машины способны работать лишь в незначительной области потребления реактивной мощности, что связано с нарушением их устойчивой работы.

Значительно лучшие технические характеристики у синхронных машин продольно-поперечного возбуждения (СМ ППВ), особенно в режимах потребления реактивной мощности. Динамическая устойчивость СМ ППВ мало зависит от их режима работы по реактивной мощности и существенно выше, чем у генераторов с продольным возбуждением, которые в режимах потребления реактивной мощности требуют значительного снижения нагрузки.

Наличие у СМ ППВ на роторе двух обмоток возбуждения позволяет при определенных законах автоматического регулирования возбуждения (АРВ) обеспечить независимое регулирование электромагнитного момента и напряжения статора.

Отличительной особенностью рассматриваемой модели СМ ППВ является приведение к форме ЭДС уравнений Парка – Горева, как наиболее приспособленной для расчета переходных процессов.

Ключевые слова: Моделирование синхронных и асинхронизированных машин, расчеты переходных режимов, системы регулирования возбуждения.

Введение

В статье развиваются научные положения математического моделирования синхронных машин продольно-поперечного возбуждения, опубликованные в 2000 и 2001 гг. [1, 2]. Принципиальное отличие данной статьи от ряда предшествующих, опубликованных в журнале «Электротехника», 2010, № 2, состоит в том, что в них СМ ППВ и их системы регулирования необоснованно представляются асинхронизированными. Поэтому одной из задач настоящей публикации является устранение этого ошибочного представления.

Как показал опыт эксплуатации, СМ ППВ имеют следующие основные преимущества перед традиционными СМ ПВ:

- обеспечивают устойчивость режимов при глубоком потреблении реактивной мощности;
- обеспечивают повышенные пределы по статической и динамической устойчивости;
- способствуют интенсивному демпфированию колебаний ротора и связанных с ними колебаний режимных параметров;
- устраниют все виды самовозбуждения при работе с емкостным сопротивлением в цепи статора;
- повышают живучесть энергоблока при авариях в системах возбуждения;

– обеспечивают более устойчивую работу на протяженных линиях электропередач.

Что касается моделирования асинхронизированных синхронных машин (АСМ) и их систем регулирования, то поскольку в настоящее время в энергосистемах России не эксплуатируется ни один крупный асинхронизированный генератор, в данной публикации моделирование этих машин и их систем регулирования не рассматривается.

1. Терминология и классификация синхронных машин продольно-поперечного возбуждения и асинхронизированных синхронных машин

СМ ППВ выполняются в двух вариантах: с симметричными (одинаковыми) обмотками возбуждения и с несимметричной системой обмоток возбуждения. У неявнополюсных СМ ППВ возможно размещение на роторе как симметричных, так и несимметричных обмоток возбуждения, а у явнополюсных – только несимметричных.

При несимметричных обмотках рабочее поле возбуждения в основном создается продольной обмоткой, а поперечная обмотка выполняет функции управляющей. Такие обмотки получили название управляющих поперечных обмоток (УПО), намагничающая сила (НС) которых составляет около 5–10 % от НС продольной обмотки возбуждения. При этом размещение УПО становится возможным без сколько-нибудь существенного увеличения размеров роторов этих машин по сравнению с таковыми СМ одноосного возбуждения.

В установившемся режиме потребляемая мощность УПО может быть небольшой, однако в переходных режимах она должна быть достаточной для решения задач, возлагаемых на АРВ в поперечной обмотке.

Постоянная времени УПО на порядок меньше, чем у продольной обмотки возбуждения. Это снижает запаздывание по тракту регулирования и является таким образом стабилизирующим фактором в переходных режимах СМ.

Устойчивость СМ ППВ характеризуется как и у обычных СМ одноосного возбуждения, углом сдвига ротора δ . Однако зависимости электромагнитного момента от угла δ у СМ ППВ и СМ ПВ различны.

Электромагнитный момент для СМ ППВ [3] представляется как:

$$M_s = \frac{E_q U}{x} \sin \delta + \frac{E_d U}{x} \cos \delta = \frac{E_\Sigma U}{x} \sin(\delta + \alpha), \quad (1)$$

где $E_\Sigma = \sqrt{E_q^2 + E_d^2}$ – модуль суммарной ЭДС;

угол $\alpha = \arctg \frac{E_d}{E_q}$ определяет соотношение ЭДС, пропорциональных токам в обмотках ротора.

Для СМ ПВ электромагнитный момент определяется известной угловой характеристикой, а именно:

$$M_s = \frac{E_q U}{x} \sin \delta.$$

К настоящему времени у нас в стране создан и введен в успешную эксплуатацию ряд синхронных турбогенераторов (СТГ) как с симметричными обмотками возбуждения (СОВ), так и с УПО на роторе. В частности, в России введен в эксплуатацию в Мосэнерго один синхронный турбогенератор мощностью 110 МВт с воздушным охлаждением с СОВ на роторе, а также четыре СТГ с УПО на роторе¹: три машины мощностью 160 МВт на ТЭЦ № 23 и № 21 и одна машина мощностью 320 МВт на Каширской ГРЭС.

Кроме того, на подстанции Бескудниково Мосэнерго введены два неявнополюсных синхронных компенсатора с УПО на роторе мощностью 100 МВ·А. Следует заметить, что все вышеуказанные СТГ ППВ в [4] необоснованно представлены асинхронизированными. В связи с этим возникает вопрос: как в таком случае быть с синхронными машинами двойного питания, или у нас они уже перестали существовать, превратившись в асинхронизированные?

В России научно-технические исследования СМ ППВ как с СОВ, так и с УПО на роторе проводились преимущественно во ВНИИЭ, а именно: СТГ с СОВ – под руководством М. М. Ботвинника и затем Ю. Г. Шакаряна, а СТГ с УПО – под руководством Э. А. Каспарова.

Представляется, что более перспективным является применение в энергосистемах СТГ с УПО на роторе, т. к. оно не связано со снижением выдачи реактивной мощности по сравнению с базовыми машинами одноосного возбуждения той же мощности, как это имеет место у СТГ с СОВ.

Замена обычных СТГ на СТГ с УПО из-за близости их габаритов не вызывает особых затруднений.

Более того, у СМ с УПО на роторе возможна емкостная компенсация индуктивных сопротивлений без угрозы развития самовозбуждения.

Следует отметить, что терминология и классификация СМ ППВ, в частности турбогенераторов, как у нас, так и за рубежом совпадают. **Вместе с тем в отдельных публикациях, в частности в [4], предпринимается попытка переклассифицировать СМ ППВ в АСМ вопреки их основным свойствам и конструктивному исполнению. Это является некорректным и вводит читателя в заблуждение относительно основных нормальных режимов работы этих машин** (см. раздел 13).

Одно из основных отличий СМ ППВ от АСМ состоит в том, что обмотки возбуждения последней питаются от источника напряжения переменного тока, амплитуда и частота которого изменяется в соответствии с заданным законом управления [5–7]. В то время как питание обмоток возбуждения СМ ППВ осуществляется от регулируемого источника напряжения постоянного тока.

Отмеченное выше различие видов тока возбуждения СМ ППВ и АСМ предопределяет разный характер изменения рабочего поля возбуждения и соответственно их основные свойства и конструктивное исполнение [3].

АСМ имеет неявнополюсный и шихтованный ротор с симметричными и одинаковыми обмотками возбуждения (СОВ). Это обусловлено работой АСМ в нормальном режиме со скольжением, не равным нулю (с несинхронной частотой вращения)

¹ Ранее на Украине в Львовэнерго на Бурштынской ГРЭС были введены в эксплуатацию два синхронных турбогенератора с СОВ на роторе мощностью 200 МВт с водородным охлаждением.

и необходимостью создания при этом вращающегося кругового поля возбуждения. Следует отметить, что у СМ ППВ с УПО на роторе в силу их конструктивных особенностей не может быть создано круговое вращающееся поле возбуждения.

Однако именно создание кругового вращающегося поля возбуждения предопределяет возможность асинхронизации машины, при которой электромагнитный момент и устойчивость режимов работы зависят не от угла сдвига ротора δ , а от скольжения s . Последнее становится возможным при использовании предложенных в работах М. М. Ботвинника, Н. Н. Блоцкого и М. С. Фези-Жилинской [5, 6] гармонических (тригонометрических) функций АРВ.

При выбранных в [7] гармонических функциях было получено выражение электромагнитного момента M_s , зависящее от скольжения s (обозначения общепринятые):

$$M_s = \frac{U^2}{x} \frac{s\omega_s}{1+s^2} \frac{\mu_T T}{\omega_s^2 \sigma^2 T^2} + \frac{U}{x} K_{ou}. \quad (2)$$

Первое слагаемое в правой части (2) представляет асинхронную составляющую момента, что предопределяет устойчивость такой машины по скольжению s .

Отметим также, что первые в мире асинхронизированные синхронные гидрогенераторы мощностью 50 МВ·А были созданы в СССР под научным руководством М. М. Ботвинника в 1961 г. для Иловской ГЭС в Коленерго. В настоящее время они демонтированы по сроку эксплуатации.

За рубежом (Япония, Германия и др.), как известно, АСМ стали применяться несколько позднее, но достаточно широко в качестве асинхронизированных генераторов-двигателей на гидроаккумулирующих электростанциях.

2. Исходные уравнения синхронных машин продольно-поперечного возбуждения

В настоящее время в технической литературе для описания уравнений СМ ППВ используются две вращающиеся системы координат в осях ротора, а именно: (d, jq) по Гореву [8] и (q, jd) по Парку [9].

Применение той или иной системы координат не является принципиальным. В вычислительных режимных комплексах КПУ, ДИС-КУ, МУСТАНГ, ЭРА и ДАКАР, разработанных под руководством и при непосредственном участии Е. К. Лоханина, которые широко внедрены в энергосистемах СНГ, используется система координат (q, jd).

Уравнения Парка – Горева рассматриваемых машин в операторной форме могут быть записаны следующим образом (обозначения общепринятые):

$$u_d = p\Psi_d - \omega_s(1-s)\Psi_q - ri_d; \quad u_q = -p\Psi_q + \omega_s(1-s)\Psi_d - ri_q; \quad (3)$$

$$\Psi_d = X_d(p)i_d + G_d(p)u_{fd} \frac{x_{ad}}{r_{fd}}; \quad \Psi_q = X_q(p)i_q + G_q(p)u_{fq} \frac{x_{aq}}{r_{fq}}, \quad (4)$$

где $X_d(p)$, $X_q(p)$ – операторные реактивности статора по продольной и поперечной осям; $G_d(p)$ и $G_q(p)$ – операторные проводимости.

Во многих практических случаях при анализе электромеханических процессов и устойчивости нет необходимости рассматривать влияние трансформаторных ЭДС и ЭДС скольжения в цепи статора. При этом в уравнениях (3) следует пренебречь членами вида $p\psi$ и $s\omega_s\psi$, определяющими электромагнитные процессы.

3. Операторные сопротивления и проводимости

Операторные сопротивления $X(p)$ и проводимости $G(p)$, входящие в (4), представляются в следующем классическом виде (без указания индексов d и q):

$$X(p) = x \prod_{l=1}^z \frac{(1 + p\tau_0^{(l)})}{(1 + p\tau_0^{(l)})}; \quad G(p) = \frac{\prod_{k=1}^{z-1} (1 + p\tau_\sigma^{(k)})}{\prod_{l=1}^z (1 + p\tau_0^{(l)})}. \quad (5)$$

Для практического определения $X(p)$ и $G(p)$ используются методы, изложенные в [10–12].

Однако классическая форма записи уравнений (5) неудобна для расчетов переходных процессов.

Такие расчеты целесообразно проводить при записи уравнений машины в форме ЭДС. В этом случае операторные сопротивления $X(p)$ и $G(p)$ следует представить как:

$$X(p) = x^{(z)} + \sum_{l=1}^z \frac{x^{(l-1)} - x^{(l)}}{1 + p\tau_0^{(l)}}; \quad G(p) = \sum_{l=1}^z \frac{g^{(l)}}{1 + p\tau_0^{(l)}}. \quad (6)$$

Здесь $x^{(l)}$ – переходные сопротивления;

$x^{(z)}$ – сверхпереходное сопротивление;

$x^{(0)} = x$ – установившееся сопротивление (при $l = 1$);

$g^{(l)}$ – параметр, характеризующий l -ю составляющую переходной функции потокосцепления статора при изменении напряжения возбуждения.

На основе совместного рассмотрения формул (5) с одной стороны и (6) с другой были получены обобщенные системы алгебраических уравнений для определения $x^{(l)}$ и $g^{(l)}$ при любом числе учитываемых контуров [1]. Наличие в (6) сверхпереходного сопротивления $x^{(z)}$, как будет показано ниже, позволяет значительно упростить стыковку уравнений синхронной машины с матричным уравнением электрической сети.

Обобщенные уравнения для определения $x^{(l)}$ и $g^{(l)}$ пригодны для любого числа контуров. Однако приемлемые результаты, практически совпадающие с экспериментальными, получаются при учете трех, а во многих случаях и двух контуров по каждой оси ротора. Поэтому в качестве тестовой математической модели синхронной машины рекомендуется модель, состоящая из трех контуров по каждой оси ротора. На основании (6) имеем:

$$\left. \begin{aligned} X(p) &= x^{(z)} + \frac{x - x'_3}{1 + p\tau'_0} + \frac{x'_3 - x''_3}{1 + p\tau''_0} + \frac{x''_3 - x^{(z)}}{1 + p\tau'''_0}; \\ G(p) &= \frac{g'}{1 + p\tau'_0} + \frac{g''}{1 + p\tau''_0} + \frac{g'''}{1 + p\tau'''_0} \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

$$\left. \begin{aligned} x'_3 &= \frac{x(\tau'\tau'' + \tau'\tau''' + \tau''\tau''' - \tau'\tau'_0 + \tau'_0\tau''_0 + \tau'_0\tau'''_0 - \tau'_0\tau''_0) + x^{(z)}\tau''_0\tau'''_0}{-(\tau'_0 - \tau''_0)(\tau'_0 - \tau'''_0)}; \\ x''_3 &= \frac{x[\tau'\tau'' + \tau'\tau''' + \tau''\tau''' - \tau'\tau''_0 + (\tau'''_0)^2] - x^{(z)}[(\tau'''_0)^2 - \tau'_0\tau'''_0 - \tau''_0\tau'''_0]}{(\tau'_0 - \tau''_0)^{-1}(\tau'_0 - \tau'''_0)[(\tau'_0)^2 - \tau'_0\tau''_0 - \tau'_0\tau'''_0 + \tau''_0\tau'''_0]}. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Пренебрегая в (8) третьим порядком малости, получим для практических расчетов следующие выражения:

$$x'_3 \approx x \frac{\tau'_0\tau' - \tau'\tau'' - \tau'_0\tau''_0}{(\tau'_0)^2}; \quad x''_3 \approx x \frac{\tau'\tau''(\tau'_0 - \tau''_0)}{\tau''_0(\tau'_0)^2 - \tau'_0(\tau''_0)^2}.$$

Учитывая (7) и (8), будем иметь:

$$x^{(z)} = x \frac{\tau'\tau''\tau'''_0}{\tau'_0\tau''_0\tau'''_0}; \quad (9)$$

$$\left. \begin{aligned} g' &= \frac{\tau'_0(\tau'_0 - \tau''_0 - \tau'_0) + \tau'_0\tau''_0}{(\tau'_0 - \tau''_0)(\tau'''_0 - \tau'_0)} \approx 1 - \frac{\tau'_0}{\tau'_0}; \\ g'' &= \frac{\tau''_0(\tau'_0 + \tau''_0 - \tau'_0) - \tau'_0\tau''_0}{(\tau''_0 - \tau'_0)(\tau'''_0 - \tau''_0)} \approx \frac{\tau'_0}{\tau'_0} - \frac{\tau'_0\tau''_0}{\tau'_0\tau''_0}; \\ g''' &= \frac{\tau'''_0(\tau'_0 + \tau''_0 - \tau'_0) - \tau'_0\tau'''_0}{(\tau'''_0 - \tau''_0)(\tau'_0 - \tau'''_0)} \approx \frac{\tau'_0\tau'''_0}{\tau'_0\tau'''_0}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Из (10) следует, что $g' + g'' + g''' \approx 1$ или в общем случае $\sum_{l=1}^z g^{(l)} \approx 1$.

Отметим также, что в технической литературе, в соответствующих справочниках и даже в ГОСТе по испытаниям синхронных машин [11] значения переходных сопротивлений x' и x'' ошибочно определяются следующим образом:

$$x' = x \frac{\tau'}{\tau'_0}; \quad x'' = x' \frac{\tau''}{\tau''_0}. \quad (11)$$

При учете на осях СМ более одного контура определение переходных сопротивлений по (11) может дать при расчетах переходных процессов искаженные результаты.

4. Дифференциальные уравнения синхронных машин в форме ЭДС

При определении расчетных дифференциальных уравнений исследуемой машины необходимо обеспечить возможность простой их стыковки с матричным уравнением электрической сети. При этом переменные синхронной машины, выделяемые для связи с переменными электрической системы, должны обладать свойством непрерывности, необходимым для обеспечения быстрой сходимости итерационного процесса при расчете потокораспределения при коммутационных переключениях в электрической

сети. Указанным условиям удовлетворяют записи уравнений исследуемой машины в форме ЭДС. Далее дано приведение операторных уравнений к этой форме при учете трех, двух и одного контуров по каждой оси ротора.

На основании (7) – (10) имеем следующее операторное выражение при учете трех контуров (без учета индексов q, d):

$$\Psi = \frac{U_f \frac{x_a}{r_f} g' + i(x - x'_3)}{1 + p\tau'_0} + \frac{U_f \frac{x_a}{r_f} g'' + i(x'_3 - x''_3)}{1 + p\tau''_0} + \frac{U_f \frac{x_a}{r_f} g''' + i(x''_3 - x^{(z)})}{1 + p\tau'''_0} + x^{(z)}i. \quad (12)$$

В полученное обобщенное уравнение (12) введем следующие ЭДС в продольных и поперечных осях СМ:

– ЭДС, обусловленные возбуждением электрической машины:

$$E_e = U_f \frac{x_a}{r_f}. \quad (13)$$

– переходные первого и второго порядка и сверхпереходные ЭДС:

$$E' = \frac{E_e g' + i(x - x'_3)}{1 + p\tau'_0}; \quad E'' = \frac{E_e g'' + i(x'_3 - x''_3)}{1 + p\tau''_0}; \quad (14)$$

$$E^{(z)} = E''' = \Psi - x^{(z)}i. \quad (15)$$

Для связи уравнений синхронной машины с матричными уравнениями электрической сети введем ЭДС E_{cq} и E_{cd} , которые должны удовлетворять следующим уравнениям:

$$u_q = E_{cq} + x_d^{(z)}i_d\omega_s - i_q r; \quad u_d = E_{cd} - x_q^{(z)}i_q\omega_s - i_d r. \quad (16)$$

Подставляя полученные выражения Ψ из (15) в (3), получим:

$$\left. \begin{aligned} u_q &= -p(E_d^{(z)} + x_q^{(z)}i_q) + \omega_s(1-s)(E_q^{(z)} + x_d^{(z)}i_d) - ri_q; \\ u_d &= p(E_q^{(z)} + x_d^{(z)}i_d) - \omega_s(1-s)(E_d^{(z)} + x_q^{(z)}i_q) - ri_d. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Тогда ЭДС связи E_{cq} и E_{cd} определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} E_{cq} &= E_q^{(z)}\omega_s - s\omega_s(E_q^{(z)} + x_d^{(z)}i_d) - p(E_d^{(z)} + x_q^{(z)}i_q); \\ E_{cd} &= -E_d^{(z)}\omega_s + s\omega_s(E_d^{(z)} + x_q^{(z)}i_q) + p(E_q^{(z)} + x_d^{(z)}i_d). \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Следует отметить, что в [1, 2] были допущены неточности в определении $x', x'', E^{(z)}$, u_q , u_d , E_{cd} , E_{cq} , которые здесь устранены.

На основании проведенных исследований в [13] при частотах 48–52 Гц изменением частоты ω_s можно пренебречь, полагая $\omega_s = \omega_{\text{ном}} = 1,0$ о.е.

С учетом вышесказанного, вводя новые переменные (13) – (15), получим следующую систему уравнений для СМ ППВ при учете трех контуров по каждой оси (без указания индексов q, d).

$$\left. \begin{aligned} pE' &= \frac{1}{\tau'_{q0}} [E_e g' + (x - x'_3)i - E']; \quad pE'' = \frac{1}{\tau''_0} [E_e g'' + (x'_3 - x''_3)i - E'']; \\ p(E^{(z)} - E' - E'') &= \frac{1}{\tau'''_0} [E_e g''' + (x''_3 - x^{(z)})i - (E^{(z)} - E' - E'')]. \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

Уравнения движения выглядят следующим образом (обозначения общепринятые):

$$p\omega_p \tau_j = \frac{P_{T_{\text{ном}}} \mu_T p_s}{1+s} - \frac{E_q^{(z)} i_q + E_d^{(z)} i_d + (x_d^{(z)} - x_q^{(z)}) i_d i_q}{1+s_u}. \quad (20)$$

Рассмотрим представление $X(p)$ СМ ППВ, учитывающее по два контура в каждой оси. Тогда без учета индексов q, d имеем:

$$X(p) = x^{(z)} + \frac{x - x'_2}{1 + p\tau'_0} + \frac{x'_2 - x^{(z)}}{1 + p\tau''_0},$$

где x'_2 – переходное индуктивное сопротивление при учете двух контуров в каждой из осей, определяемое следующим образом [1]:

$$x'_2 = \frac{x}{\tau'_0 - \tau''_0} \left(\tau' + \tau'' - \tau''_0 - \frac{\tau' \tau''}{\tau'_0} \right);$$

$\tau', \tau'_0, \tau'', \tau''_0$ – постоянные времени при учете двух контуров в каждой из осей;

x – установившееся индуктивное сопротивление;

$x^{(z)} = x''_2$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление в каждой из осей:

$$x''_2 = x \frac{\tau' \tau''}{\tau'_0 \tau''_0}.$$

Как показали нижеприведенные исследования, определением коэффициентов g' и g'' можно пренебречь, полагая $g' = 1,0$ и $g'' = 0$. Тогда:

$$\tau'_0 pE' = E_e + (x - x'_2)i - E'; \quad \tau''_0 p(E'' - E') = (x'_2 - x''_2)i - (E'' - E').$$

Рассмотрим модель СМ, учитывающую по одному эквивалентному контуру в продольной и поперечной осях. В этом случае $X(p)$ примет вид:

$$X(p) = x^{(z)} + \frac{x - x^{(z)}}{1 + p\tau'_{03}}.$$

Дифференциальные уравнения контуров по осям q и d будут:

$$\tau'_{03} pE'' = E_e + (x - x''_1)i - E''.$$

Здесь x''_1 – сверхпереходное индуктивное сопротивление

$$x''_1 = x^{(z)} = x \frac{\tau'_3}{\tau'_{03}},$$

где τ'_3, τ'_{03} – эквивалентные постоянные времени.

5. Связь уравнений статора СМ с матричным уравнением электрической сети

Заменим индуктивные сопротивления $x_q^{(z)}$ и $x_d^{(z)}$ комплексным сопротивлением $z_3^{(z)} = r_3^{(z)} + jx_3^{(z)}$ таким образом, чтобы значения соответствующих токов, ЭДС и напряжений не изменились. Для этого представим значения u_q и u_d , E_{eq} и E_{cd} , i_q и i_d соответствующими комплексными числами $u_q + ju_d$, $E_{eq} + jE_{cd}$, и $i_q + ji_d$.

В результате получим следующее уравнение статора, согласованное с уравнениями электрической сети:

$$u_q + ju_d = E_{eq} + jE_{cd} - (r_3^{(z)} + jx_3^{(z)})(i_q + ji_d). \quad (21)$$

Подставляя в (21) значения $E_{eq} - u_q$ и $E_{cd} - u_d$ из (17), получим:

$$r_3^{(z)} = \frac{i_d i_q (x_d^{(z)} - x_q^{(z)})}{i_d^2 + i_q^2}, \quad x_3^{(z)} = \frac{(x_d^{(z)} i_d^2 + x_q^{(z)} i_q^2)}{i_d^2 + i_q^2}.$$

Из вышеприведенных преобразований следует, что связь уравнений СМ с матричным уравнением электрической сети обеспечивается ЭДС связи $\dot{E}_c = E_{eq} + jE_{cd}$, приложенной за сверхпереходным сопротивлением $\dot{Z}_3^{(z)}$.

На рис. 1 приведена структурная схема расчета электромеханических и электромагнитных переходных процессов в СМ ППВ по полным уравнениям Парка – Горева, преобразованным к форме ЭДС, при учете двух контуров в каждой оси ротора.

Следует отметить, что сверхпереходная ЭДС \dot{E}'' в моменты коммутаций остается непрерывной, что позволяет безитерационно проводить потокораспределение в электрической сети при расчете электромеханических переходных процессов.



Рис.1. Схема расчета электромагнитных и электромеханических переходных процессов синхронной машины с продольно-поперечным возбуждением

По окончании расчета уравнений синхронных машин ЭДС E_{cq} и E_{cd} из системы координат (q, jd) преобразуются в систему координат электрической сети $(1, j)$.

В результате имеем прямое преобразование:

$$\dot{E}_r = E'_r + jE''_r = (E_{cq} + jE_{cd})e^{j\delta}. \quad (22)$$

После расчета матричного уравнения электрической сети преобразование токов электрической машины I'_r и I''_r из системы координат электрической сети в координаты (q, jd) (обратное преобразование) имеет вид:

$$i_q + ji_d = -(I'_r + jI''_r)e^{-j\delta}.$$

В последней формуле генерирующий ток при расчете электрического режима в отличие от тока нагрузки учитывается отрицательным значением.

На рис. 2 приведена схема расчета уравнений СМ и электрической сети.

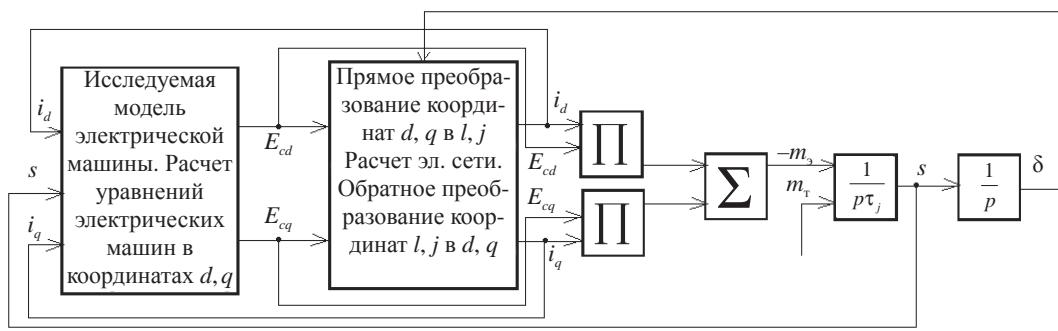


Рис. 2. Расчет уравнений электрической машины и сети

На рис. 3 приведена схема связи уравнений СМ с уравнениями электрической сети. Активное сопротивление статора введено в матрицу электрической сети.

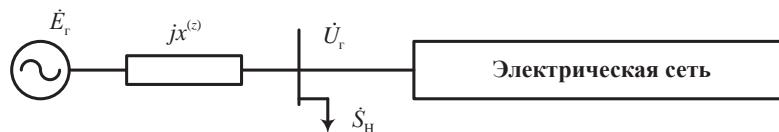


Рис. 3. Связь уравнений синхронной машины с уравнениями электрической сети

Важно отметить, что значения сверхпереходных индуктивных сопротивлений при разном числе учитываемых контуров z одни и те же, т. е. $x^{(z)} = x'_1 = x''_2 = x'''_3$.

6. Влияние сверхпереходной явнополюсности на расчет переходных процессов

Как показала практика расчетов, неучет сверхпереходной явнополюсности (СПЯ) может дать заметную погрешность в расчетах электромеханических переходных процессов только в случае, когда значения $x_q^{(z)}$ и $x_d^{(z)}$ отличаются между собой более чем на 10 %, и при условии, что модуль эквивалентного сопротивления $|z_{pq}|$ ветви, прилегающей к узлу синхронной машины, соизмерим с $x^{(z)} = \sqrt{(x_d^{(z)})^2 + (x_q^{(z)})^2}$.

Как правило, в многоузловой электрической сети $|\dot{z}_{pq}| \gg x^{(z)}$ и неучет СПЯ не вносит заметных ошибок даже в расчете электромагнитного переходного процесса [14]. Отметим, что погрешность, связанная с неучетом СПЯ, может быть значительно уменьшена, если принять $x^{(z)} = 0,5 (x_d^{(z)} + x_q^{(z)})$.

7. Влияние коэффициентов $g^{(l)}$ выше первого порядка

Коэффициенты $g^{(l)}$ определяют передаточную функцию $G(p)$ [1]. Максимальное значение имеет первый коэффициент: $g' \gg |g^{(l)}|$ при $l > 1$.

На основании статистического анализа параметров, определяющих численные значения коэффициента g' , следует, что $g' = 1,0 - \Delta g$, где $\Delta g \leq 0,04$ для неявнополюсных СМ и $\Delta g \leq 0,08$ для явнополюсных СМ.

Как показала практика расчетов, неучет коэффициентов $g^{(l)}$ при $l > 1$ ($g^{(l)} = 0$ при $l > 1$) не вносит заметных погрешностей. Погрешность данного допущения можно уменьшить, приняв $g' = g_{\Sigma} = \sum_{l=1}^z g^{(l)} = 1,0$.

Допустимость неучета коэффициентов $g^{(l)}$ выше первого порядка имеет большое практическое значение, так как в существующих справочных материалах какая-либо информация о них отсутствует.

8. Учет насыщения электрической машины

Преобразованные дифференциальные уравнения в форме ЭДС позволяют достаточно просто без введения дополнительного контура учесть эффект насыщения с помощью нелинейных коэффициентов K_s (K_{sd} и K_{sq}), учитывающих степень насыщения по путям основных потоков в продольной и поперечной осях. Тогда для трехконтурной модели СМ уравнения (19) примут вид:

$$\begin{aligned} pE'K_s &= \frac{1}{\tau'_0} [E_e g' + (x - x'_3)i - E']; \quad pE''K_s = \frac{1}{\tau''_0} [E_e g'' + (x'_3 - x''_3)i - E'']; \\ p(E^{(z)} - E' - E'')K_s &= \frac{1}{\tau'''_0} [E_e g''' + (x''_3 - x^{(z)})i - (E^{(z)} - E' - E'')]. \end{aligned}$$

Коэффициенты K_{sd} и K_{sq} можно определить по экспериментальным кривым намагничивания по каждой оси.

Следует отметить, что, как показали практические и теоретические исследования, влияние насыщения в поперечной оси проявляется значительно больше, чем в продольной. В качестве кривой намагничивания по продольной оси можно использовать характеристику холостого хода. Кривую намагничивания по поперечной оси можно получить на основе измерений различных значений напряжений на зажимах генератора и коэффициента мощности.

9. Учет разного числа контуров в продольной и поперечной осях ротора

На основании опыта внедрения и эксплуатации разработанного режимного комплекса для промышленных расчетов предлагаются следующие модификации моделей синхронных машин:

Мод. 0. Синхронные машины представляются постоянными проводниками.

Мод. 1. Синхронные машины представляются постоянным вектором ЭДС за некоторым сопротивлением \dot{z}_r (балансирующим узлом).

Мод. 2. В этой модификации модель СМ представляется постоянством потокосцеплений ротора на протяжении всего переходного процесса. При этом модуль вектора ЭДС \dot{E}_r принимается постоянным, т. е. $|\dot{E}_r| = \text{const}$.

Следует отметить, что вышеприведенные модификации моделей СМ нулевого, первого и второго типа являются грубыми и могут быть применимы только для электрически удаленных от мест возмущений электростанций.

Мод. 3. В данной модификации СМ учитывается один эквивалентный контур по продольной и один эквивалентный контур по поперечной оси. Это наиболее распространенная модель в условиях неполной или недостоверной информации о синхронной машине.

Мод. 4. Учитываются три контура: один эквивалентный по продольной оси и два по поперечной оси. Такая модификация определяется одинаковой точностью аппроксимации экспериментальных частотных характеристик по осям d и q .

Мод. 5. Учитываются три контура: два по продольной оси и один контур по поперечной оси. Это классическая модель СМ.

Мод. 6. Учитываются четыре контура: два контура по продольной оси и два контура по поперечной оси. Это наиболее полная предлагаемая модель.

На рис. 4 приведены примеры результатов расчета переходных уравнений синхронных машин при модификациях (2–6).

Как видно из этого рисунка переходные процессы в модификациях (3–6) практически совпадают. Модификация 2 определяет неприемлемые результаты расчета.

Модификации моделей электрических машин внедряются в промышленную эксплуатацию в энергосистемах России и СНГ.

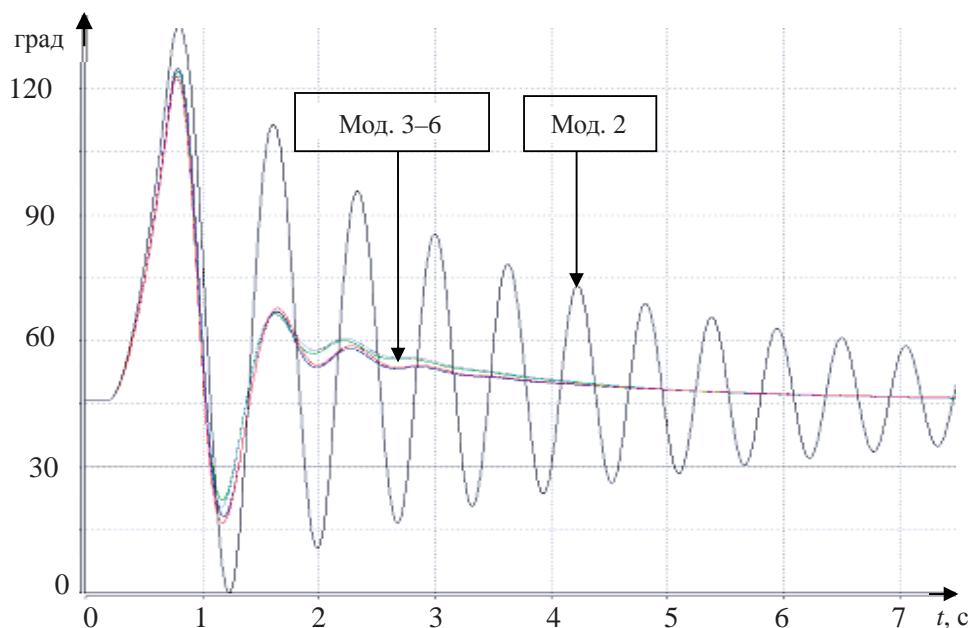


Рис. 4. Углы выбега генератора при различных модификациях модели СМ, реализованных в ДАКАР, при 3-фазное КЗ на шинах длительностью $T_{\text{кз}} = 0,6$ с

10. Системы координат, используемые для моделирования систем регулирования генераторов продольно-поперечного возбуждения

В моделях СМ ППВ и их системах регулирования предлагается использовать четыре системы координат, изображенные на рис. 5:

- синхронно вращающаяся с угловой скоростью ω_s система координат электрической сети 1, j ;
- ортогональная система (q, jd) , связанная с ротором и вращающаяся с угловой скоростью ω_p ;
- синхронно вращающаяся ортогональная система (x, jy) , ось x которой направлена по вектору опорного напряжения, для расчета составляющих управляющих воздействий регулятора возбуждения;
- косоугольная (в общем случае при $\chi \neq 90^\circ$) система (a, b) , оси которой направлены вдоль осей обмоток возбуждения рассматриваемой машины, вращающиеся с угловой скоростью ω_p , где производятся ограничения управляющих воздействий АРВ.

Системы координат (a, b) и (q, jd) жестко связаны между собой, причем ось q направлена по биссектрисе меньшего между осями a и b угла χ .

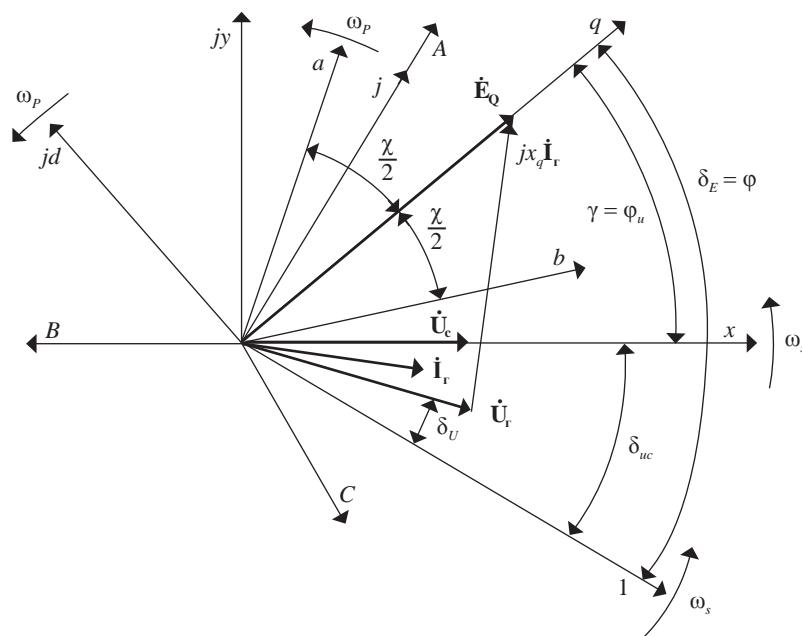


Рис. 5. Взаимное расположение систем координат (q, jd) и систем регулирования продольно-поперечного возбуждения генераторов

Здесь и далее используются обозначения:

δ_E – аргумент вектора \dot{E}_Q ;

δ_{U_c} – аргумент вектора \dot{U}_c ;

\dot{U}_c – вектор напряжения опорного узла;

\dot{U}_r – вектор напряжения на шинах генератора;

χ – угол между осями a и b ;

γ – угол между осями x и q ;
 φ – угол между системами координат $(1, j)$ и (d, q) ;
 φ_u – угол между системами координат (x, y) и (d, q) ;
 I_{ra} – активная составляющая тока генератора $\dot{\mathbf{I}}_r$;
 s – скольжение вектора напряжения опорного узла $\dot{\mathbf{U}}_c$.

11. Система регулирования СМ ППВ

Ниже приведенная система регулирования возбуждения двух генераторов Бурштынской ГРЭС в отличие от [2] здесь рассматривается как продольно-поперечная, свойственная СМ ППВ.

Автоматический регулятор возбуждения такой машины формирует управляющие сигналы в системе координат (x, jy) , связанной с вектором напряжения опорного узла. При этом сигналы канала регулирования напряжения определяются по оси x , а момента – по оси y (рис. 6).

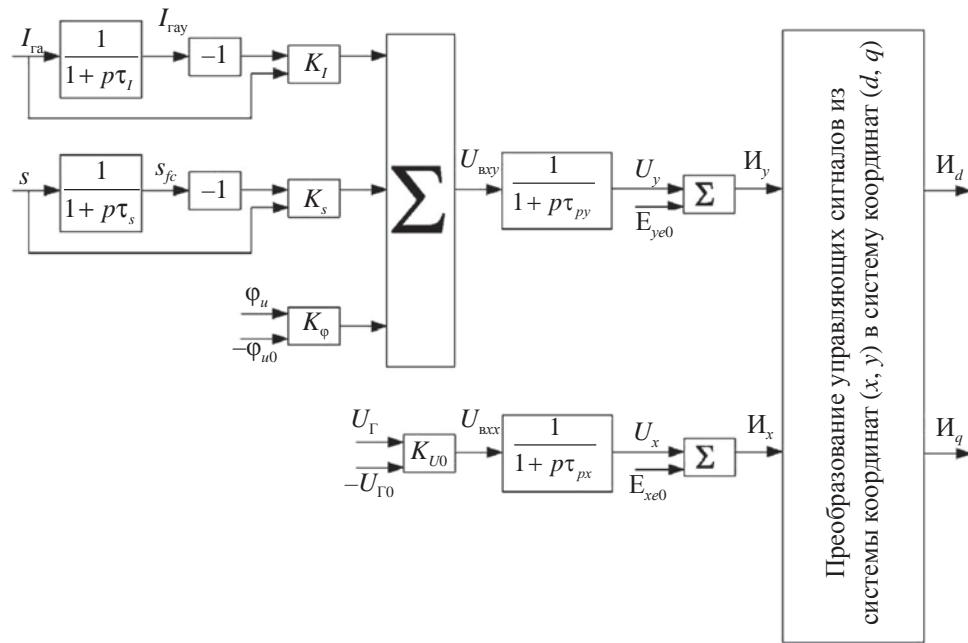


Рис. 6. Структурная схема автоматического регулятора продольно-поперечного возбуждения

Выходные напряжения управляющих сигналов регуляторов АРВ в осях x, y :

$$I_x = E_{xe0} + U_x; I_y = E_{ye0} + U_y \quad (23)$$

где E_{xe0}, E_{ye0} – начальные значения управляющих сигналов АРВ. Управляющие сигналы регуляторов преобразуются из системы координат (x, y) в систему (q, jd) путем следующего преобразования:

$$I_q + jI_d = (I_x + jI_y)e^{-j\varphi_u}, \quad (24)$$

где $\varphi_u = \delta_E - \delta_{U_c}$; δ_{U_c} – угол вектора напряжения опорного узла.

Из (24) получим:

$$I_q = I_x \cos \varphi_u + I_y \sin \varphi_u; \quad I_d = I_y \cos \varphi_u - I_x \sin \varphi_u. \quad (25)$$

При неортогональном расположении обмоток возбуждения ($\chi < 90^\circ$) в (25) вводится коэффициент α_χ . Тогда первое из уравнений (25) примет вид:

$$I_q = (I_x \cos \varphi_u + I_y \sin \varphi_u) \alpha_\chi; \quad \alpha_\chi = \frac{1 - \cos \chi}{1 + \cos \chi}.$$

Следует отметить, что системы регулирования СМ ППВ и АСМ сближает наличие у них преобразователей координат, обусловливающих изменения напряжений на кольцах ротора. Но это не является основанием названия систем АРВ СМ ППВ и самих машин асинхронизированными, как это делается в [4] (см. раздел 13).

12. Учет ограничений в системе регулирования

Представленное в статье [2] описание алгоритма ограничений управляющих сигналов в системе регулирования было изменено и в настоящее время определяется нижеследующим.

Ограничения напряжений управляющих сигналов I_d и I_q , которые подводятся к обмоткам возбуждений, и соответственно ограничения ЭДС возбуждений E_{de} и E_{qe} определяются с учетом реального геометрического расположения обмоток возбуждения по осям (a, b) , представленного на рис. 5.

Обобщенная структурная схема ограничений управляющих сигналов изображена на рис. 7.

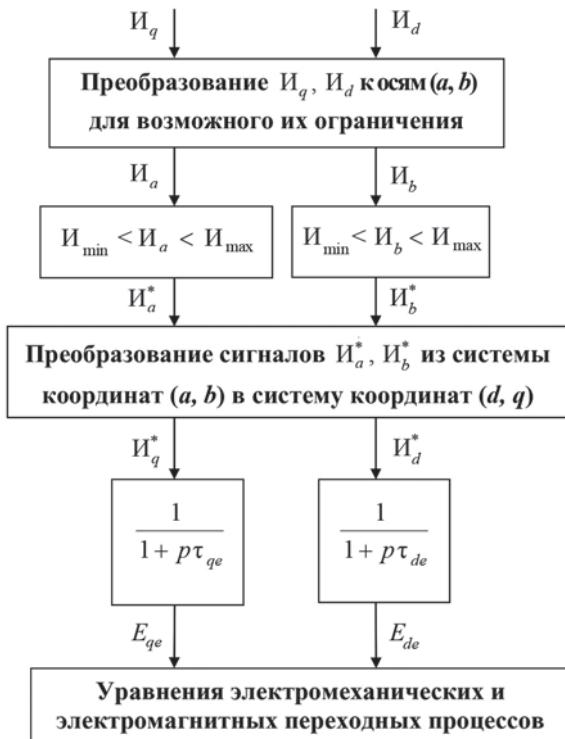


Рис. 7. Обобщенная структурная схема ограничений управляющих сигналов

Базисные векторы \bar{e}_a, \bar{e}_b вдоль косоугольных осей a, b , согласно рис. 5, выражаются через базисные векторы \bar{e}_d, \bar{e}_q вдоль осей d, q формулами

$$\bar{e}_a = \sin \frac{\chi}{2} \bar{e}_d + \cos \frac{\chi}{2} \bar{e}_q; \quad \bar{e}_b = -\sin \frac{\chi}{2} \bar{e}_d + \cos \frac{\chi}{2} \bar{e}_q \quad (26)$$

или специальной матричной формулой [18]

$$\bar{e}_a, \bar{e}_b = (\bar{e}_d, \bar{e}_q) \mathbf{C}, \quad (27)$$

где матрица \mathbf{C} имеет вид:

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} \sin \frac{\chi}{2} & -\sin \frac{\chi}{2} \\ \cos \frac{\chi}{2} & \cos \frac{\chi}{2} \end{pmatrix}, \quad (28)$$

и носит название матрицы перехода. Координаты I_d, I_q любого вектора \mathbf{I} в осях (q, jd) выражаются через его координаты I_a, I_b в осях (a, b) формулой

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \mathbf{C} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix} \quad (29)$$

или

$$I_d = \sin \frac{\chi}{2} (I_a - I_b) \text{ и } I_q = \cos \frac{\chi}{2} (I_a + I_b). \quad (30)$$

Координаты I_a, I_b через I_d, I_q определяются следующим образом:

$$I_a = \frac{I_d \sin \frac{\chi}{2} + I_q \cos \frac{\chi}{2}}{\sin \chi} \text{ и } I_b = \frac{I_d \sin \frac{\chi}{2} - I_q \cos \frac{\chi}{2}}{\sin \chi}. \quad (31)$$

Полученные значения I_a и I_b ограничиваются в соответствии с заданной кратностью потолочных значений сигналов управления, т. е.

$$\left. \begin{array}{l} -I_{\max} \leq I_a^* \leq I_{\max}; \\ -I_{\max} \leq I_b^* \leq I_{\max}; \\ I_{\max} = \frac{E_{q\text{ном}} K_{\phi u}}{2 \cos \frac{\chi}{2}}, \end{array} \right\} \quad (32)$$

где $E_{q\text{ном}}$ определяется из расчета исходного номинального режима [1];

$K_{\phi u}$ – кратность максимальных значений напряжения возбуждения;

$2 \cos \frac{\chi}{2}$ – коэффициент преобразования $E_{q\text{ном}}$ в I_{\max} , учитывающий результирующее воздействие, которое создается двумя обмотками управления, расположенными на осях (a, b) под углом χ .

После проверки ограничений в системе координат (a, b) значения I_b^*, I_a^* подвергаются обратному преобразованию в систему координат (q, jd) :

$$\left. \begin{aligned} I_q^* &= \cos \frac{\chi}{2} (I_a^* + I_b^*); \\ I_d^* &= \sin \frac{\chi}{2} (I_a^* - I_b^*). \end{aligned} \right\} \quad (33)$$

Полученные значения I_q^* и I_d^* используются для формирования ЭДС возбуждений E_{de} , E_{qe} , которые затем ограничиваются в осях (a , b) путем прямого преобразования аналогично (31).

На основании (33) получим уравнения системы возбуждения в осях (q , jd):

$$\left. \begin{aligned} pE_{de} &= \frac{1}{\tau_{de}} (I_d^* - E_{de}); \\ pE_{qe} &= \frac{1}{\tau_{qe}} (I_q^* - E_{qe}), \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

где τ_{de} , τ_{qe} – постоянные времени возбудителей;

I_d^* , I_q^* – значения I_d , I_q с учетом допустимых ограничений.

Полученные значения E_{de} и E_{qe} используются для расчета переходных процессов по уравнениям (19), (20). Более подробное описание учета ограничений в системе регулирования дано в [15].

13. Сопоставительные расчеты переходных процессов в генераторах с продольно-поперечным и продольным регулированием

Анализу подлежала система АРВ генераторов Бурштынской ГРЭС, изображенная на рис. 6, которая в настоящее время рассматривается нами как продольно-поперечная в отличие от [4], где те же генераторы и их системы регулирования ошибочно считаются асинхронизированными. Действительная же система регулирования асинхронизированных генераторов (АСТГ), разработанная под руководством М. М. Ботвинника, приведена в [6], с. 122, рис. 2.

На рис. 8 показано изменение скольжений СТГ ППВ и обычных генераторов ПВ в течение переходного процесса, вызванного 3-фазным КЗ. Указанные расчеты проводились с повышенной точностью. Как видно из рис. 8, значения скольжений роторов этих машин устанавливаются одинаковыми – равными нулю. Аналогичные результаты были получены и для других режимов работы указанных генераторов.

В отличие от АРВ асинхронизированных машин наличие в исследуемой системе регулирования канала угла сдвига между продольной осью ротора и вектором напряжения опорного узла ϕ_u исключает работу со скольжением в установившемся режиме.

Таким образом, это не частный, а общий случай работы исследуемых генераторов с одной и той же установившейся синхронной частотой.

Более того, исследуемые генераторы характеризуются устойчивостью по углу, свойственной синхронным машинам.

Следует также отметить, что эти машины считаются синхронными за рубежом [16, 17].

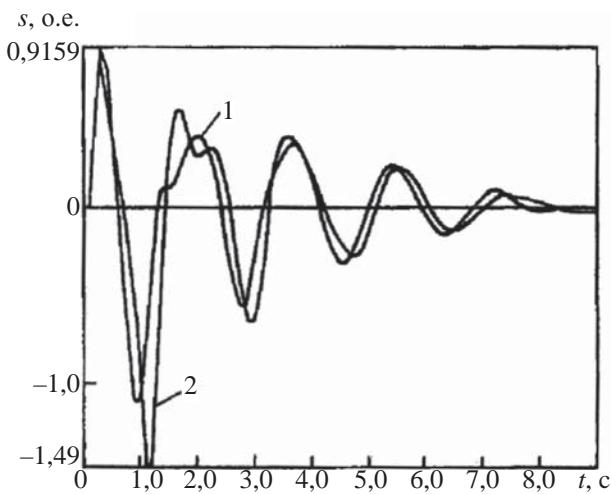


Рис. 8. Изменение во времени скольжений генераторов с продольно-поперечным регулированием (1) и продольным регулированием (2) при КЗ с последующим отключением линий

Таким образом, два генератора Бурштынской ГРЭС с исследуемой системой регулирования обладают классическими свойствами синхронных, а не асинхронизированных генераторов, как это утверждают авторы [4].

Указанные авторы относят также к классу АСТГ и СМ ППВ с УПО на роторе, полностью игнорируя классическое определение АСМ, разработанное М. М. Ботвинником, а именно «машину с характеристикой синхронного момента, определяемой по скольжению, будем сокращенно называть АСМ (асинхронизированная синхронная машина), где термин „асинхронизированная“ указывает на возможность работы со скольжением» в установившемся режиме ([6], с. 121). О создании же кругового вращающегося поля возбуждения, требуемого для АСМ, применительно к СМ ППВ с УПО на роторе, как было отмечено в разделе 1, говорить бессмысленно. Следует также отметить, что принятая авторами [4] ошибочная терминология АСТГ введена ими в методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов [19].

Выводы

1. Представлены основные отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения от асинхронизированных машин.
2. На основании проведенных исследований и анализа результатов расчетов показано, что синхронные турбогенераторы ППВ Бурштынской ГРЭС и их системы регулирования в [4] необоснованно представляются асинхронизированными.
3. Предложен и реализован алгоритм связи уравнений статора СМ ППВ с матричным уравнением электрической сети, позволяющий в моменты коммутаций безитерационно проводить расчет потокораспределения в электрической сети.
4. Расчеты переходных процессов целесообразно проводить при записи уравнений СМ ППВ в форме ЭДС: классическая форма записи этих уравнений вызывает дополнительные сложности в таких расчетах.

5. Представлена структурная схема совместного расчета электромеханических и электромагнитных переходных процессов в СМ ППВ по полным уравнениям Парка – Горева в форме ЭДС.

6. Определены погрешности неучета сверхпереходной явнополюсности и коэффициентов $g^{(l)}$ при $l > 1$ в расчетах переходных процессов.

7. Устранены неточности в [1, 2] при определении связи уравнений СМ с матричным уравнением электрической сети, переходных сопротивлений, сверхпереходных, трансформаторных ЭДС и ЭДС скольжений.

8. Обосновано введение четырех систем координат для моделирования СМ ППВ и их систем регулирования.

9. Представлены шесть различных модификаций модели СМ ППВ для практических расчетов переходных режимов в энергосистемах и по ним проведены сопоставительные расчеты.

10. Упрощен алгоритм учета ограничений управляющих сигналов в регуляторе СМ ППВ, опубликованный в [2].

11. Показано, что исследуемые генераторы Бурштынской ГРЭС, а также генераторы, представленные в [4], отличны от АСМ, а их системы регулирования возбуждения свойственны СМ ППВ.

В заключение отметим, что рассмотренные модели синхронной машины с продольно-поперечным регулированием возбуждения реализованы в программных режимных комплексах ДИС КУ и ДАКАР, широко внедряемых в энергосистемах России и ближнем зарубежье, и позволяют выполнять анализ переходных режимов энергосистем с точностью, приемлемой для практических расчетов.

Список литературы

1. Лоханин Е. К., Мамиконянц Л. Г. Еще раз о математическом моделировании синхронных и асинхронизированных машин при анализе процессов в энергосистемах // Электричество. 2000. № 2.
2. Лоханин Е. К., Лохматов А. П., Мамиконянц Л. Г., Скрыпник А. И. Моделирование асинхронизированного турбогенератора // Электричество. 2001. № 6.
3. Каспаров Э. А. Новые режимные возможности синхронных машин в энергосистемах. – М.: Спутник+, 2011.
4. Шакарян Ю. Г., Лабунец И. А., Плотникова Т. В., Сокур П. В. и др. Разработка и перспективы применения новых типов турбогенераторов с векторной системой управления возбуждением // Электротехника. 2010. № 2.
5. Ботвинник М. М., Фези-Жилинская М. С. Регулирование возбуждения синхронных машин в продольной и поперечной осях ротора // Труды ЦНИЭЛ. Вып. 6. – М.: Госэнергоиздат, 1957.
6. Блоцкий Н. Н., Ботвинник М. М. Асинхронизированные синхронные машины // Труды ВНИИЭ. № 9. – Госэнергоиздат, 1959.
7. Ботвинник М. М. Асинхронизированная синхронная машина. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
8. Горев А. А. Переходные процессы синхронной машины. – М.: Наука, 1985.
9. Rotating electrical machines. Part 10: Conventions for description of synchronous machines. IEC Publication 34–10. First edition. 1975.

10. Данилевич Я. Б., Домбровский В. А., Казовский Е. Я. Параметры электрических машин переменного тока. – Наука, 1965.
11. ГОСТ 10169–77. Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний. – М.: Госстандарт СССР, 1984.
12. Rotating electrical machines. Part 4: Methods for determination synchronous machine quantities from test. – IEC Publication 34–4, 1985.
13. Лоханин Е. К. Упрощение уравнений синхронной машины для расчета и анализа электромеханических переходных процессов и устойчивости энергосистем // Электричество. 2000. № 4.
14. Самородов Г. И., Хорошев Н. И. О системе замещения синхронного генератора при расчетах электромагнитных переходных процессов // Труды СибНИИЭ. Вып. 31. 1976.
15. Лоханин Е. К. Методы моделирования, расчета и анализа стационарных и переходных режимов в энергосистемах / Монография. С. 456. – Изд-во «Знак», 2014.
16. Malik O. P. et al. Dual-exited synchronous machines – characteristics and application in the large power system. J.Jnst.Eng.(India) Elec. Eng. Div, 1975, 56, № 1.
17. Andrew Y., Vitaly Y. Pulse controlled thyristor excitation regulator for a two – axis synchronous machine. «IEEE Con/Rec. 9th Annu. Meet IEEE Ind APPL.Soc., Pittsburg, Pa, 1974, Part 1», New York, N. Y., 1974.
18. Федорчук В. В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры. – Изд-во МГУ, 1990.
19. Лабунец И. А., Лохматов А. П., Шакарян Ю. Г. и др. Методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях различных типов. – М.: Изд-во ВНИИЭ РАО «ЕЭС России», 1996.

Гараев Юрий Николаевич, ведущий инженер лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: garaev@mosesp.ru

Лоханин Евгений Константинович, д-р. техн. наук, профессор, начальник лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: rosovskiy@orzaum.ru

Россовский Ефим Львович, старший научный сотрудник лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: rosovskiy@orzaum.ru

Garaev U. N., Lochanin E. K., Rossovsky E. L.

Features of modeling of synchronous direct and quadrature axis machines.

Existing synchronous direct axis excitation machines not always allow to fully solve the problems of stability and reliability in steady and transient modes of power supply systems. These machines are able to work only in small areas of reactive power consumption, that is associated with a violation

of their stability. Much better technical characteristics has synchronous direct and quadrature axis excitation machines (SM DQE), especially in the conditions of reactive power consumption. SM DQE dynamic stability little depends on the mode of reactive power and significantly higher than the traditional synchronous generators, which in the modes of reactive power consumption demand significant reduction of the load. The existence on the SM DQE rotor of two field windings allows under certain control laws of excitation systems to ensure independent control of electromagnetic moment and stator voltage.

Key words: *Modeling synchronous and asynchronous machines, calculations of transient regimes, excitation control systems.*

УДК 621.311

А. С. Бердин, Д. И. Близнюк, П. Ю. Коваленко, А. С. Черепов

Мгновенные значения параметров электрического режима в электромеханических переходных процессах¹

На сегодняшний день для исследования динамических процессов в нелинейных системах (как в энергосистеме в целом, так и в генераторах, в частности) актуальной является задача определения значений амплитуды, частоты и фазы таких параметров электрического режима, как токи и напряжения, с максимально высокой плотностью данных. Современное оборудование систем регистрации синхронизированных векторных измерений обеспечивает дискретность выходных данных 20 мс в соответствии со стандартом IEEE C37.118-2005. В настоящее время широко применяется ряд методов определения параметров электрического режима. В данных подходах принимаются допущения о постоянстве параметров сигнала, что не отвечает нелинейному характеру зависимостей, описывающих работу оборудования электроэнергетических систем. Существующие методики определения параметров режима по исходным мгновенным значениям, обеспечивающие дискретность параметров режима, соответствующую периоду промышленной частоты, не позволяют оценивать значения параметров в произвольный момент времени с достаточной инженерной точностью при протекании переходного процесса. С целью преодоления недостатков таких методов на основании углубленных исследований применимости их к реальным данным, получаемым с объектов энергетики, предлагается к рассмотрению модифицированное преобразование Гильберта, в основу которого положено предположение о возможности изменения амплитуды и частоты сигнала во времени.

Ключевые слова: классическое преобразование Гильберта, модифицированное преобразование Гильберта, мгновенные значения параметров электрического режима, параметры электрического режима, переходные процессы.

1. Введение

При исследовании динамических процессов в нелинейных системах (к которым можно отнести как энергосистему в целом, так и отдельные генераторы) актуальна задача определения значений амплитуды, частоты и фазы токов и напряжений, а также их производных, качество которых обеспечивается высокой плотностью данных. Современное оборудование систем регистрации синхронизированных векторных измерений в соответствии со стандартом IEEE C37.118-2005 [1] обеспечивает дискретность выходных данных 20 мс.

Однако для более детального изучения явлений, происходящих при электромеханических переходных процессах, такая дискретность оказывается недостаточной [2]. Для решения этой задачи следует обеспечить выполнение измерений параметров электрического режима «внутри» периода промышленной частоты с плотностью первичного сигнала (далее – мгновенных значений). Под мгновенными здесь понимаются значения параметров в моменты времени, соответствующие времени первичных измерений. Целью данной работы является выполнение исследований, разработка и апробация методики определения мгновенных значений параметров электрического режима во время электромеханических переходных процессов.

¹ Публикуется в порядке обсуждения (ред.)

2. Существующие методы определения параметров сигнала

В настоящее время широко применяется ряд методов определения параметров электрического режима. Наиболее простым подходом к определению параметров сигнала представляется определение на периоде гармоники промышленной частоты ее параметров по формулам, известным из общей электротехники [3]. Экстремум гармоники при этом принимается за ее амплитуду, по интервалу времени между соседними экстремумами и/или переходами через ноль определяется ее частота – фактически определяются некоторые усредненные (постоянные) значения на этих интервалах времени.

Существует также семейство алгоритмов, основанных на идее определения амплитуды и фазы сигнала по значениям мгновенной величины и ее производной в произвольный момент времени [4]. Реализация данных алгоритмов связана с рядом допущений о характере поведения определяемых величин: полагают, что они являются неизменными. Благодаря своей простоте алгоритмы данного семейства имеют высокое быстродействие, однако их точность весьма низка из-за априорного задания частоты сигнала, учета только основной гармоники сигнала и низкой помехоустойчивости. При протекании электромеханических переходных процессов частота в пределах одного периода промышленной частоты может изменяться значительно.

В измерительных органах микропроцессорной релейной защиты широко применяется алгоритм определения параметров сигналов на основе выделения тригонометрических функций с разложением в ряд Фурье [4]. Данный подход получил широкое распространение благодаря фильтрующим свойствам, что позволило получить более высокую точность оценки параметров сигнала. Однако в условиях переходных режимов для такого алгоритма также свойственна существенная погрешность из-за переменных амплитуды и частоты сигнала, которые характерны для таких режимов. Кроме того, такой алгоритм обладает высокой инерционностью: достоверные результаты вычислений появляются не ранее чем через период основной частоты после перехода энергосистемы в новый режим.

На предположении о возможности изменения амплитуды и частоты сигнала во времени основано классическое преобразование Гильберта [5] (ПГ), где исходный сигнал представляется в виде двух составляющих: амплитудной и фазовой. К недостаткам преобразования относится, во-первых, необходимость наличия сигнала на всем интервале его реализации, т. е. его реализация возможна только в режиме ретроспективного анализа. Для работы в режиме реального времени требуется выполнение его на окнах с появлением соответствующих нежелательных концевых эффектов. Во-вторых, для реализации классического метода необходимо обеспечить центрирование циклического сигнала, что оказывается сложной задачей в условиях переходных процессов.

В [6] предложен алгоритм вычисления параметров сигнала, адаптированный для динамических переходных условий, основанный на преобразовании Фурье. Хотя данный алгоритм применим для работы во время нестационарных процессов, в нем не решается задача идентификации частоты и фазы в начале переходного процесса, измерения в соответствующие периоды просто отбрасываются. Аналогичным недостатком обладает и алгоритм, основанный на методе Гаусса-Ньютона, представленный в [7].

С целью преодоления недостатков описанных методов на основании углубленных исследований применимости их к реальным данным, получаемым с объектов энергетики, предлагается к рассмотрению модифицированное ПГ, с помощью которого задача определения параметров решается в последовательности, отличной от таковой для классического ПГ [8, 9]:

- 1) вычисляется амплитуда сигнала, за которую принимается огибающая локальных максимумов абсолютных значений сигнала;
- 2) вычисляется мнимая составляющая аналитического сигнала по известным амплитуде и действительной части;
- 3) вычисляются мгновенная фаза сигнала и его мгновенная частота как производная фазы.

Таким образом, данный подход отвечает требованиям работы в режиме реального времени, позволяя вычислять мгновенные значения параметров сигнала с дискретностью, соответствующей таковой для исходных измерений, при фиксации каждого локального экстремума (полупериод промышленной частоты).

3. Алгоритм оценки мгновенных значений параметров электрического режима

В качестве исходных данных для алгоритма вычисления мгновенных значений параметров электрического режима (ПЭР) используются измерения тока и напряжения с дискретизацией выше промышленной частоты электрического тока. Для иллюстрации приведен пример расчёта параметров для тока поврежденной фазы во время двухфазного внезапного короткого замыкания на выводах генератора (рис. 1).

Оценка мгновенных значений параметров электрического режима выполняется в соответствии со следующим алгоритмом.

3.1. Центрирование напряжения и тока

Для корректного расчета параметров необходимо центрировать сигнал относительно оси абсцисс. Для этого выделяется центрирующая составляющая сигнала следующим образом. Методом скользящих парабол [10] определяются экстремумы сигнала (рис. 2, точки *A*, *B*, *C*). Точка *D* является центром отрезка, построенного перпендикулярно оси абсцисс и проходящего через экстремум (точка *B*) и прямую, проходящую через два соседних экстремума (точки *A* и *C*). Точка *D* будет являться одной из точек центрирующей составляющей сигнала. После выполнения аналогичных вычислений для каждого экстремума сигнала (кроме крайних) будет получен набор точек с дискретностью, соответствующей половине периода промышленной частоты. Их последующая интерполяция кубическими сплайнами позволит получить искомую центрирующую составляющую сигнала (рис. 1).

3.2. Вычисление мгновенной амплитуды напряжения и тока

За мгновенные амплитуды можно принять огибающую сигнала. В [11] установлено, что это утверждение верно для узкополосных сигналов. Сигналы тока и напряжения во время переходных, а тем более во время установившихся режимов можно считать таковыми, т. к. их частота намного выше частоты функции огибающей. Кроме того, в [11] выделяются требования, которым должна удовлетворять функция амплитуд:

- 1) значение амплитуды в любой момент времени не должно быть меньше значения модуля сигнала в этот же момент времени;
- 2) в моменты времени, когда значение амплитуды совпадает со значением модуля сигнала, их первые производные в данной точке также должны быть равны (т. е. они должны иметь общую касательную);
- 3) огибающая должна определяться таким образом, чтобы для гармонического сигнала она совпадала с его амплитудой.

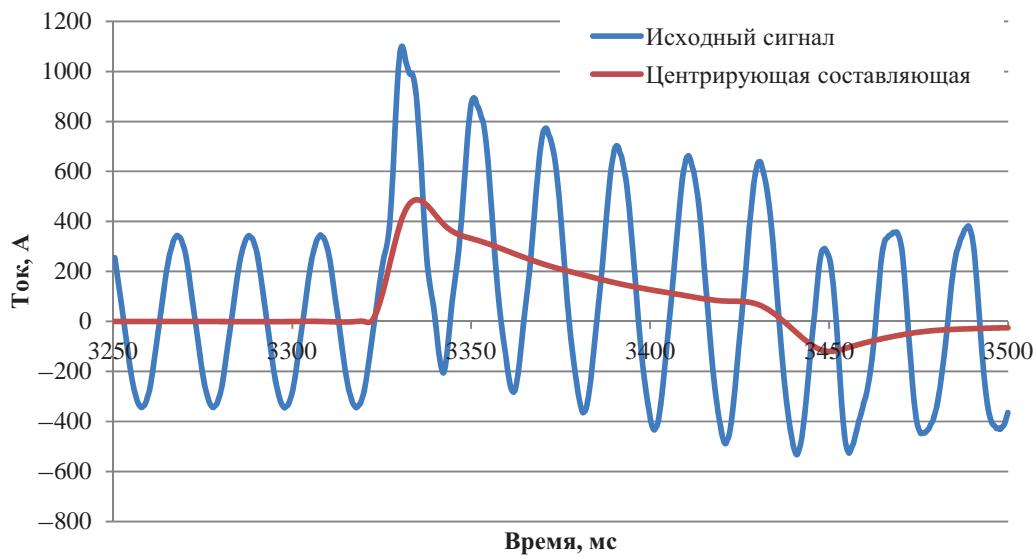


Рис. 1. Исходный сигнал и его несимметричная составляющая

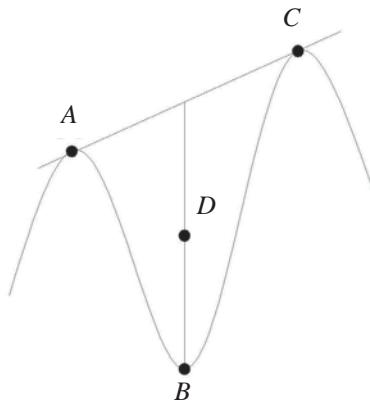


Рис. 2. Определение точки центрирующей составляющей

Задача построения огибающей для гармонического сигнала с постоянной или малоизменяющейся амплитудой весьма проста: достаточно выделить экстремумы и интерполировать их, например, кубическими сплайнами. При этом будут выполняться все указанные условия. Однако в ходе переходных процессов первые два условия перестают выполняться. Для решения этой проблемы предпринимаются следующие действия.

При резком изменении амплитуды (начало переходного процесса) при интерполяции локальных экстремумов сигнала огибающая начинает пересекать сигнал, из-за чего нарушается условие 1 (рис. 3). Во избежание этого эффекта выполняется оптимизация точек интерполяции. В результате оптимизированные точки сдвигаются от локальных экстремумов, позволяя значительно сократить ширину участков, на которых не выполняется условие 1.

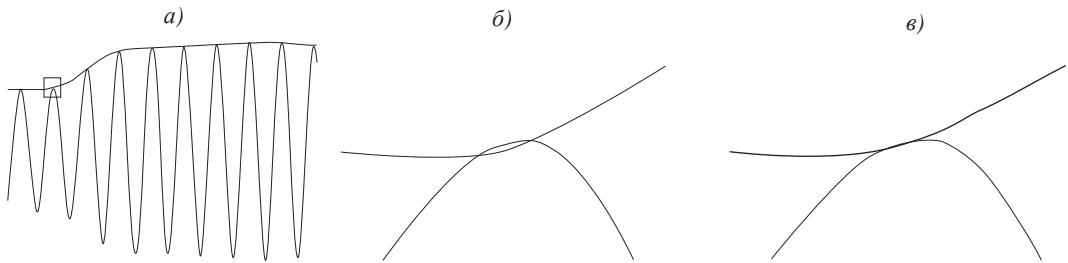


Рис. 3. Сигнал и его огибающая в начале переходного процесса (а), участок пересечения сигнала и его огибающей при расчете по локальным экстремумам (б) и по оптимизированным точкам (в)

Полное выполнение условия 1 возможно только при выполнении условия 2. По этой причине для интерполяции применяются эрмитовы кубические сплайны [12], для которых задается производная в интерполируемой точке. По условию 2 она должна быть равна производной исходного сигнала в этой же точке. Для ее определения сигнал в окрестностях данной точки аппроксимируется полиномом второго порядка. Производная полученной полиномиальной кривой в точке интерполяции и задается для построения сплайна.

Эксперименты показали, что при использовании предлагаемого алгоритма условие 3 также выполняется. На рис. 4 показана вычислена с использованием описанного алгоритма амплитуда сигнала.

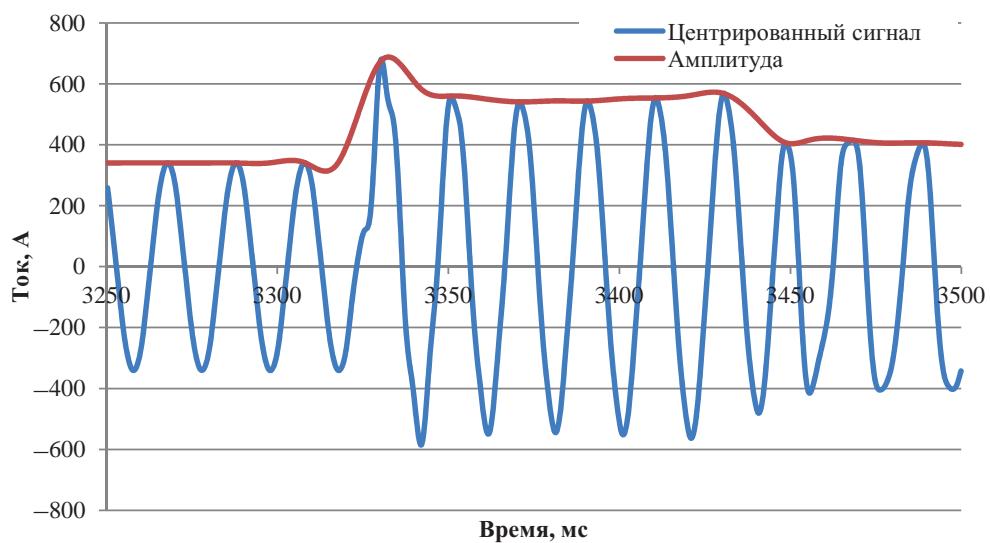


Рис. 4. Центрированный сигнал и его амплитуда

3.3. Вычисление мнимой составляющей напряжения и тока

Вычисление мнимой составляющей аналитического сигнала выполняется в соответствии со следующей формулой:

$$\bar{x}(t) = \sqrt{a^2(t) - x^2(t)}, \quad (1)$$

где $x(t)$ – исходный сигнал, $\bar{x}(t)$ – мнимая часть аналитического сигнала, $a(t)$ – мгновенная амплитуда исходного сигнала. Вычисленная мнимая составляющая показана на рис. 5.

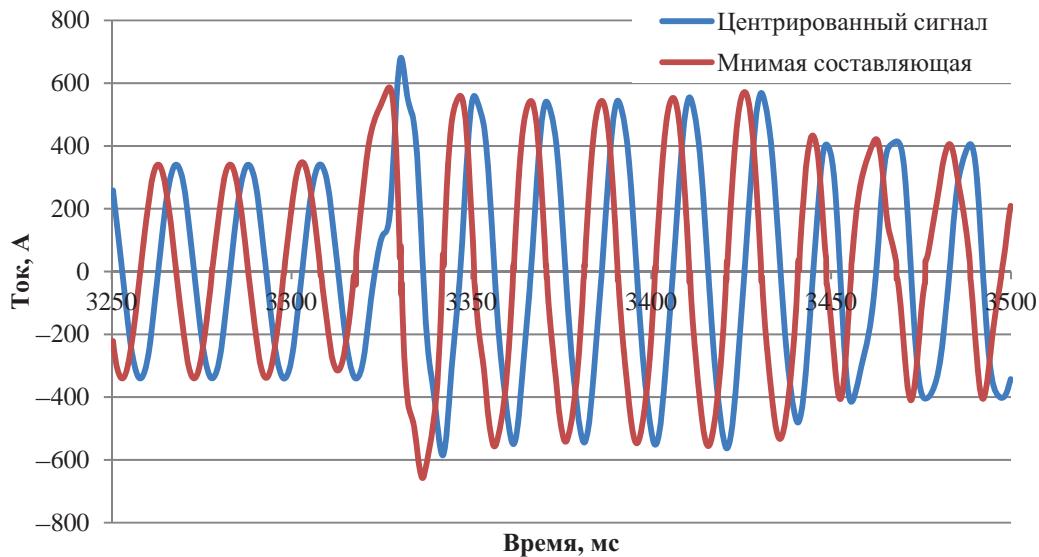


Рис. 5. Исходный сигнал и соответствующая ему мнимая составляющая

Стоит отметить, что в случае невыполнения условия 1 при построении огибающей результат вычисления по (1) окажется комплексным, что приведет к появлению погрешностей в дальнейшем расчете.

3.4. Вычисление мгновенной фазы и мгновенной частоты напряжения и тока

Вычисление мгновенной фазы сигнала (рис. 6, б) выполняется по формуле:

$$\omega(t) = \arccos \frac{x(t)}{a(t)}. \quad (2)$$

Мгновенная частота сигнала определяется по формуле:

$$\omega(t) = \frac{\bar{x}'(t)x(t) - x'(t)\bar{x}(t)}{a^2(t)}, \quad (3)$$

где $x'(t)$ и $\bar{x}'(t)$ – производные соответственно действительной и мнимой частей аналитического сигнала. Для нахождения производных соответствующие сигналы аппроксимируются полиномами второго порядка скользящим образом с серединой

в точке, для которой рассчитывается производная; производные получившихся полиномов в средней точке и будут являться производными сигнала в ней. Результаты вычисления мгновенной частоты показаны на рис. 6, в (синяя кривая).

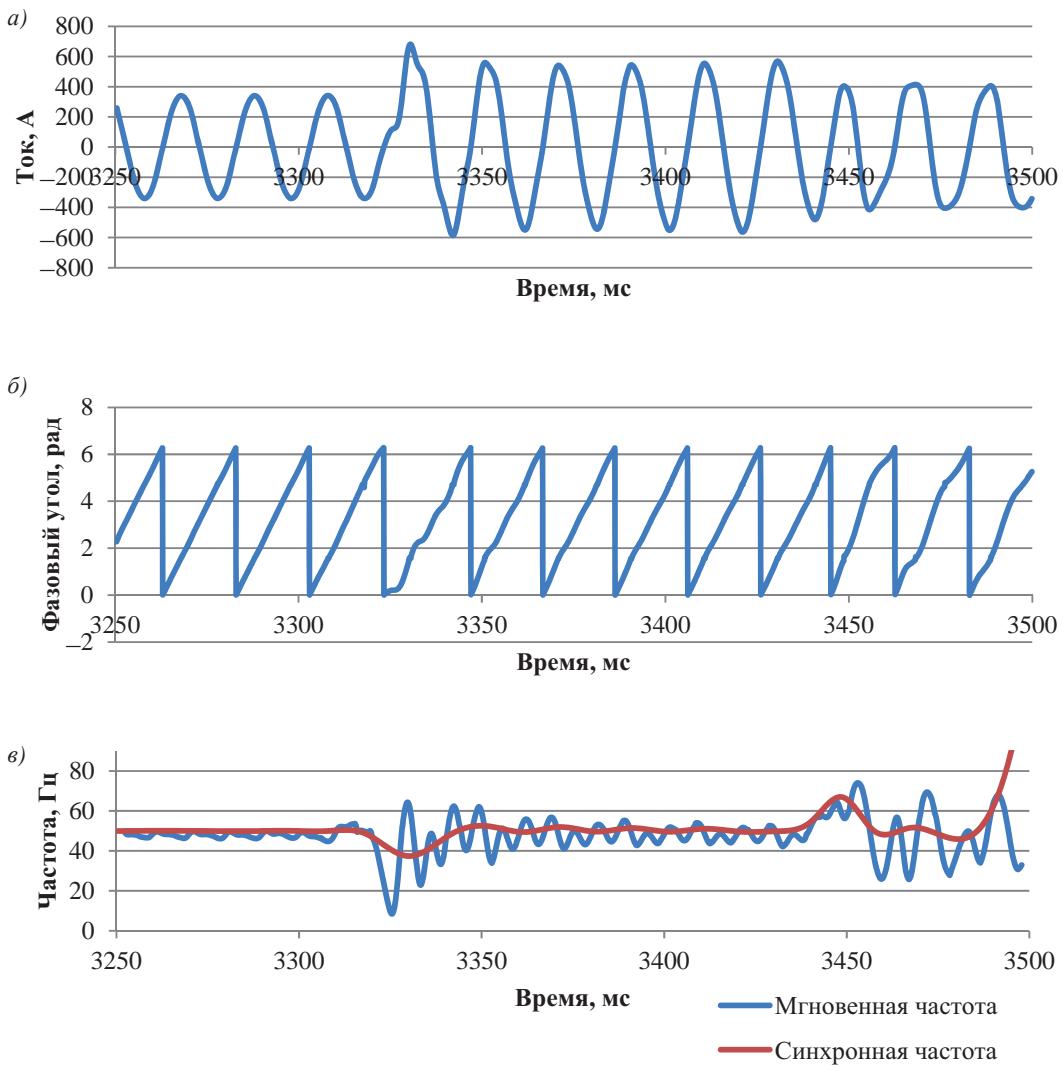


Рис. 6. Центрированный сигнал (а), его мгновенная фаза (б) и мгновенная частота (в)

3.5. Вычисление синхронной частоты напряжения

Синхронная частота вычисляется путем аппроксимации сплайнами значений частоты, определяемых временными промежутками между переходами сигнала через ноль. Точки перехода через ноль определяются путем линейной аппроксимации сигнала вблизи смены его знака и поиска пересечения аппроксимирующей функции с нулем. Следует отметить, что использование именно переходов через ноль, а не экстремумов сигнала дает наиболее точный результат. Это связано с тем, что форма кривой фазного напряжения, для которого обычно и вычисляется синхронная частота, наиболее искажена вблизи экстремумов, что увеличивает погрешность

расчета. Результаты вычисления синхронной частоты показаны на рис. 6, в (красная кривая).

При анализе мгновенных параметров электрического режима впервые происходит разделение понятия частоты на «синхронную частоту» и «мгновенную частоту». Синхронная частота является частотой основной гармоники тока и характеризует частоту вращения электрических машин в системе, а мгновенная частота характеризует частоту самого сигнала с учетом его реальной формы. Определение синхронной и мгновенной частот важно для учета нелинейности синхронной машины. Они совпадают в установившемся режиме, но в ходе переходных процессов отличаются, так как синхронная частота соответствует скорости вращения поля статора, а мгновенная частота характеризует еще и искажение синусоидальной формы кривой напряжения обмоток статора. Границы применимости каждого из понятий в настоящий момент являются предметом углубленного исследования.

3.6. Вычисление активной и реактивной мощностей

Согласно [3] мгновенная активная мощность может определяться как произведение мгновенных значений тока и напряжения:

$$P(t) = U(t) \cdot I(t). \quad (4)$$

При этом реактивная мощность может быть определена с помощью следующего соотношения:

$$Q(t) = U(t) \cdot I_{im}(t), \quad (5)$$

где $I_{im}(t)$ – мгновенная мнимая составляющая тока, вычисленная в п. 3.3.

Мгновенные активная и реактивная мощности поврежденной фазы показаны на рис. 7.

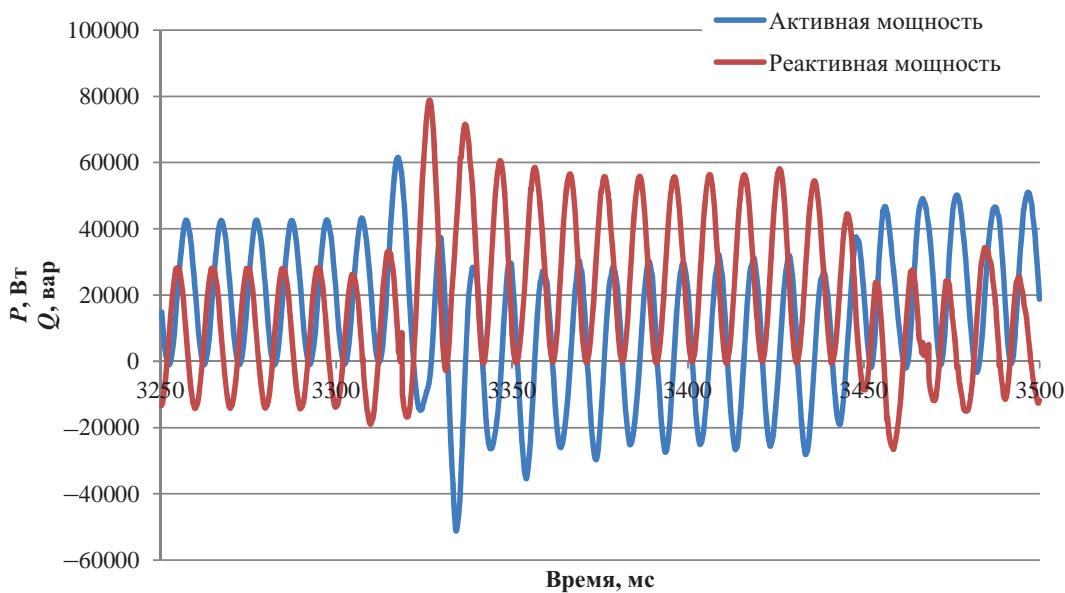


Рис. 7. Мгновенные активная и реактивная мощности

По [3] мощностью называется среднее значение мгновенной мощности на периоде. Тогда мгновенной средней мощностью можно считать центрирующую составляющую мгновенной мощности, вычисленную по методу, показанному в п. 3.1. Результаты вычисления мгновенных средних активной и реактивной мощности показаны на рис. 8.

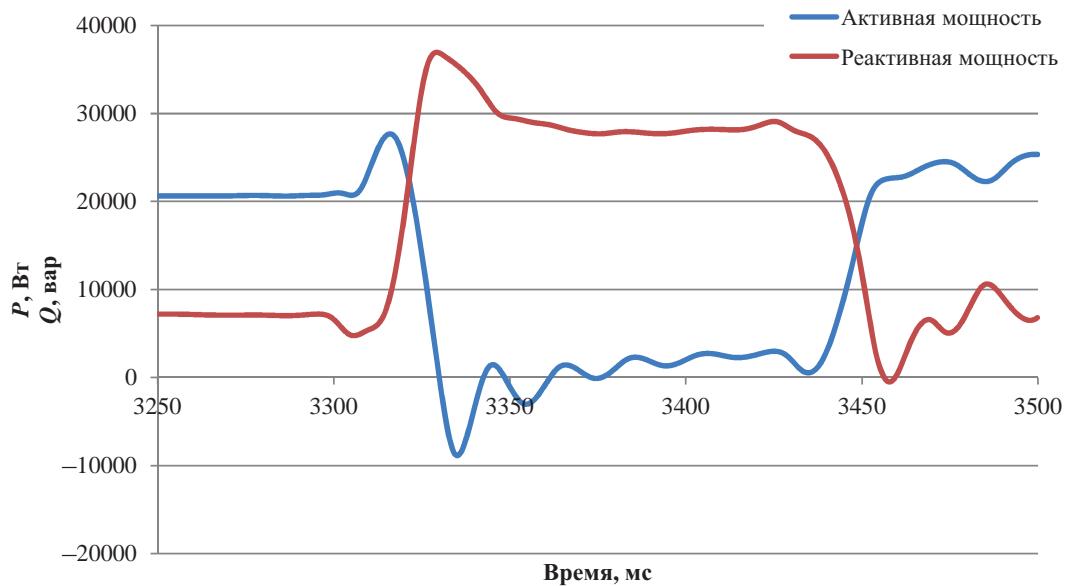


Рис. 8. Активная и реактивная мощность

4. Сопоставление различных методов

Для сравнения результатов применения модифицированного ПГ с другими методами был выполнен расчет мгновенных параметров тока поврежденной фазы альтернативными методами: с помощью классического ПГ и с помощью интерполяции параметров, вычисленных на периодах. На рис. 9 представлены результаты определения мгновенной амплитуды сигнала различными методами, а на рис. 10 – мгновенной частоты сигнала.

Как видно, результат расчета амплитуды с помощью классического ПГ содержит явные колебания, что характерно для исходных данных с небольшим уровнем помех. Вычисление амплитуды на периодах с последующей интерполяцией кубическими сплайнами дает удовлетворительный результат только во время установившихся режимов. Полученная с помощью модифицированного ПГ амплитуда наиболее точно описывает процесс, в том числе и переходный, полностью отстраиваясь от помех.

Расчет частоты на периодах достаточно точно отражает изменение синхронной частоты (частоты основной гармоники) сигнала. Вычислить мгновенную частоту можно только с помощью классического и модифицированного ПГ. Однако на вычисление частоты влияет значение мгновенной амплитуды сигнала, вследствие чего можно утверждать, что мгновенная частота, вычисленная с использованием модифицированного ПГ, описывает процесс точнее.

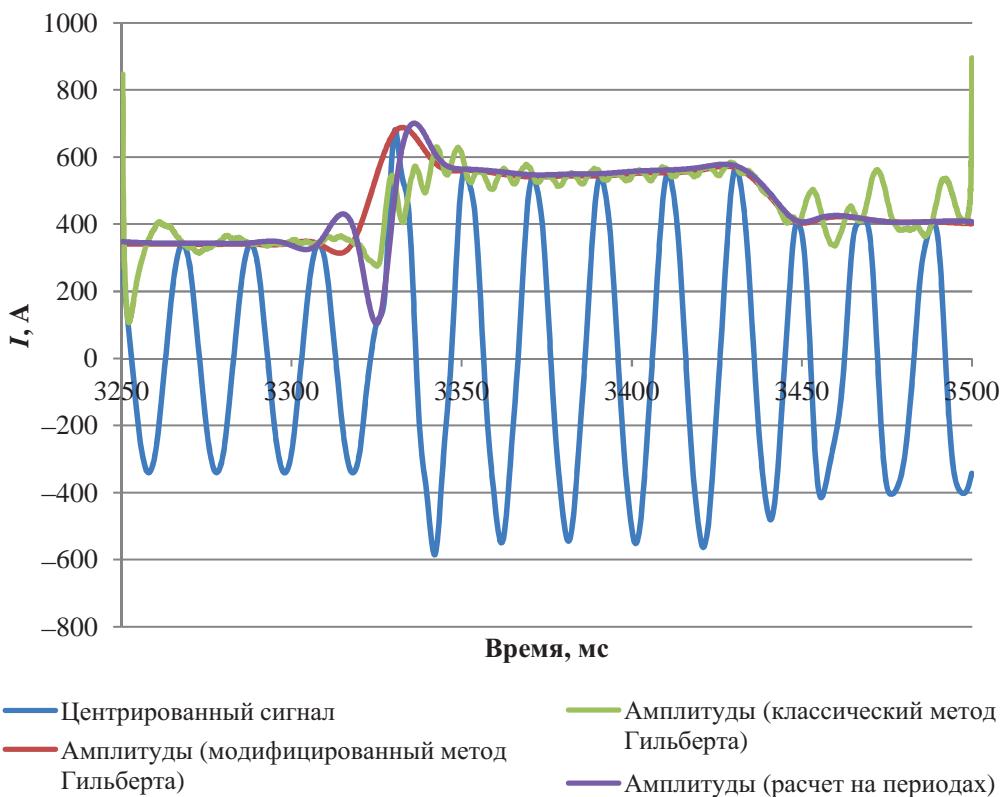


Рис. 9. Результаты расчета мгновенной амплитуды сигнала различными способами

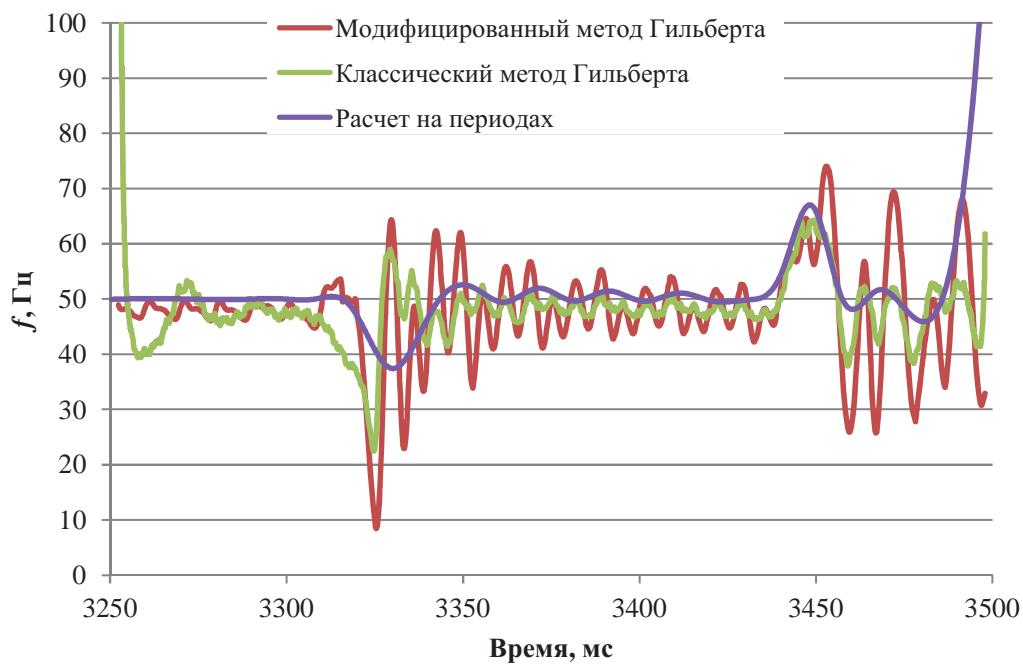


Рис. 10. Результаты расчета мгновенной частоты сигнала различными способами

5. Сфера применения

Регистраторы СМПР, устанавливаемые на синхронных генераторах электростанций, позволяют выполнять синхронизированные измерения фазных напряжений и токов на обмотках статора (мгновенных значений), тока и напряжения возбуждения. Разработанные ООО «Прософт-Системы» регистраторы, кроме того, определяют угловую скорость ротора и угол нагрузки синхронной машины. Использование предлагаемых в данной статье алгоритмов оценки мгновенных параметров таких сигналов позволяет оценить также мгновенные амплитуды, фазы и частоты токов и напряжений с частотой дискретизации первичного сигнала (превышающей промышленную частоту). Следовательно, можно определить и производные данных величин, непрерывные внутри периода сигнала. Благодаря этому становится возможной разработка адаптивной модели синхронной машины, служащей для идентификации ее параметров на основе измерений параметров электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов. Использование адаптивной модели позволит обеспечить качественное управление синхронной машиной и дистанционный мониторинг ее технического состояния в темпе реального времени в процессе эксплуатации.

В настоящее время ведутся исследования реализации пусковых органов противоаварийной автоматики повышенного быстродействия на базе оцененных мгновенных амплитуд и частот таких режимных параметров, как фазные токи, фазные и линейные напряжения. С помощью многопараметрической модели предлагается аппроксимировать процесс на ретроспективном интервале и выполнять прогноз на последующий интервал времени. Анализ рассогласования прогнозного и реального процессов позволит сделать вывод о начале переходного процесса. Ожидаемая задержка идентификации начала возмущения – до четверти периода переменного тока промышленной частоты.

Вычисление активной и реактивной мощности с высокой дискретностью по мгновенным значениям токов и напряжений дает возможность получать характеристики нагрузки при возмущениях (с помощью многопараметрической модели). Данное приложение алгоритма вычисления мгновенных значений параметров электрического режима также сейчас исследуется.

6. Выводы

В данной работе показано, что применение существующих методик определения мгновенных параметров электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов не позволяет получить мгновенные параметры, а именно: амплитуду, частоту и фазу сигнала в произвольный момент времени, с достаточной точностью. Разработанный алгоритм, основанный на модифицированном преобразовании Гильберта, позволяет решить эту задачу. Результаты испытаний, проведенных на физической электродинамической модели, подтвердили корректность и эффективность предлагаемого алгоритма.

Разработанный подход открывает новые возможности в области исследования динамических характеристик электроэнергетических систем и ее отдельных элементов, позволяет разработать адаптивную модель синхронной машины и новые средства

противоаварийной автоматики. Сам принцип постановки измерений внутри периода позволит по-новому взглянуть на физические явления, происходящие в энергосистемах, и даст возможность их более глубокой интерпретации как с научной и физической, так и инженерно-технической позиций.

Список литературы

1. IEEE Std C37.118™-2005. IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems.
2. California Institute for Energy and Environment (CIEE)/Kema: Phasor Measurement Application Study, October 2006.
3. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. Изд. 9-е, перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 1996.
4. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
5. Norden, E. Huang, Samuel S. P. Shen. The Hilbert-Huang transform and its applications / World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd., 2005.
6. Warichet J., Sezi T., Maun J. C. Considerations about synchrophasors measurement in dynamic system conditions //International journal of electrical power & energy systems. – 2009. – vol. 31. – №. 9. – pp. 452–464.
7. Dash P. K., Krishnanand K. R., Patnaik R. K. Dynamic phasor and frequency estimation of time-varying power system signals //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – Vol. 44. – №. 1. – pp. 971–980.
8. Бердин А. С., Герасимов А. С., Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю., Шубин Н. Г. Методы исследования нелинейных и нестационарных свойств низкочастотных колебаний в энергосистеме // Сб. докладов 4-й Международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург: издание на CD-диске, CIGRE, 2013. С. 2.2–8.
9. Близнюк Д. И., Коваленко П. Ю., Егоров А. О., Черепов А. С. Оценка мгновенных значений параметров электрического режима в сети переменного тока // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды V международной научно-технической конференции. Т. 1. Томск. 2014. С. 389–394.
10. Ерохин П. М., Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю., Семенова Л. А. Алгоритм локализации экстремумов в обобщенном методе эмпирической модовой декомпозиции // Сб. материалов Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2012». – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. В 2 т. Т. 1. С. 209–213.
11. Финк Л. М. Сигналы, помехи, ошибки... Заметки о некоторых неожиданностях, парадоксах и заблуждениях в теории связи. – М.: Радио и связь, 1984.
12. Завьялов Ю. С., Квасов Б. И., Мирошниченко В. Л. Методы сплайн-функций. – М.: Наука, 1980.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Близнюк Дмитрий Игоревич, аспирант Уральского федерального университета, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: bliznyuk@niipt-ems.ru

Коваленко Павел Юрьевич, аспирант Уральского федерального университета, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kovalenko@niipt-ems.ru

Черепов Антон Сергеевич, ведущий инженер-программист отдела РЗиА ООО «Прософт-Системы».

E-mail: cherepov@prosoftsystems.ru

Bliznyuk D. I., Berdin A. S., Kovalenko P. Y., Cherepov A. S.

Instantaneous state parameters during electromechanical transients.

Estimation of magnitude, frequency and phase values of steady-state regime parameters (current and voltage) is an urgent problem nowadays for dynamic processes study in non-linear systems (in power systems in general as well as in generators particularly). Modern phasor measurement units provide measurements of 50 Hz sampling rate (one measurement point per 20 ms) according to the IEEE C37.118-2005 standard. To date there is a number of methods employed for state parameters calculation. These techniques are based on the assumption of signal parameters permanence. It is in conflict with non-linear characteristics of electrical systems equipment. Existing approaches to state parameters estimation with sampling rate equal to fundamental frequency don't allow to precisely calculate state parameters values at the arbitrary time points during transients. In order to overcome the shortcomings of these methods improved Hilbert transform is proposed based on the assumption that signal magnitude and frequency may vary.

Key words: canonical Hilbert transform, improved Hilbert transform, instantaneous state parameters, state parameters, transients.

УДК 621.311.1

М. В. Одинцов, А. И. Фролов

Применение матрицы сетевых коэффициентов для определения максимальной загрузки сетевых элементов

Предложен алгоритм определения наиболее тяжелой балансовой ситуации для сетевых элементов с учетом заданных ограничения активной и реактивной мощности узлов и ограничений на контролируемые сечения. Метод позволяет найти наибольшую токовую загрузку для каждого сетевого элемента в нормальной и послеаварийной схеме сети.

Ключевые слова: энергосистема, сетевые коэффициенты, симплекс метод.

1. Введение

Основным источником информации для принятия решений по управлению режимами энергосистем и выбора структуры перспективной электрической сети являются расчеты установившихся режимов.

Расчет установившегося режима электрической системы заключается в определении напряжений и токов, потоков активной и реактивной мощности во всех ее элементах. В качестве исходных данных расчета задаются схема замещения электрической системы, значения параметров пассивных элементов, а также значения параметров режима активных элементов, определяемые реальными условиями работы источников и потребителей электроэнергии в системе [1].

В отличие от расчетов уровней токов короткого замыкания и динамической устойчивости для расчетов установившихся режимов характерна многовариантность возможных схемно-режимных ситуаций из-за вариации уровней нагрузок и генерации электрических станций. При расчетах, как правило, рассматривают несколько балансовых ситуаций и для каждой из них рассматривают послеаварийный режим в соответствии с нормативными возмущениями [2, 3].

Такой подход может быть эффективным, если из опыта эксплуатации известны «узкие места» энергосистемы и возмущения, вызывающие перегрузки в них, а также понятны наиболее тяжелые режимные условия функционирования энергосистемы.

Однако при перспективном проектировании, когда структура сети заметно меняется из-за ввода новых объектов генерации, потребления или электросетевого строительства, довольно сложно указать наиболее тяжелые условия работы для отдельных элементов электрической сети. При этом для отдельных сетевых элементов наиболее тяжелыми могут быть различные балансовые ситуации.

По приведенным выше причинам разработка алгоритма поддержки, который способен быстро определять наиболее тяжелые балансовые условия для отдельных элементов сети, является актуальной и востребованной задачей, т. к. снижает требования к опыту расчетчика и затраты времени.

2. Математическое обоснование метода

Все методы решения установившегося режима используют уравнения, написанные для сбалансированной по фазам симметричной трехфазной системы переменного тока. Система уравнений, определяющая модуль и угол напряжения в узлах

в зависимости от входных параметров электрической системы, является нелинейной. Принимая во внимание нелинейную природу уравнений, численное решение установившегося режима достигается с помощью итераций [4, 5].

Итерационный метод Ньютона-Рафсона заключается в следующем: исходные уравнения линеаризуются в точке заданного приближения путем разложения в ряд Тейлора и отбрасывания членов разложения порядка выше первого. Уравнение Ньютона-Рафсона для расчета установившегося режима выглядит следующим образом (1).

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V|/|V| \end{bmatrix}}_{\Delta x^{i+1}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|}|V| \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|}|V| \end{bmatrix}}_{J^{-1}(x)}^{-1} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{F(x)}. \quad (1)$$

Элементы матрицы Якоби рассчитываются вычислением производных известных выражений для баланса активной и реактивной мощности. Обратив матрицу Якоби, можно получить частные производные изменения модуля и угла напряжения от изменения активной и реактивной мощности в узлах сети, используя известные формулы угловых характеристик передачи мощности, можно вычислить частные производные изменения потока активной и реактивной мощности по ветви $i-j$ (2, 3) от инъекции мощности в узле k .

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} = f_p(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial V_i}{\partial P_k} + g_p(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial V_j}{\partial P_k} + h_p(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial \delta_{ij}}{\partial P_k}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial P_k} = f_q(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial V_i}{\partial P_k} + g_q(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial V_j}{\partial P_k} + h_q(V_i, V_j, \delta_{ij}) \frac{\partial \delta_{ij}}{\partial P_k}, \quad (3)$$

где V_i, V_j – напряжение по концам ветви;

P_{ij}, Q_{ij} – потоки активной и реактивной мощности между узлами i, j ;

P_k – активная мощность узла k ;

δ_{ij} – угол между векторами напряжения узлов i, j .

С помощью (2) поток активной мощности по ветви $i-j$ можно приближенно оценить, как (4), т. е. как линейную комбинацию генерации узлов с регулированием активной мощности и постоянной составляющей, определяемую нагрузкой и генерацией остальных узлов.

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^m \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} P_k + P_0, \quad (4)$$

где P_0 – постоянная составляющая.

Аналогично можно оценить поток реактивной мощности.

Зная зависимость величины тока ветви от напряжения и потоков активной и реактивной мощности (5), можно найти зависимость тока ветви как линейную функцию от генерации активной и реактивной мощности отдельных узлов (6).

$$I_{ij} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3}|V_i|} = f(P_{ij}, Q_{ij}); \quad (5)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial P_k} = f\left(P_{ij}, Q_{ij}, V_i, V_j, \delta_{ij}, \frac{\partial V_i}{\partial P_k}, \frac{\partial V_j}{\partial P_k}, \frac{\partial \delta_{ij}}{\partial P_k}\right) = \sum_{k=1}^m \frac{\partial I_{ij}}{\partial P_k} P_k + I_{ij,0}, \quad (6)$$

где $1\dots m$ – индексы узлов, в которых меняется мощность.

Максимальной токовой нагрузке соответствует больший поток активной мощности, поэтому наибольшая величина токов загрузки будет наблюдаться при наибольшем потоке активной мощности. Для расчета изменения потока активной мощности по сечению можно воспользоваться формулой (4). С учетом двух возможных вариантов направления тока поиск наибольшего значения тока с учетом ограничений генераторов и потоков активной мощности по сечению для ветви $i-j$, сводится к решению задачи (7).

$$\begin{aligned} |I_{ij}| &= \left| \sum_{k=1}^m \frac{\partial I_{ij}}{\partial P_k} P_k + I_{ij,0} \right| \rightarrow \max_{P_k \in D}; \\ D &= \left\{ \begin{array}{l} P_k^{\min} \leq P_k \leq P_k^{\max}, k = 1\dots m \\ P_{\text{сеч},n}^{\min} \leq \sum_{k=1}^m \frac{\partial P_{\text{сеч},n}}{\partial P_k} P_k + P_{\text{сеч},n,0} \leq P_{\text{сеч},n}^{\max}, n = 1\dots l \end{array} \right\}, \end{aligned} \quad (7)$$

где $1\dots l$ – индексы контролируемых сечений.

Задача (7) является задачей линейного программирования, данный тип задач хорошо изучен и для него разработан метод поиска решения, известный как симплекс-метод [6]. Стоит добавить, что предложенный метод позволяет определять наибольшую загрузку в нормальной и послеаварийной схеме сети за счет дополнительного расчета сетевых коэффициентов для токов исследуемой ветви и контролируемых сечений в послеаварийной схеме.

3. Определение наиболее тяжелых режимов на тестовой схеме

В качестве тестовой рассмотрена задача поиска наиболее тяжелой балансовой ситуации для линий, отходящих от Ленинградской АЭС и Ленинградской АЭС-2. Однолинейная схема замещения для расчета установившихся режимов включает в себя энергосистемы, образующие кольцо БРЭЛЛ: Северо-Запад, Центр, Белоруссия и страны Балтии. Расчетная схема сформирована по данным контрольных замеров с учетом развития сети, генерирующего оборудования и увеличения нагрузок на период 2015 г. Рассмотрена нормальная и основные послеаварийные схемы сети в нескольких балансовых ситуациях, определяемых загрузкой сечения Северо-Запад – Центр (МДП 1900 МВт) и Ленинград – Эстония (МДП 1090 МВт). Регулирование потоков мощности осуществлялось за счет изменения генерации в ОЭС Северо-Запада и в странах Балтии. Расчеты токовой загрузки проводились для различного набора балансовых ситуаций (экспертный метод):

- МДП по сечению Ленинград – Эстония и нулевой поток мощности по сечению Северо-Запад – Центр;
- МДП по сечению Ленинград – Эстония и МДП по сечению Северо-Запад – Центр;

- нулевой поток мощности по сечению Ленинград – Эстония и Северо-Запад – Центр;
- нулевой поток мощности по сечению Ленинград – Эстония и МДП по сечению Северо-Запад – Центр.

В табл. 1 приведено сравнение полученных результатов с помощью экспертного метода и при использовании предложенного алгоритма, также представлены потоки мощности в контролируемых сечениях Ленинград – Эстония и Северо-Запад – Центр, полученные при использовании матрицы сетевых коэффициентов.

Для разных ЛЭП в качестве наиболее тяжелых в процессе работы алгоритма получены различные балансовые ситуации, при этом можно выделить группы линий, для которых балансовые ситуации совпадают.

Для ВЛ 330 кВ Восточная – ЛАЭС и Гатчинская – ЛАЭС наиболее тяжелой балансовой ситуацией является выдача мощности в энергосистемы Эстонии при разгрузке электростанций в Ленинградской ЭС, в данном режиме обеспечивается максимальная загрузка сети 330 кВ, отходящей от ЛЭС. Для ВЛ 330 кВ Западная – ЛАЭС балансовая ситуация отличается только разгруженной Первомайской ТЭЦ, которая по сети 110 кВ подключается к ПС Западная.

Для ВЛ 750 кВ Ленинградская – ЛАЭС наиболее тяжелым является режим МДП по сечению Северо-Запад – Центр при нулевом потоке в сечении Ленинград – Эстония, в данном режиме обеспечивается максимальная загрузка сети 750 кВ, отходящей от ЛЭС.

Для ВЛ 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская и ЛАЭС-2 – Пулковская наиболее тяжелым является режим выдачи мощности в ОЭС Центра при приеме мощности из энергосистемы Эстонии.

Токовая загрузка при использовании метода сетевых коэффициентов получается больше, чем при экспертном расчете, из-за распределения генерации между источниками.

Таблица 1

Сравнение потоков мощности и токовой загрузки

Режим	Токовая загрузка ЛЭП, % метод сетевых коэффициентов ручной метод							
	Западная – ЛАЭС	Восточная – ЛАЭС	Гатчин- ская – ЛАЭС	ЛАЭС-2 – Гатчинская	ЛАЭС-2 – Пулковская	ЛАЭС-2 – Кингисепп	Ленинград- ская – ЛАЭС	АГ 330/110 кВ ЛАЭС
Нормальный режим	48,3 45,1	72,0 71,1	63,8 60,8	21,7 21,0	39,0 33,8	59,0 56,3	53,8 52,9	63,8 60,3
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	-650	-375	-374	1014	1015	1901	1896	-642
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1090	1089	1088	-540	-539	1089	-63	1089
Ремонты:								
ЛЭП 330 кВ Западная – ЛАЭС	–	82,4 82,3	76,4 71,9	19,4 19,1	43,7 38,7	58,0 55,0	57,0 56,4	82,2 77,4
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–	-655	-654	1241	1012	1897	1895	-655
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1090	1089	-504	-546	1088	-69	1090	

Окончание табл. 1

Режим	Токовая загрузка ЛЭП, % метод сетевых коэффициентов ручной метод						
	Западная – ЛАЭС	Восточная – ЛАЭС	Гатчин- ская – ЛАЭС	ЛАЭС-2 – Гатчинская	ЛАЭС-2 – Пулковская	ЛАЭС-2 – Кингисепп	Ленинград- ская – ЛАЭС
Ремонты:							
ЛЭП 330 кВ Восточная – ЛАЭС	<u>65,9</u> 62,8	–	<u>84,4</u> 79,7	<u>19,7</u> 19,1	<u>41,2</u> 37,0	<u>60,1</u> 57,2	<u>62,7</u> 60,8
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–653		–384	1007	1007	1896	1896
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1090		1089	–540	–540	1089	–369
ЛЭП 330 кВ Гатчинская – ЛАЭС	<u>65,0</u> 59,2	<u>89,3</u> 85,3	–	<u>30,0</u> 29,4	<u>34,0</u> 28,4	<u>57,7</u> 54,3	<u>60,4</u> 59,0
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–660	–394		1025	1025	1890	1895
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1090	1089		–559	–559	1095	1090
ЛЭП 330 кВ ЛАЭС-2 – Гатчинская	<u>47,4</u> 44,0	<u>71,6</u> 70,5	<u>66,4</u> 63,4	–	<u>50,5</u> 43,2	<u>65,6</u> 62,6	<u>53,5</u> 53,1
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–651	–384	–380		1002	1896	1895
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1089	1090	1089		–534	1089	1033
ЛЭП 330 кВ ЛАЭС-2 – Пулковская	<u>50,6</u> 48,8	<u>72,8</u> 72,6	<u>61,4</u> 58,6	<u>40,7</u> 34,9	–	<u>66,9</u> 62,4	<u>54,1</u> 53,1
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–650	–383	–379	985		1894	1894
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1089	1089	1089	–518		1091	–42
ЛЭП 330 кВ ЛАЭС-2 – Кингисепп	<u>46,4</u> 43,7	<u>73,6</u> 71,9	<u>62,4</u> 58,5	<u>43,1</u> 41,5	<u>54,0</u> 50,5	–	<u>55,2</u> 54,0
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	–671	–405	–403	1897	1024		1895
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	1089	1089	1089	1088	–563		1091
ЛЭП 750 кВ Ленинградская – ЛАЭС	<u>91,6</u> 39,0	<u>134,5</u> 127,2	<u>121,2</u> 115,0	<u>24,1</u> 23,6	<u>41,0</u> 40,9	<u>73,2</u> 67,2	–
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	1895	1559	1895	767	767	1890	
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	78	–301	1091	–475	–475	1097	
АТ 750/330 кВ ЛАЭС	<u>41,6</u> 39,0	<u>70,1</u> 63,4	<u>60,6</u> 56,8	<u>22,3</u> 22,2	<u>39,1</u> 33,9	<u>59,8</u> 56,8	<u>50,4</u> 50,1
$P_{СевЗап-Центр}$, МВт	1896	1850	1897	1018	1018	1896	1783
$P_{Ленинград-Эстония}$, МВт	289	–380	1090	–544	–544	1088	360
							1091

4. Выводы

Результаты сравнительных расчетов показывают, что предложенный алгоритм поиска тяжелых балансовых ситуаций с помощью матрицы сетевых коэффициентов может использоваться для определения характерных расчетных режимов.

Лучшие результаты при использовании предложенного алгоритма (с использованием матрицы сетевых коэффициентов) по сравнению с традиционным методом (через задания МДП через контролируемые сечения) достигаются за счет более эффективного распределения мощности между узлами с заданной генерацией при учете ограничений на активную мощность узлов и загрузку контролируемых сечений.

Предложенные методы позволяют снизить затраты времени, требования к квалификации расчетного персонала и избежать ошибок, вызванных человеческим фактором. Метод позволяет получить наибольшую токовую загрузку для каждого сетевого элемента как для нормальной схемы сети, так и с учетом всех рассматриваемых нормативных возмущений.

Список литературы

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. СО 153-34.20.576-2003 «Методические указания по устойчивости энергосистем».
3. СО 153-34.20.118-2003 «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем».
4. Веников В. А., Худяков В. В., Анисимова Н. Д. Электрические системы. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. Т. 3. – М.: Высшая школа, 1972.
5. Acha E., Fuerte-Esquivel C., Ambriz-Perez H. FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks. England: John W&S LTD, 2004. p. 403.
6. Галеев Э. М. Оптимизация: теория, примеры, задачи. 6-е изд., испр. – М.: Лениздат, 2015.

Одинцов Михаил Вячеславович, магистр техн. наук, заместитель заведующего отделом НИО-6 – заведующий лабораторией

E-mail: odintsov_m@ntcees.ru

Фролов Александр Игоревич, магистр техн. наук, ведущий инженер службы перспективного развития филиала ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ

E-mail: frolov-ai@lenrdu.so-ups.ru

Odintsov M. V., Frolov A. I.

Application of PTDF matrix for study the maximum current load of network elements.

In paper proposed an algorithm of determination of the most difficult balance situation for power network elements with the accounting of defined limits of active and reactive power and constraints on controlled cross-sections. The method allows finding the most current carrying load for each network element in normal and post fault state.

Key words: power system, PTDF matrix, simplex method.

УДК 621.311.24

P. B. Андреев

Влияние электрической части ветроэнергетической установки на ее энергетические характеристики

Приведена математическая модель автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки. С использованием разработанной модели системы «ветро-двигатель – генератор – выпрямитель – аккумуляторная батарея – нагрузка» исследован режим пуска ВЭУ в работу, а также определена граница диапазона возможных параметров уставившихся режимов ВЭУ. По результатам анализа пускового режима сформулировано условие, при котором ВЭУ начинает выдавать мощность.

Ключевые слова: автономный электротехнический комплекс, ветроэнергетическая установка, математическая модель, режим пуска ВЭУ.

Введение

За последние десятилетия в мире сложилась неизменная тенденция к интенсивному развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Одним из наиболее используемых видов ВИЭ является энергия ветра. На сегодняшний день во многих странах ветроэнергетика на законодательном уровне признана приоритетным направлением в комплексе развития ВИЭ.

В силу особенности географического положения России, а также низкой плотности населения на больших слабо освоенных территориях использование энергии ветра в нашей стране наиболее актуально для электроснабжения удаленных потребителей. В этих целях создаются автономные электротехнические комплексы (ЭТК), способные обеспечить потребителя требуемым количеством электроэнергии. На сегодняшний день при организации автономных ЭТК в качестве основного источника питания вместо дизельных электростанций (ДЭС) все чаще стали использоваться ветроэнергетические установки (ВЭУ) малой мощности.

Основными узлами таких автономных ЭТК являются ВЭУ, аккумуляторная батарея (АКБ) и инвертор. При этом в зависимости от технических характеристик конкретного оборудования энергетические показатели ВЭУ могут меняться, что в конечном итоге влияет на параметры режима работы автономного ЭТК в целом.

Исследованиям по тематике анализа различных режимов работы автономного ЭТК на базе ВЭУ, а также управления ими посвящены работы [1–3] и др. Тем не менее, некоторые проблемы анализа режимов ВЭУ по-прежнему актуальны.

Целью данной работы является определение степени влияния электрической части ВЭУ на ее энергетические характеристики.

1. Постановка задачи

В настоящей статье рассмотрена схема автономного ЭТК с подключением ВЭУ к промежуточной шине постоянного тока (рис. 1), тип генератора ВЭУ – синхронный с постоянными магнитами. Такой вариант организации автономного ЭТК на текущий момент является наиболее распространенным и оптимальным.

На рис. 1 приняты следующие обозначения элементов:

ВЭУ – ветроэнергетическая установка, ВД – ветродвигатель, Г – генератор, В – выпрямитель, БНЭ – буферный накопитель энергии, АКБ – аккумуляторная батарея, КЗ – контроллер заряда-разряда аккумуляторной батареи, ШПТ – шина постоянного тока, БН – балластная нагрузка, И – инвертор, ПОТР – нагрузка потребителя, H_1 – нагрузка на стороне постоянного тока, H_2 – нагрузка на стороне переменного тока.

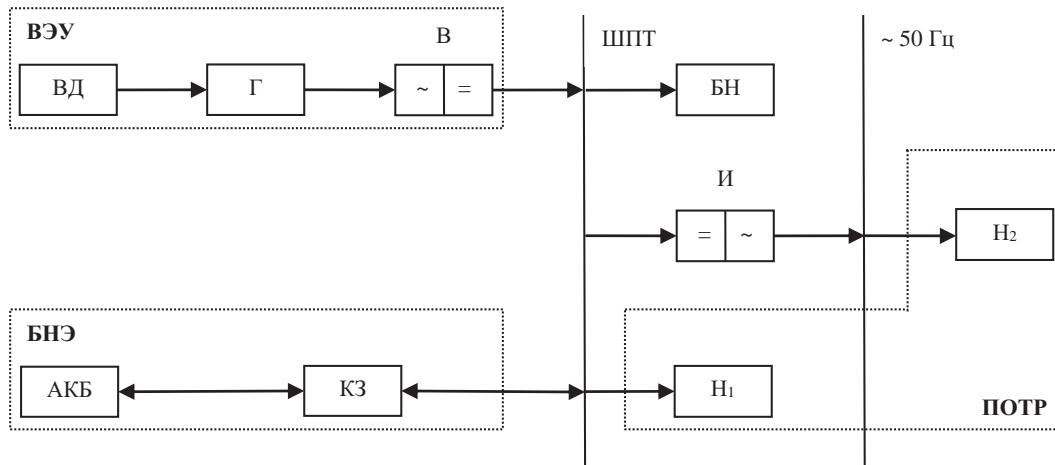


Рис. 1. Схема автономного ЭТК с подключением ВЭУ
к промежуточной шине постоянного тока

Схема функционирует следующим образом. Питание от генератора Г подается на мостовой неуправляемый выпрямитель В и далее поступает на промежуточную шину постоянного тока ШПТ, к которой подсоединяется аккумуляторная батарея АКБ. Также к этой шине подключается часть нагрузки потребителя на постоянном токе H_1 . С промежуточной шины постоянного тока питание поступает на инвертор И, на выходе которого снимается напряжение 220 В промышленной частоты, поступающее на часть нагрузки потребителя на переменном токе H_2 . Кроме того, к ШПТ подключается балластная нагрузка БН (обычно – теплонагревательные элементы) для утилизации излишков энергии ВЭУ.

В настоящей статье будет рассмотрен режим пуска ВЭУ в работу, и на основе данных, полученных в результате анализа параметров пускового режима, выявлены зависимости энергетических характеристик ВЭУ от ее электрической части.

2. Математическая модель автономного ЭТК на базе ВЭУ

Для исследования пускового режима работы автономного ЭТК на базе ВЭУ была разработана динамическая модель системы «ветродвигатель – генератор – выпрямитель – аккумуляторная батарея – нагрузка», изображенной на рис. 1, в среде Simulink пакета прикладных программ MATLAB [4].

Разработанная модель построена с помощью стандартных блоков библиотеки SimPowerSystems, а также специально разработанных подсистем (рис. 2).

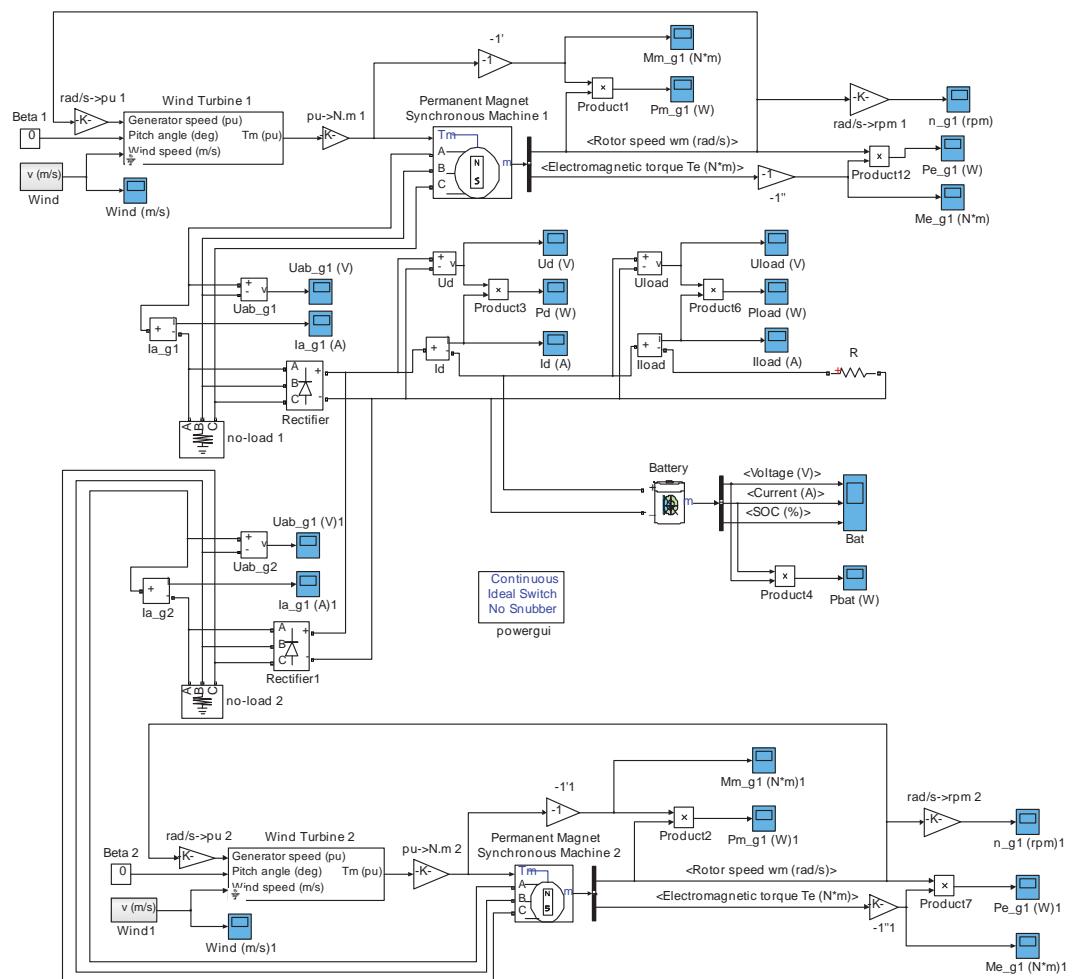


Рис. 2. Структурная схема модели автономного ЭТК на базе ВЭУ в среде Simulink пакета прикладных программ MATLAB

Разработанная модель состоит из следующих блоков.

1. Блок Wind Turbine.

Данный блок представляет собой математическую модель ветровой турбины. Входными параметрами являются скорость вращения ротора генератора (в о.е.), угол тангажа лопастей ветроколеса (в градусах) и скорость ветра (в м/с). Выходной величиной служит механический момент вала турбины (в о.е.). Механическая мощность турбины задается следующим выражением:

$$P_{\text{max}} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot A}{2} \cdot v^3, \quad (1)$$

где $P_{\text{мех}}$ – механическая мощность ветроколеса, Вт;

C_p – коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ);

ρ – плотность воздуха (при стандартных условиях – 1,225 кг/м³);

A – площадь, ометаемая ветроколесом, м^2 ;

v – скорость ветра, м/с;

λ – быстроходность ветроколеса;

β – угол тангажа.

Коэффициент C_p является нелинейной функцией от быстроходности ветроколеса λ и угла тангажа β . От величины быстроходности ветроколеса зависит эффективность его работы. По определению быстроходность является отношением скорости конца лопасти ветроколеса к скорости ветра и находится согласно выражению:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v}, \quad (2)$$

где ω – угловая скорость ветроколеса, рад/с;

R – радиус ветроколеса, м;

v – скорость ветра, м/с.

В среде Simulink моделирование характеристик ветровой турбины описано следующими уравнениями:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \cdot \beta - c_4 \right) \cdot e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \cdot \lambda, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}, \quad (4)$$

где значения коэффициентов c_1 – c_6 приняты следующими: $c_1 = 0,5176$, $c_2 = 116$, $c_3 = 0,4$, $c_4 = 5$, $c_5 = 21$, $c_6 = 0,0068$.

На рис. 3 приведены зависимости $C_p = f(\lambda)$ для различных значений угла тангажа β . Как видно из рис. 3, максимальное значение КИЭВ ($C_{p \max} = 0,48$) достигается при угле тангажа $\beta = 0$ и величине быстроходности $\lambda = 8,1$.

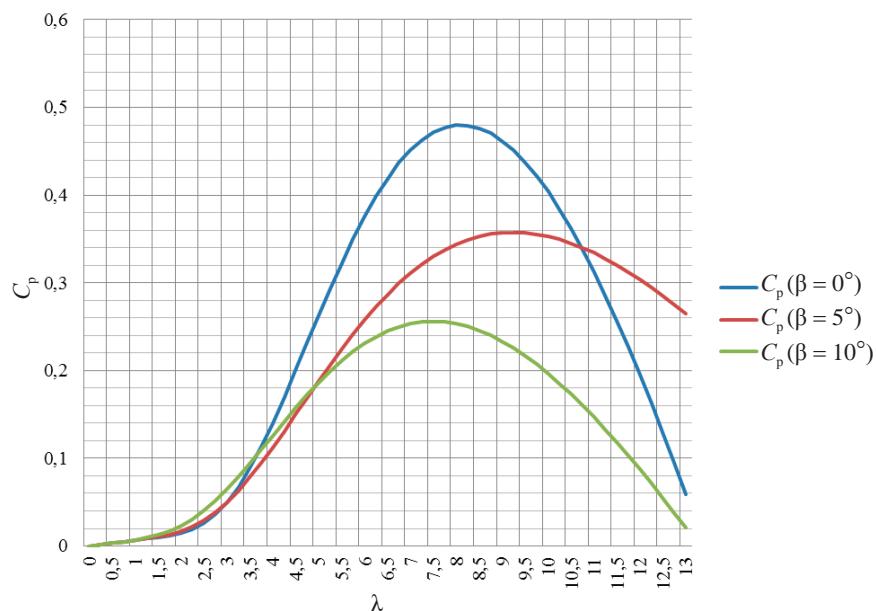


Рис. 3. Зависимость коэффициента C_p от величины быстроходности ветроколеса λ для различных значений угла тангажа β

2. Блок Permanent Magnet Synchronous Machine.

Рассматриваемый блок представляет собой математическую модель синхронного генератора с постоянными магнитами (СГПМ). В модели не учитывается насыщение магнитной цепи, поскольку такие машины, как правило, имеют повышенный воздушный зазор. Входным параметром является механический момент вала турбины (в Н·м), врачающего ротор генератора. Порты модели *A*, *B*, *C* являются выводами статорной обмотки машины. На выходе модели *m* формируется векторный сигнал из 10 элементов:

- токи обмотки статора (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc});
- проекции токов статора на оси *d* и *q* (i_d и i_q);
- проекции напряжений статора на оси *d* и *q* (u_d и u_q);
- угловая частота вращения ротора генератора (ω_r);
- угол поворота ротора генератора (θ);
- электромагнитный момент (M_e).

Электрическая часть модели СГПМ описывается системой уравнений, связанных с ротором (все параметры ротора и его переменные приведены к статору):

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} i_d = \frac{1}{L_d} \cdot u_d - \frac{R}{L_d} \cdot i_d + \frac{L_q}{L_d} \cdot p \cdot \omega_r \cdot i_q; \\ \frac{d}{dt} i_q = \frac{1}{L_q} \cdot u_q - \frac{R}{L_q} \cdot i_q - \frac{L_d}{L_q} \cdot p \cdot \omega_r \cdot i_d - \frac{\lambda \cdot p \cdot \omega_r}{L_q}; \\ M_e = 1,5 \cdot p \cdot [\lambda \cdot i_q + (L_d - L_q) \cdot i_d \cdot i_q], \end{cases} \quad (5)$$

где i_d и i_q – проекции тока статора на оси *d* и *q*, А;

L_d и L_q – индуктивности статора по осям *d* и *q*, Гн;

u_d и u_q – проекции напряжения статора на оси *d* и *q*, В;

R – активное сопротивление обмотки статора, Ом;

p – число пар полюсов;

ω_r – угловая частота вращения ротора, рад/с;

λ – магнитный поток постоянных магнитов, сцепленный с обмоткой статора, Вб;

M_e – электромагнитный момент, Н·м.

Механическая часть модели СГПМ описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \omega_r = \frac{1}{J} \cdot (M_e - F \cdot \omega_r - M_m); \\ \frac{d}{dt} \theta = \omega_r, \end{cases} \quad (6)$$

где J – суммарный момент инерции ротора и нагрузки, кг·м²;

F – коэффициент трения, Н·м·с;

θ – угол положения ротора;

M_m – момент сопротивления, Н·м.

3. Блок *Universal Bridge*.

Данный блок представляет собой математическую модель неуправляемого трехфазного мостового выпрямителя, выполненного по схеме Ларионова. Порты модели A, B, C являются выводами стороны переменного напряжения, порты модели $+$ и $-$ являются выводами стороны постоянного напряжения.

4. Блок *Battery*.

Рассматриваемый блок представляет собой математическую модель свинцово-кислотной аккумуляторной батареи. Порты модели $+$ и $-$ являются выводами для подключения АКБ, на выходе модели m формируется векторный сигнал из 3 элементов:

- степень заряда АКБ (state of charge – SOC);
- ток АКБ (i_b);
- напряжение АКБ (U_b).

5. Блок *Series RLC Branch*.

Данный блок представляет собой математическую модель нагрузки. В рассматриваемой работе вся нагрузка потребителя подключена к шине постоянного тока и смоделирована постоянством активного сопротивления, инвертор и нагрузка на стороне переменного тока не моделировались.

6. Блок *Wind* (специально разработанная подсистема).

Рассматриваемый блок представляет собой математическую модель ветрового потока. В данной работе ветровой поток смоделирован постоянством скорости ветра.

3. Результаты исследования

В данном исследовании в качестве исходных данных для моделирования взяты параметры оборудования, выбранного в [5, 6]. Характеристики некоторых узлов автономного ЭТК приведены в табл. 1.

Таблица 1
Параметры некоторых узлов автономного ЭТК

Наименование узла автономного ЭТК	Технические параметры оборудования
Ветроэнергетическая установка (2 шт.)	Номинальная мощность – 3 кВт Минимальная скорость ветра – 3 м/с Номинальная скорость ветра – 11 м/с Максимальная скорость ветра – 25 м/с Напряжение на выходе ВЭУ – 48 В (=)
Комплект аккумуляторных батарей (1 шт.)	Номинальное напряжение комплекта АКБ – 48 В (=) Емкость комплекта АКБ – 600 А·ч Максимальный разрядный ток комплекта – 6000 А (в течение 5 с) Рекомендуемый максимальный зарядный ток комплекта – 180 А (0,3 С)*

* В качестве характеристики величины зарядного (разрядного) тока АКБ принято использовать отношение этого тока (А) к емкости АКБ (А·ч) (условно считается, что А и А·ч – одинаковые единицы), тогда ток 0,3 С (ток в 0,3 от номинальной емкости АКБ) – это такой ток, который зарядит (разрядит) АКБ за 3,33 ч.

С использованием разработанной модели системы «ветродвигатель – генератор – выпрямитель – аккумуляторная батарея – нагрузка» были проведены исследования, в ходе которых:

- была определена минимальная скорость ветра, при которой ВЭУ начинает выдавать мощность;
- был рассмотрен режим пуска ВЭУ.

На рис. 4, *a* и 4, *б* представлены кривые механического момента ветродвигателя при различных скоростях ветра, а также кривые электромагнитного момента СГПМ при различных значениях степени заряда АКБ (при различных значениях напряжения на ее зажимах). Возможные установившиеся режимы работы автономного ЭТК определяются точками пересечения указанных кривых.

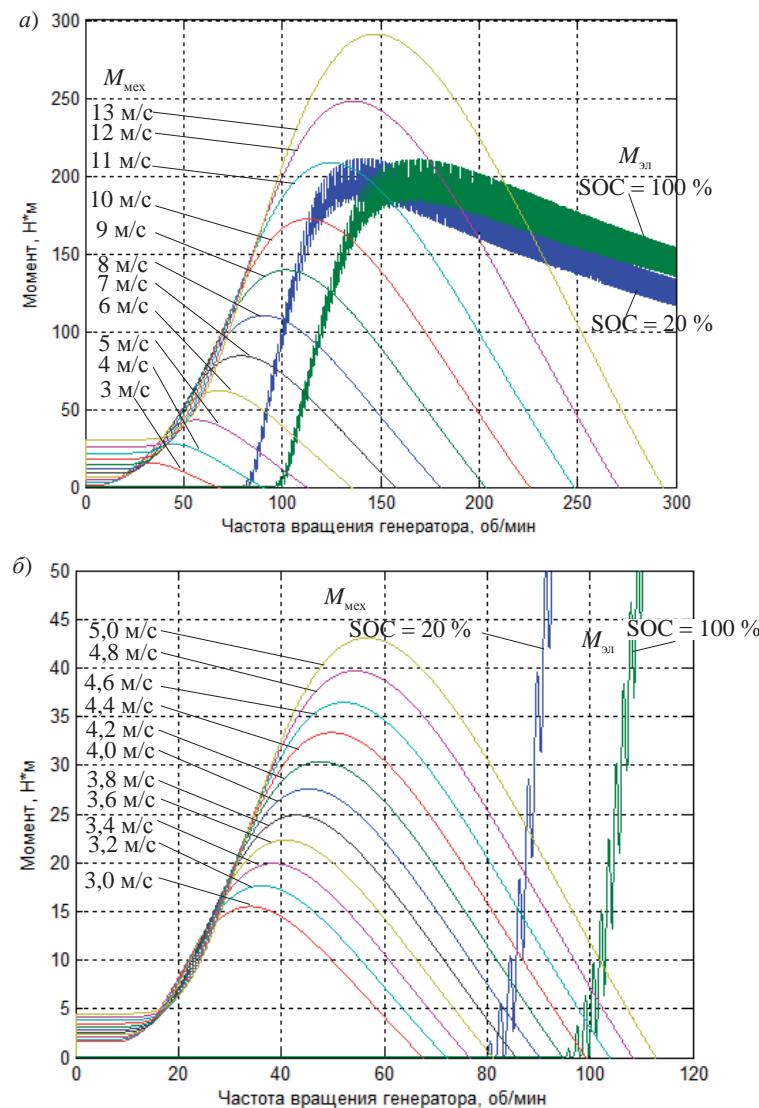


Рис. 4. Кривые механического момента ветродвигателя ($M_{\text{мех}}$) при различных скоростях ветра и кривые электромагнитного момента СГПМ ($M_{\text{эл}}$)
при различных значениях степени заряда АКБ:
а) в интервале скоростей ветра 3–13 м/с; *б*) в интервале скоростей ветра 3–5 м/с

Предварительные расчеты показали, что при выбранных параметрах оборудования выдача мощности ВЭУ начинает происходить при скорости ветра не менее 4–4,5 м/с (частота вращения генератора составляет 83–98 об/мин) в зависимости от степени заряда АКБ (напряжения на ее зажимах) (рис. 4, *а* и 4, *б*). Стоит отметить, что чем ниже степень заряда АКБ (напряжение на ее зажимах), тем при меньшей скорости ветра начнется выдача мощности ВЭУ.

На рис. 5 представлена кривая линейного напряжения на выходе СГПМ на интервале от момента включения ВЭУ до момента начала выдачи мощности при значении величины SOC 80 % и скорости ветра 11 м/с, а также график напряжения на зажимах АКБ.

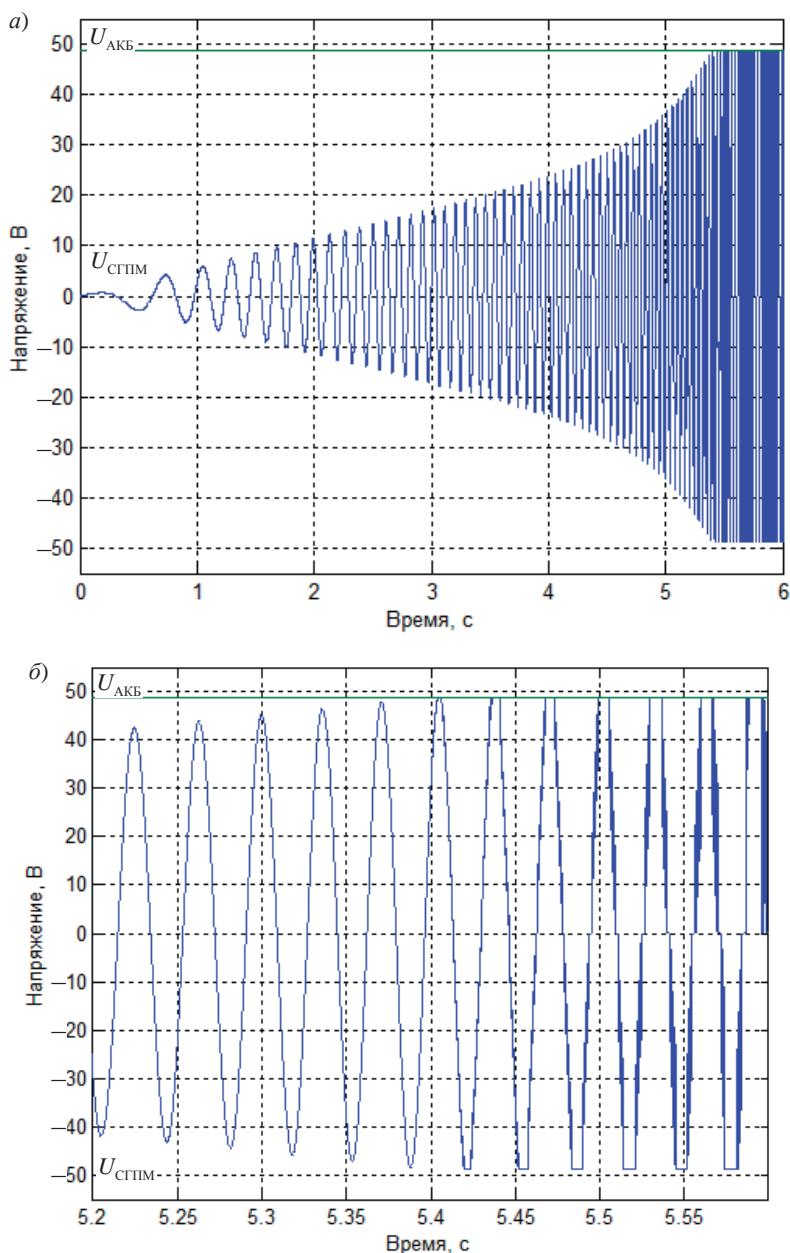


Рис. 5. Кривая линейного напряжения на выходе СГПМ ($U_{\text{СГПМ}}$) и график напряжения на зажимах АКБ ($U_{\text{АКБ}}$): *а*) в интервале 0–6 с; *б*) в интервале 5,2–5,6 с

В соответствии с рис. 5 можно отметить тот факт, что выдача мощности ВЭУ начинается в тот момент, когда линейное напряжение на выходе генератора достигает величины напряжения на зажимах АКБ (5,42 с). Как только значения напряжений оказываются равными, начинают отпираться вентили неуправляемого выпрямителя и на выходе ВЭУ фиксируется ток (мощность) (рис. 6, *а*). Также в этот момент происходит перегиб кривой частоты вращения генератора (рис. 6, *б*), затем скорость ее нарастания уменьшается, и частота постепенно выходит на установленное значение. В дальнейшем (после $t = 5,42$ с) амплитуда линейного напряжения на выходе АКБ перестает расти и ограничивается величиной напряжения на зажимах АКБ.

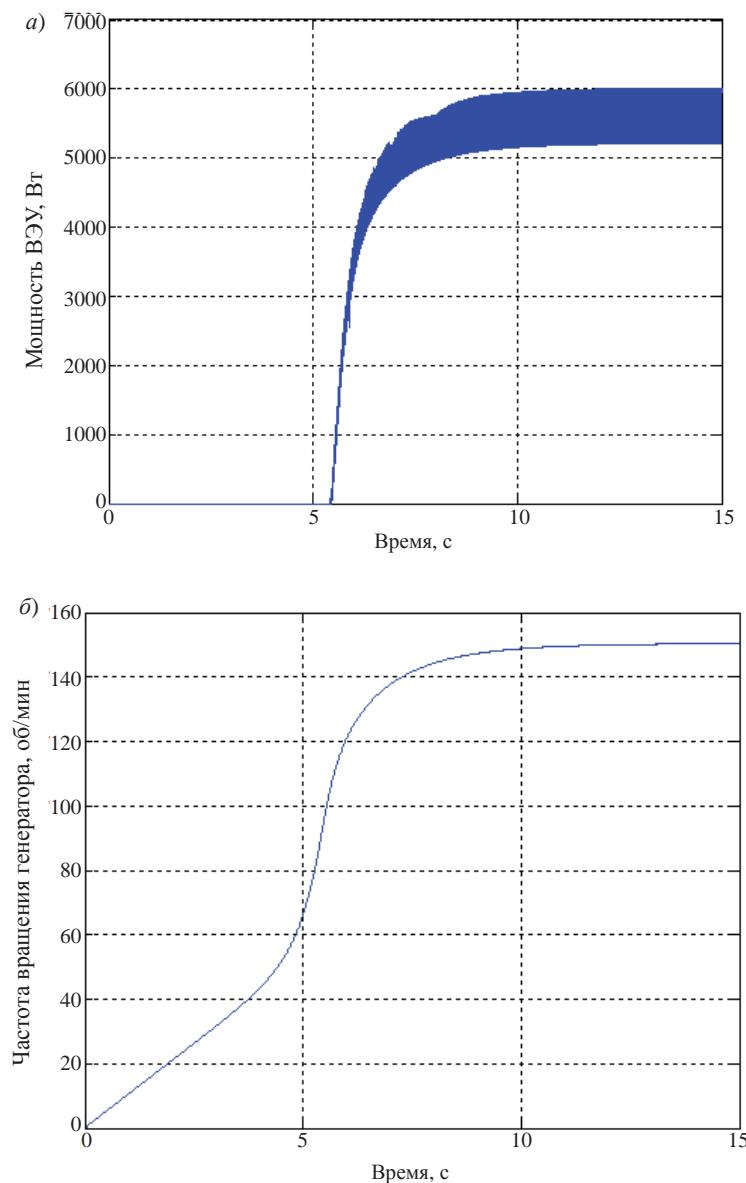


Рис. 6. Кривая мощности на выходе ВЭУ (*а*)
и кривая частоты вращения генератора (*б*) в интервале 0–15 с (*б*)

Заключение

В результате проведенной работы была разработана и опробована математическая модель автономного электротехнического комплекса на базе ветроэнергетической установки в среде Simulink пакета прикладных программ MATLAB.

С помощью разработанной модели системы «ветродвигатель – генератор – выпрямитель – аккумуляторная батарея – нагрузка» были построены кривые механического момента при различных скоростях ветра и электромагнитного момента при различных степенях заряда АКБ. Точки пересечения полученных зависимостей определяют совокупность возможных установившихся режимов ВЭУ.

Кроме того, с использованием построенных кривых для системы с конкретными техническими параметрами определено пороговое значение скорости ветра (около 4,5 м/с), при котором ВЭУ начинает выдавать мощность. Указанное пороговое значение является ограничивающим фактором для выдачи мощности ВЭУ.

Также с помощью разработанной модели системы «ветродвигатель – генератор – выпрямитель – аккумуляторная батарея – нагрузка» были рассмотрены электромеханические переходные процессы, возникающие при пуске ВЭУ, при этом построены кривые линейного напряжения на выходе СГПМ, мощности на выходе ВЭУ и частоты вращения генератора. В ходе анализа полученных результатов отмечен факт начала выдачи мощности ВЭУ при достижении амплитуды линейного напряжения на выходе СГПМ величины напряжения на зажимах АКБ.

Список литературы

1. Олейников А. М., Матвеев Ю. В., Канов Л. Н. Моделирование режима ветроэлектрической установки малой мощности // Электротехника и электромеханика. 2010. № 2. С. 16–20.
2. Лукутин Б. В., Обухов С. Г., Шутов Е. А., Хошина З. П. Применение буферных накопителей энергии для повышения энергоэффективности ветродизельных электростанций // Электричество. 2012. № 6. С. 24–29.
3. Удалов С. Г., Зубова Н. В. Основные принципы управления ветроэнергетической установкой // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2012. № 3. С. 153–160.
4. Черных И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – СПб.: Питер, 2008.
5. Андреев Р. В. Алгоритм выбора оборудования автономного электротехнического комплекса на основе ветроэнергетической установки малой мощности // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 97–109.
6. Андреев Р. В. Ветроэнергетическая установка для автономного электротехнического комплекса малой мощности // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2014. № 4 (207). С. 49–60.

Андреев Роман Витальевич, старший инженер отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (НТЦ ЕЭС).

E-mail: andreev_r@ntcees.ru.

Andreev R. V.

Influence the electrical parts of wind turbine on its energy characteristics.

Mathematical model of the stand-alone electrical complex on the base of wind turbine are described in the article. Using the developed model of the system „wind turbine – generator – rectifier – storage battery – load“ start mode of wind turbine are investigated and range limit of possible parameters steady modes of wind turbine are defined. By analyzing the starting mode condition, at which wind turbine starts to give power, are formulated.

Key words: stand-alone electrical complex, wind turbine, mathematical model, start mode of wind turbine.

УДК 621.316

М. В. Волошин, А. А. Демидов, К. А. Никишин, Н. А. Титаевская

Разработка алгоритмов управления ВПТ от централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности

В целях оптимизации и повышения эффективности автоматического управления частотой и перетоками активной мощности в ЕЭС России в 2012 году было проведено обоснование возможности и необходимости управления вставкой постоянного тока (ВПТ) от централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) ОЭС Востока. В рамках этого обоснования было установлено, что привлечение ВПТ как объекта управления ЦС АРЧМ позволяет повысить эффективность регулирования частоты и перетоков активной мощности за счет большего влияния изменения мощности ВПТ на перетоки по ряду контролируемых сечений по сравнению с изменением активной мощности на регулирующих ГЭС ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

Целью разработки алгоритмов управления ВПТ от ЦС АРЧМ являлась реализация возможности регулирования частоты и перетоков активной мощности в ОЭС Востока за счет использования изменения перетока активной мощности между ОЭС Востока и ОЭС Сибири через несинхронную связь по ВПТ на подстанции (ПС) 220 кВ Могоча.

Ключевые слова: вставка постоянного тока, автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности, автоматическое управление генерацией.

Введение

ПС 220 кВ Могоча, на которой расположена ВПТ, находится в Забайкальском крае на протяженной связи 220 кВ между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, которая нормально разомкнута из-за невозможности осуществления по ней устойчивой синхронной работы. ВПТ состоит из двух частей, каждая из которых рассчитана на передачу активной мощности до 100 МВт и имеет возможность регулирования реактивной мощности с каждой из сторон в объеме 66 Мвар.

При рассмотрении управления ВПТ ПС 220 кВ Могоча от ЦС АРЧМ ОЭС Востока учитывались следующие режимные ограничения в прилегающей к ВПТ сети: сечение Чита – Чита 1 (Чита – Читинская ТЭЦ-1 (Л-293) и Чита – Читинская ТЭЦ-1 (Л-296)) в ОЭС Сибири и сечение ОЭС–Запад Амурэнерго в ОЭС Востока (ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул, ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т; ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т). Также учитывались и режимные ограничения по другим контролируемым сечениям при помощи механизмов, описанных в разделе 1.

1. Алгоритм формирования регулировочного диапазона ВПТ

Текущий регулировочный диапазон ВПТ должен ограничиваться не только величиной, приходящей с объекта управления, но и ограничениями в транзитных сетях прилегающих энергосистем (ЭС). Поэтому для ВПТ в качестве текущего регулировочного

диапазона выбирается минимальное значение из ограничений, приходящих с энергообъекта (ЭО) и от ЦС АРЧМ ОЭС смежной с управляющей.

Для каждого контролируемого сечения, на которое изменение передаваемой через ВПТ мощности оказывает значительное влияние, выполняется расчет величины резерва пропускной способности как абсолютного значения разницы между величиной максимально допустимого перетока (МДП) и текущим значением перетока.

Контролируемые сечения разделены на две группы по признаку направления изменения мощности ВПТ на ПС 220 кВ Могоча, которое определяется ограничением сечения.

После формирования текущих резервов контролируемых сечений РДУ определяются обобщенные диапазоны РДУ на загрузку и разгрузку ВПТ. Если среди рассматриваемых контролируемых сечений есть сечения с превышением МДП, возможный диапазон загрузки ВПТ принимается равным нулю.

Сформированные в РДУ обобщенные диапазоны на загрузку и разгрузку передаются в вышестоящее ОДУ.

В ОДУ смежной ОЭС организован расчет резервов пропускной способности контролируемых сечений на загрузку $R_{\text{KC загр.}i}^{\text{ОДУ}}$ и разгрузку $R_{\text{KC разгр.}i}^{\text{ОДУ}}$ ВПТ в соответствии с принципами, изложенными для РДУ.

Сформированные в ОДУ смежной ОЭС обобщенные диапазоны на загрузку и разгрузку передаются в ОДУ управляющей ОЭС. Для РДУ управляющей ОЭС также организован расчет обобщенных регулировочных диапазонов ВПТ на основе резервов пропускной способности контролируемых сечений на загрузку и разгрузку аналогичным образом, как для РДУ смежной ОЭС. В управляющей ОЭС при расчете регулировочного диапазона ВПТ учитываются ограничения от смежной ОЭС, ограничение регулировочного диапазона непосредственно приходящие с ВПТ и ограничения на уровне РДУ управляющей ОЭС.

2. Алгоритм блокирования ВПТ

В смежных с ВПТ ЭС могут возникать следующие события, которые являются причинами для блокирования централизованного управления (ЦУ) ВПТ или для запрета ее загрузки/разгрузки:

- срабатывание противоаварийной автоматики (ПА);
- блокирование ЦУ оперативным персоналом смежных с ВПТ ЭС;
- блокирование ЦУ оперативным персоналом ОДУ смежной ОЭС;
- перегрузка контролируемого сечения в прилегающей к ВПТ сети;
- неисправность в контуре управления или координации управления ВПТ.

Порядок формирования внешних сигналов запрета загрузки/разгрузки и блокирования ВПТ совпадает с порядком формирования ограничений регулировочного диапазона в разделе 1. Сначала запрет загрузки/разгрузки и блокирование ВПТ формируют все РДУ смежной ОЭС, на сечения которых ВПТ оказывает влияние.

После того как для каждого сечения рассчитан сигнал блокирования, формируется обобщенный сигнал блокирования от РДУ по всем сечениям.

Далее на основе рассчитанных в разделе 1 регулировочных диапазонов ВПТ от РДУ смежной ОЭС формируются обобщенные сигналы запрета загрузки/разгрузки.

После того как для всех РДУ, на сечения которых влияет ВПТ, сформированы обобщенные сигналы запрета загрузки/разгрузки и блокирования, данные сигналы передаются в ОДУ смежной ОЭС, где также формируются свои сигналы запрета загрузки/разгрузки и блокирования ЦУ с учетом сигналов от РДУ и собственных ограничений.

В управляющей ОЭС при расчете регулировочного диапазона ВПТ учитываются ограничения от смежной ОЭС – $D^{\text{смж. ОЭС}}$, ограничения регулировочного диапазона, непосредственно приходящие с ВПТ – $D^{\text{ВПТ}}$, и ограничения на уровне РДУ управляющей ОЭС.

После того как сигналы запрета загрузки/разгрузки и блокирования сформированы в смежной ОЭС, они передаются в управляющую ОЭС. В управляющей ОЭС также формируются сигналы запрета загрузки/разгрузки и блокирования по сигналам от собственных РДУ.

2.1 Контроль синхронной работы ВПТ и управляющей ОЭС

При разрыве транзита 220 кВ с любой стороны от ВПТ, который фиксируется комплексом ПА на ПС 220 кВ Могоча, централизованное управление ВПТ от ЦС АРЧМ ОЭС Востока блокируется.

Для контроля синхронной работы смежной с ВПТ сети и ЦС АРЧМ управляющей ОЭС использован существующий алгоритм контроля синхронной работы ЭО с управляющим вычислительным комплексом (УВК) ЦС АРЧМ. Указанный алгоритм реализован в унифицированной программном обеспечении (УПО) ЦКС/ЦС АРЧМ. В этом случае алгоритм резервирует действие ПА и технологических блокировок ВПТ, а также дополняет схему контроля контура управления и контроля измерительных устройств на ПС 220 кВ Могоча.

Контроль синхронной работы ЭО с УВК ЦС АРЧМ в УПО ЦКС/ЦС АРЧМ осуществляется на основе контроля разности значений частоты ЭО и регулятора ЦС АРЧМ. В случае устойчивого расхождения указанных частот сверх заданной допустимой разницы происходит отключение ЭО с выдержкой времени и формируется признак о несинхронной работе такого ЭО. При включенной функции контроля синхронной работы осуществляется достоверизация частоты ЭО, и в случае недостоверности телеметрического измерения происходит блокирование ЭО с формированием соответствующего признака.

Для контроля синхронной работы ВПТ ПС 220 кВ Могоча и ЦС АРЧМ ОЭС Востока выставляются следующие настройки:

- допустимая разница частоты ЭО и регулятора – 0,05 Гц;
- допустимое время расхождения частот ЭО и регулятора – 1 с.

3. Алгоритм расчета максимального и минимального регулировочного диапазона ВПТ

В УПО ЦКС/ЦС АРЧМ предусмотрена возможность ограничения величины вторичного задания на ЭО путем установки ограничений ($P_{\text{макс. задания}}$ или $P_{\text{мин. задания}}$), которые задаются технологическим персоналом ЦС АРЧМ управляющей ОЭС.

Оперативный персонал смежной ОЭС также имеет возможность ограничить диапазон регулирования ВПТ, например с целью зарезервировать часть суммарного вторичного регулировочного диапазона собственной ОЭС. Для этого в смежной ОЭС определяется резерв регулировочного диапазона автоматического регулятора перетоков с коррекцией по частоте (АРПЧ) ЦС АРЧМ смежной ОЭС, на загрузку и разгрузку ВПТ:

$$R_{\text{АРПЧ_ВПТ загр}} = D_{\text{АРПЧ загр}} - D_{\text{мин. загр}}; \quad (1)$$

$$R_{\text{АРПЧ_ВПТ разгр}} = D_{\text{АРПЧ разгр}} - D_{\text{мин. разгр}}, \quad (2)$$

где $R_{\text{АРПЧ загр}}$, $R_{\text{АРПЧ разгр}}$ – резерв суммарного регулировочного диапазона АРПЧ смежной ОЭС в пределах которого допускается управление ВПТ на загрузку и разгрузку соответственно; $D_{\text{АРПЧ загр}} = \sum_{i=1}^n D_i \text{ загр}$ – суммарный диапазон на загрузку электростанций, подключенных к АРПЧ ЦС АРЧМ смежной ОЭС; $D_{\text{АРПЧ разгр}} = \sum_{i=1}^n D_i \text{ разгр}$ – суммарный диапазон на разгрузку электростанций, подключенных к АРПЧ ЦС АРЧМ смежной ОЭС; $D_{\text{мин. загр}}$, $D_{\text{мин. разгр}}$ – минимально допустимые величины диапазонов на загрузку и разгрузку электростанций, подключенных к АРПЧ ЦС АРЧМ смежной ОЭС. Величины определяются и задаются персоналом диспетчерского центра.

При снижении какого-либо резерва (на загрузку или на разгрузку) АРПЧ до нуля формируется соответствующий сигнал запрета на загрузку/разгрузку ВПТ, который передается в ЦС АРЧМ управляющей ОЭС.

$$TC_{\text{АРПЧ запрет загр}} = \begin{cases} 0, & R_{\text{АРПЧ загр}} > 0 \\ 1, & R_{\text{АРПЧ загр}} \leq 0 \end{cases}, \quad (3)$$

$$TC_{\text{АРПЧ запрет разгр}} = \begin{cases} 0, & R_{\text{АРПЧ разгр}} > 0 \\ 1, & R_{\text{АРПЧ разгр}} \leq 0 \end{cases}. \quad (4)$$

Поскольку скорость исчерпания суммарного вторичного резерва смежной ОЭС зависит от постоянной времени ее АРПЧ и динамики протекания переходных процессов в регулирующих объектах и ЭС, то при управлении ВПТ от другой ЭС для учета этого типа ограничения целесообразно ограничивать максимальное задание на ВПТ, а не регулировочный диапазон ВПТ. Формулы для расчета ограничения максимального задания приведены ниже.

Для максимального/минимального задания от автоматического регулятора частоты (АРЧ) управляющей ОЭС на ВПТ:

$$P_{\text{макс. ВПТ загр. итог}} = \min(P_{\text{макс. ВПТ загр}}, R_{\text{АРПЧ загр}}); \quad (5)$$

$$P_{\text{мин. ВПТ разгр. итог}} = \max(P_{\text{мин. ВПТ разгр}}, -R_{\text{АРПЧ разгр}}), \quad (6)$$

где $P_{\text{макс. ВПТ загр. итог}}$ – итоговое максимальное вторичное задание от АРЧ управляющей ОЭС на загрузку ВПТ; $P_{\text{мин. ВПТ разгр. итог}}$ – итоговое минимальное вторичное задание от АРЧ управляющей ОЭС на разгрузку ВПТ; $P_{\text{макс. ВПТ загр}}$ – максимальное вторичное задание от АРЧ управляющей ОЭС на загрузку ВПТ, вызванное собственными ограничениями изменения мощности ВПТ; $P_{\text{мин. ВПТ разгр}}$ – минимальное вторичное задание от АРЧ управляющей ОЭС на разгрузку ВПТ, вызванное собственными ограничениями изменения мощности ВПТ.

При использовании данных параметров максимальное вторичное задание на ВПТ не может превышать величины $P_{\text{макс.}}$, а минимальное вторичное задание на ВПТ не может быть меньше $P_{\text{мин.}}$. Использование алгоритма ограничения диапазона регулирования ВПТ исключает интегральное насыщение, создает возможность оперативного ограничения диапазона регулирования, а также позволяет смежной ОЭС гарантировать установленный запас суммарного регулировочного диапазона.

4. Алгоритм включения ВПТ на централизованное управление

Для того чтобы ВПТ имела возможность отработать сформированное управляющее воздействие (УВ), она должна быть подключена на централизованное управление от ЦС АРЧМ управляющей ОЭС. Процедура включения ВПТ отличается от процедуры включения ЭО другого типа (ГЭС, энергоблоков ТЭС), так как вопрос управления ВПТ затрагивает как минимум две ЭС: смежную и управляющую.

4.1 Описание изменений в существующем алгоритме включения энергообъекта на централизованное управление от ЦС АРЧМ для ВПТ

При включении ВПТ на централизованное управление от ЦС АРЧМ управляющей ОЭС реализовано получение разрешения такого управления от диспетчерского центра (ДЦ) смежной ОЭС и от ВПТ непосредственно. Поскольку предполагается наличие каналов связи между ДЦ смежной и управляющей ОЭС выдача команд и получение разрешений организованы на уровне ЦС АРЧМ смежной ОЭС с помощью организации дополнительного программного ключа разрешения управления ВПТ. Этот ключ также может быть использован для оперативной блокировки управления ВПТ. Соответственно в ЦС АРЧМ управляющей ОЭС существует три сигнала, характеризующих состояние режима готовности к централизованному управлению ВПТ:

- «Предварительно централизованный режим ВПТ».
- «Разрешение ЦС АРЧМ смежной ОЭС».
- «Централизованный режим ВПТ».

Отсутствие одного из сигналов приводит к блокированию управления ВПТ в ЦС АРЧМ управляющей ОЭС.

5. Алгоритм формирования управляющего воздействия на ВПТ от АРПЧ

Для подключения ВПТ к АРЧ ЦС АРЧМ ОЭС Востока для нее задается коэффициент долевого участия (КДУ), в соответствии с которым осуществляется распределение УВ на регулирующие объекты. При задании нулевого КДУ для регулирующего объекта УВ от АРЧ на данный объект не формируется.

КДУ для объектов управления задается пропорционально регулировочным диапазонам данных объектов управления. Это позволяет обеспечить одновременный выход объектов управления на ограничение по регулировочным диапазонам.

В ЦС АРЧМ ОЭС Востока помимо задания общей мертвой полосы АРЧ для каждого ЭО имеется возможность задания индивидуальной мертвой полосы по частоте, при нахождении частоты внутри которой соответствующий ЭО исключается из распределения УВ АРЧ.

На основании общих групп загрузки/разгрузки и ограничений, вызванных нахождением в зоне минимального запаса или работой АОП/АОТП, формируются группы воздействия для АРПЧ. Затем в зависимости от знака и величины небаланса определяются:

- обычный или ускоренный режим регулятора;
- вычисляются фактические КДУ объектов управления;
- вычисляются управляющие воздействия на объекты;
- формируются признаки: «АРПЧ загружает» или «АРПЧ разгружает».

Алгоритм формирования воздействия от АРПЧ на объекты управления представлен на рис. 1.



Рис. 1. Структурная схема алгоритма работы АРПЧ

6. Алгоритм формирования управляющего воздействия на ВПТ от РКМ

Функция ручного корректора мощности (РКМ) предоставляет оперативному персоналу возможность изменить величину вторичного задания на регулирующий объект. При этом для исключения срабатывания защиты от «скачка» на входе задатчика вторичной мощности (ЗВМ) регулирующего объекта изменение вторичного задания в ЦС АРЧМ реализуется плавно, с заданным шагом. При этом выдача управляющих воздействий от РКМ ограничивается, если это может привести к перегрузке контролируемых АОП/АОТП сечений.

7. Алгоритм формирования управляющего воздействия на ВПТ от АОП/АОТП

Для того чтобы ВПТ на ПС 220 кВ Могоча участвовала в снятии перегрузки АОП/АОТП как объект управления ЦС АРЧМ, необходимо:

- определить коэффициент влияния ВПТ (на ПС 220 кВ Могоча) на соответствующий АОП/АОТП, определяющий требуемое направление выдачи задания на изменение мощности ВПТ;
- определить КДУ ВПТ (на ПС 220 кВ Могоча) для соответствующего АОП/АОТП.

Далее происходит формирование вторичного задания на ВПТ. Если АОП/АОТП включен и не заблокирован, то ЦС АРЧМ определяет состояние данного АОП/АОТП: в зоне минимального запаса или перегружен. В зависимости от состояния для АОП/АОТП формируется соответствующий признак: минимальный запас или перегрузка. Если АОП/АОТП находится в состоянии перегрузки, то для него на основе обобщенных групп загрузки/разгрузки формируются группы загрузки/разгрузки для АОП/АОТП. Далее согласно группам загрузки/разгрузки для АОП/АОТП на объекты вырабатывается управляющее воздействие на основе их КДУ. Блок-схема алгоритма формирования управляющего воздействия от ЦС АРЧМ для функции АОП/АОТП приведена на рис. 2.



Рис. 2. Структурная схема алгоритма работы АОП/АОТП

8. Алгоритм формирования управляющего воздействия на ВПТ при возврате

Алгоритм возврата объекта управления определяет снятие накопленного внепланового воздействия на этот объект управления, обусловленного действием АОП/АОТП, после ликвидации перегрузок всех АОП/АОТП и возникновения условий для возврата:

- включен ключ возврата для объекта;
- объект, в соответствии со знаком накопленного приращения от АОП/АОТП, есть в группе загрузки или разгрузки;
- возврат не усугубляет состояние всех других контролируемых сечений, находящихся в зоне минимального запаса;
- задан шаг возврата.

Для работы алгоритма возврата при действии АОП/АОТП в процессе снятия перегрузок производится накопление приращений задания для каждого объекта, которое снимется в процессе возврата в каждом цикле заданными приращениями (шагом возврата). В случае одновременного действия возврата и АРПЧ уменьшение накопленного значения производится за счет регулятора. В каждом цикле расчета производится уменьшение накопленных воздействий от АОП/АОТП на шаг возврата. Шаг возврата задается отдельно для каждого объекта.

9. Алгоритм формирования суммарного управляющего воздействия на ВПТ от всех функций ЦС АРЧМ

После того как УВ было сформировано всеми функциями ЦС АРЧМ, данные УВ суммируются. Суммарное УВ (приращение вторичного задания) ограничивается по следующим параметрам:

- сумма приращения задания и уже выданное вторичное задание не должны быть больше/меньше P_{\max}/P_{\min} . В случае если сумма приращения задания и уже выданное вторичное задание больше/меньше P_{\max}/P_{\min} , происходит обрезание приращения задания, выдаваемого на текущем шаге;
- приращение задания на текущем шаге по модулю не должно быть больше заданной максимальной скорости вторичного задания для данного объекта управления. Если приращение задания на текущем шаге по модулю больше заданной максимальной скорости вторичного задания для данного объекта управления, то приращение задания на текущем шаге ограничивается величиной заданной максимальной скорости.

10. Алгоритм вычисления максимальной скорости вторичного задания от ЦС АРЧМ на ВПТ

ВПТ обладает высокой маневренностью (быстродействием) и малой инерционностью, поэтому в отличие от остальных видов объектов ее нужно ограничивать в меньшей степени: если для ЭБ ТЭС ограничения по скорости определяются необходимостью соблюдения допустимых параметров работы оборудования, для ГЭС – исключением эффекта гидроудара, то для ВПТ таких ограничений нет. Тем не менее, при управлении ВПТ необходимо учитывать наличие транспортных задержек, которые

складываются из задержек в контуре управления ВПТ и задержек в контуре формирования ограничений на управление ВПТ. Другое отличие ВПТ заключается в том, что помимо ограничений, связанных с характеристиками самого объекта управления, необходимо учитывать запасы пропускной способности связанных с ВПТ сечений. Это обусловлено тем, что ВПТ имеет сильное влияние на примыкающие сечения, и изменение перетока мощности через ПС 220 кВ Могоча полностью ложится на них.

Отсутствие учета транспортных задержек при управлении ВПТ, как и при управлении ГЭС и ЭБ ТЭС, может вызвать насыщение интегратора при возникновении ограничений на управление, что приведет к снижению качества регулирования. Отсутствие же учета сетевых ограничений может привести к перегрузке сечений и срабатыванию противоаварийной автоматики. Соответственно для ВПТ можно выделить два типа зон ограничений на управление, которые необходимо учитывать: первый – определяется исходя из границ допустимого режима работы ВПТ, второй – определяется в диспетчерских центрах на основе запаса пропускной способности связанных с ВПТ сечений.

Указанные выше факты обуславливают необходимость ограничивать скорость управления ВПТ, особенно вблизи границ зон ограничения на управление, когда увеличивается влияние задержек. Это влияние тем больше, чем больше допустимая скорость управления ВПТ.

Во избежание перерегулирования и дополнительной загрузки проблемных участков сети необходимо ввести коррекцию расчета максимальной скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ. При расчете текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ должна учитываться максимальная из задержек времени в тракте передачи информации об ограничениях или в тракте управления ВПТ и величина регулировочного диапазона для ближайшей границы ограничения на управления. Расчет максимальной скорости вторичного задания должен производиться по формуле:

$$V_{\text{макс. итог}}(t) = \min \left\{ \frac{\text{ControlRange}(t)}{2 \cdot t_3(t)}, V_{\text{макс}} \right\}, \quad (7)$$

где $V_{\text{макс. итог}}(t)$ – итоговая максимальная скорость вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ; $V_{\text{макс}}$ – заданная максимальная скорость вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ; $\text{ControlRange}(t)$ – текущий регулировочный диапазон ВПТ в соответствующем направлении (загрузка/разгрузка) после учета ограничений в сетях смежной и управляющей ОЭС; $t_3(t)$ – текущее значение задержки в контуре передачи информации об ограничениях или в контуре управления ВПТ.

На примере рассмотрена эффективность измененного алгоритма расчета текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ, определяемого формулой (7). Предположим, что обобщенный диапазон смежной ОЭС на загрузку ВПТ составляет 50 МВт. Задержка в тракте передачи этого ограничения составляет 6 с (от момента выдачи ЦС АРЧМ управляющей ОЭС УВ на ВПТ до получения в УВК ЦС АРЧМ управляющей ОЭС изменения обобщенного диапазона смежной ОЭС, вызванного этим УВ). В управляющей ОЭС возник небаланс 300 МВт. Вторичный резерв для АРПЧ есть только на ВПТ. ЦС АРЧМ будет стремиться загружать ВПТ с максимальной скоростью, которая принята равной 4 МВт/с. Без учета случайного процесса изменения нагрузки в управляющей и смежной ОЭС изменение скорости вторичного задания, суммарного вторичного задания, итогового регулировочного диапазона ВПТ

при компенсации небаланса приведены на рис. 3 и 4. На рис. 3 приведены графики для случая расчета текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ по стандартным для объектов регулирования алгоритмам, а на рис. 4 по измененному алгоритму расчета текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ.

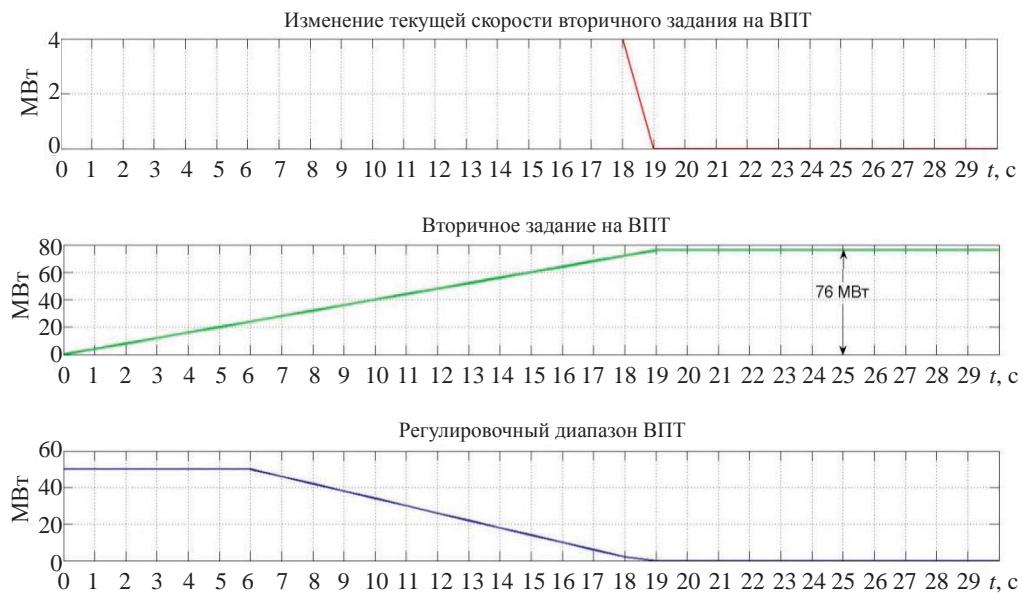


Рис. 3. Изменение скорости вторичного задания, суммарного вторичного задания, итогового регулировочного диапазона ВПТ при использовании существующего алгоритма расчета текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на регулирующие объекты

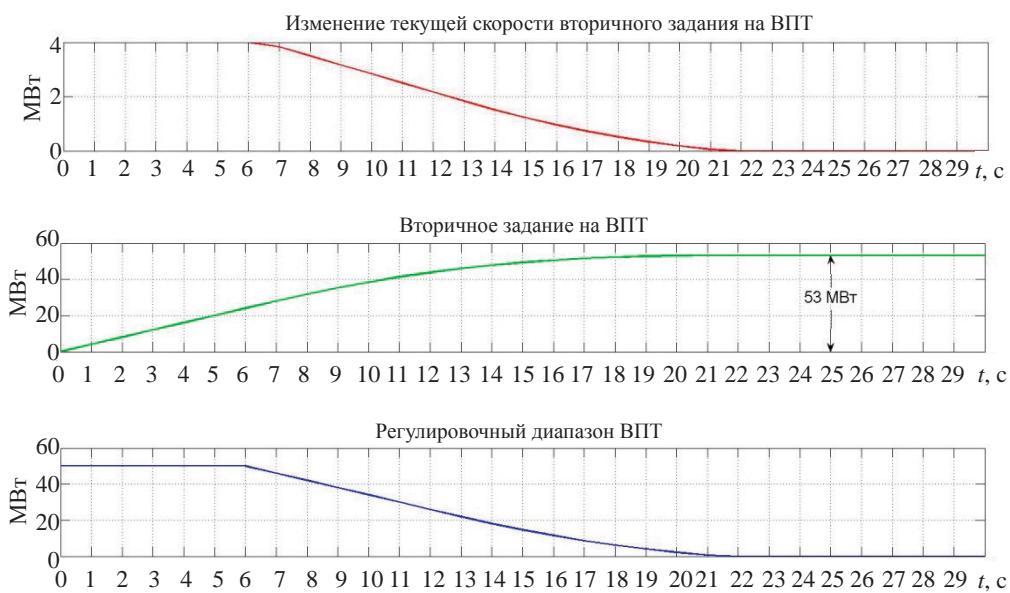


Рис. 4. Изменение скорости вторичного задания, суммарного вторичного задания, итогового регулировочного диапазона ВПТ при использовании измененного алгоритма расчета текущей скорости вторичного задания ЦС АРЧМ на ВПТ

На графике вторичного задания (рис. 3) показано его изменение при возникшем небалансе 300 МВт. На 13-й секунде вторичное задание достигает исходного значения регулировочного диапазона – 50 МВт, в то время как поступающее телеметрическое значение регулировочного диапазона из-за задержки в контуре координации управления ВПТ составляет 20 МВт. Вторичное задание на ВПТ продолжает накапливаться в течение последующих 6 с до 19-й секунды, когда достигается нулевое значение диапазона. При этом суммарное выданное задание равно 76 МВт, что на 26 МВт превышает исходный обобщенный диапазон смежной ОЭС на загрузку ВПТ.

В случае использования предложенного алгоритма ограничения скорости управления ВПТ на графике вторичного задания (рис. 4) видно, что снижение скорости выдачи вторичного задания начинается на 7-й секунде. Достигение величиной вторичного задания исходного диапазона, равного 50 МВт, происходит на 16-й секунде. Процесс регулирования завершается по факту исчерпания регулировочного диапазона на 22-й секунде. К этому моменту значение вторичного задания на ВПТ достигает 53 МВт, таким образом, перерегулирование составляет 3 МВт.

Из приведенных рисунков видно, что предложенный алгоритм позволяет избежать значительного перерегулирования, при этом текущая скорость вторичного задания на ВПТ снижается плавно.

11. Алгоритм отработки ВПТ вторичного задания от ЦС АРЧМ

ВПТ по сравнению с остальными типами объектов управления (ГЭС, энергоблоки ТЭС) обладает малой инерционностью. Это обусловлено тем, что ГЭС и ЭБ ТЭС для изменения своей мощности требуется время на прохождение технологических процессов, связанных с производством электроэнергии. Скорость изменения перетока ВПТ складывается из постоянной времени системы регулирования ВПТ и времени работы преобразователей напряжения, что составляет доли секунды. Например, время реверса перетока мощности через ВПТ – менее 0,15 с.

Управляющие воздействия на ЭО в УВК ЦС АРЧМ рассчитываются с циклом 1 с, что превосходит динамические характеристики регулятора мощности ВПТ. Поэтому отработка вторичного задания ВПТ, имеющего ступенчатый вид, будет также иметь скачкообразный характер. На рис. 5 представлен процесс выдачи УВ от ЦС АРЧМ (ЗВМ) с шагом 1 МВт/с (ЗВМ, зеленая линия) и процесс изменения перетока мощности через ВПТ с разными значениями постоянной времени регулятора мощности ВПТ.

При текущей настройке регулятора мощности (желтая кривая) изменения перетока имеют также скачкообразный характер, что будет вызывать колебания мощности в прилегающей сети.

Для того чтобы изменение мощности на ВПТ имело плавный характер, необходимо, чтобы постоянная времени переходного процесса изменения мощности ВПТ была согласованна с дискретностью вычисления управляющих воздействий ЦС АРЧМ (1 с). Оптимальным является график изменения мощности ВПТ при постоянной времени переходного процесса 1 с (красная кривая).

Если для системы вычисления уставок ВПТ есть возможность опроса входа для УВ от УВК ЦС АРЧМ чаще, чем раз в секунду (например, каждую 0,1 с), то перед

входом для УВ от УВК ЦС АРЧМ, например в алгоритм работы ЗВМ, имеет смысл ввести инерционное звено с постоянной времени 1 с, что позволит получить переходную характеристику изменения мощности, соответствующей красной линии на рис. 5.

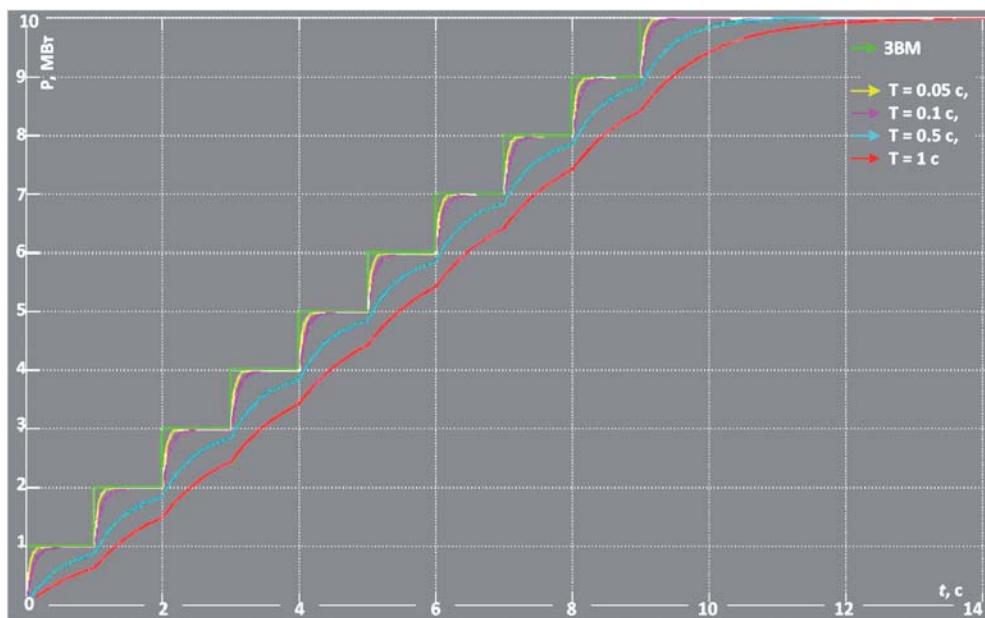


Рис. 5. Изменение мощности ВПТ при управлении от ЦС АРЧМ
в зависимости от постоянной времени T переходного процесса
изменения мощности ВПТ

Выводы

Разработаны алгоритмы, в основу которых заложено безопасное и эффективное использование ВПТ как объекта регулирования ЦС АРЧМ ОЭС Востока в координации со смежной ЦС АРЧМ ОЭС Сибири.

Разработанные алгоритмы позволяют привлекать ВПТ в качестве объекта управления ЦС АРЧМ, что позволяет расширить диапазон автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности и повысить эффективность его регулирования. Разработанные алгоритмы управления ВПТ от ЦС АРЧМ полностью соответствуют поставленным целям. ВПТ вводится как новый тип объекта управления, сохраняя при этом базовые алгоритмы по управлению объектами от ЦС АРЧМ.

Разработан алгоритм ограничения скорости выдачи управляющих воздействий на ВПТ при приближении к границам ограничений управления, что позволяет избежать перерегулирования в условиях наличия транспортных задержек в контуре управления ВПТ и контуре координации управления.

Предложенные дополнения к алгоритмам управления объектами для управления ВПТ не изменяют действующих алгоритмов работы АРПЧ, АОП/АОТП, РКМ и возврата ЦС АРЧМ.

Режимные ограничения в прилегающей к ВПТ сети для смежной ОЭС учитывается в виде внешних сигналов на запрет загрузки/разгрузки ВПТ, блокировки ВПТ, а также в виде обобщенных телеметрий, характеризующих резерв пропускной способности контролируемых сечений в прилегающих к ВПТ ЭС, используемых для ограничения регулировочного диапазона ВПТ.

Разработан алгоритм ограничения максимального/минимального вторичного задания на ВПТ, который позволяет зарезервировать часть суммарного вторичного диапазона АРПЧ для нужд смежной ОЭС.

Список литературы

1. Противоаварийная автоматика ПС 220 кВ Могуча и прилегающей сети. Книга 3. – М., 2011. И nv. № П2200300-30.0011-ИОС1.3
2. СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. Введ. 05.12.2012 / ОАО «СО ЕЭС». – М., 2012.
3. Общие технические требования для подключения ТЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ / ОАО «СО ЕЭС». – М., 2010.
4. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ / ОАО «СО ЕЭС». – М., 2010.
5. Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России / ОАО «СО ЕЭС». – М., 2005.

Волошин Максим Владимирович, начальник отдела систем АРЧМ филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Технологии автоматического управления» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «ТАУ»).

E-mail: voloshin-mv@so-ups.ru

Демидов Александр Александрович, заместитель начальника отдела систем АРЧМ филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Технологии автоматического управления» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «ТАУ»).

E-mail: demidov-aa@so-ups.ru

Никишин Константин Александрович, заместитель директора филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Технологии автоматического управления» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «ТАУ») по науке и технологиям.

E-mail: nikishin-ka@so-ups.ru

Титаевская Наталья Анатольевна, специалист отдела систем АРЧМ филиала Научно-технического центра Единой энергетической системы «Технологии автоматического управления» (Филиал ОАО «НТЦ ЕЭС» «ТАУ»).

E-mail: titaevskaya-na@so-ups.ru

Voloshin M. V., Demidov A. A., Nikishin K. A., Titaevskaya N. A.

Algorithms development for HVDC back-to-back link control from centralized load frequency control system.

In order to optimize and improve an efficiency of load frequency control (LFC) in the Unified power system (UPS) of Russia the feasibility study for a possibility and necessity of HVDC back-to-back link use was carried out in 2012 in relation to the centralized LFC system of Interconnected power system (IPS) of East. In a framework of this study it was found that the use of HVDC back-to-back link as LFC system regulating object improves an efficiency of LFC due to the greater influence of a power change of the HVDC back-to-back link on power flows in a number of controlled transmission lines than a corresponding change in the active power of regulating hydroelectric stations is IPS of Siberia and IPS of East.

The purpose of developing the algorithms for HVDC back-to-back link control from centralized LFC system was to use the non-synchronous HVDC back-to-back link at 220 kV Mogocha substation as a control object for LFC in the IPS of East.

Key words: HVDC back-to-back link, load frequency control, automatic generation control.

УДК 621.311

С. А. Абакумов, А. Ю. Арестова, А. В. Виштибеев, Е. А. Глущенко,
О. Н. Еранцева

Применение автоматики деления электрической сети для сохранения динамической устойчивости генераторов при затяжных трехфазных КЗ

Представлена краткая характеристика структуры автоматической разгрузки при близких коротких замыканиях, а также оценка возможных способов снятия ограничений на выдачу располагаемой мощности Томь-Усинской ГРЭС. Изложены основные принципы построения АРБКЗ и ее реализации на базе микропроцессорных устройств. Приведены технические характеристики АРБКЗ Томь-Усинской ГРЭС и результаты математического моделирования динамической устойчивости.

Ключевые слова: динамическая устойчивость, противоаварийная автоматика, автоматическая разгрузка при близких коротких замыканиях.

1. Введение

В последние годы наблюдается устойчивая тенденция по замене морально и физически устаревших электромеханических и микроэлектронных устройств релейной защиты и автоматики на современные микропроцессорные устройства. Бурное развитие и усовершенствование устройств на микропроцессорной базе как в России так и за рубежом позволяют создавать полноценные комплексы, которые во многом превосходят своих предшественников и позволяют задавать более сложную структуру работы автоматики.

Параллельно с модернизацией и реконструкцией существующих подстанций происходит ввод новых генерирующих мощностей, что увеличивает перетоки мощности между энергорайонами, меняет топологию и повышает сложность всего комплекса ЕЭС России. Оба эти направления повышают требования к управляемости и обеспечению надежности работы энергосистемы, в результате чего необходим тщательный расчет и анализ как статической, так и динамической устойчивости.

Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к обеспечению устойчивости энергосистем, называемые нормативными возмущениями, подразделены на три группы I, II, и III [1]. Любое из нормативных аварийных возмущений может спровоцировать масштабную аварию и нарушение динамической устойчивости. За всю историю существования электроэнергетической системы разработано, спроектировано и внедрено множество средств противоаварийной автоматики, направленных на повышение динамической устойчивости, сохранение синхронной работы и целостности энергосистемы.

В статье рассмотрены вопросы применения автоматической разгрузки при близких коротких замыканиях (АРБКЗ) на Томь-Усинской ГРЭС и предложены технические решения для обеспечения селективности работы автоматики.

2. Структура и средства ПА

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) предназначена для предотвращения нарушений устойчивости режима энергосистемы при аварийных возмущениях, обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической

устойчивости для контролируемых сечений района управления и допустимой токовой загрузки оборудования. Для указанных целей могут применяться локальная противоаварийная автоматика – ЛАПНУ (АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ, АРПМ, АРБКЗ, АРЗКЗ), а также централизованная и иерархическая противоаварийная автоматика.

Основные ограничения режима в современной энергосистеме России в основном связаны с ограничениями в установленном режиме. Это ограничения по обеспечению нормативных коэффициентов запаса по мощности и напряжению и обеспечение допустимой токовой загрузки силового оборудования в послеаварийных режимах. Представленные задачи решаются в комплексах автоматик АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ, АРПМ.

Однако вблизи шин крупных электростанций определяющим фактором зачастую становится обеспечение устойчивости переходного процесса. Эти задачи решаются в комплексе устройства фиксации тяжести КЗ – УФТКЗ, который обеспечивает управление при КЗ нормальной длительности (АРБКЗ) и затяжных КЗ с отказом одного выключателя (АРЗКЗ).

3. Требования к АРБКЗ

Автоматика АРБКЗ предназначена для сохранения устойчивости электростанции при близких к шинам электростанции или головной подстанции электропередачи многофазных КЗ. Выполняется с контролем суммарной мощности электростанции (части энергоблоков), а также остаточного напряжения прямой последовательности. Действие АРБКЗ, как правило, направлено на отключение генераторов электростанций.

Автоматика реагирует на величину остаточного напряжения прямой последовательности при КЗ, определяемого в зависимости от предельного времени его ликвидации и исходной мощности электростанции (электропередачи) в различных режимах.

В качестве возможной альтернативы АРБКЗ как средству противоаварийного управления рассматриваются: превентивное ограничение выдачи мощности электростанции, усиление схемы выдачи мощности, снижение времени действия основных защит и выключателей.

При выборе управляющих воздействий (УВ) необходимо учитывать, что, кроме предусмотренного назначением ПА положительного эффекта, УВ могут вызывать дополнительные издержки, а также приводить к ряду других нежелательных последствий.

Импульсная разгрузка турбины (ИРТ) и электрическое торможение (ЭТ) применяются с целью компенсации избыточной кинетической энергии, приобретенной за время короткого замыкания и бестоковой паузы. Реализуется ИРТ кратковременным перекрытием клапана паропровода от парогенератора к турбине. От момента подачи сигнала на осуществление импульсной разгрузки до момента начала интенсивного изменения мощности турбины может пройти порядка 0,2 с, что для определенных ситуаций может стать критичным запаздыванием и привести к нарушению динамической устойчивости [2]. Неизбежное запаздывание торможения турбины обуславливает необходимость увеличения импульса сброса. При этом может возникнуть переторможение с нарушением устойчивости во втором и последующих циклах синхронных качаний. Таким образом, ИРТ требует весьма точной дозировки во избежание

как недостаточного воздействия, так и излишнего. Большая глубина разгрузки хотя и возможна, но нежелательна из-за динамических воздействий на турбину, упорный подшипник и паропроводы и опасности «застревания» регулирующих клапанов в прикрытом состоянии. Электрическое торможение же в свою очередь не нашло широкого распространения и требует серьезного обоснования для каждого индивидуального объекта.

Основными издержками от применения ПА являются прямой ущерб, связанный с отключением потребителя, и косвенный, вызванный уменьшением потребления вследствие снижения частоты, которое может сопровождать действие отключения генераторов (ОГ), разгрузка турбин (РТ) и деление системы (ДС). Кроме того, имеют место издержки, связанные с износом оборудования, воспринимающего УВ, турбогенератора в случае РТ или ОГ, выключателей при ОГ, ДС и т. п. К нежелательным последствиям относится также возможность возникновения дефицита реактивной мощности при ОГ и ДС; снижение надежности энергосистемы вследствие риска потери на длительное время агрегатов, аварийно разгружаемых при РТ и отключаемых от сети при ОГ, а также вследствие отклонения от нормальной схемы электрических сетей энергосистемы, в том числе собственных нужд электростанций при ОГ и ДС; ухудшение технико-экономических показателей электростанций при РТ др. [3]

При выборе УВ также могут учитываться состояние электротехнического и энергетического оборудования и другие эксплуатационные условия.

4. Характеристика АРБКЗ на Томь-Усинской ГРЭС

В большинстве случаев для предотвращения нарушения устойчивости режима энергосистемы при аварийных возмущениях устройства АРБКЗ должны выявлять и предотвращать их с минимальной выдержкой времени.

Для выполнения требования о максимальном быстродействии устройства противоаварийной автоматики с функцией АРБКЗ необходимо оснащать современными производительными микропроцессорными терминалами, которые имеют большие вычислительные ресурсы. Применение быстродействующих терминалов исключает всевозможные программные зависания и задержки при расчете электрических параметров, фиксации аварийной ситуации и выборе управляющих воздействий.

Кроме того, уменьшить время реализации управляющих воздействий АРБКЗ можно, используя быстродействующие твердотельные реле вместо обычных (повсеместно применяемых) электромагнитных. Например, электромагнитное реле RM84 фирмы Relpol имеет время срабатывания 7 мс. Быстродействующее твердотельное реле 5П59.10G фирмы ЗАО «Протон-Импульс» отправляет управляющее воздействие не более чем через 5 мкс после срабатывания алгоритма АРБКЗ.

Таким образом, для уменьшения времени реализации управляющих воздействий алгоритма АРБКЗ устройства противоаварийной автоматики необходимо оснащать быстродействующими микропроцессорными терминалами и выходными реле.

Расчеты динамической устойчивости проводились с целью определения опасных аварийных ситуаций, требующих мероприятий для обеспечения устойчивости работы генераторов Томь-Усинской ГРЭС, при проведении реконструкции блоков № 4, 5 (увеличение установленной мощности блока с 86 до 120 МВт).

Расчеты проводились с помощью программно-вычислительного комплекса EUROSTAG на эквивалентной схеме, включающей в себя основную сеть 110–220 кВ Кузбасской, Алтайской и Новосибирской энергосистем. Омская, Томская, Красноярская, Хакасская энергосистемы и ЕЭС Казахстана представлены эквивалентами на напряжении 220–500 кВ.

Генераторы ОЭС Сибири моделировались уравнениями Парка, генераторы Назаровской ГРЭС – шинами бесконечной мощности, автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и автоматические регуляторы скорости (АРС) турбин – макроблоками. При проведении расчетов динамической устойчивости при КЗ вблизи шин 110 и 220 кВ Томь-Усинской ГРЭС моделировалось действием существующей АОДС путем отключения выключателей МШВ-110 кВ и МШВ-220 кВ с выдержкой времени 0 с в случае задержки или отказа от демонтажа турбогенераторов ТГ-1, 2, 3 Томь-Усинской ГРЭС.

Расчеты проводились в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго № 277 от 30.06.2003 г. [1].

Анализ проведенных расчетов показал, что:

- генераторы Томь-Усинской ГРЭС сохраняют устойчивость динамических переходов при нормативных возмущениях I и II группы в полной схеме, а также I и II группы в ремонтных схемах без применения средств противоаварийной автоматики;
- к нарушению динамической устойчивости приводит нормативное возмущение III группы – трехфазное КЗ с отказом выключателя и действием УРОВ – то есть затяжные короткие замыкания вблизи шин 110 и 220 кВ Томь-Усинской ГРЭС.

Избежать нарушения динамической устойчивости позволит ограничение выдачи мощности генераторов Томь-Усинской ГРЭС.

Для исключения ограничения выдачи мощности генераторов Томь-Усинской ГРЭС была рекомендована установка АРБКЗ, действующая на отключение АТ-1(2) 220/110 кВ Томь-Усинской ГРЭС.

Сравнительный анализ расчетов динамической устойчивости генераторов Томь-Усинской ГРЭС при отсутствии автоматики АРБКЗ и при ее наличии представлен в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительный анализ расчетов динамической устойчивости генераторов Томь-Усинской ГРЭС при отсутствии автоматики АРБКЗ и при ее наличии

Ограничение, МВт	АРБКЗ		Без АРБКЗ		
	Зима 2014 г.	Лето 2014 г.	Зима 2014 г.	Лето 2014 г.	
110 кВ	ТГ-1 ТУГРЭС	0	0	16	35
	ТГ-2 ТУГРЭС	0	0	16	35
	ТГ-3 ТУГРЭС	0	0	16	35
220 кВ	ТГ-4 ТУГРЭС	0	0	0	0
	ТГ-5 ТУГРЭС	0	0	0	0
	ТГ-6 ТУГРЭС	0	0	0	0
	ТГ-7 ТУГРЭС	0	0	0	0

Окончание табл. 1

Ограничение, МВт	АРБКЗ		Без АРБКЗ	
	Зима 2014 г.	Лето 2014 г.	Зима 2014 г.	Лето 2014 г.
220 кВ	ТГ-8 ТУГРЭС	0	0	0
	ТГ-9 ТУГРЭС	0	0	0
Суммарные ограничения по станции	0	0	48	105
Установленная мощность	1340	1340	1340	1340
Располагаемая мощность с учетом ограничений по условию сохранения динамической устойчивости	1340	1340	1292	1235

Из таблицы видно, что при наличии АРБКЗ ограничения выдачи мощности генераторов Томь-Усинской ГРЭС не требуется.

5. Реализация АРБКЗ на Томь-Усинской ГРЭС

На рис. 1 представлена структурная схема устройств АРБКЗ, реализованная на Томь-Усинской ГРЭС.

Для выявления аварийной ситуации устройства АРБКЗ подключаются к измерительным цепям тока и напряжения. На основе замера напряжения выявляется факт близкого короткого замыкания, а по измерениям тока (устройство смотрит направление перетока в автотрансформаторе) с автотрансформаторов устанавливается распределительное устройство (РУ) станции, на котором закреплен поврежденный элемент.

При КЗ вблизи шин 220 кВ Томь-Усинской ГРЭС, на основании замера переменного напряжения и уменьшения его значения ниже уставки срабатывания ($U_{\text{раб}} = 0,55U_{\text{ном}}$), а также при положительном направлении мощности в автотрансформаторах (за положительное направление принимается мощность, направленная в шины 220 кВ) первоочередно выполняется отключение шиносоединительного выключателя (В-220 кВ 1БК) без выдержки времени. В случае вывода из работы одного из автотрансформаторов или одного ТН в логике предусмотрена заблаговременная фиксация направления мощности путем перевода ключа управления в положение «1» (в таком режиме определение места КЗ выполняется на основании замера с одного из двух автотрансформаторов).

После отключения шиносоединительного выключателя на одной из двух шин 220 кВ ОРУ-220 кВ, где отсутствует КЗ, напряжение частично восстанавливается, а на второй, за которой зафиксирован поврежденный элемент, – нет. На основании сравнения величин остаточного напряжения прямой последовательности на шинах определяется часть ОРУ-220 кВ с поврежденным сетевым элементом, и АРБКЗ действует на отключение выключателя одного из двух автотрансформаторов или на отключение обходного выключателя в случае работы АТ через ОВ. Фиксация работы 4АТ и 5АТ выполняется ключами управления (лог. 0 – работа через свой выключатель, лог. 1 – работа через обходной выключатель).

В устройстве АРБКЗ шин 220 кВ предусматривается ступень блокировки (Уставка по напряжению 2). Блокировка предназначена для остановки действия АРБКЗ,

направленного на отключение выключателя 220 кВ одного из автотрансформаторов, при отключении поврежденного сетевого элемента действием основных защит в целях избыточного срабатывания АРБКЗ.

При выводе одного из ТН в ремонт в алгоритме ключом управления фиксируется замер, равный номинальному напряжению сети (220 кВ). Определение близкого короткого замыкания и отключение ШСВ реализуется по той же логической цепочке, что и для работы с двумя ТН. После отключения ШСВ ток короткого замыкания с одного автотрансформатора снимается, а через второй АТ продолжает протекать и будет превышать уставку срабатывания. Далее АРБКЗ действует на отключение выключателя одного из двух автотрансформаторов или на отключение обходного выключателя в случае работы АТ через ОВ.

Алгоритм АРБКЗ 220 кВ действителен для нормальной фиксации АТ (5АТ зафиксирован на 1 СШ, 4АТ зафиксирован на 2СШ) при изменении фиксации 4АТ и 5АТ на 1СШ и 2СШ соответственно, алгоритм АРБКЗ необходимо вывести из работы.

Логическая схема устройства АРБКЗ для РУ 220 кВ Томь-Усинской ГРЭС представлена на рис. 2.

Принципы реализации АРБКЗ для РУ 220 и 110 кВ Томь-Усинской ГРЭС аналогичны, различия заключаются только в уставках срабатывания.

Использование вышеупомянутого алгоритма АРБКЗ лишает устройство более гибкой настройки, т. к. уставки срабатывания задаются общие для каждого присоединения РУ 220 кВ, что в некоторой степени влияет на селективность АРБКЗ. Для повышения селективности АРБКЗ при соответствующей технической возможности предлагается на каждое присоединение (ВЛ) задавать свои уставки срабатывания, а также в качестве разрешающего сигнала для пуска АРБКЗ дополнительно подавать дискретный сигнал (выделен пунктирной линией на рис. 1) о срабатывании основной релейной защиты линии. Использование подобного принципа выявления поврежденного элемента избавляет алгоритм от дополнительного учета направления перетока мощности в автотрансформаторах, что в конечном итоге уменьшает собственное время работы АРБКЗ.

Модернизация энергоблоков повысила надежность всей энергетики Кузбасса, снизила риски перебоев в энергоснабжении из-за нехватки генерирующего оборудования. Особенно это актуально для такого крупного промышленного центра, расположенного на юге Кузбасса, который является энергодефицитным районом.

6. Выводы

1. К нарушению динамической устойчивости в нормальной схеме Томь-Усинской ГРЭС в 2014 г. приводит нормативное возмущение III группы – трехфазное КЗ с отказом выключателя и действием УРОВ, т. е. затяжные короткие замыкания вблизи шин 110 и 220 кВ с временем отключения КЗ более 0,48 с.

2. Для исключения ограничения выдачи мощности генераторов Томь-Усинской ГРЭС рекомендуется установка АРБКЗ, действующая на отключение АТ-1(2) 220/110 кВ Томь-Усинской ГРЭС.

3. Установка АРБКЗ на Томь-Усинской ГРЭС обеспечит выдачу располагаемой мощности (1340 МВт) без ограничений с учетом увеличения мощности энергоблоков № 5, 4 до величины 120 МВт каждый.

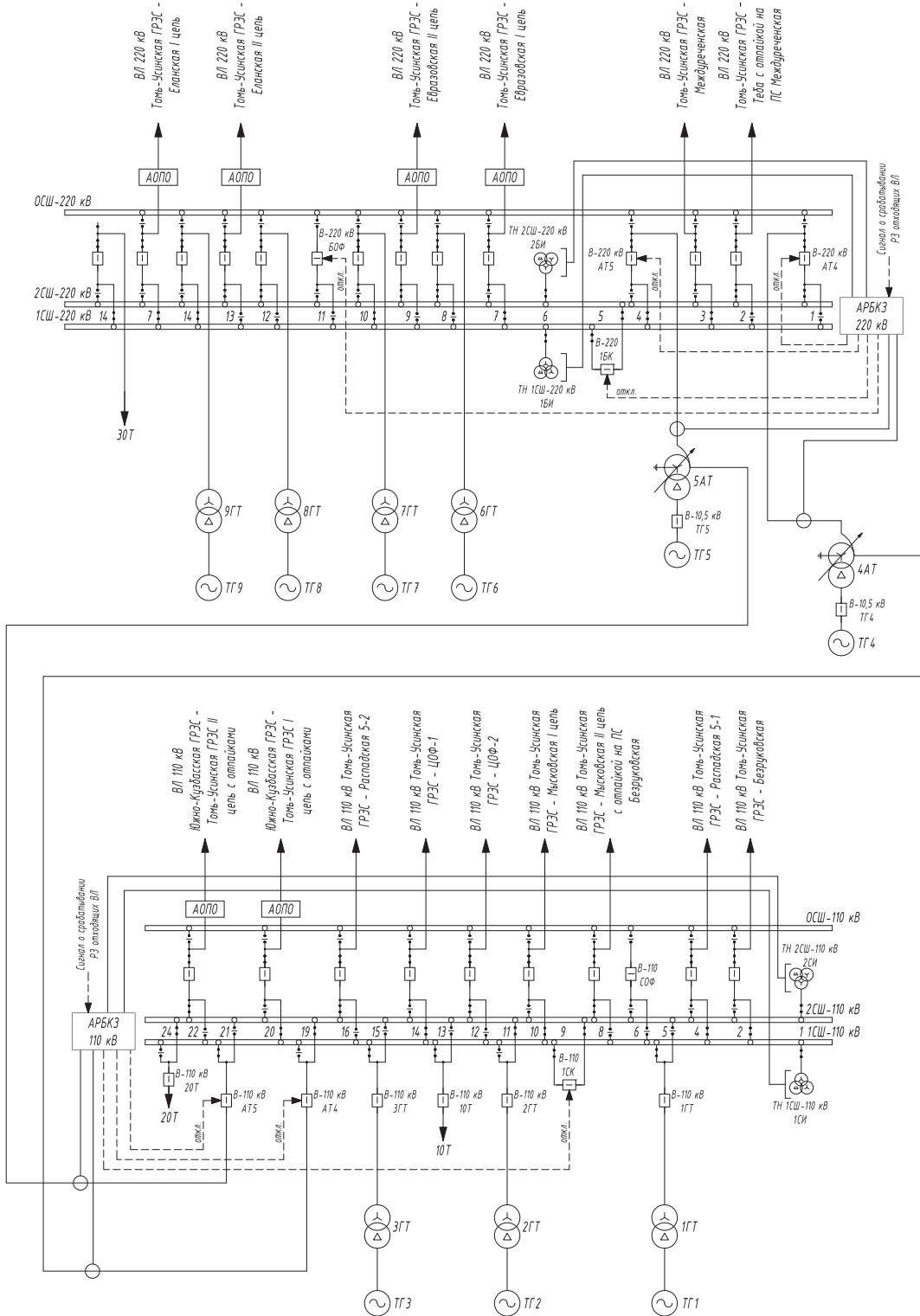


Рис. 1. Структурная схема устройств АРБКЗ Томь-Усинской ГРЭС

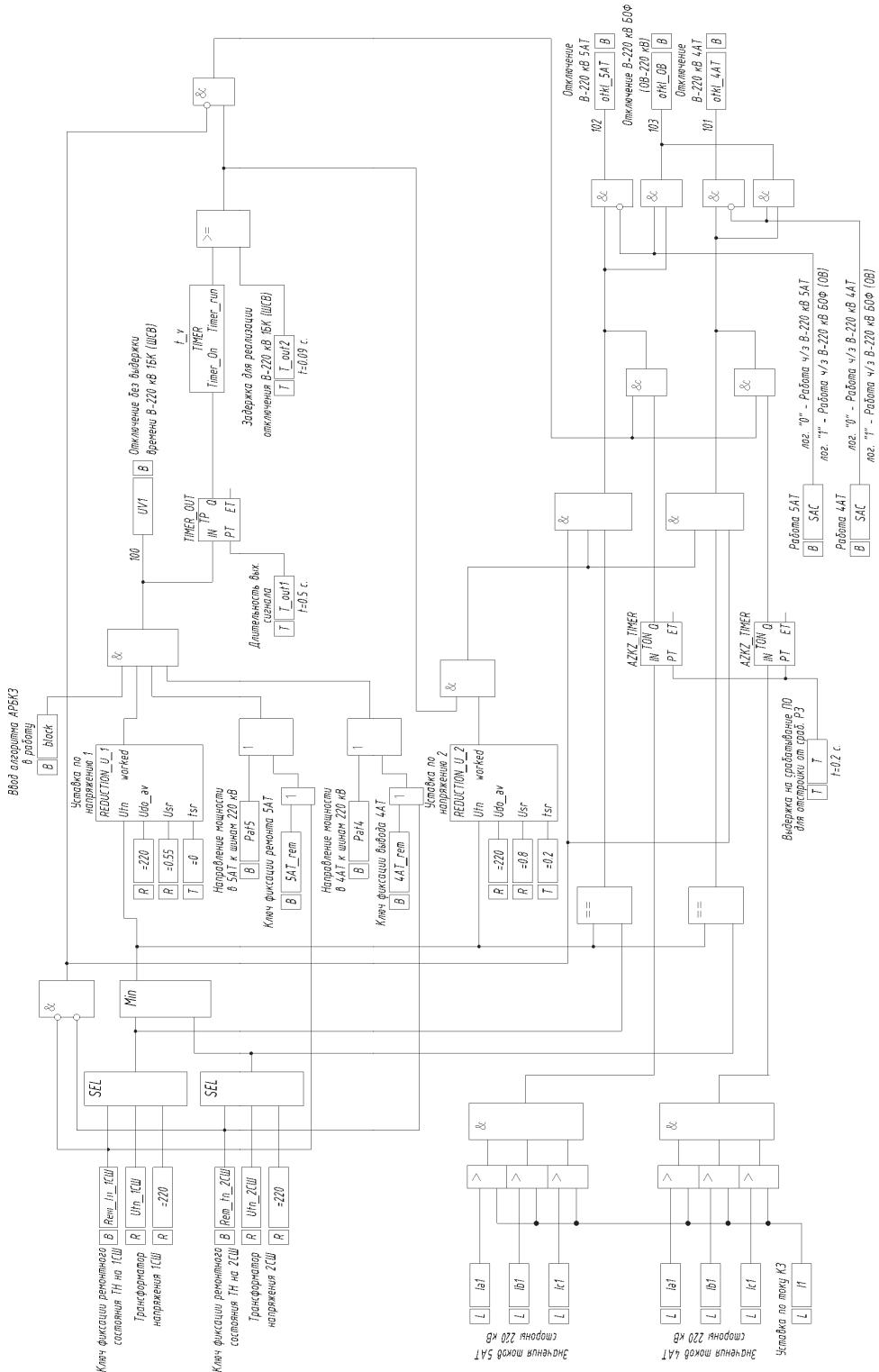


Рис. 2. Логическая схема устройства АРБКЗ для РУ 220 кВ Томь-Усинской ГРЭС

Список литературы

1. Минэнерго РФ. Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003.
2. Кощеев Л. А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.
3. ВНИИЭ, Энергосетьпроект, ЦЦУ ЕЭС СССР, НИИПТ. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения), 1987.

Абакумов Сергей Александрович, главный инженер проектов, заместитель заведующего отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: AbakumovSA@nsk.so-ups.ru

Арестова Анна Юрьевна, ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»), старший преподаватель кафедры автоматизированных электроэнергетических систем, факультет энергетики, Новосибирский государственный технический университет (НГТУ).

E-mail: ann.arestova@gmail.com

Виштибеев Алексей Владимирович, кандидат технических наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Глущенко Евгений Анатольевич, ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: GluschenkoEA@nsk.so-ups.ru

Еранцева Ольга Николаевна, ведущий инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ErantsevaON@nsk.so-ups.ru

Abakumov S. A., Arrestova A. Yu., Wishtibeev A. V., Glushenko E. A., Erantseva O. N.

The application of automation separation of power system for transient stability saving under lengthy three-phase faults.

In article the short characteristic of structure of automatic unloading in case of close short circuits and the analysis of limitation delivery of total available capacity of Tom'-Usinsk power plant is presented. The basic principles of construction of automatic unloading in case of close short circuits and its realization on the basis of microprocessor devices are represented.

Key words: transient stability, emergency control automatic unloading in case of close short circuits.

УДК 621.315

**Л. Л. Владимирский, Е. Н. Орлова, Д. С. Печалин, Е. А. Соломоник,
О. В. Тимофеева, Т. В. Яковлева**

Обеспечение надежной работы внешней изоляции электроустановок

Приведена современная система обеспечения надежной работы внешней изоляции электроустановок и обобщены экспериментальные данные, полученные в НИИПТ, по электрической прочности линейной изоляции в условиях загрязнения при постоянном, переменном напряжении и импульсах коммутационных перенапряжений, характерных для ВЛ постоянного и переменного тока. Показано, что внешняя изоляция определяется, прежде всего, нормальным эксплуатационным режимом, т. е. рабочим напряжением в сочетании с увлажнением загрязненной изоляции.

Ключевые слова: электроустановки, внешняя изоляция, загрязнение, рабочее напряжение, перенапряжение, выбор изоляции.

Надежность энергосистем обеспечивается комплексом мер, в том числе надежностью элементов электрических сетей, работающих при рабочем напряжении и перенапряжениях.

В [1] Н. Н. Тиходеевым впервые выполнено и в [2] развито научное обоснование приведения к норме изоляции воздушных линий (ВЛ) и открытых распределительных устройств (ОРУ), т. е. проблемы ограничения перенапряжений, при которых как линейная изоляция, так и внешняя изоляция электрооборудования определяются, прежде всего, нормальным эксплуатационным режимом (НЭР). Большое внимание решению важных практических задач электроэнергетики, связанных с обеспечением высокой надежности внешней изоляции ВЛ и ОРУ в НЭР, т. е. при воздействии рабочего напряжения в сочетании с загрязнением и увлажнением поверхности изоляторов, уделял С. Д. Мерхалев [3, 4].

В настоящей статье на основе обобщения опыта эксплуатации электроустановок и экспериментальных исследований загрязненной изоляции, выполненных в отделе ТВН НИИПТ, рассмотрен один из аспектов проблемы приведения к норме гирлянд изоляторов ВЛ переменного и постоянного тока.

1. Повышение надежности работы внешней изоляции ВЛ и ОРУ ПС в НЭР

Работа воздушных линий электропередач и подстанций (ПС) в значительной степени определяется надежностью электрической изоляции. Несмотря на то, что стоимость изоляторов составляет не более 10 % стоимости ВЛ, с ними связано около половины отказов в работе ВЛ и стоимости ремонтных работ на них.

Обобщение многолетнего опыта эксплуатации ВЛ и ОРУ в различных регионах России показывает, что по числу перекрытий внешней изоляции и тяжести их последствий наиболее опасным является НЭР. За последние 30–40 лет в НИИПТ был выполнен большой объем работ (разработка нормативных документов, карт степеней загрязнения, способов усиления изоляции, разработка и внедрение профилактических мероприятий) по повышению надежности работы изоляции в условиях загрязнения. Тем не менее в последние годы в ряде энергосистем имели место перекрытия изоляции ВЛ и ОРУ в НЭР,

причем в некоторых случаях такие перекрытия носили массовый характер, сопровождались повреждением оборудования и длительными перерывами в энергоснабжении. Как пример массовых перекрытий, вызванных загрязнением изоляции и приведших к серьезным нарушениям работы электроустановок, можно указать перекрытия в январе 2009 г. на ОРУ 330/220/110 кВ ПС «Южная» в г. Санкт-Петербурге, вызванные уносами высокопроводящих химических противогололедных реагентов (поваренная соль и ацетат калия), которыми в большом количестве обрабатываются дорожные покрытия и эстакады кольцевой автомобильной дороги. В течение 6 дней на ОРУ 330/220/110 кВ ПС «Южная» произошло более 20 перекрытий различного оборудования. Перекрытия изоляции ОРУ не только нарушили нормальную работу самой энергосистемы, но и привели к экономическому ущербу и длительному (несколько дней) ограничению в снабжении электроэнергией крупного района Санкт-Петербурга. Для предотвращения таких отказов в будущем ОАО «НИИПТ» были проведены исследования и разработаны нормативы по выбору внешней изоляции вблизи автодорог [5, 6].

С целью повышения надежности работы электроустановок и предотвращения в будущем технологических отказов ВЛ и ПС эксплуатационным организациям необходимо разработать и реализовать ряд превентивных мероприятий по предотвращению отказов или минимизации последствий от непредвиденных случаев возникновения аварийных ситуаций.

Надежная работа высоковольтной изоляции ВЛ и ОРУ в НЭР обеспечивается, в первую очередь, принятием правильных проектных решений: расположением электроустановок на достаточном расстоянии от источников загрязнения, выбором уровней изоляции, при которых число отключений ВЛ и ОРУ не превышает допустимого по условиям эксплуатации, выбором типа изоляторов и изоляционных конструкций, имеющих длительный положительный опыт эксплуатации и наиболее успешно работающих в конкретных условиях загрязнения и увлажнения. На ВЛ и ОРУ, где уровень изоляции оказывается недостаточным (ошибка при проектировании, сооружение вблизи действующих электроустановок автомобильных дорог, новых или расширение старых промышленных предприятий, являющихся источниками загрязнения), необходимо проработать вопрос об усилении изоляции до уровней, обеспечивающих надежную работу. Если конструкция ВЛ и ОРУ не позволяет выполнить требуемое усиление, то следует усилить изоляцию до возможных пределов и в качестве дополнительной вынужденной меры применить эксплуатационные профилактические мероприятия (чистка поверхности изоляторов от загрязнения, использование гидрофобных покрытий, а в ряде случаев обмыв).

В настоящее время в России имеется нормативно-техническая база для реализации мероприятий, направленных на повышение надежности работы электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения [7]. Кроме того, в последние годы по заданию ОАО «ФСК ЕЭС» в 2008–2012 гг. ОАО «НИИПТ» был разработан пакет стандартов организации (СТО ОАО «ФСК ЕЭС») по основным направлениям, связанным с обеспечением надежной работы внешней изоляции в НЭР [6, 8, 9].

Наиболее эффективным методом повышения надежности работы электроустановок в условиях загрязнения и увлажнения является выбор уровней изоляции, типов изоляторов, вида и периодичности проведения профилактических мероприятий на основе составления карт степеней загрязнения (КСЗ) на территории расположения электросетевых объектов согласно [8].

Картой степеней загрязнения является специальная общегеографическая карта, на которой выделены источники промышленных и природных загрязнений, электроустановки (ВЛ и ПС), изолинии, отображающие зоны с однородными (одинаковыми) степенями загрязнения, учитывающие влияние загрязненности приземного слоя атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок. Кроме более точного учета характеристик источников загрязнения и особенностей места расположения электроустановок, при выборе уровней изоляции по КСЗ учитываются как опыт эксплуатации электроустановок, расположенных на изучаемой территории, так и характеристики загрязнения изоляторов и приземного слоя атмосферы, полученные на основе результатов натурных исследований в месте расположения действующих или проектируемых электроустановок.

При обобщении опыта эксплуатации выполняется анализ аварий и отказов, вызывающих автоматическое отключение электроустановок ВЛ и ОРУ ПС, и устанавливается связь между уровнями изоляции (удельной длиной пути утечки $\lambda_{\text{вл}}, \lambda_{\text{ору}}$) и количественной оценкой показателя надежности (n) – удельным числом отключений в год на 100 км длины ВЛ ($n_{\text{вл}}$), и удельным числом перекрытий изоляции оборудования ОРУ ($n_{\text{ору}}$), вызванных загрязнением. При проведении исследований изучаются удельное разрядное напряжение (λ_r), удельная поверхностная проводимость (χ_n) изоляторов с естественным слоем загрязнения и удельная объемная проводимость ($\chi_{\text{об}}$) атмосферных осадков. Структура (схема) составления КСЗ приведена на рис. 1.



Рис. 1. Структура (схема) составления КСЗ

Выбор изоляции ответственных проектируемых ВЛ рекомендуется выполнять с использованием статистического метода выбора и координации изоляции, разработанного Н. Н. Тиходеевым более 40 лет назад, в частности в связи с освоением двухщепной

ВЛ 500 кВ Асуанская ГЭС – Каир длиной 800 км. Затем этот метод был применен при решении многих прикладных задач по ВЛ и ПС напряжением 220 кВ и выше.

Выбор изоляции ВЛ УВН с использованием статистического подхода может производиться на основе результатов исследования изоляторов с естественным слоем загрязнения на специальных стендах, установленных вдоль трассы проектируемой ВЛ [10]. Так как процесс загрязнения изоляции носит случайный характер и по мере постепенного загрязнения изоляторов стабилизируется, сопровождаясь колебаниями, то во многих случаях этот процесс характеризуется стационарной случайной функцией с математическим ожиданием и среднеквадратическим отклонением, которые не зависят от времени и являются постоянными для изучаемого района. На рис. 2 приведен пример изменения усредненных параметров, характеризующих загрязненность изоляторов вдоль трассы ВЛ длиной 1000 км: разрядного напряжения (U_{Γ}), удельной поверхности проводимости (χ_n) и общей плотности загрязнения (γ). Из рис. 2 видно, что изменение этих параметров по трассе ВЛ может быть охарактеризовано стационарной случайной функцией. При этом удельное число перекрытий гирлянд изоляторов ВЛ при неблагоприятных метеорологических условиях можно оценить по формуле [1]:

$$n = m \cdot \bar{\xi} \cdot F\left(\frac{1 - K_{\Gamma}}{C_{\Gamma} K_{\Gamma}}\right), \quad (1)$$

где n – удельное число перекрытий на 100 км в течение года; m – число гирлянд на 100 км на ВЛ; $\bar{\xi}$ – среднегодовое число опасных для линейной изоляции увлажнений; K_{Γ} – средний уровень изоляции одной гирлянды при ее увлажнении по отношению к максимальному рабочему напряжению; C_{Γ} – коэффициент изменчивости разрядных напряжений; F – интегральная функция нормального распределения.

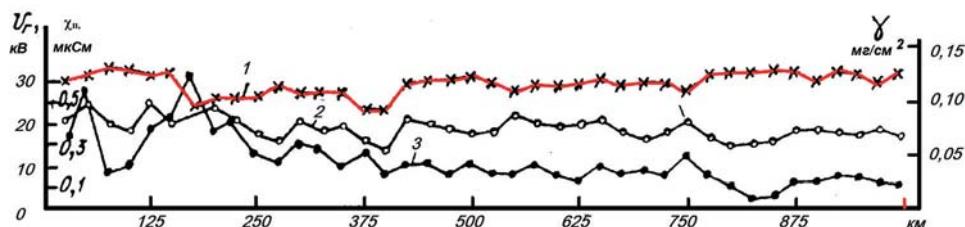


Рис. 2. Изменение усредненных характеристик загрязнения изоляторов, демонтированных со стендов по трассе ВЛ длиной около 1000 км:

1 – U_{Γ} ; 2 – χ_n ; 3 – γ

Среднегодовое число опасных увлажнений по трассе $\bar{\xi}$ определяется по данным наблюдений на метеостанциях вдоль трассы ВЛ из (рис. 3). Параметры K_{Γ} и C_{Γ} определяются по значениям разрядного напряжения изоляторов с естественным слоем загрязнения (U_{Γ}) в течение периода испытаний.

На рис. 4 приведена кривая распределения разрядных напряжений изоляторов по трассе ВЛ длиной 1000 км за четырехлетний период исследований. Из этого графика непосредственно можно определить математическое ожидание (\bar{U}_{Γ} для $P(U_{\Gamma}) = 0,5$) и среднеквадратичное отклонение σ разрядных напряжений. Коэффициент изменчивости разрядных напряжений определяется из выражения: $C_{\Gamma} = \frac{\sigma}{\bar{U}_{\Gamma}}$. Обычно C_{Γ} для изоляторов с естественным загрязнением составляет 10–15 %.

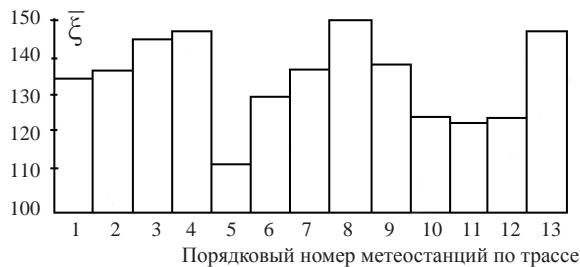


Рис. 3. Распределение числа опасных увлажнений ($\bar{\xi}$) по трассе ВЛ длиной 1000 км

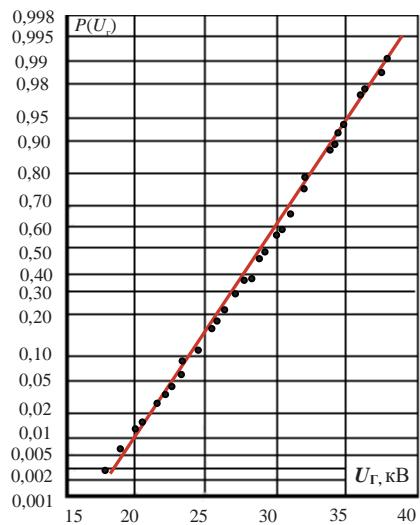


Рис. 4. Распределение разрядных напряжений изоляторов по трассе проектируемой ВЛ: U_g – разрядное напряжение на 1 изолятор (716 измерений)

В соответствии со структурой формулы (1) вероятность перекрытия в расчете на одно опасное увлажнение и одну гирлянду составит:

$$F\left(\frac{1-K_g}{C_g K_g}\right) = \frac{n}{m\bar{\xi}} = F(-x). \quad (2)$$

Необходимый средний уровень K_g стационарного случайного процесса: $K_g = \frac{1}{1-xC_g}$. Удельное число перекрытий (на 100 км длины ВЛ в течение 1 года), вызванных загрязнением изоляции, и K_g можно найти, задавая в формуле (2) $n \leq 0,1$.

С учетом данных полевых исследований требуемая удельная эффективная длина пути утечки гирлянды λ проектируемой ВЛ определяется по формуле

$$\lambda = K_g \frac{L}{U_g K_L} = K_g \lambda_g, \quad (3)$$

где L – длина пути утечки изолятора, см; K_L – поправочный коэффициент на эффективность использования длины пути утечки изолятора.

Использование статистического метода позволяет определить уровни изоляции с требуемой надежностью и без излишних запасов, что особенно важно для ВЛ УВН.

2. Приведение к норме изоляции гирлянд ВЛ переменного и постоянного тока высокого напряжения

Кроме рабочего напряжения гирлянды изоляторов на ВЛ подвергаются перенапряжениям (атмосферным и коммутационным).

В табл. 1 по данным [11] приведены типичные кратности коммутационных перенапряжений и соответствующая им длительность для сетей высокого и сверхвысокого напряжения.

Перекрытие загрязненной изоляции связано с тепловыми процессами в слое загрязнения, поэтому время до полного перекрытия уменьшается с ростом испытательного напряжения, приложенного к загрязненной изоляции.

Состояние поверхности изоляторов практически не оказывает влияние на величину разрядного напряжения при времени приложения несколько микросекунд, что характерно для перенапряжений грозового характера. При приложении напряжения к загрязненной и увлажненной гирлянде изоляторов длительностью порядка 0,01 с, что характерно для коммутационных перенапряжений, происходит заметное снижение разрядного напряжения по сравнению с разрядным напряжением в сухом состоянии и под дождем при испытании этой же гирлянды.

Таблица 1

**Типичные кратности коммутационных перенапряжений
и соответствующие им длительности**

Вид перенапряжения	Кратность перенапряжений $K_{\text{пер}}$	Длительность воздействия $t, \text{с}$
Коммутационные	1,5–3,0	0,0001–0,05
Кратковременные повышения рабочего напряжения	1,3–1,5	0,05–5,0

Еще более заметное снижение разрядного напряжения увлажненной и загрязненной изоляции происходит при перенапряжениях типа «кратковременное повышение рабочего напряжения» (табл. 1). Фактически при длительности импульсов перенапряжений около 1 с разрядное напряжение становится соизмеримым с разрядным напряжением при длительном (несколько минут) приложении напряжения, что является характерным для работы изоляции в НЭР. Наряду с длительностью кратность перенапряжений ($K_{\text{пер}}$) является также определяющим фактором при рассмотрении опасности перенапряжений для работы загрязненных гирлянд изоляторов.

Принцип приведения изоляции к норме, сформулированный Н. Н. Тиходеевым, заключается в том, чтобы выбранные габариты ВЛ по НЭР не требовали увеличения при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений и обеспечивали тем самым минимальные капитальные затраты на ВЛ.

Приведение изоляции к норме возможно за счет принудительного ограничения влияния перенапряжений на электрическую прочность высоковольтной изоляции. Технологически это может быть реализовано за счет ограничения амплитуды перенапряжений, т. е. снижения их кратности, а также за счет уменьшения длительности перенапряжений до значения, при котором не происходит развития электрической дуги в полное перекрытие изоляторов, либо то и другое.

Оценка допустимых кратности и длительности перенапряжений может быть выполнена на основе экспериментальных данных, прежде всего при испытании загрязненных и увлажненных гирлянд изоляторов при длительном и кратковременном приложении напряжения. При таких испытаниях, прежде всего, должны быть определены зависимости 50%-го разрядного напряжения от степени загрязнения при различной длительности приложенного к изоляторам напряжения и, используя

полученные экспериментальные данные, рассчитаны коэффициенты упрочнения K_y (отношение 50%-го разрядного напряжения при импульсах перенапряжений к 50%-му разрядному напряжению, определенному при длительном воздействии напряжения). Полученные значения K_y позволяют определить область величины и длительности перенапряжений, при которых изоляция, выбранная по рабочему напряжению, будет надежно работать и при перенапряжениях. Коэффициент запаса по уровню изоляции при перенапряжениях ($K_{з.пер}$) можно записать в следующем виде:

$$K_{з.пер} = \frac{U_{г.пер}}{U_{пер}} = \frac{K_y \cdot U_{г.дл}}{K_{пер} \cdot U_{раб}} = \frac{K_y \cdot K_{з.раб}}{K_{пер}}, \quad (4)$$

где $U_{г.пер}$ – разрядное напряжение при импульсах перенапряжений;

$U_{пер}$ – действующее перенапряжение;

$U_{г.дл}$ – разрядное напряжение при длительном воздействии;

$U_{раб}$ – рабочее напряжение;

K_y – коэффициент упрочнения;

$K_{пер}$ – кратность перенапряжений;

$K_{з.раб}$ – коэффициент запаса по рабочему напряжению.

Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху (в свету) от токоведущих до заземленных частей опоры (ВЛ переменного тока напряжением 110–750 кВ) в [12] выбраны для значений расчетной кратности перенапряжений, приведенных в табл. 2.

Таблица 2

Расчетные кратности перенапряжений (ПУЭ-7, глава 2.5)

Класс напряжения ВЛ, кВ	110–220	330	500	750
Расчетная кратность $K_{пер}$	3,0	2,7	2,5	2,1

На основе многолетних натурных исследований, выполненных НИИПТ в районах с различными уровнями загрязнения изоляции [17], были получены значения $K_{з.раб}$ для различных степеней загрязнения (С3) (табл. 3).

Таблица 3

Коэффициенты запаса в зависимости от степени загрязнения

С3	1	2	3	4
$K_{з.раб}$	2,45	2,35	2,25	2,15

Для определения $K_{з.пер}$ (по формуле 4) необходимо экспериментально определить K_y загрязненных изоляторов в зависимости от длительности воздействия импульсов, характерных для ВЛ переменного и постоянного тока (перенапряжения типа «кратковременные повышения напряжения»).

В НИИПТ были выполнены экспериментальные исследования [14, 15] по оценке K_y для линейных подвесных изоляторов. Объекты испытаний и характеристики испытательных коммутационных импульсов приведены в табл. 4.

Таблица 4

Области испытаний и характеристики испытательных коммутационных импульсов

Объект испытаний	Характеристика коммутационного импульса	Параметры испытательного напряжения	Форма испытательного напряжения
Гирлянда изоляторов 14×ПС6-Б	Импульс напряжения промышленной частоты ($U_{имп}$), наложенный на предварительно приложенное переменное напряжение ($U_{пр}$)	Величина рабочего напряжения соответствует фазному напряжению ВЛ переменного тока; длительность приложения рабочего напряжения 8–10 мин; диапазон импульсного напряжения 0,01–1 с	
Гирлянды изоляторов 5×ПС16-Б; 15×ПС16-Б	Прямоугольный импульс ($U_{имп}$), наложенный на предварительно приложенное постоянное напряжение ($U_{пр}$)	Величина рабочего напряжения соответствует напряжению «полюс–земля» ВЛ постоянного тока; длительность приложения рабочего напряжения 8–10 мин; диапазон импульсного напряжения 0,01–1 с	

Определялись кратность и длительность перенапряжений, при которых изоляция, выбранная по рабочему напряжению, будет надежно работать и при перенапряжениях. Для этого были получены экспериментальные зависимости разрядного напряжения загрязненной изоляции от длительности импульса напряжения (вольт-секундные характеристики).

В условиях эксплуатации изоляция находится под рабочим напряжением и одновременно может подвергаться воздействию перенапряжений. Поэтому методика испытаний предусматривала испытание коммутационными импульсами при наличии предварительно приложенного рабочего напряжения. Испытания показали, что с увеличением предварительного напряжения происходит снижение разрядного напряжения загрязненной гирлянды при последующем воздействии импульсов. В связи с этим для получения правильных значений импульсных разрядных напряжений воспроизводилась реальная величина предварительного воздействующего рабочего напряжения, которая составляла примерно $0,5U_{50\%}$ – разрядного напряжения, определенного при длительном приложении испытательного напряжения.

Испытания по этой методике предусматривали использование двух испытательных установок: одна установка воспроизводила приложение рабочего напряжения, а другая импульсного (рис. 5–8).

Загрязнение изоляторов производилось методом предварительного загрязнения (метод П3) по [16]. Испытания гирлянд изоляторов проводились в камере из полиэтилена при увлажнении сконденсированным паром. Испытывались гирлянды чистых изоляторов и при двух уровнях загрязнения, соответствующих удельной поверхностной проводимости (χ) 3 и 9 мкСм.

Определение 50%-го разрядного напряжения ($U_{50\%,\text{дл}}$) при длительном приложении испытательного (переменного или постоянного) производилось в соответствии с [16] (метод ПД).

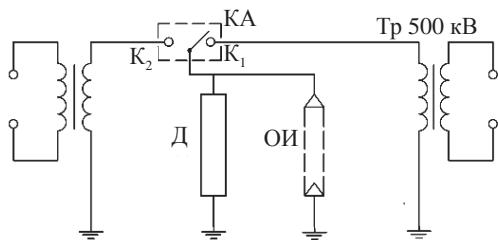


Рис. 5. Принципиальная схема испытания импульсами перенапряжений промышленной частоты:

КА – коммутационный аппарат;
ОИ – объект испытаний;
Д – делитель напряжения

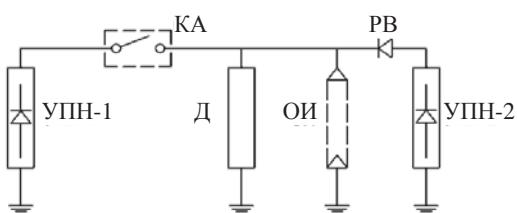


Рис. 6. Принципиальная схема испытания импульсами прямоугольной формы:

УПН-1 – установка постоянного напряжения $U_{\text{ном}} = 1200 \text{ кВ}$; УПН-2 – установка постоянного напряжения $U_{\text{ном}} = 600 \text{ кВ}$;
КА – коммутационный аппарат; Д – делитель напряжения; ОИ – объект испытаний;

РВ – разъединительный вентиль

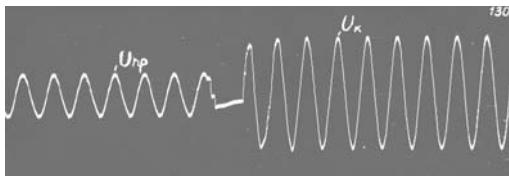


Рис. 7. Осциллограмма импульса напряжения промышленной частоты:

U_{np} – предварительное напряжение;
 U_k – импульс перенапряжения



Рис. 8. Осциллограмма импульса напряжения прямоугольной формы:

U_{np} – предварительное напряжение;
 U_k – импульс перенапряжения

Методика импульсных испытаний была следующей: гирлянда, находящаяся под рабочим напряжением, увлажнялась до стабилизации поверхностного слоя (8–10 мин), а затем к ней прикладывалась серия импульсов одинаковой амплитуды (как правило, не менее 12 импульсов с интервалом в 3 мин без прекращения увлажнения). Затем гирлянда менялась на новую, и опыт повторялся, но при другом значении амплитуды импульса (выше и ниже на 10–15 %). Количество ступеней было 4–5. Длительность импульса ограничивалась моментом перекрытия гирлянды. Если перекрытия не было, установка отключалась через несколько секунд. Таким образом, строились вольт-секундные характеристики, причем каждая характеристика получена примерно по 60 точкам в диапазоне предразрядного времени 0,02–0,5 с.

На рис. 9 приведены вольт-секундные характеристики загрязненных изоляторов при напряжении промышленной частоты.

Вольт-секундные характеристики загрязненных гирлянд изоляторов при испытании прямоугольными импульсами приведены на рис. 10.

Электрическая прочность загрязненных изоляторов снижается при увеличении длительности импульса перенапряжений. Так при увеличении длительности импульса на порядок от 0,03 до 0,3 с снижение для загрязненной изоляции составляет 30–40 % и практически не зависит от формы импульса и степени загрязнения в исследуемом диапазоне.

На рис. 11 приведены усредненные зависимости K_y от длительности импульсов: кривая 1 для импульсов промышленной частоты (действующее значение), а кривая 2

для импульсов прямоугольной формы. Полученные экспериментальные зависимости достаточно хорошо совпадают. Так, при длительности импульса 0,05 с расхождение между двумя зависимостями составляет около 7 %, а при 0,1 с не превосходит 3 %.

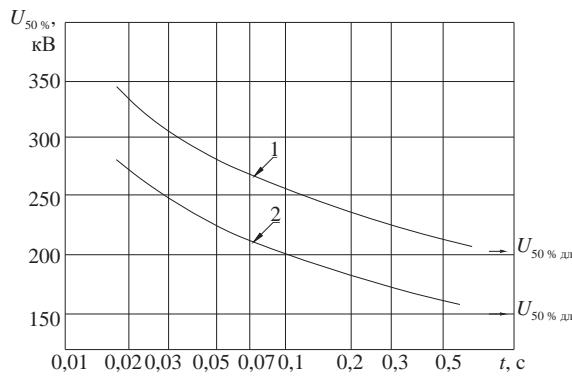


Рис. 9. Вольт-секундные характеристики изоляторов при напряжении промышленной частоты:

- 1 – $14 \times \text{ПС}6\text{-Б}, \chi=3 \text{ мкСм}$
- 2 – $14 \times \text{ПС}6\text{-Б}, \chi=10 \text{ мкСм}$

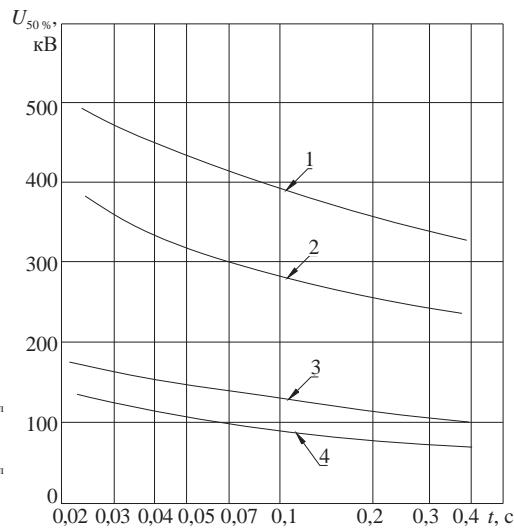


Рис. 10. Вольт-секундные характеристики изоляторов при испытании прямоугольными импульсами:

- 1 – $15 \times \text{ПС}16\text{-Б}, \chi=3 \text{ мкСм}$
- 2 – $15 \times \text{ПС}16\text{-Б}, \chi=9 \text{ мкСм}$
- 3 – $5 \times \text{ПС}16\text{-Б}, \chi=3 \text{ мкСм}$
- 4 – $5 \times \text{ПС}16\text{-Б}, \chi=9 \text{ мкСм}$

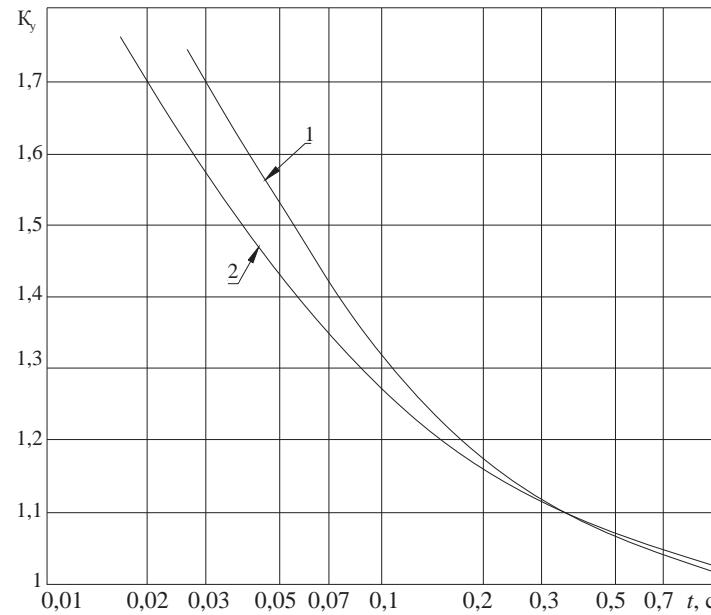


Рис. 11. Зависимости коэффициента упрочнения от длительности импульса:

- 1 – импульсы промышленной частоты; 2 – импульсы прямоугольной формы

Перекрытие загрязненной изоляции в значительной мере связано с тепловыми процессами в слое загрязнения на поверхности изолятора. Отсюда следует, что величина энергии, рассеиваемой на поверхности изолятора, будет влиять на напряжение перекрытия. При импульсах, характерных для атмосферных перенапряжений длительностью порядка 10 мкс, тепловые процессы на поверхности загрязненных изоляторов практически не успевают развиться. Поэтому электрическая прочность загрязненных и чистых изоляторов при этих импульсах одинакова. Однако напряжение перекрытия начинает заметно падать при импульсах длительностью от нескольких миллисекунд до десятых долей секунды (рис. 9 и 10), т. е. в диапазоне времен, когда на электрическую прочность оказывают влияние тепловые процессы в слое загрязнения.

Полагая, что рассеиваемая на единице поверхности изолятора мощность пропорциональна квадрату приложенного напряжения, получим уравнение вольт-секундной характеристики в виде

$$U_{\text{г.пер}} = U_{\text{г.дл}} \left(1 + \frac{a}{\sqrt{t}}\right), \quad (5)$$

где $U_{\text{г.пер}}$ – 50%-е разрядное напряжение при кратковременном приложении напряжения, кВ;

$U_{\text{г.дл}}$ – 50%-е разрядное напряжение при длительном приложении напряжения, кВ;
 t – предразрядное время, с;

a – постоянная для данного типа изолятора в гирлянде.

Разделив левую и правую части в выражении (5) на $U_{\text{г.дл}}$, получим

$$K_y = 1 + \frac{a}{\sqrt{t}}. \quad (6)$$

Анализ полученных в работе данных показал, что K_y практически не зависит от степени загрязнения изоляторов (до 9 мкСм) и длины гирлянды, а существенно зависит от длительности импульсов и величины предварительного напряжения. Зависимости K_y от длительности импульсов при $U_{\text{пп}} = 0,5U_{50\% \text{ дл}}$ для изоляторов нормального исполнения приведены на рис. 11. С достаточной для практических целей точностью эти зависимости хорошо аппроксимируются формулой (6), где $a = 0,08$ для изоляторов нормального исполнения и $a = 0,12$ для изоляторов сложной конфигурации [17].

Используя формулу (6) и зависимость K_y от длительности импульса, можно сделать оценку параметров внутренних перенапряжений (кратность и длительность), при которых размеры гирлянд изоляторов ВЛ будут определяться выбором по нормальному эксплуатационному режиму.

На ВЛ переменного тока приведение изоляции к норме достигается, прежде всего, за счет ограничения кратности перенапряжения с использованием ОПН. Для ВЛ постоянного тока эффективным средством приведения изоляции к норме является также ограничение длительности перекрытий посредством автоматики.

Для принятых в ПУЭ-7 кратностей перенапряжения (табл. 2) и коэффициентов запаса по рабочему напряжению (табл. 3), полученных на основе многолетнего обобщения опыта эксплуатации ВЛ и широкомасштабных испытаний изоляторов с естественным слоем загрязнения, для ВЛ 110–220 кВ по формуле 4 рассчитаны коэффициенты запаса ($K_{z,\text{пер}}$) по перенапряжениям (табл. 5). Из таблицы видно, что

при расчетных значениях $K_{\text{пер}}$, K_y и $K_{\text{зраб}}$ естественный уровень изоляции $K_y \cdot K_{\text{зраб}}$ при правильно выбранной изоляции по рабочему напряжению всегда больше расчетной кратности перенапряжений $K_{\text{пер}}$, т. е. $K_{\text{зраб}} > 1$.

Таблица 5

Оценка коэффициентов запаса гирлянд изоляторов по перенапряжениям

$t, \text{с}$	$K_{\text{пер}}$ (табл. 2)	K_y (рис. 7)	$K_{\text{зраб}}$ (табл. 3)	$K_{\text{з пер}}$ (формула 4)
0,03	3,0	1,70	2,45–2,15	1,40–1,20
0,05	3,0	1,53	2,45–2,15	1,25–1,10
0,1	1,5	1,32	2,45–2,15	2,10–1,90
0,5	1,5	1,07	2,45–2,15	1,70–1,50
1	1,5	1,02	2,45–2,15	1,60–1,40

В тех случаях когда $K_{\text{зраб}}$ по каким-либо причинам (неправильно выбрана изоляция, наличие дефектных изоляторов, изменение условий эксплуатации в районе расположения электроустановки, например, появление новых источников загрязнения и т. п.) недостаточен, то надежность работы ВЛ будет существенно снижена и с большой долей вероятности происходит перекрытие изоляции при перенапряжениях (неуспешные АПВ после однофазного КЗ, вызванного перекрытием гирлянды из-за загрязнения в НЭР).

Список литературы

1. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. О «приведении к норме» изоляции воздушных линий и аппаратуры высших классов напряжения // Труды НИИПТ. Вып. 17, 1971.
2. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Изоляция электрических сетей (методика выбора, статистической координации и приведения к норме). Л.: Энергия, – Л. О., 1979.
3. Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А. Изоляция линий и подстанций в районах с загрязненной атмосферой. – Энергия, 1973.
4. Мерхалев С. Д., Соломоник Е. А. Выбор и эксплуатация изоляции в районах с загрязненной атмосферой. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Владимирский Л. Л., Орлова Е. Н., Печалин Д. С., Соломоник Е. А., Яковлева Т. В., Федотов В. И. Исследование и выбор внешней изоляции электроустановок, расположенных вблизи автодорог, с использованием в холодное время года противогололедных средств // Известия НИИПТ. 2010. № 64.
6. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.059-2010.
7. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., глава 1.9.
8. Методические указания по составлению карт степеней загрязнения на территории расположения ВЛ и ОРУ ПС. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.058-2010.
9. Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.133-2012.

10. Владимирский Л. Л. Выбор внешней изоляции по результатам исследований в районах с почвенными загрязнениями. Изоляция воздушных линий электропередачи 110–1150 кВ / Сб. научных трудов НИИПТ, 1989.
11. Половой И. Ф. и др. Внутренние перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения / И. Ф. Половой, Ю. А. Михайлов, Ф. Х. Халилов. 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, Л. О., 1990.
12. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., глава 2.5.
13. Владимирский Л. Л. Оценка уровней изоляции ВЛ по характеристикам поверхностного слоя изоляторов с естественным загрязнением // Известия НИИПТ. 2006. № 61.
14. Владимирский Л. Л., Мерхалев С. Д. Электрическая прочность загрязненных гирлянд линейных изоляторов при воздействии коммутационных перенапряжений, характерных для электропередач постоянного тока // Труды НИИПТ. Вып. 27, 1978.
15. Мерхалев С. Д., Владимирский Л. Л., Яковлева Т. В., Черневич Л. В. Разрядные характеристики загрязненной изоляции при кратковременных воздействиях напряжения промышленной частоты // Электрические станции. 1979. № 8.
16. ГОСТ 10390-86. Электрооборудование на напряжение выше 3 кВ. Методы испытаний внешней изоляции в загрязненном состоянии.
17. Мерхалев С. Д., Владимирский Л. Л. Изоляция ВЛ постоянного тока. Передача энергии постоянным током / Под ред. И. М. Бортника, А. В. Поссе. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

Владимирский Лев Львович, канд. техн. наук, заведующий отделом ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: vladimirsky@niipt.ru

Орлова Елена Николаевна, научный сотрудник сектора внешней изоляции отдела ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: orlova@niipt.ru

Печалин Дмитрий Серафимович, заведующий сектором внешней изоляции отдела ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: pechalin@niipt.ru

Соломоник Евгений Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник отдела ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: solomonik@niipt.ru, solomonik_evgeni@mail.ru

Тимофеева Ольга Владимировна, научный сотрудник сектора внешней изоляции отдела ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: timofeeva@niipt.ru

Яковлева Тамара Васильевна, научный сотрудник сектора внешней изоляции отдела ТВН Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: yakovleva@niipt.ru

Vladimirsky L. L., Orlova E. N., Pechalin D. S., Solomonik E. A., Timofeeva O. V., Yakovleva T. V.

Reliability control of external insulation of electrical equipment.

Modern system for reliability control of external insulation of electrical equipment is described.

Experimental data, obtained in NIIPT, on dielectric strength line insulation under pollution under direct, alternating voltage and switching surges pulses typical for the HVAC and HVDC are summarized.

It is shown that the external insulation is determined, first of all, by normal operating conditions, i.e., operating voltage in conjunction with moisture of dirty insulation.

Key words: *electrical equipment, external insulation, pollution, operating voltage, overvoltage, choice of insulation.*

УДК 621.316.93

А. Н. Новикова, О. В. Шмараго

Методические и практические вопросы грозозащиты ВЛ в НИИПТ

Дан обзор основных направлений научно-исследовательских работ ОАО «НИИПТ» по вопросам грозозащиты, результаты которых послужили основой при подготовке соответствующих методических и руководящих документов энергетической отрасли, а также при проектировании и модернизации систем грозозащиты ВЛ 110–1150 кВ, в том числе проходящих в регионах со сложными природно-климатическими условиями.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, грозозащита, средства грозозащиты, сопротивление заземления, разрядные характеристики линейной изоляции, статистика токов молний, проектирование, опыт эксплуатации, ограничители перенапряжений, распределение грозовых перекрытий изоляции между проводами ВЛ без троса.

Введение

Постановка исследований по вопросам грозозащиты в НИИПТ – начало 60-х годов прошлого века – была вызвана коренными изменениями как в электросетевом строительстве, так и в области методики расчета грозоупорности ВЛ. Широко распространенные в то время ВЛ на деревянных опорах модернизировались с заменой опор, в основном, на железобетонные. Новые ВЛ, построенные на металлических и железобетонных опорах, не могли иметь такой же уровень грозоупорности, как ВЛ на деревянных опорах.

В это время меняется представление об источнике атмосферных перенапряжений, вводимом в расчетную схему. На смену волне тока молнии, распространяющейся по проводнику с некоторым волновым сопротивлением [1], вводится представление тока молнии в виде волны нейтрализации объемного заряда, внедренного в канал при лидерной стадии разряда молнии [2]. При таком подходе к расчету перенапряжений на линейной изоляции необходимо учитывать влияние электромагнитного поля разряда молнии на ВЛ. Перед отделом ТВН была поставлена задача разработать инженерную методику расчета вероятности перекрытия линейной изоляции при поражениях ВЛ разрядами молний и подготовить «Руководящие указания по защите от перенапряжений электрических сетей 3–500 кВ».

Выпуск методического документа по грозозащите ВЛ явился результатом многолетних разносторонних исследований и решений постоянно возникающих практических задач эксплуатации и проектирования ВЛ. На всех этапах результаты исследований и методических разработок сопоставлялись с эксплуатационными показателями грозоупорности ВЛ, а также анализировались и учитывались зарубежные разработки в области грозозащиты. Первая публикация на эту тему появилась в 1963 г. [3]. В 1966 г. в серии «Итоги науки и техники – Электрические станции, сети и системы (1966–1967 гг.)» был опубликован обзор отечественных и зарубежных исследований: «Характеристики разрядов молнии и грозозащита линий электропередачи высокого напряжения переменного тока» [4]. Глава 2 «Грозовые перенапряжения и характеристики грозоупорности воздушных линий электропе-

редачи высокого напряжения переменного тока» была подготовлена А. В. Корсунцевым, который руководил до 1983 г. исследованиями в области грозозащиты ВЛ в отделе ТВН.

Работа по составлению, согласованию и утверждению методического документа по грозозащите ВЛ заняла практически 30 лет. В окончательной редакции документ под названием «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений» был опубликован в 1999 г. [5]. Разделы 6–9 части 3 «Грозозащита линий и подстанций 6–1150 кВ», посвященные вопросам грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше, написаны сотрудниками отдела ТВН.

Большая заслуга отдела ТВН и лично А. В. Корсунцева в постановке исследований по направлению «грозозащита ВЛ» в других организациях, например в Томском политехническом институте и Киргизском научно-исследовательском отделе энергетики, творческие связи с сотрудниками этих организаций продолжаются до настоящего времени.

В дальнейшем некоторые научные достижения периода работы над «Руководством...» получили творческое развитие с учетом современных тенденций в области грозозащиты и нашли применение в проектной практике. Другие результаты инициировали ряд новых исследований, привлекая к проблеме смежные тематики и организации. Наконец, непрерывно пополняющийся опыт эксплуатации ВЛ, в том числе высших классов напряжения и проходящих в районах со сложными природно-климатическими условиями, а также необходимость модернизации ВЛ ставят новые вопросы и задачи, в процессе решения которых совершенствуются методики расчета грозоупорности, разрабатываются новые схемы грозозащиты.

Обозначенные направления иллюстрируются далее конкретными работами, выполненными отделом ТВН ОАО «НИИПТ» в разное время.

Приложение результатов работ для корректировки методической документации и типовых ТЗ

Проектирование заземляющих устройств. В 1974 г. институтом «Энергосетьпроект» (ЭСП) был разработан методический документ «Типовой проект. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ» [6]. Раздел по расчету сопротивления заземления фундаментов опор (R_{ϕ}) был составлен по результатам работ, выполненных в отделе ТВН по заданию института «ЭСП». В основу предложенной инженерной методики [7] было положено использование коэффициентов формы, полученных при измерениях сопротивления в электролитической ванне на моделях фундаментов опор различной конфигурации. Основная расчетная формула

$$R_{\phi} = k_f \rho_{\text{экв}} / H, \quad (1)$$

где k_f – коэффициент формы; $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м; H – глубина заложения фундамента в грунт, м. Под значением $\rho_{\text{экв}}$ в данном случае подразумевается эквивалентное удельное сопротивление двухслойной структуры грунта.

По результатам многовариантных расчетов R_{ϕ} в двухслойном грунте при различных сочетаниях ρ слоев для [6] институтом «ВИЭСХ» были подготовлены nomogramмы для расчета $\rho_{\text{экв}}$ одного и двух вертикальных электродов, лучевого заземлителя,

лучевого заземлителя с распределенными по лучам штырями. Из-за отсутствия расчетной модели номограммы для фундамента из грибовидных железобетонных подножников разработаны не были. Для «фундаментных заземлителей» предлагалось использовать номограммы для вертикального электрода. Строго говоря, такая рекомендация может считаться обоснованной только для фундаментов, состоящих из свай. Как было показано в дальнейшем на примере разработки конструкций заземляющих устройств опор ВЛ 400 кВ «Выборгская – Госграница» [8], использование в расчетах R_ϕ фундаментов, состоящих из грибовидных подножников, номограмм для вертикального электрода приводит в некоторых условиях к большим погрешностям, так как не учитывается влияние на R_ϕ горизонтальной плиты – нижней части грибовидного подножника.

Необходимые расчетные модели были предложены много позже (2008 г.) Шишигным С. Л. [9]. Правильность модели была успешно протестирована сопоставлением результатов расчета R_ϕ фундамента из одного и четырех грибовидных подножников по методу эквивалентных зарядов (ЭЗ) и по инженерной методике, т. е. с использованием коэффициентов формы, полученных по измерениям в электролитической ванне. Это позволило рассчитать R_ϕ фундаментов из четырех подножников и разработать номограммы для определения $\rho_{\text{экв}}$ для этой конструкции. На рис. 1 представлена номограмма для определения $\rho_{\text{экв}}$ для фундамента из четырех грибовидных подножников (h_1 – толщина верхнего слоя, ρ_1 и ρ_2 , соответственно, удельное сопротивление верхнего и нижнего слоя грунта). На рис. 1 пунктирными линиями нанесены фрагменты номограммы для вертикального электрода из [6] для $h_1 = 1,5$ м при значениях ρ_1/ρ_2 от 1 до 100 и для $h_1 = 1,25$ и 1,75 м при значениях ρ_1/ρ_2 от 1 до 0,01. (Значения h_1 , относящиеся к пунктирным линиям, написаны более жирным шрифтом). Видно, что существуют области значений ρ_1/ρ_2 , в которых отношения $\rho_{\text{экв}}/\rho_2$, полученные по кривым для вертикального электрода и фундамента из грибовидных подножников, различаются в 2 и более раз. Например, при $\rho_1/\rho_2 = 0,1$ и $h_1 = 1,5$ значение $\rho_{\text{экв}}/\rho_2$ для вертикального электрода равно примерно 0,2, а для фундамента из грибовидных подножников – 0,4.

Таким образом, в ходе выполнения работы по повышению грозоупорности ВЛ 400 кВ «Выборгская – Госграница» были выявлены недостатки методического документа [6] и после тестирования расчетной модели грибовидного подножника с привлечением результатов ранее выполненных отделом ТВН исследований совместно с Вологодским государственным техническим университетом разработаны отсутствующие номограммы.

Импульсное сопротивление заземления опор. В настоящее время в технических заданиях на модернизацию грозозащиты ВЛ предусмотрено измерение импульсного сопротивления заземления, которое оценивается через коэффициенты к значению сопротивления, измеренному импульсным методом при небольших токах [10].

По этому поводу целесообразно обратиться к результатам проводимых ранее в ОАО «НИИПТ» работ по анализу изменения сопротивления заземления при образовании искровой зоны и влияния искрообразования на конечный результат расчета грозоупорности – число грозовых отключений.

А. В. Корсунцевым в [11] при использовании методов теории подобия применительно к результатам измерения импульсного сопротивления заземлителей различной

конструкции была получена критериальная зависимость – $\Pi_1 = f(\Pi_2)$, рис. 2, в координатах:

$$\Pi_1 = R_{\text{имп}} S/\rho; \quad (2)$$

$$\Pi_2 = i \cdot \rho / (S^2 \cdot E_{\text{пп}}), \quad (3)$$

где $R_{\text{имп}}$ – импульсное сопротивление, Ом; S – характеристический размер заземлителя (рис. 3), см; ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·см; i – ток через заземлитель, А; $E_{\text{пп}}$ – пробивная напряженность грунта в однородном поле, В/см.

При отсутствии экспериментальных данных о $E_{\text{пп}}$ для оценки пробивной прочности грунта в [5] предлагалось использовать эмпирическую формулу

$$E_{\text{пп}} = 6,9 \cdot \lg \rho - 0,6 (\lg \rho)^2 - 3,4, \quad (4)$$

где ρ в Ом·м, $E_{\text{пп}}$ в кВ/см.

Предложенная в [11] критериальная зависимость была использована в зарубежных методических документах по грозозащите ВЛ [12]. При этом она была дополнена зарубежными измерениями импульсного сопротивления и для удобства использования описана эмпирическими формулами (см. рис. 2).

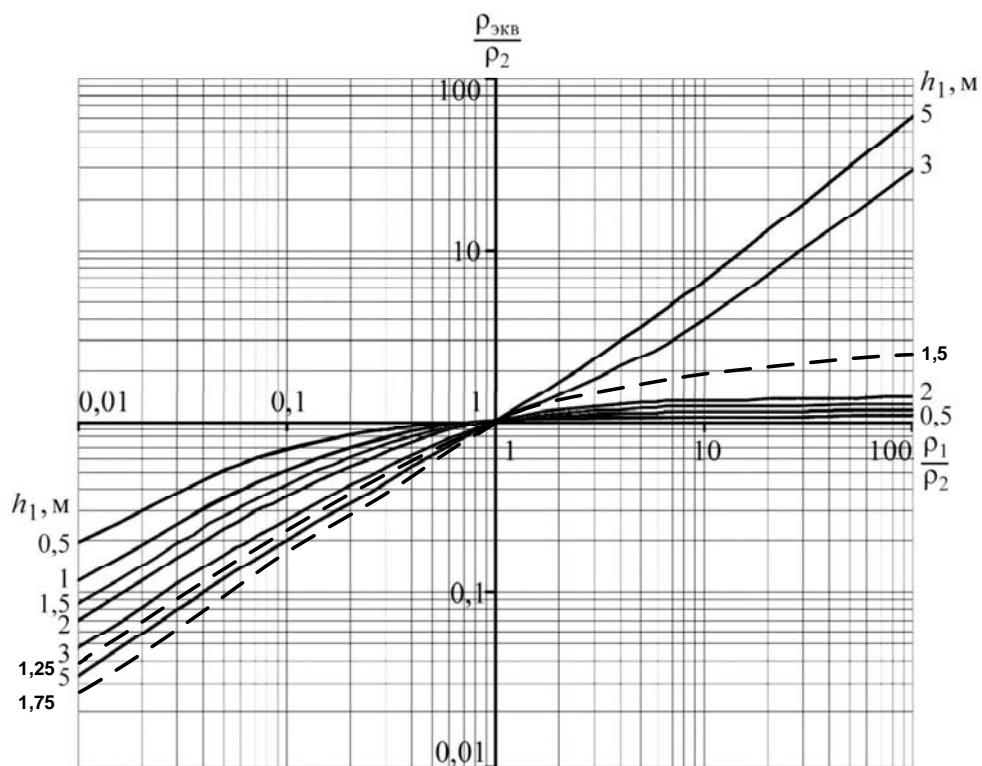


Рис. 1. Номограммы для определения $\rho_{\text{екв}}$ двухслойного грунта:

- фундамент из четырех грибовидных подножников;
- - - вертикальный электрод

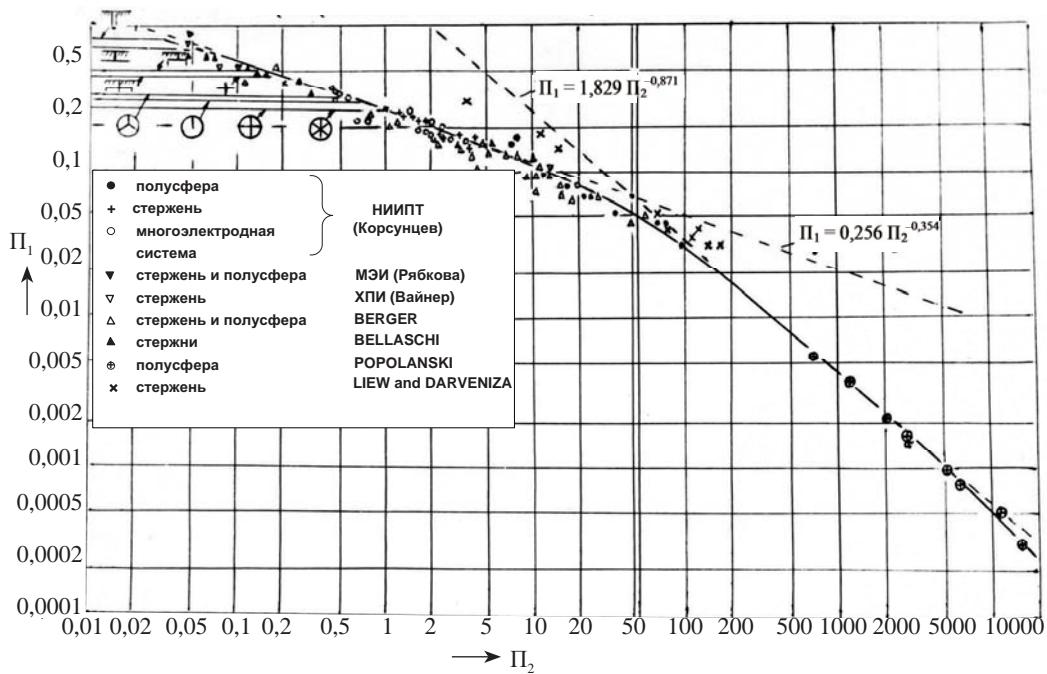


Рис. 2. Критериальная зависимость для расчета импульсного сопротивления заземления

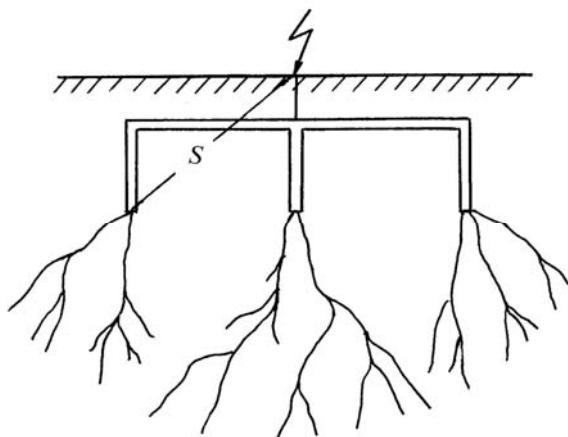


Рис. 3. Картина развития разряда в грунте вокруг заземлителя

При подготовке «Руководства...» [5] были проведены расчеты числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ и выше с учетом изменения сопротивления заземления опор R_s при протекании импульсного тока. Оказалось, что только на ВЛ с железобетонными опорами (без искусственных заземлителей и при $\rho \leq 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) учет искровой зоны снижает расчетное число грозовых отключений на (20–45) %. Уже при использовании лучей длиной 5 м этот показатель уменьшается до (10–15) %.

Учитывая, что для выполнения требований ПУЭ на допустимые сопротивления заземления опор на железобетонных опорах искусственные заземлители должны

применяться при $\rho > 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, число ВЛ, на которых искрообразование способствует уменьшению числа грозовых перекрытий изоляции, невелико. Кроме того, на этих ВЛ, т. е. при $\rho < 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, за счет стекания тока молнии только с заглубленных частей стойки опоры достигается $R_s \leq 10 \text{ Ом}$, что обеспечивает достаточную грозоупорность этих ВЛ. Поэтому неучет искрообразования при расчете грозоупорности в таких случаях является допустимым.

На ВЛ с башенными опорами и на порталных металлических опорах за счет увеличения характеристического размера заземлителя условия для искрообразования создаются при больших импульсных токах, имеющих небольшую вероятность появления. При этом на ВЛ 110 кВ искрообразование может возникнуть уже после перекрытия изоляции, имеющей на этих ВЛ небольшую импульсную прочность. Из-за увеличивающейся импульсной прочности ВЛ 220 и 330 кВ поправка на число грозовых отключений от учета искрообразования составляет несколько процентов и только при отсутствии искусственных заземлителей. На ВЛ 500 и 750 кВ на порталных опорах, фундаменты которых распределены по большому пространству и обеспечивают значение $R_s \leq 15 \text{ Ом}$ при $\rho \leq 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, практически отсутствуют токи молнии, способные обеспечить искрообразование в таком большом объеме грунта.

Из вышесказанного следует, что применительно к заземлителям опор ВЛ импульсное сопротивление как характеристика заземлителя не имеет практической значимости, поэтому нецелесообразно требовать измерения импульсного сопротивления опор в проектах модернизации системы грозозащиты ВЛ.

Кроме того, современные методики расчета грозоупорности позволяют учитывать изменение импульсного сопротивления заземления во времени. Использование в расчетах некоторого дискретного значения импульсного сопротивления некорректно.

Основополагающие исследования для «Руководства...» [5]

Наряду с созданием современной методики расчета вероятности перекрытия линейной изоляции в период подготовки «Руководства...» прорабатывались отдельные принципиальные моменты, от которых зависит конечный результат расчета грозоупорности ВЛ – ожидаемое число грозовых отключений. В дальнейшем поднятые «НИИПТ» вопросы нашли отражение в тематике научно-исследовательских работ, проводимых в энергетической отрасли. Далее представлена часть таких исследований.

Разрядные характеристики линейной изоляции. Отправным моментом расчета вероятности перекрытия линейной изоляции является факт превышения воздействующего перенапряжения над ее импульсной прочностью. При этом разрядная характеристика, вводимая в расчет, должна определять прочность при перенапряжениях, возникающих на изоляции при воздействии импульсов с реальными временными параметрами.

Для расчета вероятности перекрытия изоляции при ударе молнии в опору и прорыве на провод требуются разные разрядные характеристики изоляции. Достаточно долго в расчетах грозоупорности в обоих случаях использовалась вольт-секундная характеристика (ВСХ) на стандартном грозовом импульсе 1,2/50 мкс. Однако по данным осциллографических регистраций [13] в 90 % случаев длительность фронта первого компонента разряда молнии находится в пределах 1,8–11,3 мкс, при среднем значении $\tau_\phi = 4,5 \text{ мкс}$, а длительность импульса соответственно в пределах 30–200 мкс, при среднем значении $\tau_u = 75 \text{ мкс}$.

При ударе молнии в провод перенапряжение на изоляции повторяет форму импульса тока молнии. Перекрытие изоляции возможно как на фронте, так и на хвосте импульса. В этом случае расчет вероятности перекрытия проводится по 50%-му разрядному напряжению, с использованием которого рассчитывается критическая амплитуда тока молнии. В работах [14, 15], посвященных исследованиям 50%-х разрядных напряжений изоляции на импульсах с временными параметрами, отличными от параметров стандартного грозового импульса, показано, что с увеличением длительности фронта 50%-е разрядное напряжение имеет тенденцию к уменьшению, которая усиливается с увеличением длины гирлянд. По результатам этих работ на рис. 4 построена зависимость коэффициента снижения 50%-го разрядного напряжения от длины гирлянд, скомплектованных из изоляторов с двумя соотношениями длины пути утечки (L) и строительной высоты (H), для импульса со среднестатистической длительностью фронта ($\tau_\phi = 4,5$ мкс).

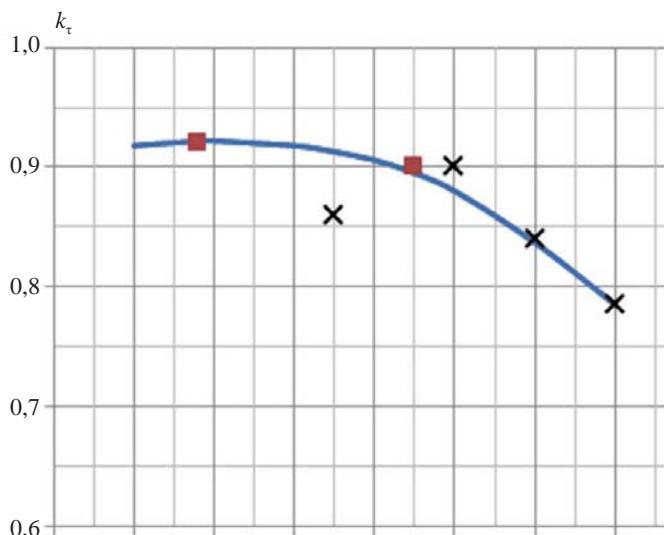


Рис. 4. Поправочный коэффициент на 50%-е разрядное напряжение для импульса с $\tau_\phi = 4,5$ мкс относительно 50%-го разрядного напряжения для стандартного грозового импульса в зависимости от длины изоляции:
■ – $L/H = 2,0$; × – $L/H = 2,14 \div 2,3$

С учетом этой зависимости в «Руководство...» [5] была введена формула для оценки 50%-го разрядного напряжения для использования в расчете вероятности перекрытия изоляции при ударах в провод

$$U_{50}^-(l_{\text{пазп}}) = U_{50}^- \cdot k_\tau = U_{50}^- (0,93 - 0,012 \cdot l_{\text{пазп}}^{(0,74 - 0,06 l_{\text{пазп}}^{-3})}), \quad (5)$$

где U_{50}^- – 50%-е разрядное напряжение для стандартного грозового импульса отрицательной полярности, кВ; $l_{\text{пазп}}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, равная произведению строительной высоты на число изоляторов.

При ударе молнии в опору перекрытие наиболее вероятно на фронте импульса, так как после фронта происходит срез воздействующего напряжения из-за снижения крутизны тока молнии, а на импульсе со срезом изоляция имеет значительно большую импульсную прочность, рис. 5 [16]. Поэтому для расчета вероятности перекрытия

изоляции необходимы ее разрядные характеристики при перекрытиях на фронте импульсов со значениями длительности фронта, характерными для реальных грозовых импульсов, т. е. с τ_ϕ примерно до 10 мкс.

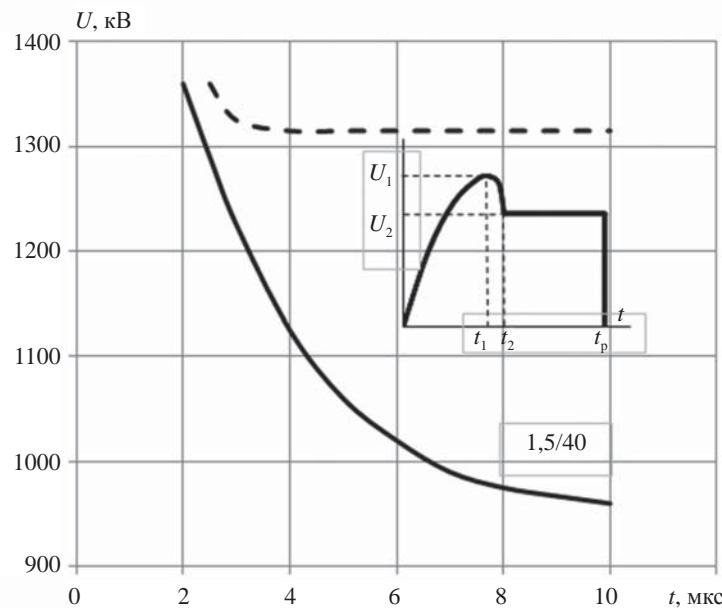


Рис. 5. Вольт-секундные характеристики гирлянды 12П-4,5
при волнах положительной полярности:
— импульс 1,5/40 мкс;
- - - срезанный импульс с параметрами: $t_2 = (1,5 - 2,0)$ мкс; $U_2/U_1 = 0,64 - 0,67$

Специальные испытания с целью получения перекрытия линейной изоляции на фронте импульса не проводились. В работе [14] исследовались ВСХ гирлянд изоляторов на нестандартных грозовых импульсах положительной полярности с временными параметрами: 1,9/40; 3,3/40 и 7,5/50 мкс, рис. 6. Однако большая часть ВСХ получена для разрядов на хвосте импульсов (сплошные линии). Только ВСХ (рис. 6, б) для гирлянд изоляторов 13ПФ-6Б позволяют достаточно достоверно провести ВСХ для разрядов на фронте (штрихпунктирная кривая). Опорными факторами являются: крайняя левая точка ВСХ на импульсе 3,3/40 мкс и участок ВСХ на импульсе 7,5/50 мкс до предразрядного времени, равного $t_{\text{разр}} \leq 7,5$ мкс.

Гирлянда изоляторов 13ПФ-6В при одинаковой с гирляндой 13ПФ-6Б строительной высоте имеет большую импульсную прочность. Импульсные испытания обеих гирлянд проводились по одной схеме. Перекрытие гирлянды 13ПФ-6В на импульсе 3,3/40 мкс произошло уже на хвосте (рис. 6, а), т. е. опорной точки не было. Необходимая ВСХ была построена после экстраполяции экспериментальных ВСХ и апробирована двумя способами.

Во-первых, на рис. 6, в сопоставлены две ВСХ для разрядов на фронте импульса гирлянд из 13 изоляторов. ВСХ расположились логично, в соответствии с отношением длины пути утечки к строительной высоте (L/H). Изоляторы ПФ-6В имеют в 1,23 большее отношение L/H и на 7–8 % большее разрядное напряжение.

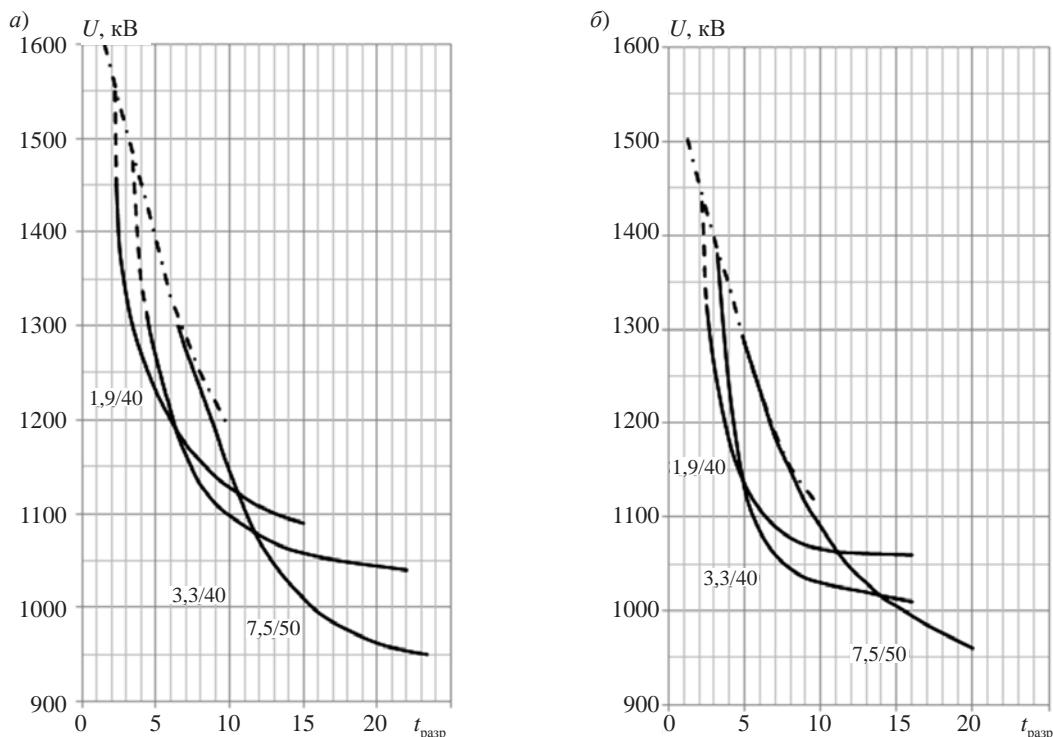
Второй способ апробации продиктован близостью значений L/H изоляторов в гирляндах, скомплектованных из изоляторов ПФ-6В и ПС-12, что позволяет получить ВСХ гирлянды 25ПС-12 пропорциональным пересчетом ВСХ гирлянды ПФ-6В. Как видно из верхней части рис. 6 σ , полученная таким образом ВСХ для разрядов на фронте импульса расположилась логично относительно экспериментальных ВСХ на нестандартных грозовых импульсах.

При разработке формулы для расчета ВСХ для разрядов на фронте импульса была учтена зависимость разрядного напряжения от отношения длины пути утечки к строительной высоте и снижения разрядного градиента с увеличением длины гирлянды. В результате была получена формула

$$U_{\text{разр}}(t) = 340k_{\text{кон}}k_E l_{\text{разр}} \left(1 + \frac{15}{t+9,5}\right), \quad (6)$$

где $l_{\text{разр}}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, м; $k_{\text{кон}}$ – коэффициент, учитывающий различие в конструкции изоляторов, т. е. L/H ; k_E – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды. Рекомендации по выбору значений коэффициентов $k_{\text{кон}}$ и k_E даны в [5].

В рамках базовой инновационной программы ОАО «ФСК ЕЭС» «МОЛНИЕЗАЩИТА» на 2010–2013 гг. разработана и зарегистрирована за № 2012620331 от 03.04.2012 г. база данных «Разрядные характеристики линейной изоляции ВЛ 110–750 кВ при импульсных грозовых воздействиях» [17]. В настоящее время необходимо сопоставить представленные в базе вольт-секундные характеристики с полученными ранее экспериментальными данными и с использованием новых данных проверить рекомендации [5] по разрядным характеристикам линейной изоляции, предназначенным для расчета грозоупорности ВЛ.



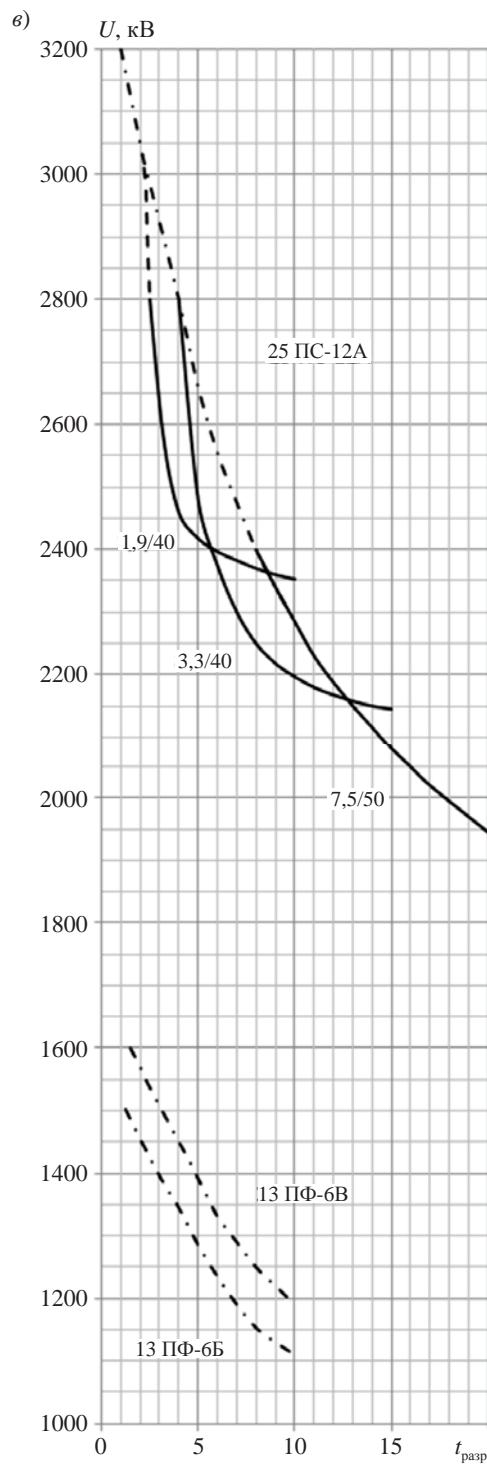


Рис. 6. К разработке ВСХ для разрядов на фронте импульса (— · · · —) по результатам исследования ВСХ на нестандартных грозовых импульсах:
а) 13ПФ-6В ($L/H = 2,28$); б) 13ПФ-6Б ($L/H = 1,85$); в) 25ПС-12А ($L/H = 2,32$)

Статистика токов молний. Существует обоснованная физически зависимость между амплитудой тока I и расстоянием ориентировки молнии на объект, поэтому распределение амплитуд тока разрядов молний, поражающих объект, зависит от его высоты и типа (протяженный или сосредоточенный). При одинаковой высоте распределение I для сосредоточенного объекта будет более неблагоприятным [18]. Поэтому использование для расчетов грозоупорности ВЛ распределения I , рекомендуемого CIGRE (кривая 2 рис. 7), 80 % которого составляют измерения на сосредоточенных объектах, приведет к завышению числа грозовых отключений. В «Руководстве...» [5] статистическое распределение I , полученное при измерениях на ВЛ, аппроксимировано логарифмически-нормальным распределением с параметрами: $\bar{I} = 20$ кА и $\sigma_{lgI} = 0,39$ (кривая 1 рис. 7). При высоте опор более 20 м на параметры распределения вводится поправка на высоту.

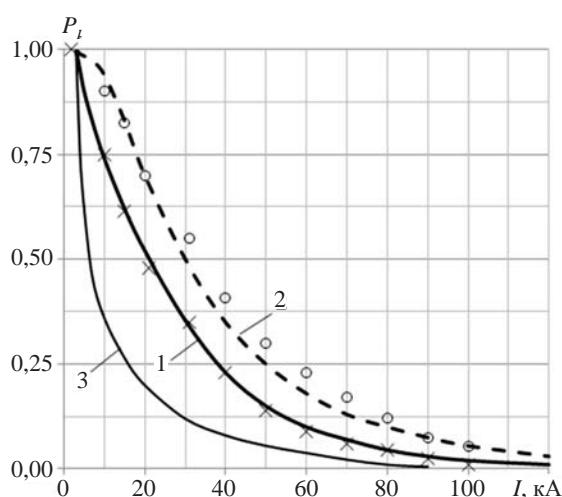


Рис. 7. Распределение амплитуды тока разрядов молний:
полевые исследования: 1 – «Руководство...» [5] и ВЛ 220 кВ [22]; 2 – CIGRE;
расчетные: \times – ВЛ 220 кВ; \circ – одиночный объект; 3 – для разрядов в землю

В течение долгого времени распределения, полученные на возвышающихся над землей объектах, использовались при расчете числа грозовых отключений как от ударов молнии в опоры, так и от ударов в провода. Правомерность использования этих распределений для случаев удара молнии в опоры сомнений не вызывает. Использование их для расчета числа отключений от ударов молнии в провода корректно только при условии применения для таких расчетов эмпирических формул, разработанных с учетом этих распределений.

В последние десятилетия для расчета эффективности тросовой защиты разработаны методики, основанные на расчете параметров электрического поля в окрестности проводов и тросов ВЛ [19–21]. В процессе разработки такой методики в НИИПТ стало очевидно, что распределение разрядов, поражающих провода и тросы, по амплитуде зависит от распределения, вводимого в расчет и, в частности, распределение I разрядов, поражающих тросы, оказывается более неблагоприятным, чем распределение, вводимое в расчет, что физически невозможно. Поэтому при использовании таких методик в качестве исходного распределения необходимо вводить распределение по I разрядов, поражающих землю в отсутствие наземных объектов. В практике ОАО «НИИПТ» была решена обратная задача: итерационным подбором

было получено распределение I разрядов, поражающих землю, использование которого в алгоритме расчета давало для разрядов, поражающих тросы, распределение, полученное по результатам полевых исследований на ВЛ 220 кВ [22], рис. 7.

Теоретически распределение I разрядов, поражающих землю, может быть получено дистанционным методом регистрации, в общем случае через сеть пеленгации разрядов молнии. Региональная сеть пеленгации грозовых разрядов в настоящее время развернута в Краснодарском крае [23, 24].

Направления исследований, продиктованные проектированием, эксплуатацией и модернизацией ВЛ

Большой комплекс вопросов по электрической части ВЛ, в том числе и системе грозозащиты, возникал при освоении более высокого класса номинального напряжения, а также в случаях, когда традиционная система грозозащиты ВЛ тросами была неэффективна или была источником аварий с длительным перерывом электроснабжения.

Влияние рабочего напряжения на поражаемость проводов. Предположение о возможном влиянии рабочего напряжения на вероятность прорыва молнии на провода было высказано в период проектирования ВЛ 1150 кВ [25]. Существующие тогда эмпирические методики расчета вероятности прорыва не позволяли учесть этот фактор. Первые методики, основанные на анализе параметров электрического поля в окрестности проводов и тросов, были опубликованы в 1981 г. Первый участок ВЛ 1150 кВ «Экибастуз – Кокчетав» был введен в эксплуатацию в 1986 г. на пониженном до 500 кВ рабочем напряжении. Одновременно по инициативе НИИПТ были начаты и полевые исследования на этой трассе, которые продолжались до 1995 г. Первоначально ставилась задача проверить высказанную в [25] гипотезу, однако уже после первого грозосезона стало необходимым выяснить причину грозовых отключений ВЛ 1150 кВ, работающей на пониженном напряжении. По результатам исследований поражаемости ВЛ разрядами молнии с использованием для этой цели ферромагнитных регистраторов были выявлены места на трассе с пониженной грозоупорностью, точнее с неэффективной тросовой защитой. Ими оказались анкерно-угловые опоры, выполненные на трех основных и дополнительной стойках, рис. 8.

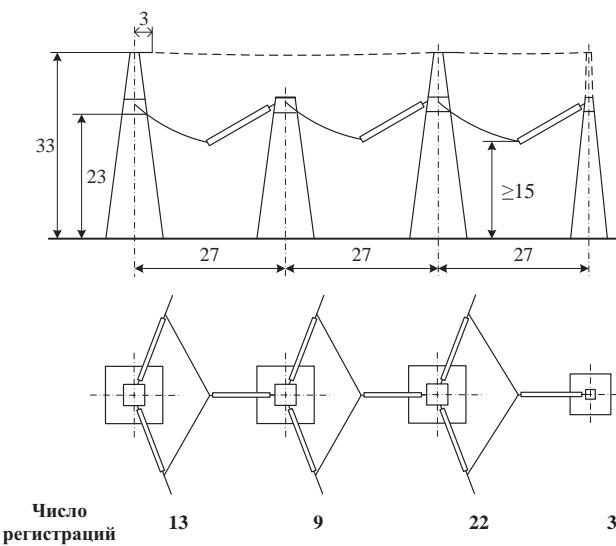


Рис. 8. Эскиз анкерно-угловой опоры ВЛ 1150 кВ «Экибастуз – Кокчетав»

Расстояние между фазами составляло 27 м. Расстояние между тросами на анкерных опорах – 54 м, превышение троса над проводами – 10 м. На промежуточных опорах два последних параметра равны соответственно 35 м и 14,5 м. Ферромагнитные регистраторы были установлены на всех стойках. На рис. 8 приведено распределение случаев намагничивания регистраторов по стойкам. Оказалось, что каждый пятый разряд поражал среднюю стойку или провода и шлейфы в области этой стойки, т. е. зона средней стойки была «привлекательна» для разрядов молнии даже при работе ВЛ на напряжении 500 кВ. Было рекомендовано усилить защищенность этой области за счет подвеса троса между стойками (на рис. 8 трос между опорами показан пунктирной линией).

В докладе на IV конференции по молниезащите (май 2014 г.) проведен тщательный ситуационный анализ возможных причин намагничивания регистраторов, установленных на стойках анкерно-угловых опор, с учетом угла поворота трассы и значений зарегистрированных токов [26]. По результатам анализа обобщенная вероятность прорыва молнии во внутреннюю зону между тросами и внешнюю зону, обращенную к дополнительной стойке, при рабочем напряжении, равном 500 кВ, оценивается значением $P_a = 0,24$. Для обычных ВЛ 500 кВ с двумя тросами $P_a = (0,25 - 0,50) \cdot 10^{-2}$, т. е. в 50–100 раз меньше.

Неожиданным подтверждением правильности вывода о причине грозовых отключений ВЛ 1150 кВ явились результаты анализа опыта эксплуатации ВЛ 330 и 500 кВ ОАО «МЭС Юга», имеющих участки без троса или защищенных тросом только на подходах к подстанциям. Использование ОАПВ позволяет фиксировать отключенную фазу и далее, с учетом транспозиции и удаленности точки КЗ от подстанции, установить, где произошло перекрытие: на крайнем или среднем проводе. В табл. 1 приведено распределение точек перекрытия изоляции при грозовых отключениях ВЛ 330 и 500 кВ по фазам в процентах.

Таблица 1

**Распределение числа грозовых перекрытий изоляции ВЛ 330 и 500 кВ
на участках без троса по проводам**

U_n , кВ	Расстояние между фазами, м	Распределение числа перекрытий изоляции по проводам, %		
		левый	средний	правый
330	$2 \times 8,2$	40	22	38
500	$2 \times 11,5$	44	24	32

Учитывая, что удары молнии в провод с большой вероятностью приводят к перекрытию изоляции, полученные распределения точек КЗ близки к распределению ударов по фазам. Это распределение отличается от получаемого при традиционном подходе, рис. 9: доля ударов в средний провод (δ) по данным опыта эксплуатации участков без троса оказалась по крайней мере в 2 раза больше.

Причиной этого является влияние рабочего напряжения. При полярности рабочего напряжения провода, противоположной полярности молнии, резко увеличивается ориентировка разряда молнии на этот провод. Отсутствие троса усугубляет этот фактор, так как отсутствует компенсирующий нулевой потенциал тросов.

Выявленный факт ставит вопрос о необходимости пересмотра принятого в настоящее время в [5] тезиса: на ВЛ без троса разряды молнии распределяются поровну

между опорами и проводами. Вероятно с ростом класса номинального напряжения ВЛ будет увеличиваться доля разрядов молнии, поражающих провода.

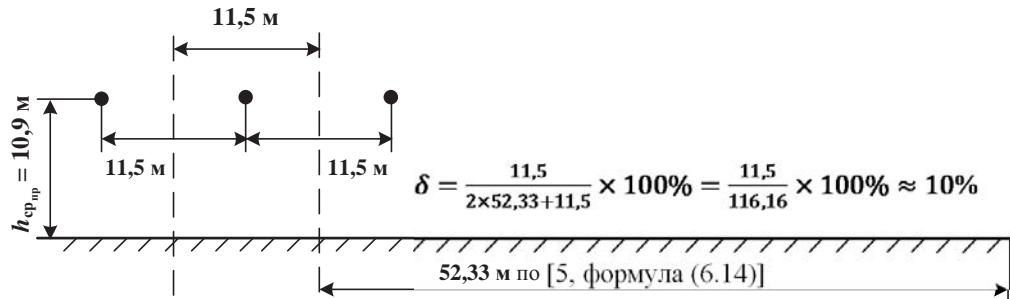


Рис. 9. К традиционной оценке поражаемости разрядами молнии проводов ВЛ 500 кВ

Грозозащита ВЛ с использованием ОПН. Начиная с 2000 г. НИИПТ внедряет свои наработки по организации грозозащиты ВЛ с использованием ОПН на действующих, модернизируемых и проектируемых ВЛ напряжением от 110 до 500 кВ, проходящих в районах со сложными природно-климатическими условиями [27–29]: грунты высокого электрического сопротивления, горные районы с высокой грозовой активностью, районы интенсивного гололедообразования.

В ходе и по результатам этих работ было выполнено и установлено следующее.

Впервые в практике разработки заземляющих устройств опор были проведены геофизические изыскания с целью определения структуры и электрического сопротивления слоев грунта [30, 31]. Сравнение значений R_z заземляющих устройств, выполненных с учетом результатов геофизических изысканий грунтов и измеренных импульсным методом по рекомендациям [10] для ВЛ с электрически соединенным с опорой тросом, выявили большие расхождения расчетных и измеренных значений R_z [32] и показали необходимость проверки рекомендуемых в [10] методов измерений R_z на примерах ВЛ с отсоединенным и присоединенным к опоре тросом.

При разработке системы грозозащиты ВЛ без троса с использованием ОПН, а именно при обосновании числа ОПН, устанавливаемом на опоре, и при расстановке ОПН по трассе следует учитывать существенное влияние рабочего напряжения на распределение ударов молнии между фазными проводами. Для регионов, в которых экономически целесообразен отказ от троса, необходимо разработать специальные конструкции опор для ВЛ, грозозащита которых ориентирована на использование ОПН. Например, конструкция порталных опор должна позволять уменьшить поражаемость среднего провода за счет повышения высоты подвески крайних проводов, защищенных ОПН.

Выводы

Результаты научно-исследовательских работ по грозозащите ВЛ, проводимые ОАО «НИИПТ», внесли существенный вклад в подготовку руководящих и методических документов энергетической отрасли, способствовали решению задач по

обеспечению грозоупорности ВЛ, проходящих в регионах со сложными природно-климатическими условиями, и остаются востребованными до настоящего времени.

Практика многолетних исследований ОАО «НИИПТ» по вопросам грозозащиты ВЛ в различных регионах РФ, особенно в связи с расширением арсенала средств грозозащиты за счет использования ОПН для защиты линейной изоляции от атмосферных перенапряжений, показала необходимость:

- уточнения характеристик грозовой деятельности, а именно плотности разрядов молнии на землю, а также статистики амплитуды тока молнии в различных регионах страны;
- проведения комплексных полевых исследований с целью выявления эффективности ОПН как средства грозозащиты;
- выявление ресурса пропускной способности ОПН на реальных грозовых импульсах.

Список литературы

1. Костенко М. В. Атмосферные перенапряжения и грозозащита высоковольтных установок. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949.
2. Разевиг Д. В. Атмосферные перенапряжения на линиях электропередачи. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959.
3. Корсунцев А. В., Кузнецова Л. Е. Кривые опасных параметров и расчет вероятности перекрытия изоляции воздушных линий при ударах молнии // Известия НИИ постоянного тока. 1963. № 10.
4. Итоги науки и техники. Серия «Электротехника и энергетика». Электрические станции, сети и системы (1966–1967 гг.). Характеристики разрядов молнии и грозозащита линий электропередачи высокого напряжения переменного тока. – М.: ВИНТИ, 1969.
5. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.129-99. – СПб.: Изд-во ПЭИПК, 1999.
6. Типовой проект. Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ. № 3602-тм. – М.: Минэнерго, ВГПИ НИИ «Энергосетьпроект», 1974.
7. Корсунцев А. В., Покровская К. И. Методика расчета сопротивлений заземления железобетонных фундаментов // Электрические станции. 1968. № 11.
8. Шишигин С. Л., Новикова А. Н. Расчет сопротивления заземления фундаментов опор ВЛ из железобетонных грибовидных подножников в неоднородном грунте // Известия НИИ постоянного тока. 2011. № 65.
9. Шишигин С. Л. Математические модели и методы расчета заземляющих устройств // Электротехника. 2010. № 1.
10. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок. РД 153.34.020.525-00. – М.: ОРГРЭС, 2000.
11. Корсунцев А. В. Применение теории подобия к расчету импульсных характеристик сосредоточенных заземлителей // Электротехника. 1958. № 5.
12. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. CIGRE, Study Committee 33, 1991.
13. Andersen R. B., Eriksson A. J. Lightning parameters for engineering application // Electra, 1980, № 69.

14. Александров Г. Н., Джусаев Ш. И., Кизеветтер В. Е. Вольт-секундные характеристики гирлянд изоляторов при нестандартных импульсах грозовых перенапряжений // Известия ВУЗ. Энергетика. 1980. № 3.
15. Зубрилин А. В., Китаев П. И. Влияние полярности и формы грозовых перенапряжений на электрическую прочность длинных гирлянд // Электрические станции. 1987. № 2.
16. Акопян А. А., Ларионов В. П., Торосян А. С. К вопросу о влиянии формы волн напряжения на электрическую прочность промежутка // Электричество. 1956. № 5.
17. Богданов О. В., Котов С. В., Крусс А. М. База данных по разрядным характеристикам линейной изоляции при напряжении грозовых импульсов // IV конференция по молниезащите. Сб. докладов, Санкт-Петербург, 27–29 мая 2014.
18. Новикова А. Н. Параметры токов молнии и выбор их расчетных значений // Электричество. 1992. № 7.
19. Базелян Э. М. Влияние рабочего напряжения на вероятность прорыва молнии к проводам воздушных линий // Электричество. 1981. № 5.
20. Ларионов В. П., Колечицкий Е. С., Шульгин В. Н. Расчет вероятности прорыва молнии сквозь тросовую защиту // Электричество. 1981. № 5.
21. Новикова А. Н., Шмараго О. В. Влияние рабочего напряжения на грозопоражаемость проводов ВЛ с тросом и без троса: обоснование критериев методики расчета // Известия НТИ ЕЭС. № 2 (71). 2014.
22. Бочкинский Б. Б. и др. Регистрация параметров молнии на двухцепных ВЛ 220 кВ // Электрические станции. 1968. № 11.
23. Аджиев А. Х., Гятов Р. А., Кулиев Д. Д. Исследование грозовой деятельности на юге Европейской части России грозопеленгационной сетью LS8000 // IV конференция по молниезащите. Сб. докладов, Санкт-Петербург, 27–29 мая 2014.
24. Евтеев С. Г., Степанов Р. В. Результаты эксплуатации системы дистанционной грозопеленгации VAISALA TLP/LS8000 в 2011–2013 гг. // IV конференция по молниезащите. Сб. докладов, Санкт-Петербург, 27–29 мая 2014.
25. Базелян Э. М. Влияние рабочего напряжения на вероятность прорыва молнии к проводам воздушных ЛЭП // Физика молнии и молниезащита. Сб. научных трудов ЭНИН. – М., 1979.
26. Мезгин В. А., Новикова А. Н., Чичинский М. И., Шмараго О. В. Ситуационный анализ поражаемости разрядами молнии, оценка эффективности тросовой защиты ВЛ 1150 кВ // IV конференция по молниезащите. Сб. докладов, Санкт-Петербург, 27–29 мая 2014.
27. Новикова А. Н., Шмараго О. В., Лубков А. Н., Крыжановский В. В., Галкова Л. И., Макашин Е. А., Бельцер В. Р. Модернизация системы грозозащиты двухцепной ВЛ 400 кВ ПС «Выборгская – Госграница» с использованием ОПН // Известия НИИ постоянного тока. Научный сб. 2007. № 62.
28. Новикова А. Н., Данилевский С. С., Лубков А. Н., Шмараго О. В. Опыт разработки схем грозозащиты, модернизируемых к Олимпийским играм 2014 г. ВЛ 110 и 220 кВ в Сочинском регионе, с использованием ограничителей перенапряжений // Известия НИИ постоянного тока. Научный сб. 2010. № 64.
29. Новикова А. Н., Шмараго О. В., Данилевский С. С. Проблемы грозозащиты ВЛ СВН в гололедных районах // Известия НТИ ЕЭС. 2012. № 1(66).

30. Притыко С. Ф. Сравнение методов геофизических исследований грунта на трассах воздушных линий электропередачи // Вторая Российская конференция по заземляющим устройствам. Сб. докладов, Новосибирск, 22–25 марта 2005.
31. Галкова Л. И., Лубков А. Н., Новикова А. Н., Притыко С. Ф., Шмараго О. В. Вопросы разработки конструкций заземлителей опор ВЛ по результатам геофизических изысканий грунтов на трассе // Вторая Российская конференция по заземляющим устройствам. Сб. докладов, Новосибирск, 22–25 марта 2005.
32. Новикова А. Н., Лубков А. Н., Шмараго О. В., Галкова Л. И., Бельцер В. Р., Прохорена О. А., Кривошеев С. И., Ненашев А. П., Парфентьев А. А. Анализ результатов измерений сопротивления заземления опор ВЛ с тросом при модернизации заземляющих устройств // Электрические станции. 2007. № 9.

Новикова Александра Николаевна – заведующая сектором защиты от перенапряжений отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: novikova_a@niipt.ru

Шмараго Оксана Владимировна – научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: shmarago@yandex.ru

Novikova A. N., Shmarago O. V.

Methodical and practical aspects of lightning protection at NIIPt

The main trends of lightning protection research activities at JSC «NIIPt» are reviewed. The results of these projects became the base for proper energy industry methodical and guidance documents development, as well as for 110–1150 kV OHL lightning protection schemes design and modernization, including the OHL passing through the difficult environments areas.

Key words: overhead power lines, lightning protection, lightning protection facilities, grounding resistance, line insulation discharge characteristics, lightning currents statistic, design, operational experience, surge arresters, lightning insulation flashovers distribution between the conductors of OHL without ground wires.

УДК 621.315.2

А. Н. Лубков, И. Н. Привалов

Стендовые испытания силовых кабелей и кабельной арматуры в высоковольтном испытательном комплексе ОАО «НИИПТ»

Приведены основные результаты стендовых испытаний силовых кабелей на напряжение 6–330 кВ различного конструктивного исполнения (с пропитанной бумажной изоляцией, маслонаполненных с бумажно-масляной изоляцией низкого и высокого давления, с изоляцией из сшитого полиэтилена) и кабельной арматуры к ним, которые были выполнены в высоковольтном испытательном комплексе ОАО «НИИПТ» за последние 30 лет.

По результатам многолетних исследований и стендовых испытаний были разработаны или уточнены математические модели старения изоляции и методики стендовых ресурсных испытаний силовых кабелей и кабельной арматуры различного конструктивного исполнения, разработаны эффективные методики диагностики кабельных линий различного конструктивного исполнения в условиях эксплуатации.

По результатам стендовых испытаний также подтверждены эксплуатационная надежность и соответствие силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабельной арматуры, выпускаемых разными производителями, в том числе зарубежными, требованиям отечественных и международных стандартов.

Ключевые слова: стендовые испытания, силовые кабели, кабельная арматура, испытательный комплекс, старение, ресурсные испытания, методика, тангенс угла диэлектрических потерь, изоляция.

Проведенные в НИИПТ многолетние исследования причин повреждения высоковольтного оборудования в эксплуатации и физических процессов в изоляции различных видов оборудования свидетельствуют о том, что в большинстве случаев длительное воздействие рабочего напряжения, вызывающее старение изоляции, является определяющим для ресурса высоковольтного оборудования. Это является серьезным аргументом для дополнения кратковременных испытаний длительными стендовыми ресурсными испытаниями оборудования [1].

По инициативе академика Н. Н. Тихоедеева был спроектирован и в 1980 г. введен в эксплуатацию высоковольтный испытательный комплекс (ВИК) НИИПТ, предназначенный для выполнения широкого спектра исследований и испытаний изоляции воздушных линий (ВЛ) электропередач и высоковольтного оборудования классов напряжения до 1150 кВ переменного тока и до ± 750 кВ постоянного тока. Особенностью ВИК является возможность проведения длительных стендовых испытаний различных видов электрооборудования. Испытательный комплекс был оснащен самым современным на то время высоковольтным испытательным оборудованием и средствами измерений (в основном производства немецкой фирмы TuR). В состав экспериментальной базы комплекса входят открытая площадка и два лабораторных корпуса с высоковольтными залами. На открытой площадке расположены ГИН 5 МВ, каскад испытательных трансформаторов 3×600 кВ, две установки пульсирующего напряжения 1600 кВ положительной и отрицательной полярности, двухпроводная линия

электропередачи длиной 350 м с установками измерения потерь на корону, позволяющая проводить исследования характеристик ВЛ переменного тока до 1150 кВ и постоянного тока до ± 750 кВ. В лабораторных корпусах и в высоковольтных залах расположены более 15 специализированных стендов с испытательным напряжением от 10 до 600 кВ, генератор импульсных напряжений 4 МВ, установка постоянного тока 1800 кВ.

Для ускорения процессов старения и сокращения продолжительности ресурсных испытаний используются форсированные, но не приводящие к изменению механизма старения, режимы испытаний – повышенные по сравнению с рабочими испытательное напряжение, температура и частота, а также воспроизведение в процессе испытаний специфических воздействий, таких как циклический нагрев, грозовые и коммутационные перенапряжения и др. [1, 2]. Большинство стендов, предназначенных для проведения ресурсных испытаний, состоит из двух независимых установок: одна установка служит для получения испытательного напряжения, другая – для получения задаваемой температуры нагрева изоляции. Контроль состояния изоляции испытываемого оборудования и его макетов периодически осуществляется измерениями $\tg\delta$ изоляции и ее компонентов, характеристик частичных разрядов, газовой хроматографией масла маслонаполненного оборудования, степени полимеризации бумаги и др.

С 1980 г. в НИИПТ под руководством академика Н. Н. Тиходеева были выполнены исследования старения изоляции и ресурсные испытания силовых конденсаторов для мощных батарей поперечной и продольной компенсации, конденсаторов связи, силовых кабелей 6–220 кВ с бумажной пропитанной и с бумажно-масляной изоляцией и кабельной арматуры к ним, силовых распределительных трансформаторов 35 кВ, маслонаполненных трансформаторных вводов 110 кВ, трансформаторов тока 330 кВ, элегазовых КРУ 110–220 кВ, изоляции электрических машин, токопроводов и ряда другого оборудования [3, 4]. Испытания выполнялись как на новом оборудовании для подтверждения его эксплуатационной надежности и определения фактического ресурса изоляции, так и на оборудовании, бывшем длительное время в эксплуатации, для определения его остаточного ресурса. В ряде случаев ресурсные испытания позволили предотвратить поставку в эксплуатацию оборудования, надежность которого не удовлетворяла нормированным требованиям по сроку службы. Стендовые испытания проводились также с целью разработки методов диагностики состояния изоляции и критериев отбраковки оборудования в условиях эксплуатации.

По результатам многолетних исследований и стендовых испытаний получены, в частности, следующие результаты:

- разработаны математические модели старения изоляции и методики ресурсных испытаний силовых конденсаторов, конденсаторов связи, силовых кабелей с бумажно-масляной и бумажной пропитанной изоляцией, силовых распределительных трансформаторов, трансформаторных вводов, измерительных трансформаторов тока и напряжения и других аппаратов;
- подтверждена требуемая эксплуатационная надежность и получены оценки ресурса новых аппаратов, а также оставшегося ресурса для аппаратов, находившихся длительное время в эксплуатации;
- разработана программа для оценки состояния изоляции маслонаполненного оборудования перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.

В 1998 г. ВИК был аккредитован как технически компетентный и независимый Испытательный Центр высоковольтного электрооборудования (ИЦ ВЭ) для проведения сертифицированных испытаний целого ряда электрооборудования переменного тока, в том числе разъединителей на напряжение от 110 до 750 кВ, вентильных разрядников на напряжение от 3,8 до 600 кВ, ограничителей перенапряжений на напряжение от 3 до 750 кВ, силовых кабелей на напряжение до 500 кВ включительно и кабельной арматуры к ним.

В течение всех лет эксплуатации комплекса наиболее востребованными были стендовые испытания силовых кабелей на напряжения 6–500 кВ и кабельной арматуры к ним. Это обусловлено как постоянным совершенствованием традиционных конструкций силовых кабелей и кабельных муфт, так и внедрением наиболее прогрессивных технологий изготовления кабельных изделий (кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, термоусаживаемая кабельная арматура и др.).

К настоящему времени Испытательный комплекс оснащен специализированными стендаами, позволяющими проводить стендовые испытания (в том числе длительные ресурсные испытания) кабельных систем на номинальное напряжение до 500 кВ включительно, в том числе два стендса 100 кВ трехфазного переменного напряжения частоты 50 Гц, два стендса 200 кВ и один стенд 600 кВ переменного напряжения частоты 50 Гц. В 2010 г. для обеспечения возможности проведения стендовых испытаний кабельных систем 110–330 кВ с кабелями больших сечений токоведущей жилы (до 3000 мм² и более) был модифицирован расположенный на открытой площадке стенд «Каскад 3 × 600 кВ» с возможностью параллельной работы испытательных трансформаторов 600 кВ и с вводом испытательного напряжения в высоковольтный экранированный зал через проходной ввод 500 кВ.

Каждый кабельный стенд состоит из двух автономных установок: высоковольтной установки для получения однофазного или трехфазного испытательного переменного напряжения частоты 50 Гц и установки нагрева. Нагрев производится электромагнитным возбуждением тока в жиле кабеля, который пропускается сквозь ярмо параллельно включенных трансформаторов нагрева, являясь их одновитковой вторичной обмоткой. Обеспечение требуемой температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний осуществляется путем поддержания такой же величины тока нагрева, как и у контрольного образца (находящегося в одних и тех же климатических условиях), температура нагрева которого контролируется с помощью термодатчиков, установленных на жиле, экране и оболочке кабеля. Для контроля температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний на оболочке кабеля по всей длине системы, а также на всех кабельных муфтах установлены термодатчики. Измерение температуры нагрева кабельной системы и контрольного образца осуществляется автоматическими регистраторами температуры.

Испытания кабельных систем импульсным напряжением проводятся с использованием генератора импульсного напряжения ГИН (импульсы напряжения – 1,2/50 мкс и 250/2500 мкс, амплитудой до 3200 кВ), расположенного в высоковольтном зале.

Измерение характеристик изоляции, контролируемых в процессе испытаний (уровень частичных разрядов, тангенс угла диэлектрических потерь ($\tg\delta$)), осуществляется с помощью цифрового измерительного комплекса СКИТ ЧР и мостов переменного тока Р5026 и МЭП-2М.

1. Испытания кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и кабельной арматуры на напряжение 6–35 кВ

Несмотря на все более широкое применение кабелей с пластмассовой изоляцией, кабели с бумажной пропитанной изоляцией (БПИ) до сих пор являются основным типом кабелей в сетях напряжением до 35 кВ включительно.

В настоящее время в эксплуатации находятся сотни тысяч километров кабельных линий (КЛ). Одной из причин, вызывающих пробой КЛ, является старение изоляции вследствие длительного воздействия эксплуатационных факторов. В связи с этим вопросы оценки долговечности кабелей с вязкой пропиткой, концевых и соединительных кабельных муфт к ним, ресурса их изоляции являются очень актуальными. Для предупреждения аварий КЛ и своевременной замены кабелей большое практическое значение имеет определение остаточного ресурса изоляции кабелей, отработавших в эксплуатации нормативный или близкий к нему срок службы.

Главные научные проблемы испытаний на долговечность связаны с изучением физических процессов и выявлением основных количественных закономерностей старения изоляции, обоснованием на их основе предельно допустимых режимов испытаний и математической модели старения, позволяющей определить ресурс изоляции по результатам ускоренных ресурсных испытаний. Действующие в середине 1980-х годов нормативы испытаний для подтверждения срока службы не обеспечивали надлежащей проверки эксплуатационной надежности кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и требовали корректировки в сторону увеличения объема испытаний.

1.1. Кабели до 35 кВ

В 1980–90-е годы в ВИК были проведены стендовые, в том числе ресурсные, испытания кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ, как новых, так и бывших длительное время в эксплуатации [5, 6]. Образцы кабелей испытывались как при их расположении с перепадом высот, не превышающем 1,5–2 м, т. е. в условиях отсутствия интенсивного стекания пропиточного состава, так и при их вертикальном расположении (для кабелей с вязкой пропиткой при прокладке допускается перепад высот до 15 м) для изучения влияния процесса стекания пропиточного состава на процессы деградации изоляции.

При проведении этих работ ставилась задача в процессе ускоренных ресурсных испытаний уточнить математическую модель, коэффициенты старения и методику ресурсных испытаний для определения ресурса, в том числе остаточного, изоляции кабелей с бумажной пропитанной изоляцией.

Испытания проводились на двух специализированных стендах 100 кВ трехфазного напряжения. Длительность испытаний отдельных образцов кабелей (марок АСБГ 3×240-6, АСБ 3×95-6, АСБ 3×95-10 и др.) длиной 10–12 м составляла от одного до нескольких лет. Образцы кабелей подвергались воздействию напряжения и температуры разного уровня по отношению к номинальным значениям с целью изучения процессов теплового и электрического старения бумажной пропитанной изоляции.

Результаты исследований свидетельствуют о том, что электрическое воздействие, хотя и играет существенную роль в старении изоляции, но не является доминирующим фактором, как это считалось ранее, а температура нагрева изоляции играет заметную

роль в старении изоляции. В процессе стекания пропитки на вертикальных участках кабеля имеет место значительное изменение тепловых характеристик изоляции кабелей с вязкой пропиткой (увеличение теплового сопротивления изоляции, особенно значительное на участках кабелей с перепадом высот более 6 м). Оценка ресурса изоляции при номинальных нагрузках испытуемых образцов новых кабелей, доведенных до пробоя, с использованием применяемых ранее математической модели старения и коэффициентов старения дает завышенную величину – сотни лет.

Результаты проведенных длительных испытаний в различных испытательных режимах позволили уточнить величины коэффициентов старения и получить более обоснованную оценку ресурса изоляции кабелей с вязкой пропиткой при номинальных нагрузках (90 лет – в условиях отсутствия интенсивного стекания пропитки и 60 лет – в условиях интенсивного стекания пропиточного состава).

По результатам испытаний был разработан проект типовой методики ресурсных испытаний кабелей с вязкой пропиткой, содержащий методы ускоренных испытаний (условия, режимы, продолжительность испытаний) и методы определения ресурса по результатам ускоренных испытаний.

1.2. Муфты до 35 кВ

Надежность работы КЛ в значительной мере определяется качеством концевых и соединительных муфт. Анализ причин отказов КЛ показывает, что пробой соединительных муфт составляет примерно 20 %, а концевых муфт – примерно 10 % от общего числа пробоев КЛ. Кабельные муфты пробиваются, в основном, из-за дефектов монтажа (несоблюдение правил и технологии монтажа) и несоблюдения правил эксплуатации (нарушение области применения муфт). Применение новых изоляционных материалов и улучшение качества применяемых материалов и технологий монтажа повышает надежность КЛ в эксплуатации. В кабельной технике все более широкое распространение получают новые типы соединительных и концевых муфт.

В Испытательном комплексе были проведены сопоставительные ресурсные испытания соединительных муфт 10 кВ различного конструктивного исполнения (традиционно применяемых – свинцовых, эпоксидных и новых – полиуретановых, в которых в качестве заливочного компаунда применяют полиуретановую композицию, состоящую из полизэфирной смоляной части с наполнителем и полизиоцианата) с целью определения их ресурсных характеристик [7]. Испытания проводились на опытных образцах кабельных линий, которые представляют собой отрезки силового кабеля 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией марки ААБЛУ 3×120-10 длиной 6 м, оконцованные с двух сторон однотипными концевыми муфтами внутренней установки на напряжение 10 кВ марки КВЭтв. Испытаниям подвергались по 3 образца со свинцовыми соединительными муфтами марки ССсл-90, с эпоксидными соединительными муфтами марки СЭ-3 и полиуретановыми соединительными муфтами марки СП. Соединительные муфты при испытаниях находились в воде. Продолжительность испытаний отдельных образцов составляла от 4000 до 6000 ч (в объеме, в 3 раза превышающем нормативы испытаний для подтверждения нормированного срока службы муфт). По результатам сопоставительных ресурсных испытаний был оценен запас надежности соединительных муфт 10 кВ различного конструктивного исполнения. Изоляция свинцовых и эпоксидных соединительных муфт имеет по крайней мере

2-кратный запас надежности, а изоляция полиуретановых муфт имеет 3-кратный запас надежности при обеспечении качественного монтажа кабельных муфт. С учетом результатов выполненных исследований была разработана нормативно-техническая документация по области применения соединительных муфт 10 кВ различного конструктивного исполнения.

В электроэнергетике России для силовых кабелей среднего класса напряжения все более широкое распространение получают термоусаживаемые кабельные муфты, которые имеют существенные преимущества по сравнению с муфтами на основе заливочных компаундов и изоляционных обмоточных материалов. Применение технологии монтажа концевых и соединительных муфт на базе конструктивных элементов термоусаживающихся сплит-полимеров (полиэтилена, поливинилхлорида), обладающих способностью к значительной усадке при их нагревании, позволяет обеспечить полную герметизацию кабелей и хорошие изоляционные свойства муфт, а также значительно сократить время монтажа муфт. Широкий диапазон термоусаживаемости конструктивных деталей и элементов муфт позволяет значительно унифицировать типоразмеры муфт и использовать один типоразмер для нескольких типов кабелей и сечений их жил [8].

В начале 90-х годов на российском рынке появились термоусаживаемые кабельные муфты фирмы «Райхем», которая является мировым лидером в их производстве. Наряду с отличными изоляционными свойствами и герметичностью муфты «Райхем» обладают высокой механической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды и ультрафиолетового излучения. Вместе с тем термоусаживаемые муфты «Райхем» отличаются высокой стоимостью. Из отечественных фирм основными изготовителями и поставщиками термоусаживаемой кабельной арматуры на то время можно выделить ЗАО «Термофит» и ОАО «Михневский завод электроизделий».

Для получения сравнивательных оценок ресурсных характеристик термоусаживаемых муфт разных производителей и разработки рекомендаций по более широкому применению для кабелей на напряжение 6 и 10 кВ термоусаживаемой арматуры отечественных или зарубежных фирм (с учетом ее показателей надежности и стоимости) в Испытательном комплексе были проведены сравнивательные ресурсные испытания муфт фирм «Райхем» (концевые муфты внутренней установки марки GUST 12/70–120 и соединительные муфты марки GUSJ 12/70–120), «Термофит» (концевые муфты внутренней установки марки 10КВТп-6 и соединительные муфты марки 10СТп-8) и «Михневский завод электроизделий» (концевые муфты внутренней установки марки 3КВТп-10 (95–150) и соединительные муфты марки СТп-10-3×(95–120)) [8].

Испытания проводились на опытных образцах кабельных линий длиной 4 м, которые представляли собой отрезки кабеля со смонтированными на них испытуемыми концевыми или соединительными муфтами одной из фирм. Образцы с соединительными муфтами были оконцованные с двух сторон термоусаживаемыми концевыми муфтами внутренней установки той же фирмы, что и испытуемые соединительные муфты. Сравнивательные ресурсные испытания проводились на трех образцах кабельных линий с концевыми муфтами каждой фирмы. Муфты были смонтированы на кабеле марки ААБу 3×95-10 от одной строительной длины. При монтаже муфт был

применен одинаковый способ соединения жил (с помощью болтовых соединителей) и оконцевания жил (методом опрессовки). Монтаж муфт был выполнен по технической документации на конкретные марки муфт и осуществлен специалистами соответствующих фирм.

Испытания проводились в соответствии с методикой ресурсных испытаний термоусаживаемых муфт 10 кВ, разработанной на основе нормативов ГОСТ 13781.0-86. Перед проведением стендовых испытаний муфты подвергались воздействию механических нагрузок, заключающихся в трехкратном двустороннем изгибе кабеля у горловин муфт по шаблону, имеющему радиус изгиба, равный допустимому радиусу изгиба кабеля. При испытаниях соединительные муфты находились в воде (в ваннах с водой), концевые муфты внутренней установки в испытательной камере – на воздухе при температуре и влажности окружающей среды, соответствующих наибольшим эксплуатационным значениям (температура воздуха: 35 °C, влажность воздуха: 95–98 %).

Ресурсные испытания муфт, смонтированных на КЛ, собранных в последовательную цепь, проводились циклами нагрева и охлаждения при одновременном воздействии испытательного переменного напряжения (по трехфазной схеме), равного 17,3 кВ. Перед проведением циклов нагрева и охлаждения опытные КЛ с муфтами испытывались постоянным напряжением 60 кВ в течение 10 мин по схеме – каждая фаза против остальных фаз, соединенных с заземленной оболочкой кабелей. Муфты подвергались циклическому нагреву током по жилам в двух режимах (нормальном и аварийном). Температура нагрева муфт в нормальном режиме составляла 82 °C, в аварийном режиме – 90 °C. Режимы нагрева в зависимости от температуры окружающей среды определялись экспериментально на контрольных образцах с термопарами, установленными на жилах кабеля в испытуемых муфтах. Длительность цикла нагрева и охлаждения составляла 8 ч (2 ч – нагрев до установившейся нормируемой температуры нагрева муфт, 2 ч – время выдержки при этой температуре, 4 ч – охлаждение до температуры окружающей среды и выдержки при этой температуре). 20 циклов нагрева в нормальном режиме проводились при испытательном напряжении между фазами, равном 30 кВ.

Общее число циклов нагрева и охлаждения в одном периоде ресурсных испытаний составляло 250 циклов (175 циклов в нормальном режиме и 75 циклов в аварийном режиме). Муфты, выдержавшие 250 циклов нагрева и охлаждения и испытание постоянным напряжением 60 кВ в течение 10 мин после 250 циклов (нормативы испытаний по ГОСТ 13781.0-86 для подтверждения срока службы муфт), продолжали испытываться в тех же режимах с тем же количеством циклов в периоде и с повторением испытаний постоянным напряжением после циклов нагрева (для определения запаса надежности муфт).

Все испытуемые образцы с термоусаживаемыми муфтами на напряжение 10 кВ фирм «Райхем», ЗАО «Термофит» и ОАО «Михневский завод электроизделий» выдержали 500 циклов нагрева и охлаждения в течение 4000 ч при одновременном воздействии испытательного переменного напряжения и периодические испытания постоянным напряжением без пробоя изоляции. Выполненный объем ресурсных испытаний в 2 раза превышает нормативы ГОСТ 13781.0-86 для проверки срока службы муфт.

Результаты стендовых ресурсных испытаний подтверждают нормированный срок службы (30 лет) термоусаживаемых концевых муфт и соединительных муфт 10 кВ

всех трех фирм и свидетельствуют о двукратном запасе надежности их изоляции (исходя из нормативов ГОСТ 13781.0-86) при обеспечении качественного монтажа муфт.

Учитывая положительный опыт эксплуатации и результаты сравнительных ресурсных испытаний, термоусаживаемые концевые и соединительные муфты на напряжение 10 кВ отечественных фирм были еще в 1990-е годы рекомендованы для их широкого применения при проектировании, сооружении и реконструкции КЛ среднего класса напряжения, а также при выполнении аварийных и ремонтных работ.

В настоящее время проводятся периодические и типовые испытания термоусаживаемых концевых и соединительных муфт различных фирм (ЗАО «Термофит», ЗАО «НПК РОСМУФТА» и др.) для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 6–35 кВ.

С учетом результатов стендовых испытаний кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и кабельной арматуры к ним и опыта применения различных методов диагностики КЛ в эксплуатации в 2004–2010 гг. были уточнены объем и режимы испытаний, критерии диагностики и оценки состояния изоляции КЛ 6–35 кВ в условиях эксплуатации, а также разработаны инструкции и методики по проведению испытаний и диагностики КЛ 6–35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией с применением щадящих и неразрушающих методов и соответствующего диагностического оборудования [9–11]. Применение неразрушающих методов диагностики позволяет не только получать информацию о текущем состоянии изоляции, не оказывая негативное воздействие на ее, но и рационально и обоснованно планировать сроки проведения ремонтов КЛ.

Применительно к силовым кабелям с бумажно-пропитанной изоляцией на напряжение до 35 кВ включительно наиболее эффективными методами, которые могут использоваться для щадящих и неразрушающих испытаний и диагностики, являются следующие методы: рефлектометрия; метод измерения и локализации ЧР; метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей; тестирование изоляции КЛ напряжением сверхнизкой частоты. Результаты исследований показали, что наиболее эффективно задача оценки состояния изоляции и выдачи обоснованного заключения может быть решена при сочетании различных методов испытаний и диагностики. В связи с этим была разработана «Комплексная методика испытаний и диагностики КЛ 6–35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией с применением щадящих и неразрушающих методов». В методике изложены порядок организации и проведения в условиях эксплуатации комплексных испытаний и диагностики КЛ 6–35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией с применением различных щадящих и неразрушающих методов и соответствующего оборудования, а также методы обработки и оценки результатов испытаний и диагностики КЛ. В методике содержатся перечень и объем работ как на новых линиях при вводе их в эксплуатацию, так и на эксплуатирующихся линиях (после их ремонта и между ремонтами).

Внедрение неразрушающих методов диагностики КЛ с использованием современного диагностического оборудования позволяет оценивать состояние изоляции и локализовать проблемные места в КЛ, не травмируя изоляцию КЛ; принимать обоснованное решение о дальнейшей эксплуатации или сроках замены кабелей, отработавших нормативный срок службы; рационально и обоснованно планировать сроки проведения ремонтов КЛ и в целом будет способствовать повышению надежности работы силовых КЛ 6–35 кВ с бумажной пропитанной изоляцией [9–12].

2. Испытания маслонаполненных кабелей 110 и 220 кВ с бумажно-масляной изоляцией низкого и высокого давления

Маслонаполненные кабели (МНК) с бумажно-масляной изоляцией (БМИ) несмотря на постепенное вытеснение их кабелями с изоляцией из спирального полиэтилена до сих пор являются одним из основных типов кабелей высокого напряжения в сетях напряжением 110 кВ и выше. МНК применяются для энергоснабжения городов и крупных потребителей энергии, а также для вывода мощности с тепловых электрических станций и гидроэлектростанций. Опыт эксплуатации МНК составляет более 80 лет и свидетельствует об их высокой надежности. Основные типы конструкций МНК – кабели низкого давления в свинцовой или алюминиевой оболочке и кабели высокого давления в стальной трубе.

В развитии кабельной техники применительно к МНК можно выделить следующие основные направления: разработка новых видов бумажной и пленочной изоляции, в том числе комбинированной бумажно-пленочной изоляции, пропитывающих масел и совершенствование технологии их изготовления; повышение пропускной способности КЛ за счет роста номинального напряжения и применения токопроводящих жил большого поперечного сечения; оптимизация запаса электрической прочности при условии обеспечения эксплуатационной надежности, т. е. снижение материалаомкости.

В начале 1980-х годов ВНИИКП совместно с заводами-изготовителями выполнил серию разработок МНК 110 и 220 кВ с уменьшенной толщиной изоляции (за счет использования бумаг с улучшенными электроизоляционными свойствами в сочетании с улучшенной технологией их изготовления). В испытательном комплексе в течение 10 лет проводились стендовые испытания модернизированных МНК как с целью определения их ресурса, так и с целью разработки методики ресурсных испытаний.

Объектами испытаний являлись промышленные образцы МНК новых разработок с уменьшенной толщиной изоляции длиной 10–15 м производства кабельных заводов «Севкабель» и «Камкабель»:

- 8 образцов МНК 110 кВ низкого давления в свинцовой оболочке (работающие при длительно допустимом давлении от 0,0245 до 0,294 МПа) марок МНСГ и МНСА с маловязким кабельным маслом МН-4 и с концевыми муфтами марки МКМН;
- 2 образца МНК 220 кВ высокого давления в стальной трубе (работающие при длительно допустимом давлении от 1,08 до 1,57 МПа) марки МВДТ с маслом высокой вязкости С-220 и с концевыми муфтами марки КМВДТ.

Испытания проводились на двух стендах 200 кВ и на стенде 600 кВ (рис. 1).

Длительность испытаний отдельных образцов кабелей составляла от 0,5 до 6,5 лет с доведением их до пробоя для определения предельных значений характеристик изоляции МНК. Образцы кабелей подвергались воздействию напряжения и температуры разного уровня по отношению к номинальным значениям (от 1,0 до 2,5 по отношению к номинальному напряжению и при температуре жилы от 80 до 140 °С) с целью изучения процессов теплового и электрического старения бумажно-масляной изоляции МНК.

По результатам стендовых испытаний была экспериментально подтверждена определяющая роль теплового воздействия в старении и расходовании ресурса БМИ МНК. Вследствие термической деструкции компонентов БМИ происходит необратимое изменение физико-химических и электрических характеристик изоляции ($\text{tg}\delta$, содержание

растворенных в масле газов, степень полимеризации бумажных лент). Были изучены закономерности изменения этих характеристик и определены коэффициенты старения БМИ. Было также установлено, что характер развития процессов старения у кабелей низкого и высокого давления различен.



Рис. 1. Испытания кабельной системы 220 кВ высокого давления на стенде 600 кВ

В МНК низкого давления ресурс БМИ определяется процессами газообразования (в основном окислов углерода) в масле за счет термодеструкции бумаги до газонасыщения масла с последующим развитием ионизационных процессов в газовых включениях, приводящих к пробою изоляции. В МНК высокого давления ресурс БМИ определяется процессами разогрева изоляции вследствие роста диэлектрических потерь ($\tg\delta$) до предельного значения, приводящего к тепловому пробою изоляции кабеля. Предложенные математические модели старения учитывают все основные факторы, определяющие ресурс изоляции МНК низкого и высокого давления в эксплуатации.

По результатам испытаний образцов кабелей до пробоя с использованием разработанных математических моделей старения были получены оценки ресурса изоляции МНК новых конструкций (40 лет для кабелей низкого давления и 45 лет для кабелей высокого давления) и подтверждена их высокая эксплуатационная надежность.

По результатам испытаний были разработаны методики ресурсных стендовых испытаний МНК 110–500 кВ низкого и высокого давления, содержащие методы ускоренных испытаний (условия, режимы, продолжительность) и методы определения ресурса по результатам испытаний.

На основе выполненных исследований в процессе стендовых испытаний кабелей высокого давления была также разработана методика диагностики изоляции и оценки остаточного ресурса МНК кВ высокого давления в условиях эксплуатации [13–16]. Наиболее актуальна эта методика применительно к КЛ высокого давления, предназначенный для вывода большой мощности с ГЭС. Кроме того, сроки эксплуатации большинства этих линий либо превышали нормативный срок службы, либо приближались к нему, и вставал вопрос либо о продлении срока их эксплуатации, либо об их замене. Между тем традиционно применяемые в условиях эксплуатации методы контроля состояния изоляции КЛ высокого давления, основанные на лабораторном исследовании проб масла из различных элементов КЛ, не всегда эффективны с точки зрения прогнозирования развивающихся дефектов в изоляции и производятся только на ограниченных участках трассы КЛ вблизи точек отбора масла. Кроме того, они не позволяют получить количественную оценку фактической степени старения бумажно-масляной изоляции длительно эксплуатирующихся кабелей.

Результаты выполненных испытаний свидетельствуют от том, что наиболее эффективными неразрушающими методами диагностики и оценки остаточного ресурса изоляции кабелей высокого давления в условиях эксплуатации являются контроль температуры нагрева и определение фактической величины $t_{g\delta}$ изоляции кабелей. С учетом конструктивных особенностей КЛ высокого давления и условий их прокладки на воздухе был выбран и обоснован тепловой метод количественной оценки в условиях эксплуатации $t_{g\delta}$ изоляции кабелей с использованием уравнения теплового баланса в установившемся режиме между количеством тепла, выделяемого КЛ при ее работе, и количеством тепла, рассеиваемого через наружную поверхность кабельного трубопровода в окружающую среду. Тепловой метод оценки величины $t_{g\delta}$ изоляции кабелей по результатам определения температуры кабельного трубопровода и окружающей его среды при проведении тепловых испытаний КЛ позволяет оценивать величину $t_{g\delta}$ изоляции кабелей на различных участках КЛ с разными условиями охлаждения и с разной степенью старения изоляции и не требует применения специального высоковольтного испытательного оборудования, а также отключений КЛ со стороны энергоблоков электростанций.

На основе выбранного теплового метода разработана методика определения $t_{g\delta}$ изоляции кабелей высокого давления с воздушным охлаждением в условиях эксплуатации на ГЭС, содержащая программу подготовки и проведения тепловых испытаний КЛ, перечень характеристик КЛ, подлежащих измерению, и необходимых технических средств для проведения измерений. Разработанная методика определения $t_{g\delta}$ была апробирована в условиях эксплуатации при тепловых испытаниях КЛ 500 кВ высокого давления Токтогульской ГЭС в Киргизии (в 2000–2001 гг.). Эта методика после доработки и экспериментальной проверки была распространена и на КЛ 220 кВ высокого давления с воздушным охлаждением.

Методика позволяет определять величину $t_{g\delta}$ изоляции в любой точке трассы КЛ и определять динамику его изменения за период эксплуатации без вывода КЛ из работы, а также давать количественную оценку предельного срока наработки по условию допустимой температуры нагрева токопроводящих жил КЛ.

С использованием разработанной Методики была выполнена диагностика КЛ 500 кВ высокого давления, длительно эксплуатирующихся на Токтогульской ГЭС (4 линии) и Нижнекамской ГЭС (4 линии), а также КЛ 220 кВ высокого давления,

длительно эксплуатирующихся на Братской ГЭС (5 линий). Были определены фактические величины t_{gb} в изоляции КЛ, получены количественные оценки допустимого срока эксплуатации изоляции кабелей и разработаны рекомендации по продлению срока службы кабелей.

3. Испытания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и кабельной арматуры на напряжение 6–330 кВ

В настоящее время одной из наиболее прогрессивных технологий в кабельной технике является технология изготовления силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели, XLPE-кабели). Современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена технически более совершенны и более экономичны по сравнению с кабелями с бумажно-пропитанной и бумажно-масляной изоляцией и в последние годы быстро вытесняют в новых проектах кабели с бумажной изоляцией.

Основным преимуществом использования СПЭ-кабелей является более высокая надежность КЛ, что связано как с улучшенным качеством кабеля, так и с технологией монтажа кабельной арматуры. Кроме того, СПЭ-кабели имеют меньший диаметр и легче, чем кабели с бумажной изоляцией, и поэтому они могут прокладываться большими длинами, что уменьшает число соединений и увеличивает надежность линий. Отсутствие жидких компонентов в изоляции позволяет использовать СПЭ-кабели в широком диапазоне окружающих температур и без ограничений по разности высот прокладки. По этой же причине КЛ, выполненные СПЭ-кабелями, экологически более безопасны и не требуют постоянного контроля и обслуживания в процессе эксплуатации [17].

Благодаря своим преимуществам КЛ высокого и сверхвысокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена широко применяются за рубежом, в том числе при организации глубоких вводов в центральные районы крупнейших городов мира.

В России СПЭ-кабели на напряжение 110 кВ и выше также находят все более широкое применение. При этом потребность в высоковольтных кабелях на напряжение 110–500 кВ будет только увеличиваться.

Ведущими производителями и поставщиками СПЭ-кабелей на напряжение 110–550 кВ в Европе являются компании ABB, NEXANS, Pirelli, NKT cables и др. Поставляемые на российский рынок кабели имеют сертификаты соответствия требованиям международных стандартов МЭК.

В России освоен выпуск СПЭ-кабелей на напряжение до 330 кВ включительно. В 2010 г. был введен современный кабельный завод ТАТКАБЕЛЬ. Завод оснащен оборудованием ведущих мировых производителей. По номенклатуре производимой продукции (весь спектр СПЭ-кабелей напряжением до 330 кВ включительно, в том числе кабелей с большим сечением жилы), оборудованию, организации производства и технологии завод не имеет аналогов в Российской Федерации.

Среди других отечественных производителей СПЭ-кабелей на номинальное напряжение 110 кВ и выше можно выделить компании ООО «ГК „Севкабель“», ООО «Камский кабель», ОАО «„Электрокабель“ Кольчугинский завод», ОАО «Кирскабель» и др.

Если качество кабелей отечественного производства не будет уступать зарубежным аналогам, то их применение будет дешевле по ряду причин, в том числе из-за

отсутствия ввозных таможенных пошлин и минимальной стоимости транспортировки.

Перед запуском кабелей в серийное производство для подтверждения их эксплуатационной надежности и проверки их соответствия установленным требованиям необходимо проводить стендовые испытания кабелей и кабельной арматуры к ним, в том числе типовые и ресурсные испытания на готовых кабельных системах. Типовые испытания проводятся на стадии постановки на производство с целью обеспечения гарантии соответствия его эксплуатационных характеристик установленным требованиям и должны повторяться при внесении изменений в применяемые материалы, конструкцию кабеля или технологию изготовления, которые могут повлиять на его эксплуатационные характеристики. Ресурсные испытания кабеля и кабельной арматуры проводятся на стадии постановки на производство с целью получения информации об их долгосрочной надежности.

Во время серийного производства для подтверждения стабильности и качества технологии изготовления и применяемых материалов необходимо также проводить с установленной периодичностью периодические испытания на образцах готового кабеля или арматуры.

Начиная с 2009 г. в ИЦ ВЭ проводятся типовые, предквалификационные, периодические и совмещенные испытания кабельных систем 6–330 кВ с СПЭ-кабелями и муфтами различных отечественных и зарубежных производителей.

3.1. Испытания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабельной арматуры на напряжение 6–35 кВ

Стендовые испытания СПЭ-кабелей 6–35 кВ проводятся в соответствии с методиками испытаний, разработанными на основе международного стандарта МЭК 60502-2, российского стандарта ГОСТ Р 55025-12, а также на основе заводских стандартов (ТУ, СТО) на производимую продукцию. Испытания проводятся на стендах 100 и 200 кВ.

3.1.1. Типовые испытания кабелей на напряжение 6–35 кВ

Для подтверждения характеристик СПЭ-кабелей 6–35 кВ требованиям нормативных документов перед запуском в производство проводятся типовые испытания (рис. 2).

Типовые испытания включают в себя электрические испытания на кабеле длиной не менее 10 м без учета кабельной арматуры.

Перед проведением испытаний кабели подвергаются трехкратному испытанию на изгиб вокруг цилиндра, имеющего радиус изгиба, равный допустимому радиусу изгиба кабеля.

Типовые испытания проводятся циклами нагрева и охлаждения. Перед проведением циклов нагрева и охлаждения на кабельной системе проводят измерения частичных разрядов и тангенса угла диэлектрических потерь.

Каждый цикл нагрева и охлаждения состоит из нагрева током по жиле кабеля до установившейся температуры жилы 95–100 °С, выдержки в течение не менее 2 ч при установившейся температуре и охлаждения кабельной системы естественным путем в течение не менее 3 ч после отключения нагрева. Продолжительность одного цикла испытания должна составлять не менее 8 ч.

Общее число циклов нагрева и охлаждения кабельной системы составляет 20 циклов.

После испытаний циклическим нагревом на кабеле проводят измерение частичных разрядов, а также кабель подвергается испытанию грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов ($(1\pm0,36)/(50\pm10)$ мкс) положительной и отрицательной полярности.

После испытаний импульсным напряжением производится испытание переменным напряжением промышленной частоты в течение 4 ч.

Типовые электрические испытания включают в себя также измерение удельного объемного электрического сопротивления электропроводящих экранов кабеля.

В 2010–2014 гг. были проведены типовые испытания кабелей 6–35 кВ с кабелями производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ», ОАО «„Электрокабель“ Кольчугинский завод», ОАО «Кирскабель», ООО «Рыбинсккабель» и ОАО «Иркутсккабель».

Положительные результаты стендовых испытаний подтверждают правильность выбора конструкции и соответствие эксплуатационных характеристик СПЭ-кабелей установленным требованиям.



Рис. 2. Типовые испытания СПЭ-кабеля 6 кВ

3.1.2. Периодические испытания кабелей на напряжение 6–35 кВ

Для подтверждения стабильности и качества технологии изготовления и применяемых материалов в процессе серийного производства проводятся периодические испытания СПЭ-кабелей 6–35 кВ.

Периодические испытания проводятся на 3 образцах, взятых от разных строительных длины, в соответствии с требованиями заводских стандартов на производимую продукцию.

Испытания проводятся на образцах длиной не менее 10 м, исключая концевые разделки, и включают в себя:

- измерение частичных разрядов;
- испытание кабеля на изгиб с последующим измерением частичных разрядов;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь;
- испытание переменным напряжением промышленной частоты величиной $4U_0$ в течение 4 ч;
- измерение удельного объемного электрического сопротивления электропроводящих экранов кабеля.

Периодические испытания могут включать в себя также испытание на водонепроницаемость (продольное распространение воды).

В 2013–2014 гг. в ИЦ ВЭ были проведены периодические испытания кабелей 6–35 кВ производства ОАО «„Электрокабель“ Кольчугинский завод» и ОАО «Кирскабель». Положительные результаты испытаний подтверждают качество СПЭ-кабелей этих производителей.

3.1.3. Совмещенные испытания кабелей и кабельной арматуры на напряжение 6–35 кВ

По требованию ОАО «ФСК ЕЭС» для подтверждения совместности СПЭ-кабелей и кабельной арматуры в ИЦ ВЭ проводятся совмещенные испытания кабельных систем 10–35 кВ различных производителей. Совмещенные испытания кабельных систем 10–35 кВ проводятся на проверку соответствия требованиям международного стандарта МЭК 60502-4 и стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 00081866-001-2009.

Совмещенные испытания включают в себя электрические испытания на готовой кабельной системе, состоящей из кабеля и кабельных муфт (концевых и соединительных). Длина кабеля между кабельной арматурой должна быть не менее 2 м.

Перед проведением испытаний на кабельной системе производят измерения частичных разрядов.

Совмещенные испытания проводятся циклами нагрева и охлаждения при одновременном воздействии испытательного переменного напряжения промышленной частоты величиной $2,5U_0$. Каждый цикл нагрева и охлаждения состоит из нагрева током по жиле кабеля до установившейся температуры жилы 95–100 °С, выдержки в течение не менее 2 ч при установленной температуре и охлаждения кабельной системы естественным путем в течение не менее 3 ч после отключения нагрева. Продолжительность одного цикла испытания должна составлять не менее 8 ч.

Циклы нагрева и охлаждения кабельной системы с концевыми муфтами проводятся 60 раз на воздухе. Циклы нагрева и охлаждения кабельной системы с соединительной и концевыми муфтами проводятся 30 раз на воздухе и 30 раз в воде (высота воды должна быть на 1,00+0,02 м выше верхней поверхности соединительной муфты).

После испытаний циклическим нагревом на кабельной системе проводят измерение частичных разрядов при температуре окружающей среды и при высокой температуре (при температуре жилы 95–100 °С), а также кабельная система подвергается испытанию грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов (1–5/40–60 мкс) положительной и отрицательной полярности.

После испытаний импульсным напряжением производится испытание переменным напряжением промышленной частоты в течение 4 ч.

После испытаний переменным напряжением производится проверка (внешний осмотр) кабельной системы.

В 2014–2015 гг. были проведены совмещенные испытания кабельных систем 20–35 кВ с кабелями производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» и ООО «Сарансккабель» и кабельной арматурой различных производителей (рис. 3).



Рис. 3. Совмещенные испытания СПЭ-кабеля и кабельных муфт 35 кВ

Результаты стендовых испытаний подтверждают эксплуатационную надежность СПЭ-кабелей 20–35 кВ различных производителей и кабельных муфт к ним, а также совместимость кабелей с муфтами и свидетельствуют о достаточном запасе надежности их изоляции.

3.2. Испытания кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и кабельной арматуры на напряжение 110–330 кВ

Стендовые испытания кабельных систем 110–330 кВ проводятся в соответствии с методиками испытаний, разработанными на основе международных стандартов МЭК 60840 и МЭК 62067, а также российских нормативов ГОСТ Р МЭК 60840 и ГОСТ Р МЭК 62067. Испытания проводятся на стенах 200 кВ, 600 кВ и «Каскад 3 × 600 кВ» [18].

Для проведения типовых и предквалификационных испытаний кабельная система монтируется и размещается в испытательном поле стенда в виде буквы *U* с радиусом изгиба, превышающим минимально допустимый радиус изгиба при прокладке для кабеля соответствующего сечения жилы. По всей длине системы через каждые 1,5 м кабель располагается на изолирующих подставках на расстоянии 0,3–0,6 м от пола зала. Для создания замкнутой цепи нагрева токоведущие выводы концевых муфт кабельной системы соединяются между собой токоведущей шиной того же сечения, что и испытуемый кабель.

Для обеспечения требуемой температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний рядом с ней монтируется контрольный образец испытуемого кабеля (стандартный кабель), который замыкается в виде петли. Обеспечение требуемой температуры нагрева кабельной системы в процессе испытаний осуществляется поддержанием такой же величины тока нагрева, как и у стандартного кабеля (находящегося в одинаковых климатических условиях), температура нагрева которого определяется с помощью термодатчиков, установленных на жиле кабеля и на оболочке кабеля.

3.2.1. Типовые испытания кабелей на напряжение 110–220 кВ

Для подтверждения характеристик СПЭ-кабелей и кабельной арматуры 110–220 кВ требованиям нормативных документов перед запуском в производство проводятся типовые испытания кабелей и кабельной арматуры к ним.

Типовые испытания включают в себя электрические испытания на готовой кабельной системе, состоящей из кабеля и кабельных муфт. Общая длина кабельной системы должна быть не менее 10 м, длина кабеля между кабельной арматурой – не менее 5 м.

Перед проведением стендовых испытаний кабели подвергаются трехкратному испытанию на изгиб вокруг цилиндра, имеющего радиус изгиба, равный допустимому радиусу изгиба кабеля.

С целью уточнения испытательного воздействия производится измерение толщины изоляции испытуемого кабеля.

Типовые испытания проводятся циклами нагрева и охлаждения при одновременном воздействии испытательного переменного напряжения промышленной частоты величиной $2U_0$. Перед проведением циклов нагрева и охлаждения на кабельной системе проводят измерения частичных разрядов и тангенса угла диэлектрических потерь.

Каждый цикл нагрева и охлаждения кабельной системы состоит из нагрева током по жиле кабеля до установившейся температуры жилы 95–100 °С в течение не менее 8 ч, включая выдержку в течение последних 2 ч при указанной температуре, и охлаждения кабельной системы естественным путем в течение не менее 16 ч после отключения нагрева.

Общее число циклов нагрева и охлаждения кабельной системы составляет 20 циклов.

После испытаний циклическим нагревом на кабельной системе проводят измерение частичных разрядов при температуре окружающей среды и при высокой температуре (при температуре жилы 95–100 °С), а также кабельная система подвергается испытанию грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов (1–5/40–60 мкс) положительной и отрицательной полярности. После испытаний импульсным напряжением производится проверка кабельной системы.

Типовые электрические испытания включают в себя также измерение удельного объемного электрического сопротивления электропроводящих экранов кабеля.

В 2010–2014 гг. были проведены типовые испытания кабельных систем 110–220 кВ с кабелями производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ», ОАО «Кирскабель» и ОАО «Электрокабель» Кольчугинский завод и кабельной арматуры производства ООО «ТАТКАБЕЛЬ» и ООО «Кабельная арматура» (рис. 4).

При проведении типовых испытаний в 25 % случаев имел место пробой кабельных систем. По результатам совместного с производителями кабелей и кабельной арматуры обследования мест пробоя устанавливалась причина повреждения изоляции. В большинстве случаев пробой происходил вследствие несовершенства конструкции испытуемых кабелей. После доработки конструкции кабельные системы успешно проходили испытания.

Типовые испытания позволяют подтвердить правильность выбора конструкции кабелей и кабельных муфт, а также их характеристики. В случае неуспешных испытаний по результатам анализа причин пробоя конструкция дорабатывается перед постановкой на производство.



Рис. 4. Типовые испытания кабельной системы 110 кВ со СПЭ-кабелем

3.2.2. Предквалификационные испытания кабелей и кабельной арматуры на напряжение 110–330 кВ

Для подтверждения эксплуатационной надежности и ресурсных характеристик СПЭ-кабелей и кабельной арматуры к ним в Испытательном комплексе проводятся предквалификационные испытания кабельных систем 110–330 кВ различных производителей.

Предквалификационные испытания включают в себя электрические испытания на готовой кабельной системе, состоящей из кабеля и кабельных муфт (концевых и соединительных). Общая длина кабельной системы должна быть около 100 м, длина кабеля между кабельной арматурой – не менее 10 м.

Перед проведением испытаний производится измерение толщины изоляции испытуемого кабеля с целью уточнения испытательного воздействия.

Предквалификационные испытания проводятся циклами нагрева и охлаждения при одновременном воздействии испытательного переменного напряжения промыш-

ленной частоты величиной $1,7 U_0$. Каждый цикл нагрева и охлаждения кабельной системы состоит из нагрева током по жиле кабеля до установившейся температуры жилы 90–95 °С в течение не менее 8 ч, включая выдержку в течение последних 2 ч при указанной температуре, и охлаждения кабельной системы естественным путем в течение не менее 16 ч после отключения нагрева. Циклы нагрева и охлаждения кабельной системы проводятся 180 раз.

Общая продолжительность испытаний составляет 8760 ч.

После испытаний циклическим нагревом система подвергается испытанию грозовым импульсным напряжением по 10 нормированных импульсов (1–5/40–60 мкс) положительной и отрицательной полярности.

После испытаний импульсным напряжением производится проверка (внешний осмотр) кабельной системы.

В 2009–2014 гг. проведены предквалификационные испытания кабельных систем 110–330 кВ с кабелями производства ОАО «Севкабель», Reka Cables Ltd и ООО «ТАТКАБЕЛЬ» и кабельной арматурой различных производителей (рис. 5).

Результаты стендовых испытаний подтверждают эксплуатационную надежность СПЭ-кабелей различных производителей и кабельных муфт к ним, а также нормированный срок службы (30 лет) кабелей и свидетельствуют о достаточном запасе надежности их изоляции.

В настоящее время ведутся предквалификационные испытания кабельной системы 220 кВ с кабелем производства ОАО «Кирскабель» и кабельной арматурой различных производителей.



Рис. 5. Предквалификационные испытания кабельных систем 220 и 330 кВ со СПЭ-кабелями

3.2.3 Периодические испытания кабелей на напряжение 110–220 кВ

Для подтверждения стабильности и качества технологии изготовления и применяемых материалов в процессе серийного производства в Испытательном комплексе проводятся периодические испытания СПЭ-кабелей 110–220 кВ различных производителей.

Периодические испытания проводятся на 3 образцах, взятых от разных строительных длин методом случайного отбора, в соответствии с требованиями заводских стандартов (ТУ, СТО) на производимую продукцию.

Испытания проводятся на образцах длиной не менее 10 м, исключая концевые разделки, и включают в себя:

- испытание переменным напряжением промышленной частоты в течение 15 мин;
- испытание грозовым импульсным напряжением (по 10 нормированных импульсов ($(1\pm 0,36)/(50\pm 10)$ мкс) положительной и отрицательной полярности);
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь;
- измерение удельного объемного электрического сопротивления электропроводящих экранов кабеля.

Периодические испытания могут включать в себя также испытание на водонепроницаемость (продольное распространение воды).

В 2012–2014 гг. были проведены периодические испытания СПЭ-кабелей 110–220 кВ производства ОАО «Кирскабель» и ООО «ТАТКАБЕЛЬ». Положительные результаты испытаний подтверждают стабильность и качество изготовления СПЭ-кабелей.

Список литературы

1. Тиходеев Н. Н., Шур С. С. Изоляция электрических сетей (методика выбора, статистической координации и приведения к норме). – Л.: Энергия, 1979.
2. Тиходеев Н. Н., Попков В. И. Испытания на надежность высоковольтного оборудования – актуальная научная и практическая проблема электроэнергетики // Известия АН. Энергетика и транспорт. 1990. № 6. С. 156–160.
3. Исследование старения и срока службы внутренней изоляции электрооборудования высокого напряжения // Сб. научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Ресурсные испытания внутренней изоляции электрооборудования // Сб. научных трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1991.
5. Привалов И. Н., Шаталин Г. А. Ресурсные испытания силовых кабелей 6 и 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией и кабельной арматуры к ним // Известия НИИПТ. 1997. № 56. С. 105–118.
6. Привалов И. Н. Методы испытаний и диагностики силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ // Известия НИИПТ. 2004. № 60. С. 213–227.
7. Привалов И. Н., Шаталин Г. А. Сравнительные ресурсные испытания термоусаживаемых кабельных муфт 10 кВ отечественных и зарубежных производителей // Известия НИИПТ. 2000. № 57. С. 159–164.
8. Привалов И. Н., Шаталин Г. А. Сравнительные ресурсные испытания термоусаживаемых кабельных муфт 10 кВ отечественных производителей и фирмы «Райхем» // Энергетик. 2000. № 11. С. 33–34.
9. Привалов И. Н. Неразрушающая диагностика и техническое обслуживание силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ по их техническому состоянию // Известия НИИПТ. 2007. № 62. С. 154–166.

10. Привалов И. Н. Неразрушающая диагностика силовых кабельных линий номинальным напряжением 6–35 кВ // Электротехнический рынок. 2008. № 2(20). С. 48–52.
11. Баринов В., Лубков А., Привалов И. Неразрушающая диагностика кабельных линий // КАБЕЛЬ-news. 2011. № 31. С. 48–54.
12. Гречко О. Н., Казачек В. Е., Попков В. И., Привалов И. Н., Шаталин Г. А. Совершенствование методов ресурсных испытаний высоковольтных силовых кабелей с бумажно-масляной изоляцией // Сб. трудов НИИПТ. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. С. 6–14.
13. Попков В. И., Привалов И. Н. Исследование старения изоляции и разработка методов определения ресурса маслонаполненных кабелей 110 и 220 кВ // Известия РАН. Энергетика. 1993. № 2. С. 90–98.
14. Анисимова С. Ю., Привалов И. Н., Шаталин Г. А., Мезгин В. А. Исследование и разработка методов диагностики изоляции маслонаполненных кабелей высокого давления в условиях эксплуатации на ГЭС // Известия НИИПТ. 2002. № 59. С. 55–66.
15. Лубков А. Н., Привалов И. Н., Мезгин В. А. Диагностика изоляции маслонаполненных кабельных линий 220 и 500 кВ высокого давления в условиях эксплуатации на ГЭС // Электрические станции. 2010. № 11. С. 89–96.
16. Lubkov A. N., Privalov I. N. and Mezgin V. A. Diagnostics of the insulation of high-pressure oil-filled 220- and 500-kV cable lines when operating in hydroelectric power plant. Power Technology and Engineering. Vol. 45, No. 1, 2011, p. 69–75.
17. Привалов И. Н. Современные кабельные системы электропередач для обеспечения надежного электроснабжения мегаполисов // Известия НИИПТ. 2007. № 62. С. 145–153.
18. Лубков А. Н., Привалов И. Н., Ушакова М. В. Стендовые испытания кабельных систем 110 и 220 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена // Известия НИИПТ. 2011. № 65. С. 174–193.

Лубков Александр Николаевич, научный сотрудник отдела техники высоких напряжений ОАО «Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: lubkov_a@niipt.ru

Привалов Игорь Николаевич, к. т. н., заведующий сектором внутренней изоляции отдела техники высоких напряжений ОАО «Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: iprivalov@mail.ru

Lubkov A. N., Privalov I. N.

Bench testing of power cables and cable accessories in the high-voltage testing complex of JSC «НИИПТ».

In the article the main results of bench testing of power cables for voltage 6–330 kV of various design (with impregnated paper insulation, oil-filled with paper-oil insulation of high and low pressure, with XLPE) cable and cable accessories that have been made in the high-voltage testing of complex of JSC «НИИПТ» over the past 30 years are given.

According to the results of years of research and bench tests the mathematical models of insulation aging and methods bench endurance test power cables and cable accessories of various design have been developed or refined, effective methods of diagnostics of cable lines of various design under field conditions have been developed also.

According to the results of bench tests also confirmed operational reliability and conformity of power cables with XLPE insulation and cable accessories manufactured by different manufacturers, including foreign, domestic requirements and international standards.

Key words: *bench testing, power cables, cable accessories, testing complex, aging, life test, methods, the dielectric loss tangent, insulation.*

УДК 621.314.6

Л. Л. Балыбердин

Андрей Владимирович Поссе как новатор в теории и практике мощных вентильных преобразователей (к 100-летию со дня рождения)¹

А. В. Поссе был большим ученым, теоретиком и практиком одновременно, мощным генератором новых идей в преобразовательной технике, который оставил большое научное наследство в виде монографий, статей, докладов, изобретений. На его время пришлись становление и развитие силовой полупроводниковой электроники и ее применение в электроэнергетике, в частности в электропередачах и вставках постоянного тока на электротранспорте, в промышленности. Теоретические работы А. В. Поссе по мощным преобразователям открывали путь быстрому применению достижений силовой электроники в указанных областях техники. Будучи хорошим организатором и научным руководителем больших коллективов людей, он внес большой личный вклад в создание многих объектов с применением преобразователей.

Ключевые слова: А. В. Поссе, вставка постоянного тока, мощные преобразователи, силовая электроника.



Андрей Владимирович
Поссе
(1915–2002)

Научное наследие А. В. Поссе составляют широко известная в среде специалистов-энергетиков монография, 95 печатных работ и 59 изобретений. Их изложение занимает тысячи страниц технического текста, схем, рисунков, формул, таблиц, графиков и осциллографов. Весь этот материал явился плодом работы ума, памяти, сердца, рук А. В. Поссе на протяжении почти 65 лет его жизни.

Чтобы оценить с указанной в заголовке статьи стороны все новое и проанализированное А. В. Поссе, надо по сути дела повторить его гигантский труд, что, безусловно, невозможно.

Остается только контурно очертить работы А. В. Поссе как новатора-теоретика и новатора-практика в области мощных вентильных преобразователей.

Статьи и изобретения А. В. Поссе посвящены рассмотрению и реализации по-настоящему творческих, новых для своего времени технических решений в преобразовательной технике. Внимательное изучение его наследия показывает, что практически все его изобретения подкреплялись разработкой теоретических основ действия устройств. Это являлось мощным стимулом для использования предлагаемых устройств в практической работе и резко сокращало время от возникновения идеи до воплощения ее, как стало принято говорить, в «металле».

Трудно сказать, что было первым в том или ином примере решения технической задачи – изобретение или теоретическая проработка. По-видимому, было и то, и другое. Но во всех случаях такой метод взаимного подкрепления помогал наилучшим

¹ Статья перепечатана из сборника «Известия НИИ постоянного тока». № 60, 2004, с. 4–27.

образом решить новую техническую задачу. В процессе работы над теоретическим обоснованием устройства рождались новые идеи, которые в свою очередь требовали теоретической проработки и т. д.

Два примера такого подхода к решению проблем приведены ниже. В [1] рассматривается новая схема параллельного соединения 6-пульсных преобразователей для тяговых подстанций электрифицированных железных дорог, предложенная авторами статьи, и тут же производится теоретический анализ ее работы. Обосновывается необходимость такого анализа большим практическим значением преобразователя с новой схемой. Результаты выполненного анализа дают возможность произвести расчет 12-пульсной преобразовательной установки, определить внешние характеристики и найти все величины, характеризующие ее работу.

При параллельном соединении преобразовательных мостов через уравнительный реактор разность постоянных составляющих выпрямленных напряжений невозможна. В результате выпрямленное напряжение мостов, питающихся от вторичных обмоток с разным соединением обмоток, принудительно выравнивается, а токи мостов оказываются разными в соответствии с наклоном их внешних характеристик.

Был предложен так называемый секционный делитель [2, 3], представляющий собой серийный трансформатор, осуществляющий трансформаторную связь между линейными токами вентильных обмоток преобразовательного трансформатора. Секционный делитель может быть выполнен либо в виде двух двухобмоточных трансформаторов, вторичные обмотки которых, будучи соединены у одного трансформатора звездой, а у другого треугольником, включены навстречу друг другу, либо в виде одного трехобмоточного трансформатора, где одна из обмоток соединена зигзагом. Следует отметить, что особой заботой авторов при этом было стремление обойтись незначительными изменениями в коммутационной схеме, чтобы обеспечить быстрое ее применение на практике.

В 1958 г. А. В. Пессе получено авторское свидетельство на изобретение «Двенадцатифазный мостовой выпрямитель» [4], основной особенностью которого является последовательное включение первичных обмоток трансформаторов. По группе соединения и коэффициенту трансформации обмотки трансформаторов отличались между собой так же, как и в известной двенадцатипульсной двухмостовой схеме с параллельным питанием трансформаторов. В результате на вторичной стороне получаются одинаковые трехфазные системы напряжений, сдвинутые относительно друг друга на 30° . Но последовательное питание трансформаторов придает выпрямительной установке особенность – ограничение обратного тока в этой схеме за счет введения в контур обратного зажигания индуктивного сопротивления первичной обмотки трансформатора неповрежденного моста. Рождение этой схемы было вызвано стремлением облегчить работу трансформаторов и ртутных вентилей преобразователя, подверженных обратным зажиганиям.

В результате теоретического исследования предложенной схемы было выяснено, как работает двенадцатипульсный преобразователь с последовательным соединением первичных обмоток трансформаторов в установившихся режимах от холостого хода до короткого замыкания. Были получены уравнения, необходимые для расчета преобразователя, определены его основные характеристики и свойства.

Экспериментальные исследования подтвердили правильность аналитических выводов о работе преобразователя с такой схемой соединения первичных обмоток

трансформаторов в установившихся режимах и при переходных процессах в случае обратного зажигания вентиля. Сравнение известной схемы и предложенной показало, что новый преобразователь обладает более высоким коэффициентом мощности, остальные технические характеристики в рабочих режимах у обоих преобразователей примерно одинаковы. Но новая схема позволяет ограничить обратный ток в первый период до 2,5-кратного тока вентиля перед аварией. Уменьшается также скорость спадания аварийного тока примерно в 1,3 раза. Оба обстоятельства снижают опасность обратных зажиганий и вероятность их возникновения. Было показано также, что это достигается ценой увеличения скачка обратного напряжения примерно в 1,8 раза по сравнению со скачком в известной схеме.

Доказанные преимущества и возможность детального расчета всех параметров преобразователей по новой схеме открывали путь для ее применения в мощных установках с ртутными и особенно полупроводниковыми вентилями.

А. В. Поссе был выдающимся педагогом, талантливым организатором, доброжелательным человеком. Дар большого ученого, постоянное увлечение новыми идеями, умение увлечь ими других, интеллигентность и доброта, унаследованные им от незаурядных предков, привлекали к нему людей. Он щедро делился идеями, привлекая в творческий коллектив тех, с кем он в данный отрезок времени тесно сотрудничал в выполняемой работе. Делалось все быстро, буквально в считанные дни, хотя в некоторых работах, например изобретениях, идея требовала изложения в виде многозвездной формулы. Изобретатели знают по собственному опыту, какой это непростой процесс. А у А. В. Поссе это выходило просто и непринужденно и в таком законченном виде, что патентная экспертиза быстро выдавала положительные решения по заявкам на изобретение.

Столь же стремительно писались статьи и доклады. При этом следует отметить, что статьи печатались в основном в солидных журналах, таких как «Электричество», «Электрические станции», Известия АН СССР «Энергетика и транспорт» (позднее Известия РАН. «Энергетика»).

Интерес к этим публикациям проявляли зарубежные технические журналы: «Elektrie», «Direct Current», «Power Application and Systems», «Electrical West», перепечатывая многие из них.

Общим для всех публикаций является присущее А. В. Поссе качество изложения достаточно сложного технического материала: простое и четкое и в то же время строгое по форме и существу. Многие из нас не раз убеждались, что при работе с текстом, написанным А. В. Поссе, не удавалось, как говорится, ни убавить, ни прибавить. Классическим примером такой подачи материала является монография А. В. Поссе «Схемы и режимы электропередач постоянного тока», обобщавшая цикл лекций, написанных А. В. Поссе в конце 1960-х – начале 1970-х годов.

За время трудовой и творческой жизни А. В. Поссе вентильная техника прошла большой путь от применения маломощных тиатронов до освоения полностью управляемых силовых полупроводниковых приборов. В своих практических работах А. В. Поссе приходилось опираться на ту элементную базу для преобразования тока, которая была к тому времени. Но теоретические проработки А. В. Поссе далеко опережали имевшиеся технические возможности.

Так, в 1961 г. А. В. Поссе получил авторское свидетельство [5] на изобретение «Компенсатор реактивной мощности». Лабораторный образец предложенного компенсатора

в то время мог быть выполнен только с применением низковольтного, маломощного транзистора. Мощный, высоковольтный, полностью управляемый полупроводниковый прибор появился только через 20 лет.

Развитие техники электропередачи электроэнергии постоянным током высокого напряжения в свое время сдерживалось из-за отсутствия высоковольтных, рассчитанных на большие токи вентилей без применения ртути. В 1957 г. был создан первый тиристор с тремя $p - n$ переходами в пластине кремния. Он был маломощным, низковольтным, и ничто еще не свидетельствовало о возможности его применения в преобразовательной, особенно высоковольтной, технике.

А уже в самом начале 1960 годов А. В. Поссе была высказана идея о создании высоковольтных управляемых вентилей для ППТ на основе тиристоров.

Для продвижения высоковольтной тиристорной техники для нужд электропередач, вставок постоянного тока и многих других технических приложений был по инициативе А. В. Поссе создан мощный триумвират в лице академиков АН СССР Л. Р. Неймана и В. М. Тучкевича и проф. А. В. Поссе.

Проблема создания ВТВ решалась успешно и быстро. К ее решению были подключены научный и производственный потенциал нескольких институтов (ФТИ им. А. Ф. Иоффе, НИИПТ, ВЭИ им. В. И. Ленина, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, НИИ завода «Преобразователь») и заводов («Электровыпрямитель», СВПО «Трансформатор», «Преобразователь», опытный завод ВЭИ им. В. И. Ленина).

По настоянию А. В. Поссе в НИИПТ были начаты работы по высоковольтной тиристорной технике, и в начале 1965 г. макетный образец тиристорного вентиля на несколько десятков киловольт успешно прошел испытания на стендах института.

В 1967–68 гг. был создан на 100 кВ преобразовательный мост на тиристорных вентилях на электропередаче Кашира – Москва, затем опытный образец вентиля для преобразовательного моста на такое же напряжение для ППТ Волгоград – Донбасс.

В 1972 г. комиссия, созданная из ведущих специалистов по преобразовательной технике трех институтов – НИИПТ, ЭНИН и ВЭИ – рассмотрела три проекта ВТВ и отдала предпочтение проекту, представленному ВЭИ. Высоковольтными вентилями разработки ВЭИ, изготовленными на СВПО «Трансформатор», оснащен Выборгский преобразовательный комплекс на электропередаче СССР – Финляндия и готовилась к оснащению первая очередь электропередачи постоянного тока 1500 кВ Экибастуз – Центр.

Вентильное оборудование этих объектов постоянного тока отличали передовые технические решения и высокие параметры, и оно не только ни в чем не уступало лучшим зарубежным аналогам, но и превосходило их (например, по величине рабочего напряжения для преобразователей ППТ Экибастуз – Центр).

Анализ публикаций и изобретений А. В. Поссе позволяет выделить *четыре основные направления исследований*, которым он посвятил свой талант и энциклопедические знания:

- общая теория преобразователей и изобретения, реализующие теоретические находки;
- теоретические и практические задачи создания электропередач и вставок постоянного тока;
- компенсация реактивной мощности;

- применение полностью управляемых вентилей в мощных высоковольтных преобразователях.

По первому направлению исследований А. В. Поссе можно привести изложение нескольких его работ, которые особенно ярко характеризуют его новаторство, глубину и практическую направленность.

В 1957 г. А. В. Поссе один и в соавторстве с В. П. Пименовым опубликовал несколько статей [6, 7, 8], посвященных анализу коммутационных процессов при работе трехфазной мостовой схемы в переходных режимах. Особое внимание при анализе было уделено нарушениям коммутационных процессов в инверторе, получившим об разное название опрокидывания инвертора. Вопросы о том, как возникает и протекает опрокидывание инвертора, какими способами можно предотвратить опрокидывание или при его возникновении быстро восстановить нормальный процесс инвертирования без отключения инвертора, имели огромное практическое значение в связи с начавшимся применением электропередач постоянного тока высокого напряжения, внедрением рекуперации на электротранспорте, преобразователей в промышленности. Выбор в качестве объекта исследования трехфазной мостовой схемы объяснялся тем, что она является основным звеном преобразователей. Некоторые из полученных результатов легко распространялись на другие схемы преобразования тока, так как коммутационные процессы во всех схемах преобразования имеют много общего. Не имея возможности остановиться даже на сокращенном изложении аналитического процесса, приведем лишь практическое значение результатов и выводов.

Впервые достаточно полно рассмотрены всевозможные случаи коммутаций тока, которые могут возникать при работе трехфазной мостовой схемы в переходных режимах.

В переходных режимах протекающие во время коммутационного процесса по обмоткам трансформатора и вентилям токи удобно представлять в виде составляющих, одна из которых – коммутирующий ток двухфазного или трехфазного короткого замыкания. Выпрямленный ток, изменяющийся по величине в переходном режиме, следует разбить на две составляющие: на начальный ток и приращение тока, изменяющееся во времени. Такой подход упрощает анализ и без составления и решения дифференциальных уравнений показывает, из каких составляющих будут состоять все протекающие токи в схеме.

Угол выключения δ инвертора, величина которого играет основную роль для обеспечения устойчивой работы инвертора, зависит от параметров, определяющих режим инвертирования по-разному – в зависимости от диапазона значений угла опережения β ($\beta < 60^\circ$; $60^\circ < \beta < 90^\circ$; $\beta > 90^\circ$).

Нарушение только одной коммутации тока вызывает однофазное опрокидывание инвертора с прохождением тока через два вентиля одной фазы, минуя обмотки трансформатора. Нарушение двух смежных коммутаций тока приводит к двухфазному опрокидыванию инвертора с прохождением длительного тока по обмоткам двух фаз трансформатора.

В преобразователях передачи постоянным током основным средством обеспечения устойчивой работы инвертора при снижениях напряжения приемной сети и повышения тока является автоматическое увеличение угла опережения включения β вентиляй. Такое увеличение угла β , сопровождающееся снижением противоЭДС инвертора, не

приводит к лавинообразному нарастанию тока благодаря действию регулятора тока, который поддерживает ток выпрямителя постоянным по величине.

При пропуске включения одного вентиля можно избежать опрокидывания инвертора, если отпереть одновременно, после пропуска, два следующих по порядку чередования вентиля с определением β по уравнению «подхвата».

Пробой или преждевременное включение вентиля инвертора во всем промежутке времени, когда к нему приложено положительное напряжение (за исключением небольшого интервала перед моментом нормального включения), неизбежно вызывает однофазное опрокидывание.

В схеме, например, электропередачи постоянным током опрокидывание инвертора при действии регулятора тока вызывает лишь кратковременное возрастание тока через вентили, основная составляющая которого – ток разряда линии через линейный реактор. В результате этого обеспечивается возможность автоматического втягивания инвертора в нормальную работу без отключения преобразователей.

Известно, что все эти рекомендации реализованы на практике и без них устойчивая и надежная работа ППТ и ВПТ была бы невозможна.

Очень сложному вопросу работы преобразователей при несинусоидальном напряжении переменного тока была посвящена статья в журнале «Электричество» [9] (совместно с Б. М. Шляпошниковым). Проведено теоретическое рассмотрение влияния несинусоидального напряжения переменного тока на линейные ЭДС вентильных обмоток трансформатора, постоянную составляющую выпрямленного напряжения, внешние характеристики преобразователя, углы коммутации, гармонический состав напряжений и др. Выводы охватывают и выпрямительный, и инверторный режимы. Авторы исходили из того, что переменный ток, потребляемый выпрямителем или отдаваемый инвертором, содержит высшие гармоники, и поэтому напряжение на стороне переменного тока мощного преобразователя всегда является несинусоидальным.

При работе в параллель нескольких преобразователей (электролизная промышленность, электротранспорт, электропередача или вставка постоянного тока), присоединенных к сети переменного тока, различающихся между собой по своим схемам и режимам, электромагнитные процессы в каждом из них должны рассматриваться с учетом взаимного влияния.

Так, было доказано, что при параллельной работе двух преобразователей, отличающихся пульсностью или схемой выпрямленного напряжения, линейные напряжения обмоток преобразовательных трансформаторов, соединенных звездой и треугольником, имеют одинаковые действующие значения, но различаются по форме. А это приводит к неравенству постоянных составляющих выпрямленных напряжений преобразователей, присоединенных к обмоткам, соединенным звездой и треугольником, т. е. к разным внешним характеристикам преобразователей и к трудностям параллельной их работы.

В статье было показано, что при наличии в напряжении переменного тока гармоник 5, 7, 17, 19 и т. д. в выпрямленном напряжении содержатся все гармоники, кратные шести. Если в напряжении переменного тока содержатся гармоники 11, 13, 23, 25 и т. д., то в выпрямленном напряжении имеются все гармоники, кратные двенадцати.

Несинусоидальность питающего преобразователь напряжения приводит к разному сдвигу времени перехода кривых линейных напряжений обмоток трансформатора, со-

единенных звездой и треугольником, через нуль. Это обстоятельство в инверторном режиме приводит к увеличению угла включения вентиляй на одном преобразовательном мосту и к уменьшению его на вентилях другого моста, а это может приводить к нарушению нормальной работы преобразователя. Другим следствием работы преобразователя от сети с несинусоидальным напряжением является неравенство углов коммутации в мостах, присоединенных к обмоткам, соединенным звездой и треугольником. В предельном случае при искажениях питающего напряжения гармониками 5, 7, 17, 19 и т. д. угол коммутации на вентилях моста с вторичной обмоткой, соединенной звездой, может возрасти до величины, при которой сумма углов управления α и коммутации γ достигает 180° , времени на восстановление вентильной прочности не остается и нарушается коммутация у инвертора, в результате он опрокидывается.

Известно, что на Выборгской ПС электропередачи Россия – Финляндия в работе на общие шины участвует до четырех идентичных преобразовательных блоков. Одной из причин аварийных отключений блоков является неустойчивая работа преобразователей при сложных переходных процессах, сопровождающихся искажениями питающих напряжений. Системы управления преобразователями испытывают возмущения при этих искажениях, что приводит к нехваткам углов восстановления вентильной прочности и опрокидываниям инверторов, что практически было предсказано в упомянутой статье А. В. Поссе и Б. М. Шляпошникова.

Цикл статей и докладов А. В. Поссе посвятил разработке общих зависимостей между входом и выходом многофазных преобразователей. При этом многофазный преобразователь тока рассматривался в общем виде как некоторое устройство, к которому с одной стороны (вход) подводится трехфазное напряжение, а на другой стороне (выход) получается выпрямленное (постоянное) напряжение с наложенными на него пульсациями.

Впервые вопрос о зависимостях между переменным током на входе и постоянным током на выходе преобразователей рассматривался М. А. Чернышевым, но только для класса простых m -фазных однотактных «схем с нулевым выводом» и однотактных схем с уравнительным реактором. Позднее Б. М. Шляпошниковым было показано, что «закон первичных токов» можно распространить и на другие классы многофазных выпрямителей: для простых схем с разомкнутой вторичной обмоткой трансформатора (однотактной и двухтактной), для простых двухтактных схем с замкнутой вторичной обмоткой, для сложных схем параллельного и последовательного типа.

А. В. Поссе было выведено более общее доказательство «закона первичных токов», преимущества которого заключается не только в том, что оно заменяет доказательства предшественников для преобразовательных схем, объединенных по тому или иному признаку в разные классы, но и в том, что оно относится ко всем известным и даже неизвестным преобразовательным схемам, удовлетворяющим некоторым общим условиям. А. В. Поссе удалось найти переменные токи на входе многофазных преобразователей в самом общем виде, не учитывая, из каких элементов и по какой схеме собран преобразователь.

Полученные выводы справедливы для любых многофазных преобразователей, которые при присоединении на входе к трехфазной системе дают на выходе m -пульсное напряжение. Учитывается только одно условие: безынерционное пропускание потока энергии от входа к выходу (равенство мгновенных мощностей на входе и выходе).

Используя общность закона образования первичного переменного тока многофазных преобразователей, А. В. Поссе на примере новых преобразовательных схем, предложенных им, показал практическую полезность сделанного им вывода. Во-первых, входной ток рассматриваемых преобразователей имеет ступенчатую форму, с 12 ступеньками за период. Во-вторых, ступенчатый входной ток симметричен относительно оси, проходящей через амплитуду синусоиды, если амплитуда пульсации совпадает с амплитудой синусоиды ($\tau = 0$), и несимметричен, если $\tau \neq 0$. В-третьих, если выходы преобразователей соединить параллельно, а выходы параллельно или последовательно, то получается 24-пульсный преобразователь и не требуется применения фазосдвигающего трансформатора или соединения обмоток трансформаторов в зигзаг. Последний вывод без применения рассмотренного принципа совсем не очевиден. В-четвертых, применяя общие уравнения многофазного преобразователя, можно показать, что в рассматриваемых достаточно сложных схемах минимальное число одновременно проводящих вентилей равно пяти. Наконец, сравнение гармоник в кривых мгновенной мощности на входе и выходе показывает, что каждой гармонике n входного напряжения соответствуют две гармоники ($n \pm 1$) входного тока, действующие значения и начальные фазы которых могут быть без особых трудностей определены по соответствующим уравнениям.

Высокий теоретический и практический уровень работ А. В. Поссе не требует особых доказательств. Есть много фактов в его творческой биографии, которые объективно подтверждают это.

А. В. Поссе было поручено написать для нового в свое время издания «Большой Советской энциклопедии» статью по электропередаче постоянного тока. Ее чтение доставляет настоящее эстетическое удовольствие. Она написана с присущими ему лаконичностью, четкостью, доходчивостью.

По докладу, обобщающему его теоретические и практические разработки, содержащему всего лишь 20 статей и изобретений, представленному в Ученый совет электромеханического факультета ЛПИ в 1964 г., А. В. Поссе единогласно была присуждена ученая степень доктора технических наук.

В 1973 г. в издательстве «Энергия» вышла из печати (затем, к сожалению, никогда не переиздававшаяся) и ставшая библиографической редкостью монография А. В. Поссе [10]. Как сказано в аннотации, в книге рассматриваются принципы построения схем и установившиеся режимы работы передач постоянного тока. В ней основное внимание уделено преобразователям большой мощности и высокого напряжения. Классическое по глубине и доступности понимание положения теории работы преобразователей и применения их в энергетике, пожалуй, не имеет себе равных в достаточно обширной по этому вопросу технической литературе.

Наверное не найдется ни одного специалиста по преобразовательной технике в нашей стране, который не изучал бы ее. Для многих инженеров она была мощным подспорьем в их технической работе, дала импульс новым теоретическим разработкам и изобретениям, нашедшим практическое применение в бурно развивавшейся области электротехники.

Второму направлению – задачам создания в энергетике страны электропередач и вставок постоянного тока посвящено свыше 35 статей и докладов и более десятка изобретений. Освоение опытно-промышленной ППТ Кашира – Москва проходило при

активном участии А. В. Поссе, который возглавлял в тот период лабораторию в НИИ постоянного тока. Разработки, проектирование и освоение электропередач Волгоград – Донбасс, Экибастуз – Центр и вставки постоянного тока на электропередаче Россия – Финляндия пришлись на годы научного руководства НИИПТ А. В. Поссе. Он занимался всеми техническими и организационными вопросами по исследованиям схем, режимов работы электропередач и вставки постоянного тока, выдачей технических требований на нестандартное оборудование этих объектов, приемкой оборудования, его испытаниями, введением в эксплуатацию, сопровождением эксплуатации. Многие вопросы ему удавалось решать непосредственно самому, а еще больше им решалось задач по принятию тех или иных технических решений. Он входил в руководящую группу из трех человек (С. С. Рокотян, В. П. Фотин, А. В. Поссе), на которую двумя министерствами – энергетики и электрификации и Электротехнической промышленности СССР – была возложена задача научного руководства создания указанных объектов постоянного тока.

Безусловно, принимавшиеся тогда технические решения основывались на параметрах и характеристиках оборудования, освоенного промышленностью.

Но нельзя не признать, что проектировавшиеся объекты постоянного тока были выдающимися по своим техническим и экономическим показателям, по многим характеристикам опережавшими зарубежные достижения. Тем более понятна ответственность, которая ложилась на его плечи, и тот объем работы, который ему приходилось выполнять в то время. Несмотря на это он успевал работать над теорией по передачам и вставкам постоянного тока.

Ретроспективный анализ публикаций и докладов А. В. Поссе, написанных лично и в соавторстве, показывает, что на рубеже 50-х–60-х годов прошлого века много сил и времени отнимали техническая и организационная борьба за возможность использования технико-экономических преимуществ электропередач постоянного тока при передаче больших количеств электроэнергии на дальние расстояния, а также при использовании их в качестве межсистемных связей. Этим вопросам, например, посвящены доклады 1958 и 1960 гг. под редакцией Л. Р. Неймана, содержащие до 60 страниц текста, где с присущей А. В. Поссе убедительностью и доказательностью освещено состояние научных и технических разработок в области передачи постоянного тока высокого напряжения в СССР с рассмотрением и решением таких сложных вопросов, как:

- технические возможности и экономические показатели применения постоянного тока для дальних электропередач и межсистемных вставок;
- свойства и характеристики электропередач постоянного тока;
- основные направления развития электроэнергетики в условиях перспективного топливного баланса;
- общее направление развития электропередач постоянного тока и области их применения;
- перспективные схемы передачи энергии постоянным током и принципы обеспечения надежности их оборудования;
- развитие работ по электропередачам постоянного тока.

Среди сугубо технических вопросов рассмотрены состояние и разработка основного оборудования для электропередач постоянного тока – вентилей, воздушных

и кабельных линий постоянного тока, устройств управления, регулирования, защиты и автоматики, силовых трансформаторов, а также принципиальные схемы преобразователей, системы компенсации реактивной мощности, режимные вопросы при коммутационных и аварийных процессах. В статьях и изобретениях по вопросам разработки и создания электропередач и вставок постоянного тока А. В. Поссе решались многочисленные частные технические задачи, направленные на повышение надежности, упрощение эксплуатации, снижение стоимости электропередачи:

- обоснование и выбор количества вентилей в плече моста и количества мостов в преобразователях;
- гармонический состав токов и напряжений в примыкающих к преобразователям сетях переменного тока и способы его улучшения;
- гармоники в линиях постоянного тока и способы их ограничения;
- способы включения линий постоянного тока;
- особенности работы нереверсивной электропередачи постоянного тока и др.

Множество вопросов возникало и требовало своего решения в процессе работы над проектами электропередач и вставок постоянного тока и при наладке, испытаниях, вводе в эксплуатацию и в период эксплуатации на объектах постоянного тока.

Как научный руководитель института и сооружавшихся объектов А. В. Поссе считал своим долгом и обязанностью публиковать статьи по техническим аспектам сооружения электропередач постоянного тока Волгоград – Донбасс и Экибастуз – Центр. Известно, что А. В. Поссе принимал непосредственное участие в пусконаладочных испытаниях оборудования на электропередаче Волгоград – Донбасс, обобщая опыт эксплуатации этого объекта и разрабатывая мероприятия по повышению устойчивости и надежности ее работы.

Анализ работ А. В. Поссе *по третьему направлению* – компенсаторы реактивной мощности – дает веские основания сказать, что они пользовались у него особой любовью и вниманием. В основном это изобретения. Написаны заявки на изобретения с такой тщательностью и глубиной, что дополнительных теоретических обоснований просто не требовалось.

Прохождение заявок на предлагаемые изобретения по компенсаторам от момента подачи до признания их изобретениями занимало короткое время. Экспертизе не приходилось долго разбираться в материалах заявок, так как они были предельно логичны, написаны великолепным языком, пояснялись совершенными схемами, четкими осциллограммами и векторными диаграммами.

Как правило, изобретения содержат такой объем сведений, что на их основе можно было приступать к разработке технических требований на изделие и к его запуску в производство.

Можно отметить следующие характерные особенности технических решений А. В. Поссе по компенсаторам реактивной мощности.

Компенсаторы предназначались для использования в электрических сетях и установках с мощными преобразователями. Они должны были обладать высоким быстродействием, возможностью плавного пофазного регулирования реактивной мощности, работать с выдачей и потреблением ее, с низким коэффициентом искажения синусоидальности потребляемого тока.

А. В. Поссе рассматривал только статические компенсаторы реактивной мощности с применением традиционных тиристоров, полностью управляемых вентиляй и их комбинаций. В качестве силовой схемы использовалась трехфазная мостовая схема, полюса которой замкнуты на реактор.

При разработке компенсаторов, исходя из практических соображений, А. В. Поссе всегда стремился к снижению стоимости и наибольшей их надежности. Для реализации этих требований применялись технические решения, обладавшие мировой новизной.

Преобразователи выполнялись многопульсными с числом пульсаций 9, 12, 18, 24 – за период.

Для снижения напряжения, действующего на оборудование компенсаторов, и особенно вентиляй, схемные обмотки преобразовательных трансформаторов содержали шунтирующие конденсаторы. Для увеличения ресурса вентиляй и конденсаторов в режиме потребления реактивной мощности в составе комбинированных вентиляй, содержащих выключаемые вентили и традиционные тиристоры, оставлялись в работе только традиционные тиристоры, а конденсаторы выводились из работы с помощью коммутационной аппаратуры.

В многомостовых схемах компенсаторов, необходимых для многопульсности работы, надежность увеличивалась за счет ограничения аварийных токов до величины, допустимой по кратковременной перегрузке выключаемых вентиляй, выбранных по рабочему току, оптимизации законов управления в разных мостах компенсатора и оптимизации мест расположения специальных фильтрокомпенсирующих устройств.

При анализе изобретений А. В. Поссе по статическим компенсаторам реактивной мощности бросается в глаза глубокое проникновение автора в физическую суть работы многопульсных схем. Известно, что многопульсность обеспечивается либо сдвигом питающих преобразователи напряжений на определенный угол, либо подачей запирающих вентиляй импульсов по особому закону. И тот, и другой способы А. В. Поссе применял с изумительной изобретательностью и изяществом.

В изобретениях А. В. Поссе используются многообмоточные трансформаторы одностержневые и двухстержневые, групповое соединение однофазных трансформаторов, обмотки с отпайками с различными коэффициентами трансформации, соединение обмоток в звезду, треугольник и зигзаг, особая организация нулевых выводов обмоток, фазоповоротные трансформаторы и др. Векторные диаграммы, объясняющие достижение фазового сдвига питающих напряжений, поражают своей сложностью и в то же время – доступностью и убедительностью.

Четвертое направление в работе А. В. Поссе начинается с уже упоминавшегося [5] поистине пионерского изобретения, в котором он еще в 1960 г. предложил использовать в статических компенсаторах уникальное свойство выключаемых вентиляй – прерывать ток подачей запирающих вентиляй импульсов на электрод управления, обеспечивая принудительную коммутацию тока с отрицательными углами регулирования. При этом преобразователь не потребляет, а выдает реактивную мощность, пропорциональную синусу угла управления.

Обладая обостренным чувством нового, А. В. Поссе задолго до появления полностью управляемых полупроводниковых приборов с параметрами, приемлемыми для применения в силовой преобразовательной технике, последовательно и с увлечением

начал разрабатывать теоретические аспекты схем и режимов преобразователей на их основе. При этом он руководствовался несколькими предложенными им положениями, которые красной нитью проходят по всем его теоретическим разработкам и изобретениям.

1. Преобразователь выполняется многоимпульсным, чтобы уменьшить гармоники тока как на стороне переменного, так и постоянного тока.
2. Схемные обмотки преобразовательных трансформаторов снабжаются шунтовыми конденсаторами для ограничения перенапряжений с кратностью не более 1,5.

Оптимальные результаты в отношении ограничения перенапряжений получаются, когда собственная частота колебаний в контуре, образованном емкостью шунтовых конденсаторов C и индуктивностью L_2 короткого замыкания схемной обмотки преобразовательного трансформатора, близка к 450 Гц.

Расчеты показали, что при относительном значении индуктивного сопротивления короткого замыкания вентильной обмотки преобразовательного трансформатора около 0,1 мощность шунтовых конденсаторов составляет 15–20 % от мощности преобразователя.

Фильтрующее действие шунтовых конденсаторов на схемных обмотках трансформаторов с преобразователем на запираемых вентилях приводит к 2,5–3-кратному снижению коэффициента искажения синусоидальности сетевого тока по сравнению с обычным 12-пульсным преобразователем с незапираемыми вентилями.

Можно еще больше повысить качество сетевого тока путем включения последовательно с сетевой обмоткой преобразовательного трансформатора трехфазного реактора с тем, чтобы повысить суммарную индуктивность контура, образованного этой индуктивностью L и емкостью шунтового конденсатора C . Значение собственной частоты этого контура должно быть порядка 200 Гц.

Шунтовые конденсаторы на схемных обмотках преобразователей с использованием запираемых вентилей позволяют осуществлять принудительные коммутации тока за очень малые промежутки времени – порядка 10–100 мкс.

В балансе реактивной мощности, выдаваемой или потребляемой преобразователем с запираемыми вентилями, учитывается и реактивная мощность от шунтовых конденсаторов.

3. При создании 12-пульсных преобразователей полезно каждый из мостов питать от трехфазных трехобмоточных трансформаторов, вентильные обмотки которых соединены звездой и треугольником, а между третичными обмотками введены реактивные двухполюсники. Параметры элементов двухполюсника (C и L) рассчитываются такими, чтобы исключить 5 и 7 гармоники в напряжениях вентильных обмоток и шунтовых конденсаторов. Это позволяет в преобразователе на полностью управляемых вентилях снизить максимальное анодное напряжение вентилей примерно на 10 % и из-за уменьшения загрузки шунтовых конденсаторов высшими гармониками тока снизить действующее значение их токов в 1,4 раза. В результате уменьшается установленная мощность шунтовых конденсаторов. Положительные технические эффекты от применения двухпо-

люсников достигаются некоторыми дополнительными затратами, так как мощность конденсаторов и реакторов двухполюсников достигает 10 и 5 % номинальной мощности преобразователя соответственно. Но эти затраты с лихвой компенсируются уменьшением стоимости запираемых вентиляй и шунтовых конденсаторов.

О практической направленности теоретических работ А. В. Поссе свидетельствует глубокий анализ установившихся режимов работы наиболее привлекательного для применения 12-пульсного преобразователя с одним трехобмоточным трансформатором, двумя мостами на запираемых вентилях и шунтовыми конденсаторами. Им было показано, какие особенности имеет анодное напряжение вентиляй в зависимости от значений индуктивности короткого замыкания сетевой обмотки трансформатора. Сложность задачи связана с тем, что анодное напряжение содержит колебательную составляющую, форма которой зависит и от параметров трансформатора, и от емкости шунтовых конденсаторов, а величина – от тока нагрузки преобразователя.

Целью исследований являлся поиск оптимальных параметров оборудования преобразователя, в котором существенно уменьшена колебательная составляющая в напряжениях на вторичной стороне преобразовательного трансформатора. В свою очередь уменьшение амплитуды колебательной составляющей напряжения питания преобразователя приводит к уменьшению величины максимального напряжения, действующего на запираемые вентили и все другие элементы преобразователя. Такое уменьшение воздействующего напряжения определяет в конечном счете стоимость преобразователя и в большой мере – его надежность.

Начиная работу над теорией преобразователей с использованием полностью управляемых вентиляй, А. В. Поссе понимал, что является одним из первопроходцев в этой области техники. Например, он встретился с терминологическими трудностями при обозначении новых типов преобразователей и процессов в них, введя в обиход такие, например, новые понятия, как «самокоммутируемый» и «обратимый» преобразователь.

Под самокоммутируемым преобразователем следует понимать преобразователь на базе запираемых вентиляй, в котором коммутация тока происходит за счет включения и отключения запираемых вентиляй импульсами управления независимо от знака приложенных к ним напряжений.

Под обратимым преобразователем понимается преобразователь, могущий работать как выпрямителем, так и инвертором.

Основное преимущество преобразователей на базе запираемых вентиляй связано с возможностью их работы не только с положительными, но и с отрицательными углами регулирования, то есть преобразователь может работать в четырех квадрантах.

Таким образом, в выпрямительном и инверторном режимах при углах регулирования соответственно $\alpha < 0$ и $\beta < 0$ преобразователь, передавая активную мощность P , работает с опережающим сетевым током и выдает в энергосистему реактивную мощность Q . Возможны также режимы с $Q = 0$, когда P больше или меньше 0, а также режим компенсатора реактивной мощности, когда Q больше или меньше 0, а $P \geq 0$ (то есть потребляемая активная мощность расходуется только на потери в оборудовании преобразователя).

До А. В. Пессе вопрос о том, как происходит коммутация тока в преобразователе тока с запираемыми вентилями при отрицательных углах регулирования, не был освещен в технической литературе. Более того, встречались утверждения, что такая коммутация невозможна, поскольку к вентилю в момент его отпирания приложено отрицательное анодное напряжение. А. В. Пессе провел такой анализ применительно к одномостовому преобразователю трехфазного тока в постоянный и обратно [11]. Он показал также, что в преобразователях тока с запираемыми вентилями, выполненных по другим схемам, процесс коммутации при отрицательных углах регулирования имеет такой же характер. Рассмотрение было проведено с учетом общепринятых допущений: ЭДС питания и выпрямленный ток постоянны в промежутке коммутации, проводимость емкостей выше проводимостей плеч моста с запертыми вентилями и др.

Запираемый вентиль, включенный в каждое плечо моста, содержит одну ячейку, в которую входят запираемый вентиль и присоединенная параллельно к нему цепь с конденсатором, резистором и диодом, шунтирующим резистор. Последовательно с вентилем введен анодный реактор для ограничения скорости нарастания анодного тока. Очевидно, что при высоких напряжениях преобразователя запираемый вентиль должен состоять из нескольких таких ячеек, включенных последовательно.

Были получены аналитические выражения для расчета токов и напряжений коммутирующих вентилей при работе преобразователя в выпрямительном режиме с углами регулирования α в диапазоне $[0; -90^\circ]$, а также при работе в инверторном режиме с углами регулирования β в диапазоне $[0; -90^\circ]$.

Анализ процесса коммутации тока в преобразователе с запираемыми вентилями при отрицательных углах регулирования позволил сделать следующие выводы.

1. Включение каждого очередного вентиля обеспечивается запиранием другого вентиля, парного с ним в процессе коммутации, и возникающим при этом переходным процессом с быстрым нарастанием анодного напряжения очередного вентиля из отрицательной области в положительную.
2. В течение малого промежутка времени от запирания одного вентиля до включения следующего по порядку отпирания (десятки мкс) через конденсаторы этих вентилей проходят токи, содержащие одинаковую постоянную составляющую, равную $1/3$ постоянного тока преобразователя, и двухчастотную переменную составляющую.
3. Длительность промежутка времени от запирания одного вентиля до включения следующего по порядку отпирания возрастает при уменьшении тока нагрузки преобразователя и увеличении абсолютного значения угла регулирования.
4. Ширина отпирающих импульсов должна быть больше максимально возможного значения промежутка времени.
5. Для ограничения максимально возможного промежутка времени необходимо, чтобы преобразователь не работал при токе, меньшем некоторого минимального. Величина этого минимального тока зависит от максимально возможного промежутка времени и наибольшего по абсолютной величине угла регулирования, при котором предусмотрена работа преобразователя.

А. В. Пессе в силу определенных обстоятельств основное внимание при исследованиях многопульсных преобразователей с использованием выключаемых вентиляй

уделил преобразователям тока. Только незадолго до своего ухода из жизни несколько своих изобретений и теоретических работ он посвятил рассмотрению преобразователей напряжения.

Одна из последних работ содержит анализ способов регулирования реактивной мощности инвертора напряжения при постоянстве активной мощности [12]. В ней определены области допустимых значений регулирующих параметров, не допускающих перегрузки инвертора, приведены графики и таблицы, показывающие возможности регулирования инвертора, и уравнения для расчета регулирующих параметров по заданным значениям активной и реактивной мощностей инвертора. И, наконец, даны рекомендации по практическому применению рассмотренных способов регулирования для инверторов вставок и передач постоянного тока.

А. В. Поссе рассматривает три способа регулирования. Он исходит при этом из того обстоятельства, что регулирование активной P и реактивной Q мощностей инвертора напряжения может производиться изменением постоянного напряжения U , коэффициента трансформации K и угла регулирования β .

Если для регулирования использовать только один параметр, то получится взаимно-однозначное соответствие значений P и Q . Это для энергетического объекта неприемлемо. Для обеспечения работы инвертора напряжения с любым допустимым сочетанием значений P и Q , нужным энергосистеме, необходимо регулирование по двум параметрам. Это можно выполнить тремя способами. Первый способ реализует изменение U и β , второй – K и β , третий – U и K . Допустимые значения регулирующих параметров определяются областью, в которой инвертор напряжения работает без перегрузки трансформатора.

Все три способа регулирования активной и реактивной мощностей инвертора напряжения могут применяться для любых установок, в которых инвертор получает питание от регулируемого выпрямителя. Предпочтительней применять третий способ регулирования Q при постоянстве P изменением коэффициента трансформации (устройством РПН трансформатора) и постоянного напряжения на входе инвертора. При этом не нужны малые, очень трудно осуществимые изменения угла β , необходимые для первого и второго способов. В статье приведены диапазоны изменения угла β при регулировании Q при постоянстве P , например, по первому способу. И на самом деле это трудно осуществимый способ, так как угол β необходимо изменять лишь на доли градуса при изменении Q в несколько десятков раз.

Не имея возможности подробно остановиться на других работах А. В. Поссе по преобразователям с использованием выключаемых вентилей, укажем только те исследования и изобретения, которые дополняют сказанное выше по этому направлению.

Предложен так называемый комбинированный вентиль, в состав которого входят запираемые и незапираемые вентили и конденсаторы [13].

Рассмотрена коммутация тока в преобразователе с комбинированными вентилями с выводом аналитических выражений, позволяющих рассчитать параметры комплектующих элементов преобразователя, продолжительность коммутационного процесса, напряжение конденсаторов в промежутке непроводимости комбинированного вентиля, токи полупроводниковых приборов и напряжение конденсаторов комбинированных вентилей в процессе коммутации.

Обоснованы технические характеристики 12-пульсного, перспективного для электроэнергетики преобразователя, в котором третичные обмотки двух трансформаторов, от которых получают питание два трехфазных мостовых преобразователя, объединены через реактивные двухполюсники. Их применение повышает надежность преобразователя из-за уменьшения перенапряжений примерно в 1,5 раза. Кроме того, в напряжениях шунтовых конденсаторов пятая и седьмая гармоники снижаются практически до нуля.

Предложен 12-пульсный инвертор напряжения, содержащий два одинаковых импульсных инвертора, управляемых при неравенстве углов регулирования β_1 и β_2 .

Предложен квази-24-пульсный преобразователь, состоящий из двух 12-пульсных преобразователей, работающих с разностью углов управления, равной 15° .

Подробно рассчитаны параметры оборудования и характеристики 24-пульсного инвертора с запираемыми вентилями.

Предложено повышение надежности 12-пульсного самокоммутируемого преобразователя путем такого выполнения плеч вентильных мостов, при котором происходят постепенные коммутации тока – нарастание и спадание тока плача при включении и отключении запираемых вентиляй происходят в течение промежутков времени примерно таких же, как и при естественных коммутациях тока обычными тиристорами.

Теоретически и путем испытания макета преобразователя с запираемыми вентилями на физической модели энергосистемы доказана высокая устойчивость самокоммутируемого преобразователя при любых КЗ в приемной энергосистеме. После ликвидации КЗ преобразователь быстро восстанавливает доаварийный режим работы вставки или электропередачи постоянного тока. Преобразователь может работать как автономный инвертор, выдавая активную и реактивную мощность в энергосистему, не имеющую других источников электроэнергии.

В заключение этого раздела следует отметить три особенности в работе А. В. Поссе по преобразователям на запираемых вентилях:

- основным схемным элементом преобразователей в его теоретических работах и в изобретениях по данному направлению является трехфазная мостовая схема;
- А. В. Поссе не рассматривал применение в преобразователях широтно-импульсной модуляции. Для этого у него не хватило времени;
- стремясь как можно быстрее видеть свои разработки реализованными в объектах постоянного тока, А. В. Поссе много сил и времени затратил на создание и испытания макетных образцов преобразователей на запираемых вентилях, которые могли бы лечь в основу опытных образцов этой техники. Так, уже в конце 80-х годов им был предложен и в отделе постоянного тока НИИПТ изготовлен и успешно испытан многофазный компенсатор реактивной мощности с использованием GTO-тиристоров.

В начале 90-х годов А. В. Поссе разработал отвечающие всем положениям технические требования на самокоммутируемый обратимый преобразователь на полностью управляемых вентилях для замены комплектных высоковольтных преобразовательных устройств (КВПУ), которыми оснащена Выборгская вставка постоянного тока электропередачи Россия – Финляндия. Эти предложения опередили свое время, о чем

свидетельствует тот факт, что до сих пор в энергетике России не создано ни одного подобного преобразователя.

Давно замечено, что технические достижения устаревают гораздо быстрее, чем произведения искусства и литературы. Интеллектуалам-техникам достается гораздо меньше лавровых венков, чем их собратьям – гуманитариям. Тысячестраничному нерядовому роману потом посвящаются десятки тысяч страниц рецензий, воспоминаний, диссертаций. Имена авторов гуманитарных шедевров помнят многие последующие поколения. В технике, как правило, все заканчивается с уходом следующего поколения после ухода таланта.

Поэтому, завершая статью, хочется пожелать поколениям, идущим на смену поколению ученых, к которым принадлежал Андрей Владимирович Поссе, освоить их творческое наследие и продолжить его, взяв на вооружение их увлеченность и преданность делу, которому они посвятили всю свою жизнь, их целеустремленность и трудолюбие.

Список литературы

1. *Поссе А. В., Размадзе Ш. М.* Параллельная работа шестифазных выпрямительных установок с трансформаторами «звезда – две обратные звезды» и «треугольник – две обратные звезды» // Известия АН СССР. ОТН. Сер. Энергетика и транспорт. 1960. № 4.
2. А.с. 83475 СССР, МКИ 21 d², 12₀₂. Многофазный выпрямитель/ Поссе А. В., Шляпошников Б. М. Опубл. 01.01.1950.
3. А.с. 89291 СССР, МКИ 21 d², 12₀₃. Многофазный выпрямитель / Поссе А. В., Шляпошников Б. М. Опубл. 01.01.1950.
4. А.с. 114549 СССР, МКИ 21 d², 12₀₂. Двенадцатифазный мостовой выпрямитель / Поссе А. В. Опубл. 01.01.1958.
5. А.с. 136453 СССР, МКИ 21 d², 12₀₃. Компенсатор реактивной мощности / Поссе А. В. Опубл. 1961. Бюл. № 5.
6. Пименов В. П., Поссе А. В. Опрокидывание инвертора // Электричество. 1956. № 6.
7. Поссе А. В. Коммутационные процессы при работе трехфазной мостовой схемы в переходных режимах // Известия НИИПТ. 1957. № 1.
8. Пименов В. П., Поссе А. В. Опрокидывание инвертора // Известия НИИПТ. 1957. № 1.
9. Поссе А. В., Шляпошников Б. М. Работа ионных преобразователей при несинусоидальном напряжении переменного тока // Электричество. 1952. № 3.
10. Поссе А. В. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. – Л.: ЛО изд-ва «Энергия», 1973.
11. Поссе А. В. Коммутации тока в преобразователе с запираемыми вентилями при отрицательных углах регулирования // Известия РАН. Энергетика. 1993. № 1.
12. Поссе А. В. Регулирование активной и реактивной мощности инвертора напряжения // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 4.
13. Пат. РФ 2119712, МКИ H02 М 7/12, 7/19. Комбинированный вентиль тока / Балыбердин Л. Л., Бородич Д. В., Гуревич М. К., Поссе А. В., Шершнев Ю. А. Опубл. 27.09.1998. Бюл. № 27.

Balyberdin L. L.

Andrey Vladimirovich Posse as an innovator in the theory and practice of powerful valve converters (on the 100th anniversary of the birth).

A. V. Posse was an outstanding scientist, the theorist and practician simultaneously, the powerful generator of new ideas in converting engineering. He left the great scientific inheritance in monographs, articles, reports and inventions form. Development of power semiconductor electronics and its application to electric power industry, in particular, to HVDC transmissions and back-to-backs, in electrotransport and in industry fell on his lifetime. A. V. Posse's theoretical works on powerful converters opened a way to fast application of achievements of power electronics to the specified fields of engineering. As a good organizer and a scientific chief of large collectives of people, he made a significant personal contribution to creation many objects with application of converters.

Keywords: HVDC back-to-back, load frequency control, automatic generation control.

Памяти Анатолия Соломоновича Зеккеля



Анатолий Соломонович
Зекель
(1933–2014)

В ноябре 2014 года скончался выдающийся ученый, доктор технических наук, профессор Анатолий Соломонович Зекель.

Свой трудовой путь А. С. Зекель начал в 1955 году инженером каскада ташкентских ГЭС, куда был направлен после окончания Среднеазиатского политехнического института. Затем он работал в качестве руководителя групп Среднеазиатского отделения института «Энергосетьпроект» и ОДУ Средней Азии.

После окончания аспирантуры при Ленинградском политехническом институте и защиты диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук А. С. Зекель работал в Сибирском энергетическом институте АН СССР (старший научный сотрудник), а затем – в Ленинградском отделении института Гидро-проект (главный специалист).

В ОАО «НИИПТ» А. С. Зекель поступил на работу в 1974 году, пройдя по конкурсу на должность старшего научного сотрудника. В 1986 году он становится ведущим научным сотрудником, а в 1988 г. избирается заведующим научно-исследовательским отделом электроэнергетических систем, которым он успешно руководит до окончания своей трудовой деятельности.

А. С. Зекель являлся одним из ведущих специалистов в области устойчивости электроэнергетических систем, их автоматического регулирования и противоаварийного управления не только в России, но и за рубежом. Теоретические разработки Анатолия Соломоновича Зекеля легли в основу работ по созданию централизованных систем противоаварийной автоматики крупных энергосистем, разработке нового поколения устройств ликвидации асинхронного режима, которые были успешно завершены, и разработанные устройства были внедрены в энергосистемах.

С приходом А. С. Зекеля в НИИПТ в институте получило развитие направление исследований, связанное с различными аспектами проблемы регулирования возбуждения синхронных машин, которое после прихода в НИИПТ и возглавил Анатолий Соломонович. А. С. Зекель воспитал целую плеяду специалистов в области возбуждения синхронных генераторов. Работы А. С. Зекеля по этому направлению дали толчок к защите кандидатских диссертаций В. Л. Невельского (1973 г.), А. В. Черкасского (1981 г.), М. А. Эдлина (1983 г.), А. Х. Есиповича (1986 г.) и других. Анатолий Соломонович становится признанным авторитетом в этой области не только в России, но и за рубежом. В 1995–1997 годах он принимает участие в разработке совместно с бельгийскими и французскими коллегами программного обеспечения EUROSTAG, предназначенного для моделирования электромеханических переходных процессов. Идеи А. С. Зекеля, высказанные в ходе этой работы, до сих пор используются при выпуске новых версий этого программного обеспечения.

К тематике, которой в НИИПТ руководил А. С. Зекель, в той или иной мере относились и работы, связанные с исследованием режимов асинхронизированных синхронных

машин, устойчивости передачи постоянного тока при «слабом примыкании» к энергосистеме, анализом эффективности новых устройств компенсации реактивной мощности и несинхронного объединения энергосистем и др.

Научную деятельность А. С. Зеккеля отличали высокий теоретический уровень, практическая направленность, творческая активность. Большинство из научно-исследовательских работ, выполненных Анатолием Соломоновичем, базировались на единой методической основе, состоящей в широком применении развитого им энергетического подхода к анализу качества переходных процессов и синтеза законов управления объектами сложных электроэнергетических систем. Эта методическая разработка легла в основу его докторской диссертации, блестяще защищенной им в 1989 году. На основе разработанного энергетического подхода А. С. Зеккелем предложены новые высокоеффективные принципы и алгоритмы управления мощностью и возбуждением энергоагрегатов. Значительный вклад А. С. Зеккель внес в разработку принципов и программную реализацию эквивалентирования сложных энергосистем.

На основе теоретических разработок А. С. Зеккеля и при его непосредственном участии в НИИПТ была разработана специальная методика и программа для исследования и автоматизации выбора настроек регуляторов возбуждения для генераторов конкретных электростанций. Эта методика наряду с использованием физического моделирования по сей день обеспечивает возможность выполнения институтом большого объема работ по заказам производителей оборудования, наладочных и эксплуатационных организаций.

А. С. Зеккель опубликовал более 130 печатных трудов, он является автором 50 изобретений.

Светлая память о выдающемся ученом, светлом, открытом человеке Анатолии Соломоновиче Зеккеle навсегда сохранится в памяти всех, кто работал рядом с ним в НИИПТ, а опубликованные им работы и изобретения еще долгие годы будут использоваться в электроэнергетике.



Научно-технический центр Единой энергетической системы – многопрофильный электроэнергетический научный и инженерный центр Системного оператора, головная научная организация отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «Россети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РусГидро», ТГК, ОГК, АО-Энерго) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база:

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы:

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.
- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.

- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАПМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу «N – 1», Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъединений, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.

Участие в системах добровольной сертификации

Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»

В 2013 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации ОАО СО «ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Система добровольной сертификации Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс»

В 2011 г. в рамках реализации Соглашения о сотрудничестве Корпорации «ЕЭЭК» и ОАО «СО ЕЭС» в области технического регулирования в электроэнергетике ОАО «НТЦ ЕЭС» наделено в СДС Корпорации «ЕЭЭК» полномочиями экспертной организации, органа сертификации, испытательной лаборатории.

Область полномочий:

1. Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики.
2. Цифровые регистраторы (СМПР, РАС).
3. Системы регулирования (FACTS, АРВ, АРЧМ, САУМ, ГРАРМ, АРН, СУРЗА ВПТ и ППТ).
4. Системы режимного регулирования на базе силовой электроники.
5. Программное обеспечение расчета электроэнергетических режимов.
6. Автоматизированные системы управления (АСУ ТП, ССПИ, СОТИ, ТМ).
7. Техническая и проектная документация, НИОКР, технические требования.

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС» как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру и соискательство.

Обучение в аспирантуре ведется по научным специальностям:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



ОАО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) – дочернее общество ОАО «НПЦ ЕЭС».

Основные направления научно-технической деятельности:

1. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
2. Техника высоких напряжений (внешняя и внутренняя изоляция) и проектирование ВЛ постоянного и переменного тока.
3. Разработка, испытания и внедрение преобразовательных устройств.

Экспериментальная база:

- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Выполняемые работы:

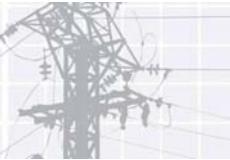
- Разработка вариантов выдачи мощности на постоянном токе от ГЭС, ПЭС, АЭС.
- Разработка методических рекомендаций по применению в ЕЭС России устройств для управляемых электропередач переменного тока и ограничения токов короткого замыкания, ВПТ и ППТ.
- Исследование возможности применения многомодульных ВПТ для ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах с высокой плотностью генерации и нагрузки.
- Сопровождение проектирования и проектирование объектов постоянного тока.
- Сопровождение эксплуатации мощных высоковольтных преобразовательных подстанций (ВПТ и ППТ) с целью повышения их энергоэффективности, надежности и расширения функциональных возможностей (реверс, увеличение мощности, реконструкция, улучшение качества электроэнергии и др.).
- Анализ качества электроэнергии и разработка мероприятий по ограничению гармоник тока и напряжения в энергосистемах.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.
- Разработка проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.

- Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.
- Технико-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
- Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
- Анализ опыта эксплуатации и разработка рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
- Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
- Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
- Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
- Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработка рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
- Выбор и оптимизация средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
- Диагностика в условиях эксплуатации и оценка остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.



РМЭФ
Российский Международный
Энергетический Форум

19–22 мая 2015
Санкт-Петербург



В конгрессно-выставочном центре «Экспофорум» энергетики обсудили проблемы и перспективы отрасли

С 19 по 22 мая более 250 компаний, среди которых производители, поставщики оборудования и услуг для энергетической отрасли, приняли участие в III Российском международном энергетическом форуме и XXII Международной специализированной выставке «Энергетика и Электротехника», которые ежегодно посещают порядка 9 тысяч человек.

Открывая Форум, директор Департамента государственной энергетической политики Министерства энергетики РФ Алексей Кулапин отметил, что на сегодняшний день топливно-энергетический комплекс является бюджетно-образующей отраслью и формирует 53 % дохода в бюджет России: «В этом ключе Форум – важное отраслевое событие, где демонстрируются инновационные разработки и передовые технологии крупнейших отраслевых предприятий России и мира, также он является эффективной площадкой для обсуждения самых актуальных проблем энергетики».

За четыре дня работы прошло 32 деловых мероприятия: конференции, круглые столы, бизнес-встречи, семинары и презентации ведущих производителей и поставщиков электроэнергетического оборудования, в которых приняли участие более 150 ведущих экспертов отрасли.

Ключевым событием Форума стало *плenарное заседание «Энергетика России на современном этапе – время новых решений»*, где специалисты обсудили разработку и внедрение инновационного оборудования российского производства.

Крупнейшая отраслевая международная выставка «Энергетика и Электротехника» представила на площади 13 000 кв. метров новинки энергетического рынка от ведущих компаний России, Белоруссии, Германия, Индии, Италии, Китая, Турции, Польши, Украины и Чехии.

Особое внимание получила специальная экспозиция выставки – площадка для демонстрации импортозамещающей продукции «Зона импортозамещения».

По оценкам специалистов, Форум уже зарекомендовал себя как базис для налаживания партнерских отношений. В Центре деловых контактов прошло более 150 бизнес-встреч между производителями инновационной продукции и энергетическими, генерирующими компаниями из России, Финляндии, Эстонии, Южной Кореи, Польши, Индии, Словении.

При поддержке Минэнерго в рамках РМЭФ состоялось торжественное награждение лауреатов и победителей Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли.

Также прошла церемония награждения лауреатов национальной отраслевой премии «Путь инноваций».

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, межстрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля.

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, В, 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 jpg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоизображений, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. **Список литературы** приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте: <http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Представленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru

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, защищенных
авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные 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 опублико-
вания в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала, я передаю редакции право на ее опубликова-
ние и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские
права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «___» 20___ г.

Ф. И. О. _____

Ученая степень _____

Ученое звание _____

Место работы _____

Адрес служебный _____

Тел. служебный _____

Адрес домашний _____

Тел. домашний _____

E-mail _____

**ИЗВЕСТИЯ НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

Оригинал-макет выполнен
в ООО «Издательство ДЕАН»

Редактор

A. B. Деревянко

Верстка

M. B. Шкиртиль

Корректура

C. П. Минин

B. H. Эйхман

ОТДЕЛ ПО РАБОТЕ С АВТОРАМИ

191119, Санкт-Петербург, ул. Константина Заслонова, 17

Тел. (812) 712-27-40

E-mail: glavred@deanbook.ru

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ОТДЕЛ

191119, Санкт-Петербург, ул. Воронежская, 5, оф. 122

Тел. (812) 438-28-47

E-mail: izdat@deanbook.ru

www.deanbook.ru

Подписано в печать 08.06.2015. Формат 70×108¹/₁₆

Печать офсетная. Гарнитура «Times New Roman». Объем 12,5 п. л.

Тираж 300 экз. Заказ №

Отпечатано с готового оригинал-макета на полиграфической базе Издательства СПбГЭУ
191023, Санкт-Петербург, ул. Садовая, д. 21.